

**А. И. Ипатов, М. И. Кременецкий**

---

**ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ  
И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ  
КОНТРОЛЬ РАЗРАБОТКИ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
УГЛЕВОДОРОДОВ**

---

---

---

**Москва**

**2006**



А. И. Ипатов, М. И. Кременецкий

# ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ



Москва

2006



**Ипатов А.И., Кременецкий М.И.**

Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. – М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006. – 780 с.

В книге, которая, по замыслу авторов, должна была стать одновременно и учебником, и монографией, даны основы современного промыслового и геофизического комплексного контроля разработки нефтяных и газовых месторождений, подробно рассмотрены вопросы теории, обработки и применения гидродинамических, геофизических и промыслово-технологических методов исследования эксплуатируемого фонда скважин, обоснованы методические критерии организации добывающими компаниями системы контроля разработки, приводится необходимая для планирования и комплексной интерпретации исследований справочная информация, представлены разработанные авторами технологии автоматизированного анализа и применения результатов системных скважинных исследований при создании цифровых динамических моделей залежей и подготовке проектных документов по разработке месторождений нефти и газа.

Настоящая книга содержит четыре раздела, каждый из которых во многом раскрывает предмет учебных специальных курсов, читавшихся последние годы авторами на кафедре ГИС в РГУ нефти и газа им. Губкина И.М. для студентов по специализации промысловых и геофизических методов контроля разработки месторождений нефти и газа.

Авторы надеются, что настоящая книга заинтересует широкий круг специалистов в области промысловых, гидродинамических и промыслово-геофизических исследований скважин, промысловых геологов и разработчиков, специалистов по геомоделированию и проектированию разработки месторождений нефти и газа.

*Текст дается в авторской редакции*

**Р е ц е н з е н т ы:**

Каневская Р.Д., академик РАН, д.т.н., нач.отдела ОАО СИБНЕФТЬ  
Черноглазов В.Н., доцент, к.г.-м.н., РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина

**ISBN 5-93972-474-4**

© А. И. Ипатов, 2005  
© М. И. Кременецкий, 2005  
© Оформление, Линор, 2005  
© Научно-издательский центр «Регулярная  
и хаотическая динамика», 2005



## ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие .....	13
Введение.....	14
Условные обозначения .....	21
РАЗДЕЛ I. ОСНОВЫ ПРОМЫСЛОВОГО, ГЕОФИЗИЧЕСКОГО И ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
<b>Глава 1. Объекты и задачи промыслово-геофизического контроля .....</b>	<b>30</b>
1.1. Особенности объектов контроля .....	30
1.1.1. Эксплуатационные скважины .....	32
1.1.1.1. Классификация скважин .....	32
1.1.1.2. Влияние условий измерения.....	34
1.1.1.3. Ограничение водопритоков в скважинах.....	37
1.1.1.4. Управление профилем закачки дифференцированным вскрытием пластов (совместно с Васильевым А.Н.) .....	37
1.1.2. Эксплуатируемые продуктивные пласты.....	39
1.1.3. Разрабатываемые газовые и нефтяные залежи.....	42
1.1.3.1. Многопластовые газовые месторождения .....	47
1.1.3.2. Нефтяные месторождения .....	47
1.1.3.3. Нефтегазовые месторождения.....	48
1.1.4. Подземные хранилища газа .....	49
1.1.5. Объекты системного контроля при геомониторинге разработки месторождений.....	51
1.2. Задачи методов и технологий промыслово-геофизического контроля.....	57
1.2.1. Задачи промыслового контроля .....	61
1.2.1.1. Изучаемые параметры.....	61
1.2.1.2. Организация промысловых исследований.....	62
1.2.2. Задачи промыслово-геофизических исследований при контроле разработки.....	63
1.2.2.1. Изучаемые параметры.....	63
1.2.2.2. Организация исследований скважин .....	65
1.2.3. Задачи гидродинамических исследований ГИС-контроля.....	65
1.2.3.1. Изучаемые гидродинамические параметры пласта .....	65
1.2.3.2. Организация гидродинамических исследований скважин.....	68
1.2.4. Задачи динамической петрофизики.....	69
1.2.4.1. Особенности процессов вытеснения углеводородов .....	69
1.2.4.2. Контроль выработки при вытеснении нефти и газа закачиваемой водой .....	72
1.2.4.3. Комплексные оценки коэффициентов вытеснения и относительных фазовых проницаемостей.....	75
1.3. Новые задачи, возможности, приоритеты промыслово-геофизического контроля .....	78
1.3.1. Тенденции развития.....	78
1.3.2. Новые задачи и возможности .....	79
1.3.3. Новые приоритеты.....	82
1.3.4. Дальнейшие перспективы развития .....	87
Литература к главе 1 .....	87
<b>Глава 2. Основы методов промыслового и геофизического контроля.....</b>	<b>89</b>
2.1. Специфика промыслово-геофизического контроля как информационно-измерительной системы .....	89
2.2. Состав и структура системы промыслово-геофизического контроля.....	90
2.3. Классификация методов контроля .....	92
2.4. Методы промыслового контроля .....	95
2.4.1. Промысловые исследования.....	95
2.4.2. Методы оперативных технологических исследований .....	97
2.5. Методы геофизического контроля.....	100



2.5.1. Методы геофизических исследований открытого ствола .....	100
2.5.1.1. Электрические и электромагнитные методы .....	100
2.5.1.2. Метод ядерно-магнитного резонанса .....	102
2.5.1.3. Пластовые микросканеры .....	105
2.5.1.4. Гамма-метод .....	105
2.5.1.5. Спектрометрический гамма метод .....	107
2.5.2. Методы изучения «приток-состава» в обсаженной скважине .....	107
2.5.2.1. Общая характеристика комплекса методов .....	107
2.5.2.2. Расходомерия механическая .....	108
2.5.2.3. Расходомерия термокондуктивная .....	111
2.5.2.4. Барометрия .....	112
2.5.2.5. Термометрия .....	113
2.5.2.6. Влагометрия дизелькометрическая .....	115
2.5.2.7. Гамма-гамма плотностеметрия .....	117
2.5.2.8. Резистивиметрия .....	118
2.5.2.9. Светооптические анализаторы содержания газа .....	119
2.5.2.10. Пассивная низкочастотная акустическая шумометрия .....	120
2.5.2.11. Пассивная низкочастотная электромагнитная шумометрия .....	121
2.5.2.12. Спектральная шумометрия сигналов акустической и электромагнитной эмиссии .....	122
2.5.2.13. Нейтронный активационный метод по кислороду .....	122
2.5.2.14. Особенности зарубежных комплексов «PLT» и многотатчиковых систем .....	123
2.5.3. Методы исследований для оценки текущего насыщения пластов в обсаженных скважинах .....	126
2.5.3.1. Нейтронные методы .....	126
2.5.3.2. Волновая широкополосная акустика .....	127
2.5.3.3. Поляризационный акустический каротаж .....	129
2.5.3.4. Исследования скважин, обсаженных стеклопластиковой колонной .....	130
2.5.3.5. Измерения удельного электрического сопротивления в обсаженных скважинах .....	132
2.5.3.6. Комплексирование методов оценки текущей насыщенности в современном аппаратном обеспечении .....	134
2.5.4. Методы изучения технического состояния скважин (совместно с Малевым А.Н.) .....	135
2.5.4.1. Инклинометрия скважин .....	136
2.5.4.2. Профилеметрия скважин .....	138
2.5.4.3. Акустические методы оценки ТС .....	139
2.5.4.4. Метод электромагнитной локации муфт .....	142
2.5.4.5. Скважинная дефектоскопия и толщинометрия .....	143
2.5.4.6. Гамма-гамма толщинометрия .....	145
2.5.4.7. Гамма-гамма цементометрия .....	145
2.5.4.8. Другие методы оценки технического состояния скважин .....	146
2.5.5. Гидродинамические методы изучения фильтрационно-емкостных свойств пластов .....	147
2.5.5.1. Базовые исследования .....	148
2.5.5.2. Экспресс исследования .....	150
2.5.5.3. Регистрация кривых стабилизации давления .....	151
2.5.5.4. Регистрация кривых восстановления давления .....	151
2.5.5.5. Исследования методом падения давления .....	152
2.5.5.6. Исследования методом индикаторной диаграммы .....	152
2.5.5.7. Исследования методом восстановления уровня .....	152
2.5.5.8. Регистрация непрерывных кривых изменения давления и дебита во времени при произвольном изменении дебита .....	153
2.5.5.9. Комплексные циклические гидродинамические исследования .....	154
2.5.5.10. Комплексные исследования при опробовании с применением испытателей пластов на трубах и кабеле .....	154
2.5.5.11. Исследования методом гидропрослушивания .....	156
2.5.6. Флуктуационный метод определения расходных фазовых параметров .....	157
2.5.6.1. Возможности применения флуктуационных технологий на скважинах .....	157
2.5.6.2. Применение низкочастотных флуктуационных измерений в газовых скважинах, работающих в пульсирующем режиме .....	159
2.5.6.3. Анализ флуктуаций на кривых ГИС с целью оценки насыщения пластов .....	160
Литература к главе 2 .....	160



## РАЗДЕЛ II. ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА ПРОМЫСЛОВОГО И ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

<b>Глава 3. Системный промыслово-геофизический контроль и его комплексирование</b>	<b>165</b>
3.1. Понятие системного контроля	165
3.2. Этапность и периодичность исследований, их комплексирование	167
3.3. Решение задач системного контроля с помощью комплексных исследований	182
3.3.1. Обеспечение оценок выработки запасов и их подтверждаемости	183
3.3.2. Обеспечение оценок работающих толщин, состава и профиля притока, приемистости	184
3.3.3. Обеспечение оценок заколонных межпластовых перетоков	185
3.3.4. Обеспечение оценок фильтрационно-емкостных свойств и энергетики пласта	186
3.4. Планирование и организация системы мониторинга разработки месторождения	186
Литература к главе 3	191
<b>Глава 4. Технологии промыслово-геофизического контроля</b>	<b>192</b>
4.1. Задачи исследований	192
4.2. Условия проведения исследований как основной фактор результативности	196
4.3. Способы измерений	198
4.4. Технологии геофизических исследований скважин	199
4.5. Технологии гидродинамических исследований пластов и скважин	200
4.5.1. Технология исследований методом стабилизации давления	200
4.5.2. Технология исследований методом восстановления давления	201
4.5.3. Технология исследований методом падения давления	202
4.5.4. Технология исследований методом индикаторной диаграммы	203
4.5.5. Технология исследований методом восстановления уровня	204
4.5.6. Технология регистрации непрерывных кривых изменения давления и дебита во времени при произвольном изменении дебита	205
4.5.7. Технология комплексных циклических исследований	206
4.5.8. Комплексные исследования при испытаниях пласта с применением опробователей, включая зарубежные комплексы «RFT», «MDT»	207
4.5.8.1. Компоновка подземного оборудования при испытании пластов на бурительных трубах	207
4.5.8.2. Технология проведения испытаний пластов на бурительных трубах	209
4.5.8.3. Особенности устройства и технология использования опробователей пластов на кабеле	210
4.5.9. Комплексные технологии при освоении скважин способами компрессирования, свабиrowание	214
4.5.10. Исследования методом гидропрослушивания	216
4.6. Комплексные технологии промыслово-геофизических и гидродинамических исследований	217
4.6.1. Общая характеристика используемых технологий	217
4.6.2. Специальные технологии мониторинга состояния объектов при сложных условиях эксплуатации	219
4.6.3. Специальные технологии непрерывных измерений по стволу	224
4.7. Технологии промыслового контроля	229
Литература к главе 4	232
<b>Глава 5. Технологии изучения межскважинного пространства (совместно с Залетовой Д.В.)</b>	<b>233</b>
5.1. Промысловый и геофизический контроль при изучении межскважинного пространства	233
5.1.1. Постановка задачи	233
5.1.2. Сейсмические методы исследования межскважинного пространства	234
5.1.2.1. Сейсмические исследования с применением технологии 3D	234
5.1.2.2. Вертикальное сейсмическое профилирование	235
5.1.2.3. Межскважинное сейсмическое прозвучивание	238
5.1.2.4. Сейсмо-акустический мониторинг (совместно с Рыжковым В.И.)	239
5.1.3. Использование результатов промыслово-геофизических исследований	240
5.1.4. Гидродинамические исследования скважин в процессе разработки нефтяных месторождений	241
5.1.5. Промысловые исследования по трассированию фильтрационных потоков с помощью индикаторных веществ	241
5.1.5.1. Индикаторные вещества	243
5.1.5.2. Интерпретация результатов метода трассирования	244



5.1.6. Методика комплексного изучения межскважинного пространства в процессе разработки месторождений.....	248
5.2. Причина высоких скоростей фильтрационных потоков при трассировании межскважинного пространства индикаторами .....	249
Литература к главе 5 .....	255

### РАЗДЕЛ III. ТЕОРИЯ ПРОЦЕССОВ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

<b>Глава 6. Физические свойства пластовых систем.....</b>	<b>257</b>
6.1. Физические свойства пластовых флюидов .....	257
6.1.1. Нефти и природные газы .....	257
6.1.2. Классификация залежей углеводородов по фазовому состоянию .....	258
6.1.3. Основные характеристики пластовых углеводородов как термодинамических систем .....	258
6.1.4. Основные уравнения термодинамики .....	260
6.1.5. Термодинамические процессы .....	261
6.1.6. Фазовые диаграммы .....	263
6.1.7. Методы исследования и основные физические характеристики многокомпонентных смесей .....	265
6.1.7.1. Нефтяные смеси .....	265
6.1.7.2. Газоконденсатные смеси.....	267
6.2. Фильтрационные и емкостные характеристики коллекторов.....	268
6.2.1. Емкостные характеристики коллекторов .....	268
6.2.2. Проницаемость коллекторов .....	269
6.2.3. Капиллярные свойства .....	271
6.2.4. Удельная поверхность .....	272
6.2.5. Взаимосвязь проницаемости и пористости.....	273
6.2.6. Упругие свойства коллекторов .....	277
Литература к главе 6 .....	279
<b>Глава 7. Теория процессов промыслово-геофизических исследований.....</b>	<b>280</b>
7.1. Условия исследований и их основные количественные характеристики .....	280
7.2. Базовые методы оценки «приток-состава», основные информативные эффекты .....	286
7.2.1. Расходомерия механическая .....	287
7.2.2. Расходомерия термокондуктивная .....	288
7.2.3. Термометрия.....	289
7.2.4. Барометрия .....	295
7.2.5. Информативные возможности барометрии в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах .....	298
7.2.6. Гамма-гамма плотностеметрия .....	299
7.3. Индикаторные методы оценки «приток-состава», основные информативные эффекты .....	300
7.3.1. Влажометрия дизькометрическая .....	300
7.3.2. Резистивиметрия индукционная .....	300
7.4. Методы оценки текущего насыщения пластов в обсаженных скважинах, основные информативные эффекты .....	301
7.4.1. Нейтронные методы .....	301
7.4.2. Стационарный нейтрон-нейтронный метод.....	303
7.4.3. Стационарный нейтронный гамма-метод .....	304
7.4.4. Импульсный спектрометрический нейтронный гамма-метод («C/O–картаж»).....	305
7.4.5. Импульсный нейтрон-нейтронный метод.....	306
7.5. Методы изучения работающих толщин дренируемого пласта путем спектрального анализа высокочастотных сигналов акустической и электромагнитной эмиссии.....	307
7.5.1. Возникновение полей шумовой эмиссии при движении флюидов в пластах и скважинах .....	309
7.5.1.1. Связь эффективных размеров пор и параметров фильтрации с амплитудно-частотными спектрами сигналов эмиссии.....	311
7.5.1.2. Математическая модель процессов фильтрации и связь результатов моделирования с акустическими измерениями амплитудно-частотных спектров на образцах кернов (совместно с Ипатовым С.И., Городновым А.В.).....	312

7.5.1.3. Сравнение результатов численного моделирования с экспериментальными данными (совместно с Ипатовым С.И.).....	315
7.5.1.4. Электромагнитные эффекты, подтверждающие аналогию физических процессов у электро-магнитных полей с изученными акустическими явлениями (совместно с Шумейко А.Э.).....	316
7.5.2. Экспериментальное подтверждение моделируемых эмиссионных эффектов (совместно с Петровым Л.П.).....	319
7.5.2.1. Основные результаты физического моделирования.....	320
7.5.3. Оценка заколонных перетоков методами шумовой эмиссии.....	324
7.5.4. Результаты математического и физического моделирования процессов образования акустической и электромагнитной эмиссии в породах.....	327
Литература к главе 7.....	328
<b>Глава 8. Информативность промыслово-геофизических исследований.....</b>	<b>330</b>
8.1. Неработающие скважины.....	330
8.2. Скважины, работающие в стабильном режиме.....	332
8.3. Эксплуатационные скважины, работающие в нестационарном режиме.....	344
8.3.1. Общая характеристика режима.....	344
8.3.2. Результативность в режиме вызова притока компрессированием или свабированием.....	345
8.3.3. Возможности активных технологий нестационарной термометрии в компрессорируемых скважинах.....	347
8.4. Эксплуатационные скважины, работающие в циклическом режиме.....	350
8.5. Строящиеся скважины.....	352
8.6. Эксплуатационные скважины с горизонтальным стволом.....	355
8.7. Скважины, находящиеся в ремонте или при интенсификации притока.....	357
Литература к главе 8.....	359
<b>Глава 9. Теория процессов и информативность гидродинамических исследований скважин.....</b>	<b>360</b>
9.1. Гидродинамические характеристики скважины и пласта.....	360
9.2. Уравнение фильтрации флюидов в пористой среде.....	361
9.3. Режимы течения флюида в пласте.....	362
9.3.1. Радиальный режим.....	362
9.3.2. Режимы течения, отличные от радиального.....	363
9.4. Условия работы скважины со стабильным расходом.....	364
9.4.1. Радиальный режим.....	364
9.4.2. Режимы, отличные от радиального.....	366
9.5. Скин-фактор.....	368
9.5.1. Определение и физический смысл скин-фактора.....	368
9.5.2. Количественная оценка скин-фактора для радиального режима.....	371
9.6. Индикаторные диаграммы.....	373
9.7. Условия пуска скважины в работу со стабильным расходом.....	375
9.7.1. Радиальный режим течения флюида в пласте.....	375
9.7.2. Режимы течения, отличные от радиального.....	376
9.8. Условия остановленной скважины.....	377
9.8.1. Радиальный режим.....	377
9.8.2. Режимы течения, отличные от радиального.....	379
9.9. Условия циклично работающей скважины.....	380
9.9.1. Радиальный режим.....	380
9.9.2. Режимы течения, отличные от радиального.....	381
9.10. Условия переменного дебита.....	381
9.11. Понятие об эффекте влияния ствола скважины.....	382
9.12. Графическое представление кривых давления.....	385
9.13. Поле давления в пласте, осложненном трещиной гидроразрыва.....	387
9.14. Поле давления в пласте, вскрытом горизонтальной скважиной.....	390
9.15. Поле давления в пласте сложной геометрии.....	392
9.16. Поле давления в резервуаре сложного строения.....	395
9.16.1. Модель двойной пористости.....	395
9.16.2. Модель двойной проницаемости.....	397
9.16.3. Композитные модели.....	399
9.17. Поле давления в межскважинном пространстве.....	399

9.18. Поле давления в условиях длительной выработки запасов .....	401
Литература к главе 9 .....	409

## РАЗДЕЛ IV. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ И АНАЛИЗ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

<b>Глава 10. Интерпретация результатов промыслово-геофизического контроля .....</b>	<b>412</b>
10.1. Сущность, цели и этапы интерпретации .....	412
10.1.1. Стандартные классификации интерпретации .....	412
10.1.2. Новая классификация интерпретации .....	414
10.2. Роль параметрической интерпретации в системе промыслово-геофизического контроля .....	419
10.2.1. Решение прямой и обратной задач, обоснование интерпретационных параметров .....	419
10.2.1.1. Построение интерпретационной модели .....	421
10.2.1.2. Решение обратной задачи и построение алгоритма интерпретации .....	421
10.2.2. Параметры физических полей как средства описания условий проведения геофизических исследований .....	423
10.3. Роль целевой интерпретации в системе промыслово-геофизического контроля .....	423
Литература к главе 10 .....	427
<b>Глава 11. Параметрическая интерпретация результатов промыслово-геофизических исследований .....</b>	<b>428</b>
11.1. Задачи параметрической интерпретации .....	428
11.2. Интегральные и интервальные расходные характеристики стабильного однофазного потока .....	429
11.2.1. Расходные характеристики по механической расходомерии .....	429
11.2.2. Расходные характеристики по термокондуктивной расходомерии .....	432
11.2.3. Расходные характеристики по термограммам вне интервалов притока (поглощения) .....	433
11.2.3.1. Работа скважины со стабильным расходом .....	433
11.2.3.2. Монотонное изменение расхода скважины .....	436
11.2.3.3. Немонотонное изменение дебита притекающего флюида .....	436
11.2.3.4. Изменение температуры поступающего в ствол флюида .....	437
11.2.4. Расходные характеристики потока флюида в стволе по термограммам в интервалах притока .....	438
11.3. Динамические характеристики интервала, работающего газожидкостной смесью на квазистационарных режимах отбора .....	439
11.3.1. Основные закономерности тепломассопереноса в скважине в интервалах притока .....	439
11.3.2. Системы уравнений .....	439
11.3.3. Индикаторные диаграммы .....	441
11.3.3.1. Стандартная обработка результатов расхода-барометрии .....	441
11.3.3.2. Обработка результатов расхода-баро-термометрии по уравнениям дросселирования .....	442
11.3.3.3. Обработка результатов термометрии по уравнениям калориметрического смешивания и дросселирования .....	443
11.3.3.4. Обработка результатов термометрии по уравнениям калориметрического смешивания, дросселирования и притока .....	444
11.4. Характеристики состава многофазного потока .....	445
11.4.1. Оценки по данным дизькометрической влагометрии .....	445
11.4.2. Оценки по данным плотностеметрии .....	446
11.4.3. Оценки по данным барометрии .....	446
11.4.4. Оценки по барометрии (или плотностеметрии) и влагометрии .....	447
11.4.4.1. Интерпретация результатов измерений при статическом режиме .....	447
11.4.4.2. Интерпретация результатов измерений при динамическом режиме .....	447
11.4.4.3. Информативность комплекса методов барометрии и влагометрии .....	450
11.4.5. Оценки по данным резистивиметрии .....	450
11.4.6. Оценки по нейтронным методам .....	451
11.4.7. Косвенные характеристики состава методами оценки притока .....	451
11.5. Интегральные и интервальные расходные характеристики многофазного потока (стабильно работающие скважины) .....	452
11.5.1. Способы и информативность изучения расходных характеристик .....	452
11.5.2. Интегральные расходные характеристики по барометрии и устьевым замерам .....	454
11.5.2.1. Постановка задачи .....	454



11.5.2.2. Оценка критерия минимального выноса жидкости с забоя .....	457
11.5.3. Фазовые расходные характеристики стабильного многокомпонентного потока по комплексу методов оценки «приток-состава» .....	458
11.5.3.1. Определение глубинных профилей истинных и расходных параметров двухфазного потока .....	458
11.5.3.2. Определение глубинных профилей истинных и расходных параметров трехфазного (трехкомпонентного) потока .....	467
11.6. Динамические параметры пласта .....	471
11.7. Оценка параметров продуктивных пластов нейтронными методами (совместно с Марьенко Н.Н.) .....	471
11.7.1. Определение нейтронной пористости .....	472
11.7.2. Определение насыщения продуктивных пластов .....	473
11.7.2.1. Определение насыщения по результатам стационарных нейтронных методов .....	473
11.7.2.2. Определение насыщения по результатам импульсного нейтронного каротажа .....	475
11.7.2.3. Оценка коэффициентов газонасыщенности пластов-коллекторов по данным однократного замера стационарной модификацией нейтронного метода .....	477
11.7.2.4. Оценка насыщения пластов-коллекторов и выявление интервалов обводнения по данным повторных замеров нейтронными методами .....	478
11.7.2.5. Масштабирование шкалы газонасыщенности нейтронных методов по данным электрометрии .....	482
11.7.3. Методика учета влияния скважины на показания нейтронного каротажа .....	484
11.8. Геометрические параметры элементов конструкции .....	486
11.9. Технологические параметры работы скважины и подземного оборудования .....	487
Литература к главе 11 .....	487
<b>Глава 12. Параметрическая интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин .....</b>	<b>489</b>
12.1. Принципы обработки и интерпретации .....	489
12.2. Достоверность оценки пластового давления .....	491
12.3. Оценка коэффициента продуктивности и пластового давления в стабильно работающих скважинах .....	492
12.3.1. Работа скважины жидкостью .....	492
12.3.2. Работа скважины газом .....	494
12.4. Оценка фильтрационно-емкостных параметров и строения пласта на основе изучения переходных процессов в стабильно работающих скважинах .....	494
12.4.1. Обработка кривых восстановления давления .....	494
12.4.1.1. Особенности интерпретации результатов при радиальном режиме фильтрации .....	495
12.4.1.2. Особенности интерпретации результатов при нерадиальных режимах фильтрации .....	499
12.4.2. Обработка кривых стабилизации давления .....	500
12.4.3. Обработка кривых падения давления .....	500
12.4.4. Обработка результатов циклических гидродинамических исследований .....	501
12.5. Оценка расходных параметров пластов в скважинах с динамическим уровнем .....	502
12.5.1. Особенности исследований скважин с динамическим уровнем .....	502
12.5.2. Связь значений давления и дебита в скважинах с динамическим уровнем .....	503
12.5.3. Экспресс оценка дебитов и давлений по замерам динамического уровня .....	504
12.5.4. Экспресс оценка давлений по замерам динамического уровня .....	505
12.5.5. Экспресс оценка дебитов по темпу изменения забойного давления во времени .....	506
12.5.6. Оценка расходной плотности по кривым изменения во времени забойного давления и динамического уровня .....	506
12.5.7. Оценка коэффициента продуктивности и пластового давления по кривым изменения во времени дебита и забойного давления .....	507
12.5.7.1. Метод псевдоиндикаторной (Яковлева) .....	507
12.5.7.2. Метод Муравьева-Крылова .....	509
12.5.7.3. Метод Маскета .....	509
12.6. Оценка фильтрационных параметров пластов в скважинах с динамическим уровнем .....	510
12.6.1. Основные способы обработки и интерпретации гидродинамических исследований .....	510
12.6.2. Учет переменного дебита методом деконволюции .....	511
12.6.3. Совместная обработка кривых давления и дебита методом линейной анаморфозы .....	512

12.6.4. Совместная обработка кривых давления и дебита методом совмещения .....	514
12.6.5. Информативные возможности интерпретации скважин с нестабильным дебитом .....	516
12.7. Оценки, выполняемые на основе кривых падения дебита .....	517
12.7.1. Интерпретация кривых изменения дебита .....	518
12.7.2. Интерпретация кривых изменения давления и дебита .....	521
12.8. Оценка фильтрационных параметров пластов по результатам гидропрослушивания .....	524
12.8.1. Методы экспресс-обработки результатов гидропрослушивания .....	524
12.8.1.1. Методы характерных точек .....	525
12.8.1.2 Методы интервальной обработки .....	526
12.8.2. Методы базовой обработки результатов гидропрослушивания .....	528
Литература к главе 12 .....	528
<b>Глава 13. Целевая интерпретация результатов промыслово-геофизических исследований</b> .....	<b>530</b>
13.1. Задачи целевой интерпретации .....	530
13.2. Изучение процесса выработки (обводнения) продуктивного пласта .....	530
13.3. Изучение технологического режима эксплуатации системы «скважина-пласт» .....	534
13.3.1. Общая характеристика возможностей геофизического контроля .....	534
13.3.2. Выявление работающих пластов при однофазном заполнении скважины .....	539
13.3.3. Уточнение подошвы работающего пласта при изменении режима эксплуатации скважины .....	540
13.3.4. Уточнение границ работающего пласта при переводе скважины на режим малого отбора .....	541
13.3.5. Выявление притока из газоносных пластов при наличии жидкости в стволе скважины .....	543
13.3.6. Выявление поступления воды в ствол газовой скважины .....	545
13.3.7. Определение работающей толщины пласта .....	547
13.3.8. Изучение текущих энергетических и добычных возможностей продуктивных пластов и скважин .....	552
13.4. Обоснование параметров оптимального режима работы скважины .....	553
13.4.1. Анализ результатов освоения .....	553
13.4.2. Оптимальный режим эксплуатации стабильно работающих добывающих скважин .....	555
13.5. Изучение межпластовых внутриколонных перетоков .....	560
13.6. Изучение текущего технического состояния скважины ( <i>совместно с Малевым А.Н.</i> ) .....	564
13.6.1. Контроль технического состояния скважины на разных этапах .....	564
13.6.2. Оценка технического состояния скважин в статических условиях .....	567
13.6.2.1. Общая характеристика возможностей геофизических методов .....	567
13.6.2.2. Уточнение геометрических характеристик скважины, состояния обсадных колонн и подземного оборудования .....	568
13.6.2.3. Оценка состояния цементного камня .....	570
13.6.3. Оценки технического состояния при динамических условиях .....	572
13.7. Контроль перетоков и утечек из объекта разработки по негерметичному заколонному пространству .....	575
13.7.1. Информативность геофизического комплекса .....	575
13.7.2. Неработающие скважины .....	576
13.7.3. Действующие скважины, интервал ниже работающих пластов .....	577
13.7.4. Действующие скважины, интервал выше работающих пластов .....	579
13.7.5. Изучение заколонных перетоков по комплексу промыслово-геофизических и гидродинамических исследований ( <i>совместно с Гуляевым Д.Н.</i> ) .....	582
13.7.6. Использование нестационарной термометрии для изучения заколонных перетоков газа в скважинах подземных хранилищ газа ( <i>совместно с Кульгавым И.А.</i> ) .....	585
13.7.6.1. Остановка стабильно работающих скважин .....	585
13.7.6.2. Пуск или изменение режима работы скважин .....	589
13.7.6.3. Информативность количественной интерпретации термограмм .....	590
13.7.6.4. Интерпретация результатов исследования скважин .....	591
13.7.6.5. Достоверность количественной оценки расхода перетока .....	593
13.8. Изучение работы пластов и скважин по спектрам шумов акустической и электромагнитной эмиссии ( <i>совместно со Скопинцевым С.П.</i> ) .....	594
13.8.1. Выявление дренируемых и обводненных толщин .....	594
13.8.2. Обнаружение высокопроводящих каналов в зонах залегания плотных прослоев в пласте-коллекторе .....	598
13.8.3. Оценка работы пластов в условиях многопластовости нефтяной залежи .....	601

13.8.3.1. Определение характера работы пластов в малодебитной скважине .....	601
13.8.3.2. Определение характера работающих на приток толщин пласта .....	603
13.8.3.3. Выявление работы пласта через негерметичность колонны.....	605
13.8.4. Учет влияния ствола скважины и измерения шумов эмиссии через металлический экран .....	607
13.8.5. Итоги апробации методов спектральной шумометрии .....	609
13.8.6. Определение притоков воды в ствол по низкочастотным электромагнитным шумам .....	610
13.9. Контроль эффективности мероприятий по ремонту скважин и интенсификации добычи ( <i>совместно с Гуляевым Д.Н.</i> ).....	611
13.9.1. Информационное обеспечение гидроразрыва пласта.....	613
13.9.2. Контроль качества гидроразрыва пласта .....	615
13.9.3. Примеры контроля результатов интенсификации добычи .....	616
13.10. Контроль состояния горизонтальных скважин .....	620
13.10.1. Профильные ПГИ в горизонтальной части ствола ( <i>совместно с Лопатиным А.Ю.</i> ).....	620
13.10.2. Интегральные оценки продуктивности эксплуатируемого объекта .....	624
13.11. Особенности исследования скважин при вызове притока струйными аппаратами .....	627
Литература к главе 13 .....	629
<b>Глава 14. Программное обеспечение промыслово-геофизического контроля.....</b>	<b>631</b>
14.1. Роль и основные тенденции развития систем автоматизированной интерпретации .....	631
14.2. Программное обеспечение промыслово-геофизических исследований .....	633
14.2.1. Общая характеристика программных средств.....	634
14.2.2. Импорт результатов.....	642
14.2.3. Визуализация и обработка материалов на динамическом планшете .....	643
14.2.3.1. Понятие о динамическом планшете ( <i>совместно с Серковой М.Х., Рудовым И.В.</i> ).....	643
14.2.3.2. Основные элементы планшета .....	646
14.2.3.2. Роль динамического планшета на этапе обработки данных .....	648
14.2.4. Визуализация и обработка материалов на основе кросс-плота .....	651
14.2.5. Параметрическая интерпретация промыслово-геофизических исследований .....	651
14.2.5.1. Качественная интерпретация.....	651
14.2.5.2. Количественная интерпретация .....	656
14.2.6. Целевая интерпретация материалов промыслово-геофизических исследований.....	660
14.2.7. Технологии документирования результатов .....	663
14.2.7.1. Геофизические кривые .....	663
14.2.7.2. Сопроводительная информация .....	665
14.2.7.3. Документирование результатов комплекса промыслово-геофизических исследований с помощью планшета .....	666
14.2.7.4. Документирование результатов измерений по глубине с помощью кросс-плота.....	668
14.2.7.5. Заключение по результатам.....	668
14.3. Программное обеспечение гидродинамических исследований.....	671
14.4. Хранение и анализ исходных данных и результатов интерпретации промыслово-геофизического контроля .....	679
14.4.1. Особенности организации базы данных «Сигма» ( <i>совместно с Рудовым И.В.</i> ).....	679
14.4.2. Организация базы данных исследований в программном комплексе «Камертон» ( <i>совместно с Рыжковым В.И., Афанасьевой Л.А.</i> ).....	683
Литература к главе 14 .....	685
<b>Глава 15. Системообразующая интерпретация и динамический анализ при геомониторинге и геомоделировании залежей углеводородов.....</b>	<b>687</b>
15.1. Принципы системообразующей интерпретации и динамического анализа результатов промыслово-геофизического контроля .....	687
15.2. Задачи системообразующей интерпретации и динамического анализа в промыслово-геофизическом контроле.....	690
15.2.1. Задачи «системообразующей интерпретации».....	690
15.2.2. Задачи «динамического анализа» .....	691
15.2.2.1. Динамический анализ при изучении основных эксплуатационных систем .....	692
15.2.2.2. Динамические аспекты технологии контроля сложных в эксплуатации объектов .....	694
15.2.2.3. Динамические преобразования результатов системного геофизического контроля .....	696



15.3. Информационное обеспечение динамического анализа.....	697
15.3.1. Оптимизация движения информационных потоков .....	697
15.3.2. Оптимизация схемы накопления и хранения информации на этапе системообразующей интерпретации .....	699
15.3.3. Конвертирование результатов через «объединенный» формат.....	701
15.3.4. Идентификация кривых с учетом требований объединенного формата .....	703
15.4. Способы решения задач обобщающей интерпретации и динамического анализа .....	706
15.4.1. Роль динамического планшета в обобщающей интерпретации геофизического контроля .....	706
15.4.2. Способы приписывания интервальных и пластовых параметров в глобальной базе данных .....	706
15.4.2.1. Осреднение проницаемости .....	707
15.4.2.2. Осреднение пластового давления .....	710
15.4.3. Технологии обобщения и анализа результатов промыслового и геофизического контроля разработки месторождений .....	712
15.4.3.1. Технология оценки динамики охвата залежи процессами выработки .....	712
15.4.3.2. Технология оценки текущей нефтегазонасыщенности пластов и характера их выработки ( <i>совместно с Серковой М.Х., Иванкович Е.В.</i> ).....	714
15.4.3.3. Технологии оценки свойств всей скважины .....	721
15.4.3.4. Технология обобщения результатов промыслово-геофизических исследований .....	723
15.5. Изучение объемного распределения проницаемости объекта эксплуатации по комплексу геофизических и гидродинамических методов исследования скважин ( <i>совместно с Д.Н.Гуляевым</i> ).....	724
15.5.1. Основные методы определения проницаемости .....	724
15.5.2. Алгоритм корректировки текущих значений проницаемостей в значения первоначальной относительной фазовой проницаемости.....	728
15.5.3. Алгоритм учета работающих толщин .....	731
15.5.4. Алгоритм корректировки значений проницаемостей с учетом неоднозначности исследований .....	734
15.5.5. Учет анизотропии латеральной проницаемости .....	736
15.5.6. Технология настройки гидродинамической модели по данным промыслового, геофизического и гидродинамического контроля .....	737
15.6. Информационно-аналитические системы обобщающей интерпретации .....	737
15.7. Информационные потребности геомоделирования в результатах контроля .....	740
15.7.1. Суть гидродинамического моделирования .....	740
15.7.2. Применение данных исследований скважин в гидродинамических моделях.....	742
15.8. Использование результатов промыслово-геофизического контроля при проектировании разработки месторождений .....	744
15.8.1. Концепция поэтапного анализа результатов .....	744
15.8.2. Настройка геомодели .....	747
15.8.3. Экспертиза оценок фильтрационно-емкостных свойств по данным исследований на технологических режимах.....	754
15.8.4. Использование секторного моделирования при анализе данных промыслово-геофизического контроля ( <i>совместно с Гуляевым Д.Н.</i> ).....	757
15.8.4.1. Секторное моделирование как комплексная технология контроля разработки .....	757
15.8.4.2. Технология гидродинамических исследований при секторном моделировании .....	758
15.8.4.3. Моделирование гидропрослушивания на основе секторной модели залежи .....	758
15.8.4.4. Первичная оценка фильтрационно-емкостных свойств пластов по результатам секторного моделирования .....	761
15.9. Мониторинг разработки месторождений нефти и газа на основе промыслово-геофизического контроля .....	767
Литература к главе 15 .....	777
Заключение .....	779

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Современная разработка месторождений углеводородов – сложный процесс, основанный на взаимодействии таких сложных систем, как пласт, скважины, подземное и наземное оборудование. Управление этим процессом возможно только на базе информационных и компьютерных технологий, включающих в себя учет и обобщение всех имеющихся данных о процессе, имитационное моделирование его составляющих и прогнозирование технологических и технико-экономических показателей разработки. Достоверность прогноза и обоснованность принимаемых решений во многом определяется качеством информации о свойствах пластов и насыщающих его флюидов. Особая роль здесь принадлежит данным, получаемым в ходе контроля разработки месторождений с помощью геофизических, промысловых и гидродинамических методов исследований скважин, отражающих динамические изменения в пласте в ходе добычи. В настоящее время спектр применяемых для мониторинга разработки методов и технологий существенно расширился, что позволяет на практике обосновывать и организовывать достаточно эффективные мероприятия по интенсификации добычи и увеличению коэффициентов нефте- и газоизвлечения.

Практически все методы исследований скважин, используемых для контроля разработки месторождений, основаны на известных законах физики. Поэтому авторы справедливо считают закономерным объединение этих методов в единое направление *промыслово-геофизического контроля*.

В книге подробно рассмотрены теоретические и практические аспекты такого комплексного изучения объектов эксплуатации различного уровня на основе современных методов интерпретации и анализа совокупной геолого-промысловой и геофизической информации. Авторы обращают особое внимание на роль и информативность гидродинамических скважинных исследований, а также на возможность обобщения результатов комплексного контроля разработки для построения распределений свойств пласта по площади и в динамике, что является особенно ценным материалом для гидродинамического моделирования и должно учитываться при идентификации моделей.

Авторы обладают не только большим педагогическим и научно-методическим, но и производственным опытом. Данная книга является результатом как многолетней преподавательской работы авторов в РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, так и обобщения опыта реализации технологий и методик промыслово-геофизического контроля в промышленности, в частности, в нефтяной компании СИБНЕФТЬ. Поэтому представленные результаты имеют не только научную, но и практическую ценность, и этим, несомненно, будут интересны широкому кругу специалистов в области разработки и геофизики нефтяных и газовых месторождений. В книге приводится много различной справочной и методической информации, крайне необходимой для специалистов-производственников. Важным достоинством книги является возможность использования ее в качестве учебного пособия для студентов и магистрантов нефтяных университетов по курсам, посвященным методам геофизического и гидродинамического контроля разработки и интерпретации данных промыслово-геофизических исследований.

*Доктор технических наук, профессор Р. Д. Каневская*

## ВВЕДЕНИЕ

Начало активному формированию промыслово-геофизического контроля (ПГК) за разработкой нефтегазовых месторождений в России (СССР) положила эксплуатация Туймазинского нефтяного месторождения, где начали применять искусственный способ заводнения. Это потребовало вести контроль за перемещением водо-нефтяного контакта (ВНК) в обсаженных металлическими колоннами скважинах. Одновременно в конце 40-х годов удалось разработать и реализовать на практике метод нейтронного каротажа (НК), информативность которого уже была до этого известна по работе Понтекорво (1941 г.).

Замеры нейтронных параметров в виде систематических наблюдений за движением фронта закачиваемых вод приобрели особенную актуальность при эксплуатации Ромашкинского месторождения в Татарии. Успех распространения геофизических методов контроля за разработкой месторождения (ГИС-контроля) на первом этапе в основном определялся развитием нейтронных методов, а также ГИС, выполняемых в добуриваемых скважинах.

Определенное значение при контроле за разработкой месторождений в условиях закачки вод получили также другие ядерные методы. В промышленности нашла широкое применение методика радиометрического контроля ВНК в наблюдательных и действующих скважинах (Дахнов В.Н., Дворкин Л.И., Орлинский Б.М., Кошляк В.А., Хуснуллин М.Х. и др.).

Позже «второе дыхание» ГИС-контролю дали технологии ВНИИЯГГ, основанные на применении импульсного нейтронного каротажа и закачек в пласт (активные технологии) веществ с высокими нейтронно поглощающими свойствами (хлора).

Учитывая объективные трудности, возникающие при использовании традиционных методов ГИС-контроля на месторождениях с относительно низкой минерализацией пластовых вод, в ряде регионов для контроля за текущей насыщенностью начали использовать индукционный электромагнитный каротаж в специально оборудованных стеклопластиковыми хвостовиками наблюдательных скважинах (Дворкин В.И., Шумилов А.В. и др.).

В итоге в 70-х–80-х годах двадцатого века на базе изучения и развития ядерной геофизики и методов оценки «состава-притока» (промыслово-геофизические исследования – ПГИ), а также технологий гидродинамических исследований скважин была создана мощная отечественная научная и производственная база: МИНХиГП, ВНИИЯГГ, ВНИИнефть, БашНИПИнефть, Татнефтегеофизика, Башнефтегеофизика, ЗапСибнефтегеофизика, Краснодарнефтегеофизика, позднее – ВНИИнефтепромгеофизика, ВНИИГИС, ВНИГИК и др.

С началом разработки первых крупных газовых месторождений (Шебелинское, Газли и др.) и с сооружением подземных хранилищ газа (ПХГ) список ре-



шаемых задач значительно вырос с учетом необходимости организации контроля за контурами газоносности и определений текущей газонасыщенности многопластовых залежей (МИНХиГП, ВНИИГаз, Союзгазгеофизика). Этим проблемам были посвящены работы Дахнова В.Н., Бермана Л.Б., Неймана В.С., Басина Я.Н., Вендельштейна Н.Н., Марьенко Б.Ю., Резванова Р.А., Омеся С.П., Холина А.И. и др.

Среди геофизических методов возросло также значение акустики для контроля за разработкой месторождений нефти и газа. Основная направленность волнового акустического метода в ГИС-контроле, как и у радиометрии, связана с определением начальных и текущих параметров насыщения (по динамическим или и по кинематическим характеристикам). В последнее время в этом направлении в России достигнут ряд значительных успехов (Горбачев Ю.И., Городнов А.В., Гуторов Ю.А., Добрынин В.М., Ивакин Б.Н., Козяр В.Ф., Кузнецов О.Л., Черноглазов В.Н., др.). Однако конкуренцию технологиям ВАК составили спектральные модификации импульсного нейтронного каротажа при неупругом рассеивании быстрых нейтронов (кислородно-углеродный каротаж), массово применяемые в России компаниями Schlumberger, Halliburton, Тверьгеофизика.

Другим традиционным направлением ГИС-контроля стало развитие методов и технологий по изучению искусственных тепловых полей. Было создано ряд групп исследователей, которыми подробно изучены многие аспекты применения термометрии в действующих скважинах: в Казани (Непримеров Н.Н., др.), в Башкирии (Дворкин И.Л., Валиуллин Р.А., др.), в МИНХиГП (Дахнов В.Н., Дьяконов Д.И., Позин Л.З., Кременецкий М.И., Кульгавый И.А., др.).

В настоящее время технологии нестационарной термометрии наиболее информативны в комплексных исследованиях эксплуатационных нефтяных и газовых скважин. Основные решаемые задачи связаны с изучением работающих толщин, состава притока, технологических особенностей в работе скважин. Информативность метода очень важна и при оценке технического состояния скважин (выявление перетоков, поиск негерметичностей и т.п.).

Следующим (третьим) направлением ПГК можно считать гидродинамические «методы» (точнее, способы) исследований (ГДИС). Фактически эти технологии базируются на тех же физических уравнениях и принципах, что и термодинамика. У истоков термо- и гидродинамических исследований стояли одни и те же ученые (в России: Чарный И.А., Чекалюк Э.Б. и др.). Исторически сложилось, что если искусственными тепловыми полями больше занимались геофизики, то основные работы по изучению полей давления были сделаны гидромеханиками и разработчиками-промысловиками (Алиев З.С., Басниев К.С., Баренблат Г.И., Блассингейм Т.А., Бузинов С.Н., Вольпин С.Г., Грингартен А., Дияшев Р.Н., Закиров С.Н., Зотов Г.А., Коротаев Ю.П., Кульпин Л.Г., Ли Дж., Маскет М., Мясников Ю.А., Перрине Р., Поллард П., Сухонов Г.Д., Умрихин И.Д., Хорнер Д., Шагиев Р.Г., Щелкачев В.Н., Яковлев В.П. и др.).

Основные способы гидродинамических исследований используют информативность стационарных или нестационарных процессов, возникающих при эксплуатации (или путем специальных испытаний) пластов и скважин. Принадлежность данных ви-

дов измерений к области ГИС-контроля очевидна, т.к. исследуемое поле давления физически не отличается от прочих полей, изучаемых ГИС. Определенное запаздывание в промышленной геофизике по практическому внедрению барометрии (входящего в группу методов по оценке «состава-притока») было связано с отставанием отечественной технической базы. Однако уже с конца 80-х годов технический и технологический отечественный уровень геофизических исследований данным методом стал приближаться к мировым стандартам. Существенный вклад в практическое внедрение современных технологий гидродинамического каротажа в России внесли: Беловус В.Б., Боганик В.Н., Габбасов Р.Г., Дияшев И.Р., Иктисанов В.А., Ипатов А.И., Карнаухов М.Л., Кременецкий М.И., Кострубов С.В., Лавров В.В., Левченко В.С., Мажар В.А., Павленко А.Г., Пугачев Е.В., Рамазанов А.Ш., Сергеев В.Л., Силов В.Ю., Чернов Б.С., Федоров В.Н., Фионов А.И., Хасан А., Хасанов М.М. и др.

Основными решаемыми задачами по данному направлению традиционно считаются: определение пластового давления, фильтрационных свойств пласта (гидро- и пьезопроводности, проницаемости), радиальной неоднородности (совершенства вскрытия пласта), удельной продуктивности и размеров пласта.

Существенной особенностью ГДИС является их технологическая общность с частью методов ПГИ, применяемых в эксплуатационных скважинах для оценки «притока-состава» и позволяющих уточнять отдельные гидродинамические параметры (фазовый состав и профиль притока, работающие толщины пласта, заколонные перетоки и др.). В связи с вышесказанным, авторами в 1989 г. было предложено данные методы относить к единому направлению ГИС-контроля, считая их «гидродинамико-геофизическими исследованиями» (ГГИ) взамен так и не устоявшейся терминологии: «потокометрия», «гидро- и газодинамический каротаж». Большой вклад в развитие ГГИ внесли: Абрикин А.П., Багринцев М.И., Бессуднов А.И., Бувеч А.С., Жувагин И.Г., Ефременко Н.А., Ипатов А.И., Левитский К.О., Морозов А.М., Петров А.И., Поздеев Ж.А., Ремеев И.С., Серкова М.Х., Скопинцев С.П., Теленков В.М., Фахреев И.А., др.

После реализации для данных методов ряда способов количественной оценки фазовых расходных параметров принципиально изменились возможности использования всего направления ПГИ при решении такого типа задач, как определение в скважинах с многофазной продукцией профилей фазового (компонентного) притока. Здесь были реализованы методы оценки работы пластов с учетом сложности условий измерений: многофазности, многопластовости, возможного реверса (противотока) фаз, структурных особенностей потока, условий нестационарности процессов отбора).

С появлением в 80-х годах многоканальной цифровой аппаратуры для действующих скважин в России сформировались стандартные комплексы исследований при ГИС-контроле (ПГИ и ГДИС). Их алгоритмическое обеспечение стало основой отечественных автоматизированных систем: «Сиал-контроль», «Геккон» (с переходом в «Камертон-Контроль» и «Гидра-Тест»), «Прайм», «Гидрозонд», «Оникс». В 90-х годах были также обоснованы информационно-измерительные системы (ИИС) для комплексных исследований отдельных скважин (Бувеч А.С., Валлиуллин Р.А., Кременецкий М.И., Швецова Л.Е.) и информационно-аналитические системы (ИАС)

для ведения обобщающей площадной интерпретации результатов ГИС-контроля совместно с другими геолого-промысловыми данными в рамках модели «залежь-скважины» (Ипатов А.И., Рудов И.В., Серкова М.Х. и др.).

Помимо перечисленных трех основных направлений ГИС-контроля, многие специалисты отмечают также значительную взаимозависимость прочих видов исследований обсаженных скважин (методов контроля технического состояния скважин (ТС) – профилометрии, дефектоскопии, цементометрии и др.; промысловых технологических измерений (ТИ) – замеров устьевых замеров дебитов, давлений, уровней и др.; промысловых геохимических измерений (ГХИ) – анализа проб продукции; группы межскважинных исследований – трассирования фильтрационных потоков мечеными веществами, закачиваемыми в нагнетательные скважины, технологии гидропрослушивания (ГДП), вертикально-сейсмического профилирования (ВСП) и др.) от решения задач и от технологических принципов ГИС-контроля (ПГИ и ГДИС). Наземные промысловые исследования (ТИ и ГХИ) могут быть объединены в группу методов промыслового контроля (ПК).

Совокупность всех указанных методов и технологий ГИС, ГИС-контроля, ТС, ПК и ТИ по классификации авторов составляет методико-технологическое обеспечение промыслово-геофизического контроля (ПГК).

Анализируя ход развития ПГК в России и за рубежом, можно видеть определенную цикличность:

1. Системные обобщения по результатам комплексных исследований на месторождениях способствовали созданию новых методов ГИС, изучению их теоретических основ.
2. Развитие методов непременно сопровождалось созданием новых технологий проведения измерений и развитием метрологической базы для средств измерений.
3. Следующим этапом была разработка оптимальных алгоритмов интерпретации новых данных, создание информационно-вычислительных комплексов, регламентирование всех аспектов вновь созданной ИИС.
4. Апробация ИИС на принципиально новых объектах (месторождениях) служила толчком для новых коренных усовершенствований системы геомониторинга месторождений.

Главной особенностью методов ПГК можно считать характерное влияние условий измерений на показания датчиков (т.е. влияние режима работы пласта, динамических изменений состава заполнителя ствола скважины и т.п.). В некотором предпочтении оказываются геофизические исследования наблюдательных (неперфорированных) скважин с помощью радиометрии, термометрии, спектральной шумометрии. Однако и здесь абсолютной независимости показаний от условий измерений не существует, т.к. в ГИС-контроле изучается динамика временных процессов в пласте в течение всего периода разработки залежи.

Наиболее актуальной проблемой ГИС-контроля до последнего времени являлась низкая степень использования в промысловых целях данных многолетних системных

геофизических исследований эксплуатационного фонда скважин. К сожалению, и сейчас существуют значительные пробелы в реализации системных подходов при ведении ПГК даже на крупных месторождениях. Поэтому на практике не всегда удается использовать все видимые возможности и достоинства промыслово-геофизического мониторинга разработки месторождений. Авторы данной книги, имея большой опыт успешного применения результатов системного ПГК при создании постоянно действующих гидродинамических цифровых моделей месторождений и при обосновании соответствующих проектов разработки, считали необходимым дать наиболее полное представление о реальном информативном потенциале ПГК.

Одной из преследуемых авторами целей было показать, что, в частности, возможности ГИС-контроля наиболее ярко раскрываются не столько при интерпретации исходных данных замеров в отдельных скважинах, сколько на этапе площадных динамических сопоставлений и анализа результатов комплексной интерпретации в совокупности с другой промысловой информацией. Современная профессиональная подготовка в области промысловой геофизики, геологии и разработки месторождений нефти и газа должна включать получение знаний об основах скважинных исследований и использовании этих данных как при описании моделей объектов разработки, так и при геомониторинге эксплуатационных процессов. Тогда универсально подготовленный специалист сможет легко воспринять любые потоки геолого-промысловой информации в рамках поля своей профессиональной деятельности.

Настоящая книга содержит четыре раздела, каждый из которых во многом раскрывает предмет учебных специальных курсов, читавшихся последние годы авторами на кафедре ГИС в РГУНГ им. Губкина И.М. для студентов по специализации промысловых и геофизических методов контроля разработки месторождений нефти и газа.

Авторы также систематизировали многолетние результаты, полученные ими в ходе научной и производственной деятельности на предприятиях нефтяной и газовой промышленности, поэтому представленный труд одновременно может рассматриваться и как учебник, и как научная монография.

Первый учебный курс посвящен *основам промыслово-геофизического контроля*. Частично необходимая для его изучения информация приводилась ранее в учебнике Кузнецова Г.С., Леонтьева Е.И., Резванова Р.А. по ГИС-контролю. Однако в этой работе подробно рассмотрены в основном лишь традиционные методы (ГИС-открытого ствола, радиометрия), характерные для широкого использования в 70-х – 80-х годах и связанные с исследованиями преимущественно в добуриваемых или в специальных наблюдательных скважинах в условиях стабильного обводнения залежи пластовыми водами (с поднятием ГВК или ВНК). В настоящее время актуальность применения данных методов (особенно в условиях Западной Сибири) снизилась. Основной объем информации об объемах и динамике выработки запасов теперь получают методами математического гидродинамического моделирования. В то же время возросло значение промыслового и гидродинамического мониторинга разработки месторождений. Задачи, методы и технологии ПГК существенно трансформировались. Все эти факторы авторы и пытались отобразить в разделах I, III.



Следующим учебным курсом в настоящее время является *изучение информационной системы ГИС-контроля*. Профессиональный специалист по контролю разработки месторождений должен отчетливо понимать суть и специфику наиболее типичных современных ИИС. Вопросы комплексирования, технологического учета условий измерений и оценки информативности комплексов ГИС-контроля составляют предмет данного курса (раздел II).

Еще одним этапом в цепочке изучения технологий ПГК является курс по *интерпретации результатов скважинных исследований* (разделы III, IV). Методология интерпретации материалов промыслового и ГИС-контроля по сути отлична от принятой при интерпретации данных ГИС открытого ствола. Авторы книги изложили свое видение указанной методологии, введя новые уровни интерпретации (параметрический, целевой и системообразующий). В данном разделе сделан также акцент на подробном рассмотрении основ интерпретации материалов гидродинамических исследований скважин. Кроме того, показаны возможности обобщающей (площадной и динамической) интерпретации результатов ПГК.

Раздел IV связан с еще одним учебным курсом *автоматизированной интерпретации данных ПГК*. Методология автоматизированной обработки полностью увязана с современным программно-методическим обеспечением для всей цепочки движения информации – начиная от этапа комплексной параметрической интерпретации и кончая настройкой по данным ПГК цифровых фильтрационных моделей залежей. У авторов есть многолетний опыт разработки, внедрения в промышленности и эксплуатации автоматизированных комплексов всех указанных типов, что также нашло свое отражение в книге.

При формировании структуры книги и в плане подачи материалов авторами целенаправленно реализовано ряд нестандартных решений:

1. Впервые применительно к материалам ГИС в соответствии с научным толкованием авторов оптимальной организации ИИС и ИАС промыслового и геофизического контроля разработки нефтегазовых месторождений определена иерархичность основных процедур интерпретации и анализа данных.
2. Любые допускаемые в обработке данных преобразования и аналитические построения в системе комплексной и обобщающей интерпретации теперь строго увязаны в рамках единой интегрированной автоматизированной технологии.
3. В современном промыслово-геофизическом контроле разработки месторождений обоснована ведущая роль гидродинамических исследований, что существенно расширяет информационное поле ГИС-контроля.
4. Применение промыслово-геофизических измерений в скважинах и использование соответствующих данных приведено в соответствие с принятыми сейчас требованиями при построениях цифровых геомоделей месторождений.

Авторы полагают, что обозначенные в настоящей книге новые принципы организации более эффективной системы промыслового и геофизического контроля разработки месторождений нефти и газа, а также, на первый взгляд, несколько спорная проблематика в плане информативности отдельных методов и технологий ГИС-конт-

роля придадут работе определенную направленность и остроту изложения, что в целом будет способствовать проявлению профессионального интереса у читателя.

Авторы надеются, что настоящая книга заинтересует широкий круг специалистов в области промысловых, гидродинамических и промыслово-геофизических исследований скважин, промысловых геологов и разработчиков, специалистов по геомоделированию и проектированию разработки месторождений нефти и газа.

Авторы выражают глубокую благодарность своим коллегам по кафедре геофизических информационных систем Российского Государственного Университета нефти и газа им. Губкина И.М., компаниям ИНПЕТРО и СИБНЕФТЬ, помогавшим на различных этапах написанию данной книги, а также специалистам предприятий Газпромгеофизика, Гетэк, EPS, Schlumberger, ИМС-Петросервис, Институт нефтегазового бизнеса, Информпласт, ИПНГ, Контакт, Нефтегазсистемы, Нижневартовскгеофизика, Ноябрьскнефтегазгеофизика, Оренбурггеофизика, СИАМ, Сигма-Прокси, Тюменьпромгеофизика, Уренгойгазгеофизика, ЦГЭ и др., совместная работа и встречи с которыми были исключительно плодотворными.

## УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

### Общие понятия

- АВПД – аномально высокое пластовое давление;
- АМК – аппаратурно-методический комплекс;
- АОЗ – автоматизированно организуемое заключение;
- АРМ – автоматизированное рабочее место (например, АРМ ГТ – геолога-технолога);
- АЧ – амплитудно-частотный (АЧС – амплитудно-частотный спектр);
- АЧХ – амплитудно-частотная характеристика;
- БГУ – Башкирский государственный университет, г. Уфа;
- БД – база данных (ГБД – глобальная БД; ЛБД – локальная БД);
- ВУЗ – высшее учебное заведение;
- ВЧ – высоко частотный (НЧ – низко частотный);
- ГKM – газоконденсатное месторождение;
- ГМ – газовое месторождение;
- ГОСТ – государственный стандарт;
- ГС – горизонтальная скважина (БГС – боковой горизонтальный ствол);
- ГФ – газовый фактор;
- ИАС – информационно-аналитическая система;
- ИИС – информационно-измерительная система;
- НИПИ – научно-исследовательский и проектный институт (центр);
- НГДУ – нефтегазодобывающее управление;
- НГМ – нефтегазовое месторождение;
- НМ – нефтяное месторождение;
- ОАО – открытое акционерное общество;
- ПХГ – подземное хранилище газа;
- РГУНГ – Российский Государственный Университет нефти и газа им.Губкина;
- РД – руководящий документ (регламент);
- РНД – рабочий набор данных;
- ЦКЗ – центральная комиссия по запасам России;
- ЦКР – центральная комиссия по разработке России;

- ЦНИПР – цех научно-производственных и проектных работ;
- ЭВМ – электронно-вычислительная машина;
- ЭДС – электродвижущая сила;
- LAS-файл – стандартизованный формат передачи геофизической информации с помощью файловой системы;
- PVT – соотношение параметров «давление – объем – температура»;
- 2D, 3D – двумерная и объемные модели (пласта);
- Halliburton – сервисная компания Халибертон;
- Schlumberger – сервисная компания Шлюмберже;
- Sondex – сервисная компания Сондекс;
- SPE – международное общество инженеров-нефтяников.

### Технологии эксплуатации и интенсификации работы скважин

- АВ – акустическое воздействие на пласт;
- ГНО – глубинное насосное оборудование;
- ГПО – гидрато-парафиновые отложения;
- ГРП – гидравлический разрыв пласта;
- ГТМ – геолого-технические мероприятия;
- ДИКТ – устьевое устройство оценки дебита газа (по перепаду давления);
- ЗТ – затрубное пространство – за обсадной колонной (зацементированное);
- КИН – коэффициент извлечения нефти;
- МУН – методы увеличения нефтеотдачи;
- КРС – капитальный ремонт скважин;
- НКТ – насосно-компрессорные трубы;
- ОФП – относительные фазовые проницаемости;
- ПАВ – поверхностно-активные вещества;

- ПВР – прострелочно-взрывные работы;
- ПДГТМ – постоянно действующая геолого-технологическая модель;
- ППД – поддержание пластового давления;
- РИР – ремонтно-изоляционные работы в скважине;
- СКО – соляно-кислотная обработка;
- ТГХВ – термогазохимическое воздействие на пласт;
- УГИС – тип струйного насоса;
- ЦК – цементный камень;
- ШГН – штанговые насосы;
- ЭК – эксплуатационная (обсадная) колонна;
- ЭЦН – электроцентробежные насосы;
- Y-TOOL BY-PASS – оборудование ЭЦН, позволяющее производить спуск геофизических приборов ниже установки насоса (для ПГИ в скважинах, эксплуатирующих многопластовые залежи) – разработчик PCE (Pressure Control Engineering).

### **Технологии промыслово-геофизических исследований и сопутствующие технологические параметры**

- БИ, ЭИ – базовые, экспресс исследования;
- БД ГДИС-ТИ-ПГИ – рабочая база данных ГДИС, ТИ и ПГИ (на основе СУБД «Oracle»);
- БД «FINDER» – корпоративная база данных эксплуатации и ГИС (на основе СУБД «Oracle»);
- ГГИ – гидродинамико-геофизические исследования;
- ГДИС – гидродинамические исследования скважин («Well Testing»);
- ГИРС – геофизические исследования и работы в скважинах;
- ГИС (ГИС-бурение) – методы каротажа, применяемые в открытом стволе («Logging» – зарубежный аналог термина ГИС);
- ГИС-контроль – методы ГИС, применяемые при контроле за разработкой месторождений как в обсаженных, так и в необсаженных скважинах;
- ДА – динамический анализ;
- ПГК – промыслово-геофизический контроль;
- ПГИ – промыслово-геофизические исследования обсаженных скважин («Production Logging» – зарубежный аналог термина ПГИ; PLT –

зарубежное обозначение комплекса методов ПГИ);

- ИПТ-ИПК – испытатель пластов на трубах-кабеле;
- КИИ – комплект испытательных инструментов;
- ПК – промысловый контроль;
- РГЭ (РГА) – радиогеохимический эффект (аномалия);
- ТИ – технологические исследования;
- ТС – техническое состояние скважины.

### **Аппаратурное обеспечение и методы ПГИ**

- АК – методы акустического каротажа (волновой ВАК, широкополосный ШАМ); АКЦ – акустическая цементометрия скважин;
- АО, МО, ПО – аппаратное, метрологическое и программное обеспечение;
- БМ – барометрия (прибор МН – манометр);
- ВЛ – влагометрия диэлектрическая, (ВГД – тип влагомера);
- ГГДТ – гамма-гамма дефектоскопия (дефектометрия), толщинометрия, (СГДТ – тип АО ГГДТ);
- ГГК – гамма-гамма каротаж;
- ГК – гамма-каротаж, ГКС (СГК) – спектральный ГК;
- ИНК – методы импульсного нейтронного каротажа (ИННК, ИНГК);
- ИНГКС – спектрометрический импульсный нейтронный гамма-каротаж;
- ИР – изотопы радиоактивные (ИМР – индикаторный метод по радону);
- ЛМ – магнитная локация муфт;
- МВ – меченое вещество (закачивается при воздействиях на пласт);
- МК – микрокавернометрия (профилеметрия в обсаженной скважине);
- МНА – методы наведенной активности (КНАМ (КАНГМ) – кислородный активационный метод);
- НК, СНК – стационарные методы нейтронного каротажа (нейтрон нейтронный каротаж ННК по надтепловым нейтронам ННК-нт, тепловым нейтронам ННК-т, нейтронный гамма-каротаж НГК);
- ОЦК – отбивка цементного кольца (камня);
- РИ – резистивиметрия индукционная, (РИС – тип резистивиметра), ТР – токовая (электродная) резистивиметрия;

- РК – методы радиоактивного каротажа (СРК – стационарного РК);
- РМ – расходомертия механическая (Г – по газу, Ж – по жидкости), (РГД – тип скважинного расходомера);
- ПЛ – плотностеметрия гамма-гамма, (ГПП – тип плотностемера);
- ПХ – прихватоопределитель;
- САТ (АВК) – скважинное акустическое телевидение;
- СОА – светооптические анализаторы;
- ТА – термоанемометрия (индикация притоков по охлаждению потока), (СТД – тип скважинного анемометра);
- ТМ – термометрия;
- ТС – техническое состояние скважин;
- ШИ – акустическая шумоиндикация (ВЧ, НЧ – высоко- и низкочастотные);
- ШС-А(Э) – спектральная акустическая (электромагнитная) шумометрия;
- УКК (С/О) – углеродно-кислородный каротаж (на основе ГИНР – неупругого рассеивания, ГИРЗ – радиационного захвата);
- ЦМ, ГГЦ – гамма-гамма цементометрия;
- ЭМД – электромагнитная дефектоскопия (дефектометрия), (ЭМДС – тип прибора);
- Аппаратура и датчики PLT компании Schlumberger: «PS-PLATFORM» (комплекс), «PFCS» (зонд регистрации профиля притока), «FCIT-FloView» (электрические датчики состава, «MCFM» (емкостный датчик состава), «GHOST» (светооптический датчик состава), «RST» (модуль УКК), «CHFR» (модуль оценки УЭС в обсаженных скважинах), «MDT-CHDT» (комплексы опробователя на кабеле для открытого ствола и обсаженной скважины), «FlagShip» (комплекс PLT для ГС), «SENSA» – стекловолоконная оптическая система (Fibre Optic Distributed Temperature Measurement);
- Аппаратура и датчики PLT компаний Halliburton и Sondex: «САТ» (емкостный датчик состава), «TCRT» (модуль оценки УЭС в обсаженных скважинах).

### **Сопутствующие геофизические и гидродинамические исследования в скважине и их параметры**

- АК-ГПП-НК – комплекс оценки  $K_{пл}$  и  $K_{нгл}$  на базе методов каротажа: акустического, гамма гамма, нейтронного;
- БК, БКЗ (БЭЗ) – боковой электрический каротаж, зондирование;
- ВДМ – волновой диэлектрический метод;
- ВСП – вертикальное сейсмическое профилирование;
- ГДП – гидродинамическое прослушивание;
- ГТИ – геолого-технологические исследования;
- ГХИ – геохимические исследования (ФХИ – физико-химические);
- ДГ – кривая изменения давления по глубине;
- ДИМ – диэлектрический индукционный метод;
- ДК – диэлектрический каротаж (волновой ВДМ, ДИМ);
- ЖГК – жесткий геофизический кабель;
- ЗПК – запорно-поворотный клапан ИПТ;
- ЗУ – устьевые замерные установки (АЗУ – автоматизированные ЗУ);
- ИД – индикаторные диаграммы;
- ИДС – индекс динамической сжимаемости;
- ИК – индукционный каротаж, ВИКИЗ – индукционный каротаж высокочастотный, то же – с изопараметрическим зондированием;
- ГИ – инклинометрия гироскопическая;
- ИПТ (DST), ИПК – испытатели пласта на трубах, кабеле;
- КВД, КВУ – кривые восстановления давления и уровней;
- КД – кривая давления;
- КОП – комплексный параметр;
- КСД – кривая стабилизации давления;
- КПД – кривая падения давления;
- КП – кривая притока;
- КС – метод кажущегося сопротивления (оценки УЭС);
- МБК – микробоковой каротаж;
- ОПТ, ОПК – опробователи пласта на трубах, кабеле;
- ПС (СП) – метод потенциалов самопроизвольной поляризации;
- ЭДС – электродвижущая сила;
- УЭС – удельное электрическое сопротивление;

- ФКД – фазокорреляционная диаграмма;
- ЦКЛ – циркуляционный клапан (ИПТ);
- ЭМ – электрические методы (каротаж);
- ЭХ – эхолотация уровней в стволе;
- ЯМК (прибор «СМР») – метод (каротаж) ядерно-магнитного резонанса (ЯМР);
- DST (Drill Stem Test) – исследования пластоиспытателем на трубах, Schlumberger;
- FFI – индекс свободных флюидов в ЯМР;
- FMI-FMS – пластовые микросканеры, Schlumberger;
- Well Tractor – движитель для доставки АО ПГИ в ГС;
- «Phoenix» – дистанционные высокочувствительные датчики МН и ТМ, устанавливаемые на приеме ЭЦН.

#### **Геофизическая и промысловая информация о скважине и пласте**

- а.о. – абсолютная отметка глубины;
- у.е. – условные единицы;
- ВНК (ВНР) – водонефтяной контакт, раздел;
- ГВК – газоводяной контакт;
- ГЖК (ГЖР) – газожидкостный контакт, раздел;
- ГНК (ГНР) – газонефтяной контакт, раздел;
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства.

#### **Основные типы условий проведения промыслово-геофизического контроля**

##### **Режимы работы скважин и пластов**

- СТП – скважина и пласты не работают;
- KB3 – работа локальных пластов в неэксплуатируемой скважине;
- ДИН – одиночный режим стабильной работы;
- РЕЖ – серия режимов стабильной работы;
- ОСТ – непосредственно после остановки стабильно работавшей скважины;
- ПУС – непосредственно после пуска скважины на режим стабильной работы;
- РЖС – непосредственно после изменения расхода стабильно работавшей скважины;

- РЖН – нестабильная работа.

#### **Технические особенности реализации режима**

- ФНТ – стабильное фонтанирование скважины;
- ГЗЛ – стабильная газлифтная эксплуатация;
- НАС – насосная эксплуатация в стабильном режиме;
- ЗАК – стабильная закачка жидкости (газа);
- ИЗЛ – кратковременный излив после закачки;
- РУМ – работа с уменьшенным расходом;
- КМП – стабильная работа компрессора;
- ПГЛ – поглощение (при компрессировании);
- ПМУ – срабатывание пусковой муфты (при компрессировании);
- СТР – срабатывание (при компрессировании);
- СВБ – свабирование;
- УРО – восстановление динамического уровня (при освоении или насосной эксплуатации);
- ФОН – предшествующая циклу освоения или эксплуатации остановка скважины;
- СТА – длительный простой скважины после цикла освоения или эксплуатации.

#### **Параметры системы «скважина-пласт»**

##### **Акустика**

- $\beta$  – коэффициент сжимаемости;
- $J$  – модуль сдвига;
- $E$  – модуль Юнга;
- $\Omega$  – коэффициент Пуассона;
- $P', S', L'$  – волны: продольная, поперечная, Лэмба-Стоунли ( $V'_i$  – скорости распространения акустических волн);
- $E_{AK}$  – акустическая энергия;
- $\nu_F$  – частота колебаний ( $\psi_F$  – декремент затухания колебаний);
- $\omega$  – длина волны;
- $\chi_F$  – масштаб пульсаций ( $K_F$  – масштаб вихря;  $r_F$  – радиус вихря;  $L_F$  – длина вихря);
- $u_F$  – скорость распространения колебаний;
- $c$  – скорость звука;
- $\alpha_{K(P)}$  – затухание волны по колонне (породе);
- $\Omega_p$  – относительная упругость (породы);
- $\Lambda_p$  – коэффициент межпорового перетока.



**Аппаратурные и метрологические понятия**

$t_0$  – постоянная времени термометра (инерционность);  
 $J$  – показания прибора;  $F$  – показания прибора (например, частота);  
 $b$  – чувствительность механических расходомеров;  
 $K_{ап}$  – аппаратурный коэффициент;  
 $t_0$  – порог чувствительности термометра;  
 $\tau_0$  – постоянная времени;  
 $A$  – амплитуда ( $\bar{A}$  – средняя амплитуда);  
 $\alpha_{ПС}$  – относительный разностный параметр потенциалов СП;  
 $\Delta J_v$  – изменение показаний ГК;  
 $\alpha, \theta$  – значения дирекционного и зенитного угла (в инклинометрии).

**Время**

$t, \tau$  – время ( $\Delta t$  – приращение времени);  
 $T_{1/2}$  – период полураспада вещества;  
 $F_0$  – относительное время;  
 $t_D$  – безразмерное время.

**Геометрия скважины, пласта**

$H$  – глубина, глубина уровня ( $\Delta H$  – перепад глубин, изменение уровня);  
 $N_p$  – запасы (нефти или газа), приведенные к устьевым условиям;  
 $\Theta$  – угол наклона скважины;  
 $S$  – площадь пласта, внутреннее сечение в скважине;  
 $P$  – периметр;  
 $L, l$  – длина (ширина), характерный размер;  
 $\Delta x_{тр}$  – ширина трещины;  
 $\Delta l$  – толщина стенки колонны, толщина цементного кольца и пр.;  
 $\xi, C_{Dp}$  – коэффициенты, характеризующие асимметрию и вариацию размеров частиц (зерен);  
 $\Omega$  – отношение суженного сечения потока к его полному сечению;  
 $\theta$  – относительный параметр, равный отношению суммарных потерь статического давления газовой фазы к суммарным потерям статического давления смеси.

**Гидравлика**

$H_p$  – напор;  
 $F_i$  – сила ( $F_T$  – сила трения);  
 $\psi$  – приведенный коэффициент трения;  
 $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления;  
 $\zeta$  – гидравлическая извилистость;  
 $\lambda_m$  – коэффициент местного сопротивления;  
 $I_{абс}$  – шероховатость абсолютная,  $I_{отн}$  – шероховатость относительная;  
 $Re$  – критерий Рейнольдса;  
 $F_r$  – число Фруда;  
 $\Phi_i$  – модифицированное число Фруда;

$\Phi$  – приведенное число Фруда;  
 $F_0$  – параметр Фурье.

**Давления**

$P$  – давление ( $\Delta P$  – перепад давления, депрессия;  $\Delta P_s$  – перепад давления в скин-зоне;  $P_{пл}$  – пластовое давление;  $P_c$  – давление в стволе скважины;  $P_D$  – безразмерное время);  
 $P_{буф}$  – буферное давление;  $P_{зат}$  – затрубное давление;  $P_{зак}$  – давление закачки;  
 $P_{нас}$  – давление насыщения нефти газом.

**Нефте- и газоотдача**

$\eta_i$  – нефте(газо)отдача;  
 $\beta_{выт}$  – коэффициент вытеснения.

**Петрофизические параметры и коэффициенты**

$\rho_k$  – УЭС;  
 $\epsilon_d$  – диэлектрическая проницаемость;  
 $\alpha_A$  – адсорбционная способность горной породы;  
 $K_P$  – пористость ( $K_{P-o}$  – открытая,  $K_{P-эф}$  – эффективная,  $K_{P-d}$  – динамическая ( $K_m$  – емкость вытеснения),  $K_{P,n}$  – нейтронная);  
 $K_i$  – коэффициент (относительный параметр);  
 $K_{гл}$  – коэффициент объемной глинистости;  
 $K_i$  – насыщенность ( $K_H$  – нефтенасыщенность;  $K_{H,o}$  – остаточная нефтенасыщенность;  $K_{связ}$  – водонасыщенность для связанной воды;  $K_r$  – газонасыщенность;  $K_{H,r}$  – нефтегазонасыщенность;  $K_B$  – водонасыщенность).

**Проницаемости и параметры ГДИС**

$k$  – коэффициент проницаемости;  
 $k_r$  – горизонтальная проницаемость;  
 $k_v$  – вертикальная проницаемость;  
 $\chi$  – коэффициент фазовой проницаемости;  
 $k \cdot h$  – проводимость;  
 $k/\mu$  – подвижность;  
 $k_s$  – проницаемость зоны загрязнения (скин-фактора);  
 $k_{тр}$  – проницаемость пропанта в трещине;  
 $s$  – скин-фактор;  
 $\eta = \eta_s$  – коэффициент совершенства вскрытия;  
 $\epsilon$  – гидропроводность ( $\epsilon_s$  – гидропроводность скин-зоны);  
 $\alpha$  – пьезопроводность;  $\theta' = \alpha / \tau_c^2$  – относительная пьезопроводность;  
 $w_D$  – относительная упругость;  
 $\lambda_D$  – относительная проводимость (для модели двойной пористости ГДИС);  
 $A, B$  – фильтрационные сопротивления;  
 $\Phi, \Psi$  – коэффициенты касательной (КВД, КСД и пр.);  
 $\beta^*$  – коэффициент структуры порового пространства;  
 $S_{уд}$  – удельная поверхность;

$C_{пп}$  – коэффициент послепритока;  $C_D$ ,  $C_A$  – коэффициент формы (Дейтца).

### Радиусы

$r$  – радиус (капилляра, сужения), расстояние от скважины ( $r_c$  – радиус скважины;  $r_k$  – радиус колонны;  $r_e$  – радиус залежи;  $r_{c\text{пр}}$  – приведенный радиус скважины;  $r_{кп}$  – радиус контура питания;  $r_{вл}$  – радиус теплового влияния;  $r_D$  – безразмерный радиус;  $r_S$  – радиус зоны загрязнения – скин-фактора;  $R$  – радиус поры;  $R^*$  – критический радиус поры);

$d$  – диаметр ( $d_c$  – диаметр скважины;  $D$  – диаметр пор;  $D^*$  – критический диаметр пор);

$\varepsilon_i$  – эллипсность колонны.

### Скорости, расходы, продуктивность, расходные параметры

$w$  – скорость ( $w$  – скорость потока флюида в скважине, фильтрации в каналах пористой среды);  $w_{12}$  – относительная скорость всплывания легкой (2) фазы в более тяжелой (1) фазе;

$Q, q$  – объемный расход ( $Q_i, q_i$  – объемный дебит  $i$ -ой фазы);

$G_i$  – весовой расход  $i$ -ой фазы;

$K_{\text{факт}}$  – фактический коэффициент продуктивности;

$K_{\text{пот}}$  – потенциальный коэффициент продуктивности;

$\phi_i$  – истинное объемное содержание фазы в продукции;

$\phi^0$  – отношение истинных объемных долей;

$\psi_i$  – расходное объемное содержание фазы в продукции;

$X_i$  – расходное массовое содержание фазы в продукции.

### Теплота и температурное поле

$Q_T$  – теплота ( $q_T$  – плотность теплового потока);

$\lambda_T$  – теплопроводность;

$a$  – температуропроводность;

$u$  – скорость конвективного переноса;

$\alpha_T$  – коэффициент теплоотдачи;

$K_T$  – коэффициент теплопередачи;

$C$  – теплоемкость ( $C_m$  – удельная (массовая);  $C_m$  – молярная;  $C_v$  – объемная;

$C_v$  – при постоянном объеме;  $C_p$  – при постоянном давлении);

$\eta_T, \eta_T$  – дифференциальный и интегральный адиабатический коэффициент;

$\varepsilon_T, \varepsilon_T, \varepsilon_T$  – дифференциальный, интегральный и эффективный коэффициенты дросселирования;

$G$  ( $G$ ) – геотермический градиент;

$T$  – температура ( $T_{пл}$  – пластовая температура;  $T_D$  – безразмерная температура;

$T_G$  – геотермическая температура);

$\theta_T$  – относительная температура ( $\Delta\theta_T$  – разностная относительная температура);

$B_T$  – нормированный коэффициент теплоотдачи.

### Толщины, неоднородность пласта

$BP$  – коэффициент вертикальной расчлененности;

$OI$  – коэффициент относительной изменчивости;

$h$  – толщина пласта ( $h_{прит}$  – работающая на приток толщина пласта;  $h_{раб}$  – работающая толщина пласта;  $h_{дей}$  – действующая толщина пласта (подверженная выработке);  $h_{эф}$  – эффективная толщина пласта;  $h_{обв}$  – обводненная толщина пласта);

$\beta_{охв}$  – коэффициенты охвата (по толщине);

$\beta_{пес}$  – коэффициент песчаности.

### Физические понятия

$A$  – работа;

$E$  – энергия, внутренняя энергия;

$g$  – ускорение свободного падения;

$\gamma$  – плотность ( $\gamma_{отн}$  – относительная

плотность газа по воздуху);

$\gamma^0$  – отношение плотностей;

$I$  – сила электрического тока;

$I_T$  – энтальпия;

$\mu_m$  – количество молей вещества;

$M$  – молекулярная масса;  $m$  – масса;

$N_d$  – мощность (датчика);

$S_T$  – энтропия;

$R$  – универсальная газовая постоянная;

$R_C$  – измеренное сопротивление стенки скважины;  $R_i$  – измеренное сопротивление породы;

$V$  – объем ( $V_m$  – удельный,  $V_\mu$  – молярный);

$Z$  – коэффициент сжимаемости (газа);

$U$  – напряжение, разность потенциалов;

$\mu$  – коэффициент динамической вязкости;

$\mu^0$  – относительная вязкость;

$\nu$  – коэффициент кинематической вязкости;

$\sigma$  – коэффициент поверхностного натяжения жидкости;

$\alpha$  – коэффициент растворимости;

$B_o$  – коэффициент объемного расширения ( $B_{o\text{г}}$  – объемный коэффициент газа);

$C_m$  – минерализация вод.

### ФХИ

$K_{СП}$  – коэффициент светопоглощения нефти.

### Ядерные методы

$\gamma$  – кванты (гамма-кванты);  $n$  – нейтроны;

$\sigma_n, \Sigma_n$  – микроскопическое и макроскопическое сечения взаимодействия нейтронов с веществом;

$L_n$  – средняя длина пробега нейтрона;

$L_{n-3}$  – длина замедления;

$L_{п-д}$  – длина диффузии;  
 $D_n$  – коэффициент диффузии нейтронов;  
 $\tau_n$  – время жизни нейтронов;  
 $A_n$  – нейтронно поглощающая активность;  
 $E_n$  – энергия нейтронов (МэВ);  $E_\gamma$  – энергия гамма-квантов (МэВ);  
 $\lambda_n$  – временной декремент затухания нейтронов ( $\Delta\lambda_n$  – его приращение);  
 $\chi$  – пространственный декремент затухания нейтронов;  
 $W$  – водородосодержание; влажность;  
 $N$  – плотность ядер (количество ядер в единице объема);  
 $N_n$  – плотность ( $N_{n \text{ нач}}$  – начальная) тепловых нейтронов;  
 $u_n$  – скорость тепловых нейтронов.

### ЯМК

$k_{ЯМР}$  – коэффициент проницаемости по ЯМР;  
 $K_{ПЯМР}$  – коэффициент пористости по ЯМР;  
 $B_0$  – напряженность магнитного поля;  
 $T_1, T_2$  – продольное и поперечное время релаксации;  
 $\Delta t$  – интервальное время, временные задержки.

### Прочие

$a, b (\alpha', \beta')$ , – различные коэффициенты;  
 $\bar{x}$  – среднее значение параметра  $x$  ( $X$ );  
 $\sigma'$  – дисперсия;  $m'$  – математическое ожидание;  $\delta_i$  – относительная погрешность;  
 $f$  – функция;  
 $n, p, v$  – различные степенные функции;  
 $Ei(x)$  – интегральная показательная функция аргумента  $x$ ;  
 $x, y, z (X, Y, Z)$  – декартовы координаты;  
 $Grad$  – градиент;  
 $\Delta$  – разность;  
 $C, C_i$  – const, коэффициенты;  
 $\mu m$  – [микрон ( $10^{-6}$  м)];  
 $n, N$  – число;  
 $R_{ij}$  – концентрация вещества, отношение концентрации  $i$  к  $j$ ;  
 $ИН$  – индекс.

### Индексы:

абс – абсолютный;  
 АК – акустический;  
 АРИФ – арифметическое;  
 бал – балансовые (запасы);  
 в, В – вода;  
 взв – взвешенный (по параметру  $i$ )  
 верх – верхний;  
 вл – влияния;  
 вне – внешний;  
 ВНК – на глубине ВНК;

вну – внутренний;  
 выр – выработка;  
 выт – вытеснение;  
 вых – выхода;  
 г, Г – газ;  
 гид – гидравлический;  
 гидр – гидродинамический;  
 гл – глинистость;  
 гр – граничный;  
 гст – гидростатический;  
 д – датчик;  
 дег – дегазированный;  
 дей – действующие;  
 дин – динамика, динамичное;  
 доб – добытая;  
 дост – достоверность;  
 ж – жидкость;  
 з – зерна (при гранулометрическом анализе);  
 З, заб – забой (скважины), условия забоя;  
 зав – заводнение;  
 заз – зазор;  
 зак – закачка;  
 зам – замере, измеренный;  
 зат – затрубье (пространство между ЭК и НКТ);  
 зах – захвата;  
 ЗКЦ – заколонная циркуляция;  
 зап – записи;  
 зп – зона проникновения;  
 зпл – заполнение;  
 изв – извлекаемые (запасы);  
 изъед – изъеденность;  
 изм – измеренное;  
 инт – интервал;  
 исп – исправленное (скорректированное);  
 иск – искусственный;  
 кап – капиллярное;  
 кол – колонна (обсадная);  
 кон – конец;  
 кор – коррозия;  
 кро – кровля;  
 кри – критическая (пороговая) величина;  
 лит – литология;  
 м – МВ;  
 мп – матрица породы;  
 мш – масштабированные;  
 н, Н – нефть;  
 нас – насыщение;  
 нач – начальный;  
 неод – неоднородность;  
 нег – негерметичность;  
 ниж – нижний;  
 нкт – колонна НКТ;  
 но – номинальный;  
 нс – нейтральный слой;  
 НЭС – нарушение эксплуатации скважины;  
 о – остаточный (н.о – остаточная нефть, в.о – остаточная вода);

обв – обводнение;  
 обр – образец (породы);  
 оп – опорный;  
 ост – остановка (прекращение работы)  
 скважины (пласта);  
 осуш – осушка;  
 отб – отбор, отобранный;  
 отк – открытый;  
 отн – относительный;  
 оцк – в условиях цементирования (при  
 определении параметров цементного  
 кольца);  
 охв – охват;  
 п – порода;  
 пак – пакер;  
 пер – перфорация;  
 перет – переток;  
 пкр – псевдокритический;  
 пл – пласт;  
 пн – подвижная нефть;  
 под – подошва;  
 пор – поры;  
 пот – потенциальный;  
 пп – послеприток;  
 ппл – промытый пласт;  
 пред – предельный(ая);  
 пр – приведенный;  
 пкр – псевдокритические;  
 при – прихват;  
 приб – прибор;  
 прит – приток;  
 пор – поры;  
 пот – поток;  
 проб – пробки;  
 прод – продуктивный;  
 пром – по данным промысла;  
 прон – проницаемый;  
 протн – проткнутый;  
 раб – работа скважины (пласта);  
 реж – режимы;  
 рез – резервуар;  
 рас – рассеяния;

с, С – скважина, стенка (ствол) сква-  
 жины;  
 сб – стабильные (условия);  
 связ – связанная (например, нефть при  
 связанной воде);  
 ск – скелета;  
 см – смесь;  
 ср – среднее;  
 ст – стандартные условия;  
 ста – статика, статичное;  
 Σ, сум – суммарный;  
 Т – температура;  
 тек – текущий, текущее;  
 техн – технологический;  
 тр – трещина;  
 трен – трение;  
 тур – турбулентный;  
 У, у, уст – устье (скважины);  
 уд – удельный(ая);  
 ур – уровень;  
 утеч – утечка;  
 ф – фоновое вещество;  
 факт – фактический;  
 фл – фильтрат, флюид;  
 флу – флуктуационный;  
 цем – цемент, цементное кольцо (ЦК);  
 шт – штуцер;  
 ЭМ – электромагнитный;  
 эф – эффективный;  
 ЯМР – оценки по ЯМК;  
 log – логарифм;  
 max, min – максимальный, минималь-  
 ный;  
 m – молярный;  
 n – нейтрон, нейтронный;  
 r – радиальный (поток);  
 s – сферический (поток);  
 S – скиновый (радиус);  
 v – вертикальный (поток);  
 μ – молярный;  
 x – неизвестный флюид;  
 1, 2, i, n... – условный номер среды  
 (пространства).

Раздел I

**ОСНОВЫ ПРОМЫСЛОВОГО, ГЕОФИЗИЧЕСКОГО  
И ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ  
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

# Глава 1

## **ОБЪЕКТЫ И ЗАДАЧИ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ**

### **1.1. ОСОБЕННОСТИ ОБЪЕКТОВ КОНТРОЛЯ**

Система промысловых и геофизических мероприятий по исследованию скважин и испытанию пластов является основой промыслово-геофизического контроля (ПГК) разработки месторождений нефти и газа. Технологии ПГК обеспечивают решение ряда основных задач:

- а) выбор оптимального режима работы скважины и ее технологического оборудования (*технологический контроль*);
- б) определение гидродинамических характеристик вскрытого пласта(ов) (*эксплуатационный контроль*);
- в) исследование процесса вытеснения нефти и газа в пласте (*геолого-промысловый контроль*);
- г) изучение текущего состояния фонда скважин (*технический контроль*).

Для выбора оптимального режима работы скважины и ее технологического оборудования необходимы: а) оценка в стволе скважины статических и динамических уровней раздела фаз; б) определение гидродинамических параметров по устьевым замерам; в) контроль работы технологического оборудования (срабатывание пусковых муфт, клапанов и пр.); г) определение состава и структуры многофазного потока в стволе скважины; д) количественное определение суммарных фазовых расходов скважины.

Определение эксплуатационных характеристик вскрытого пласта, включая этапы его освоения и интенсификации, предусматривают: а) выделение работающих толщин пласта; б) определение профиля притока в эксплуатационных скважинах и профиля приемистости в нагнетательных скважинах; в) определение состава притока из отдающих интервалов (с учетом заколонных межпластовых перетоков и подтягивания); г) количественную оценку интервальных дебитов по фазам и компонентам продукции (газу, жидкости, нефти, воде); д) определение гидродинамических параметров пластов (пластовых давлений и температур, коэффициентов продуктивности, гидропроводности, проницаемости, скин-фактора).

Исследования процессов вытеснения нефти и газа в пласте с целью контроля выработки запасов и оценки эффективности применения методов повышения нефте(газо)отдачи включают: а) детальное расчленение разреза с выделением продуктивных пластов, определением их эффективных толщин, неоднородности, коэффициентов песчанистости, глинистости, пористости и др. коллекторских свойств (преиму-



щественно по данным геофизических исследований необсаженных скважин); б) выделение действующих (затронутых выработкой) толщин, определение текущих параметров охвата пласта выработкой и заводнением; в) определение начальных и текущих параметров нефте(газо)насыщенности пластов, положений ВНК и ГЖК; г) определение коэффициентов вытеснения и остаточной нефте- и газонасыщенности.

*Изучение технического состояния скважин* подразумевает: а) уточнение положения элементов конструкции (включая положение ствола в пространстве) или подземного оборудования; б) оценку степени и характера износа труб; в) определение профилей внутритрубного пространства и выявление сужений в скважинах, вызванных процессами эксплуатации (сальники гидратов, солевых отложений); г) оценку состояния и герметичности цементного камня (на забое и в заколонном пространстве).

На заключительном этапе интерпретации данных ПГК (включая методы ГИС и ГИС-контроля) происходит истолкование результатов измерений с выдачей заключения о решаемой задаче. При использовании промыслово-геофизических средств контроля разработки нефтяных и газовых месторождений, а также на этапе эксплуатации подземных газовых хранилищ объем интерпретируемых и одновременно анализируемых данных может существенно возрасти, включая результаты ГИС как в бурящейся, так и ПГИ в обсаженной скважине, промысловые данные по скважине, результаты гидродинамических испытаний вскрытых пластов и другое. Поэтому, рассматривая проблемы интерпретации, следует более подробно остановиться на особенностях объектов ПГК, т.к. многообразие технологий промысловых и геофизических методов обусловлено *разнообразием объектов исследований* и большим спектром их геолого-промысловых характеристик.

Объект любого уровня может быть представлен в виде геолого-технологической модели, которая способна описать основные процессы, протекающие при его работе (эксплуатации). Различают геолого-гидродинамические модели месторождения (залежи, пласта), секторные модели (пласта), индивидуальные объекты (системы «пласт-скважина»). Модель объекта может настраиваться с учетом таких факторов, как геологическое строение и насыщение (пласта), физико-химических свойств флюидов (пласта), термодинамических характеристик (залежи), способов эксплуатации (системы разработки), конструкции скважин и т.п. Сложные модели (месторождения) в случае многопластового строения должны учитывать возможные взаимодействия вмещающих объектов (межпластовые перетоки, переводы скважин с одного пласта на другой, приобщения пластов и т.д.).

Объекты уровня «скважина» в первую очередь отличаются по своему назначению: опорные, поисковые, структурные, оценочные, параметрические, разведочные, эксплуатационные (добывающие и нагнетательные), циклично работающие на отбор-закачку эксплуатационные скважины подземных хранилищ газа (ПХГ), наблюдательные (включая контрольные неперфорированные, контрольные перфорированные – пьезометрические), специальные (водозаборные, поглощающие, метрологические, резервные и пр.), разгрузочные (для техногенных залежей). Отдельный интерес для ГИС-контроля разработки месторождений представляют скважины, добуриваемые в

зонах начатой разработки. *По типу продукции* добывающие скважины делятся на газовые, газоконденсатные, нефтяные, газонефтяные. *По способу эксплуатации*: фонтанные, газлифтные, компрессируемые, свабируемые, работающие в режиме накопления, насосные (с ЭЦН, ШГН, струйными УГИС), эксплуатируемые специальными способами. *По типу подъемника* различают скважины, оборудованные пусковыми муфтами, циркуляционными клапанами и насосами. Скважины различаются также по количеству совместно эксплуатируемых пластов.

Другим типом объектов исследований являются эксплуатируемые пласты, которые могут существенно отличаться по эффективной толщине, литологической неоднородности, коллекторским и фильтрационным свойствам, первоначальной насыщенности, совершенству вскрытия, режиму эксплуатации, составу продукции и пр. Их поведение зависит также от параметров работы соседних скважин (например, системы поддержания пластового давления – ППД).

И, наконец, в качестве объекта геофизических и промысловых исследований и испытаний выступает сама эксплуатируемая залежь (месторождение). Разрабатываемые залежи отличаются количеством объектов эксплуатации (пластов), геометрическими и литолого-стратиграфическими параметрами, способом поддержания энергии пластов, стадией разработки. В целом они могут проявлять себя по-разному в зависимости от целого ряда факторов, например: на начальной стадии эксплуатации (при высоком пластовом давлении) и на конечном этапе разработки (после выработки). Во многом это связано с особенностями разработки месторождения (поддерживается ли пластовое давление закачкой газа или нагнетанием воды, каков масштаб искусственного воздействия на эксплуатируемые пласты и пр.).

В таких условиях диапазон решаемых с помощью ПГК задач чрезвычайно широк, а способы решения конкретной задачи могут быть весьма разнообразны и нетривиальны. Широкий перечень проблем требует разнообразного арсенала применяемых геофизических и промысловых методов исследований пластов и скважин. Для их решения может использоваться практически весь набор известных методов ГИС-ПГИ-ГДИС.

Следует сказать, что на практике встречается условное деление методов ГИС на две группы: ГИС-бурение (геофизические методы исследования открытого ствола) и ГИС-контроль (геофизические (ГИС-ПГИ) и промысловые (ГДИС-ТИ) методы исследования уже построенных скважин). Однако любая информация о скважине, пластах и залежи может быть заложена в единую модель месторождения. В этом смысле вся информация об объектах ГИС-бурения и ГИС-контроля неразделима.

### **1.1.1. Эксплуатационные скважины**

#### **1.1.1.1. Классификация скважин**

Помимо перечисленной выше классификации, эксплуатационные скважины как объекты ГИС-контроля могут быть дополнительно классифицированы по:

- 1) *состоянию эксплуатационного объекта* на момент исследования: выходящие из бурения, в освоении, в действии, бездействии, в простое (более 1 месяца), на ста-

- дии нарушения эксплуатационных свойств объектов, в ожидании КРС (ГТМ) с целью восстановления добычи, в консервации, в ожидании ликвидации;
- 2) *типу конструкции скважины и работы подземного оборудования* – в зависимости от: а) расположения насосно-компрессорных труб и интервалов перфорации; б) типа и величины фильтра; в) наличия пакера, пусковых муфт, циркуляционных клапанов и т.п.; г) способа и цикличности (стационарности) отбора (закачки) продукции; д) числа одновременно эксплуатируемых пластов (объектов); е) герметичности отдельных элементов конструкции; ж) типа проекции ствола (вертикальные, наклонные, горизонтальные, многоствольные); з) используемого в работе внутрискважинного пространства;
  - 3) *количеству потенциально отбираемой продукции*: а) высокодебитные; б) среднедебитные; в) низкодебитные;
  - 4) *глубине пробуренного (искусственного, текущего) забоя*: а) сверхглубокие (свыше 4–5 км); б) глубокие (свыше 2–2.5 км); в) средней (свыше 0.5–1 км) и г) малой глубинности;
  - 5) *начальным и рабочим термобарическим условиям на забое*.

Также может быть учтена степень изученности скважин по различным категориям (см. пример табл. 1.1.1.1).

#### НАЗНАЧЕНИЕ И ГЛУБИНА ИЗУЧЕННОСТИ СКВАЖИН ПО КАТЕГОРИЯМ

Таблица 1.1.1.1

Тип скважины	Комплексы исследования		Примечания (дополнительные исследования)
	ГИС	ПГИ-ГДИС	
Поисковая, оценочная, разведочная	Расширенный комплекс ГИС, ГТИ	Профиль и состав притока по ПГИ, замеры: КВД, ИД (на режимах)	Отбор керна, испытания по объектам, отбор глубинных или поверхностных проб
Добывающая	Стандартный комплекс ГИС	Разовые ПГИ + ГДИС (КВД, ИД – на режимах) – при освоении. По необходимости – ПГИ-ГДИС при КРС и при фонтанировании	Определение суммарных фазовых расходов на устье (замерными установками), возможный отбор поверхностных проб. Использование в системе гидропрослушивания (ГДП), ВСП
Нагнетательная		Периодический контроль стандартными методами ПГИ-ГДИС	Возможна закачка трассеров для оценки межскважинного взаимодействия. Использование в системе ГДП
Наблюдательная (опорная сеть контроля $K_{нг}$ )	Расширенный комплекс ГИС	Методы ПГИ (НК, «С/О», ВАК, ТМ) для оценки текущих $K_{нг}$	Исследуемый продуктивный интервал не перфорируется
Пьезометрическая (опорная сеть контроля $P_{пл}$ )	Стандартный комплекс ГИС	Периодические замеры статических уровней	Длительное статическое состояние скважины
Водозаборная	Сокращенный комплекс ГИС	По необходимости – разовые замеры ГДИС (ТИ)	Оценка на устье расхода воды

### 1.1.1.2. Влияние условий измерения

Таким образом, имеет место широкий диапазон факторов, которые необходимо учитывать в скважинах при проведении ГИС-контроля. Обычно оптимальные комплексы ПГК в эксплуатационных скважинах базируются на строгом учете *условий измерений* (см. ниже главу 4). Классификацию скважин невозможно игнорировать и на этапе накопления информации о результатах ПГК, что находит свое отражение при документировании результатов в базах данных (см. ниже главы 14 и 15).

Многие параметры (количественные и качественные), характеризующие скважины как объекты геофизических измерений при разработке месторождений, не ограничиваются ролью вспомогательной информации о технологической стороне исследований и являются основой для текущих оценок о состоянии самой залежи. Пример – использование ГДИС для оценок пластового давления и ФЕС пласта.

Вопросы оценки влияния условий измерений на информацию ГИС-контроля получили наиболее подробное изложение в обзорных работах авторов [1, 2]. В частности, при рассмотрении эксплуатационных характеристик пласта логично исходить из того, что характер нарушения эксплуатационного режима напрямую увязывается с работой всей гидродинамической системы «обсаженная скважина – пласты». Существует целый ряд обоснований (Иванова М.М. [3], Чоловский И.П. [4] и др.), различных градаций работы пластов (залежей), характерных для разработки при заводнении месторождений. Однако с точки зрения информативности системных исследований ГИС-контроля эти изменения нужно оценивать также и по соответствующим признакам в работе объектов-скважин (т.е. по наблюдаемым в процессе исследований условиям измерений или условиями эксплуатации).

Определяющими факторами, влияющими на условия измерений ПГК в эксплуатационных скважинах (и на возможности выявления интервалов обводнения), являются:

- степень (стадия) обводненности,
- характер обводнения (т.е. удаленность источника обводнения от интервала поступления воды в скважину),
- положение интервала обводнения относительно других продуктивных горизонтов и относительно элементов конструкции скважины,
- фазовый характер флюида в стволе работающей скважины (т.е. возможность фазовых превращений в стволе при движении флюида с забоя).

Таким образом, условия ПГК в значительной степени характеризуют характер и степень водопритоков в скважине. Мировой опыт показывает, что сегодня на каждую добытую тонну нефти приходится в среднем три тонны воды продукции (на дополнительную добычу и утилизацию которой ежегодно тратится свыше 40 млрд. долларов [5]). Исходя из особенностей воздействия на условия измерений гидродинамических параметров действующей скважины предлагается весь процесс обводнения условно свести к четырем основным стадиям:

*Стадия ожидания обводнения*, когда скважина работает «сухой» продукцией, но по анализу результатов геофизических и промысловых исследований в соседних экс-

плуатационных и наблюдательных скважинах можно предположить в скором времени подход фронта пластовых или закачиваемых вод.

*Начальная стадия обводнения.* На этом этапе, который может длиться достаточно долго, поступление в ствол внешних вод бывает крайне незначительным. Тогда идентифицировать возникший интервал обводнения приходится в основном по косвенным признакам (по аномальному падению (росту) пластового давления, возникающим кратковременным перетокам газа сразу после остановки скважины, по изменениям в температуре выхода пластового флюида и др.). Кроме того, общий факт начала обводнения скважины можно установить по соответствующему гидрохимическому анализу продукции скважины, сделанному на фоне ранее выполненных анализов в «сухой» скважине. Вследствие неоднородности эксплуатируемого пласта первые порции воды в продукции обычно бывают приурочены к высокопроницаемым толщинам, а линии тока (прорывов) этих «хороших» (по классификации авторов работы [5]) вод сопровождаются выносом нефти и влияют на вытеснение нефти.

*Стадия прогрессирующего обводнения* – наиболее ответственный момент в жизни эксплуатационной скважины, т.к. если здесь не удастся своевременно установить причины обводнения, а тем более, сам факт обводнения скважины, то дальнейшие работы по капитальному ремонту с целью изоляции интервала обводнения могут оказаться малоэффективными. Главным признаком этого этапа является неуклонный рост доли воды в продукции скважины и затрат энергии на ее вынос на стационарном режиме отбора. Поэтому закономерным следствием работы скважины в этот период является заметное падение в ней дебита углеводородной фракции (при естественном упруго-водонапорном режиме работы пласта). Характер вытеснения углеводородов может осложняться наличием линий тока не только «хорошей», но и «плохой» воды, проходящей по пласту без добычи нефти. В этом случае встает вопрос об экономической целесообразности продолжения добычи и обосновании ГТМ.

На *заключительной стадии обводнения* может произойти полное «глушение» скважины образовавшимся на забое столбом жидкости либо возникновение ситуации «барботажа» углеводородов из отдельных продуктивных пластов через столб воды на забое. Таким образом, фонтанирование даже для газовых скважин становится невозможным.

Типичные причины избыточных водопритокков – прорывы воды по высокопроницаемым пропласткам (лучше всего оцениваются при точечных испытаниях с помощью ИПК); негерметичности ЭК, НКТ, пакера (диагностируются обычно по профилю и составу притока); заколонные перетоки по негерметичностям ЦК (выявляются по серии ТМ, МНА (КНАМ), ИНК или ГК при использовании закачек МВ или ИР); движения ВНК или ГВК (включая конусообразование или для ГС «языкообразование») в условиях относительно низкой вертикальной проницаемости (фиксируются методами оценки текущей насыщенности); наличие разломов или трещиноватости (геометрия которых может быть оценена по результатам трассирования фильтрационных потоков).

Вторая и третья стадии обводнения наиболее благоприятны с точки зрения реализации потенциальных возможностей по выявлению зон межпластового дви-

жения и интервалов поступления воды в ствол с помощью ПГИ. В настоящее время общепризнано, что наиболее эффективными являются комплексные исследования, включающие замеры при нестационарной работе скважин (т.е. после ее остановки, запуска и т.п.). Кроме того, на этапе скважинной диагностики водопритоков параллельно необходимо применять площадной анализ данных по добыче и закачке (особое внимание должно быть уделено анализу остановок скважин и ограничений их дебитов), учитывать характер вертикальной неоднородности, идентифицированный по методам ГИС (включая межскважинные корреляции параметров ГИС), анализировать площадную динамику изменения пластового давления, графики зависимостей  $P_{заб}=f(Q_i)$  с учетом гидравлических потерь давления в трубах («NODAL-анализ»).

Применение других известных геофизических методов (электрметрии в открытом и закрытом стволе, радиометрии, акустики) более информативно на стадии значительной обводненности пластов. Однако имеется большое число условий, так или иначе ограничивающих их возможности (закрытый ствол, недостаточная минерализация вод, загрязнение призабойной зоны, низкие ФЕС). Тем не менее это направление контроля разработки нефтяных и газовых месторождений считается наиболее традиционным.

В более сложных условиях *газожидкостных потоков* в стволе скважины наблюдаются структурные изменения при движении флюидов. В итоге становятся малоэффективными методы, результаты которых могут находиться в неоднозначной зависимости от свойств движущегося многофазного потока (расходомерия, методы оценки состава продукции). Учитывая это, нельзя ограничиваться только «потокотметрическими» ПГИ (PLT) методами.

В настоящее время, когда для основных средств измерений фактически достигнуты разумные пределы по точности, чувствительности и по динамическим диапазонам, возможны следующие пути существенного *повышения информативности ГИС-контроля*:

- 1) развитие методов «объемного» наблюдения за системой «пласт-скважина» (гидродинамическое, акустическое, электромагнитное и радиоактивное прямое зондирование различных зон эксплуатируемого пласта);
- 2) совершенствование соответствующих способов прямого зондирования (многоканальные, многочастотные, многозондовые, временные, импульсные, спектральные, флуктуационные);
- 3) дополнительный учет условий скважинных измерений с помощью стационарных устьевых (или глубинных) информационно-измерительных систем (эхолокация текущих уровней раздела фаз на забое, оценка суммарных фазовых расходов, учет условий стационарности режимов работы скважины в процессе выполнения геофизических исследований, уточнение термобарических условий на забое, оценки изменения состава и притока в кровле каждого пласта);
- 4) систематизация сбора и обобщение всей совокупности получаемых результатов промысловых и геофизических исследований (на базе исходных материалов ГИС-бурения).



### 1.1.1.3. Ограничение водопритоков в скважинах

Знание причин обводнения позволяет обосновать эффективные ГТМ для их ограничения. Основные средства борьбы с диагностированными по ПГК водопритоками включают [5]: механическую изоляцию толщин с использованием пробок, пластыря, накладных композитных муфт (которые благодаря механизму надува прикрепляют цилиндр из углеводородного материала к внутренней поверхности ЭК, после чего происходит застывание смолы до ее полимеризации), цементных мостов и пакеров (для выявленных негерметичностей элементов конструкции); закачку изолирующих жидкостей (высокопрочного цемента, смол, неупругих гелей) в затрубное пространство (для изоляции заколонных перетоков); заглушку нижних интервалов перфорации с помощью цементных мостов и пакеров, закачка слоя изолирующего геля выше ВНК (на радиус свыше 15м) или даже зарезка вторых стволов (при подъеме контактов); выравнивание профиля закачки в нагнетательной скважине путем закачки (с применением разделяющих надувных пакеров) глубокопроникающих текучих гелей (легко смешиваемых жидких сшитых полимеров, затвердевающих не менее, чем через трое суток) или избирательной (селективной) закачки вод (при опережающих прорывах воды по высокопроницаемым толщинам или наличии вокруг скважин разветвленных систем трещин); изоляцию участка ствола (при избирательных прорывах воды в ГС); заводнение пенами (при необходимости увеличить охват пласта по вертикали и обеспечить выработку целиков нефти, возникающих под действием гравитационных сил); закачку «умных» селективных (смесей полимеров и поверхностно-активных веществ ПАВ) жидкостей (при обработке скелета породы в прискважинной зоне, если надо ограничить движение воды в обводненных пропластках без ущерба для притока нефти); альтернативные способы заканчивания скважин (дострелы обводнившейся части пласта в условиях конусообразования с совместной или совместно-раздельной эксплуатацией толщин фильтра, многозабойные скважины).

Неоднородность проницаемости по площади и связанный с ней специфичный характер формирования линий тока воды от нагнетательных рядов к добывающим скважинам может приводить к возникновению ситуации низкого охвата вытеснением по площади (например, основные потоки прокачиваемых вод будут идти только по рукавам палеорусел или зонам трещиноватости). Отклонение потока нагнетаемой воды от ранее промытого пространства требует либо значительных закачек полимерных растворов, либо применения управляющего бурения БГС [5], либо оптимизации заканчивания ствола скважины.

### 1.1.1.4. Управление профилем закачки дифференцированным вскрытием пластов (совместно с Васильевым А.Н.)

В настоящее время для выравнивания фронтов заводнения в пластах с примыкающими толщинами, характеризующимися различной проницаемостью, рекомендовано применять операции по закачке специальных полимеров, изменяющих фильтрационные свойства призабойной зоны и способствующих относительно

выравниванию скоростей фильтрации в высоко- и низкопроницаемых прослоях. Таким образом, удастся искусственным путем частично ограничить высокие скорости заводнения в более проницаемых слоях пласта. Правда, как показано ниже, это возможно на небольших расстояниях от нагнетательной скважины (десятки метров).

Пример смоделированного для данного способа профиля скорости фильтрации на разных расстояниях от нагнетательной скважины показан на рис. 1.1.1.1. Действительно, скорости фильтрации после создания скин-зоны (например, способом закачки полимерных гелей – кривые 2) уступают значениям скоростей при фоновой закачке (кривые 3).

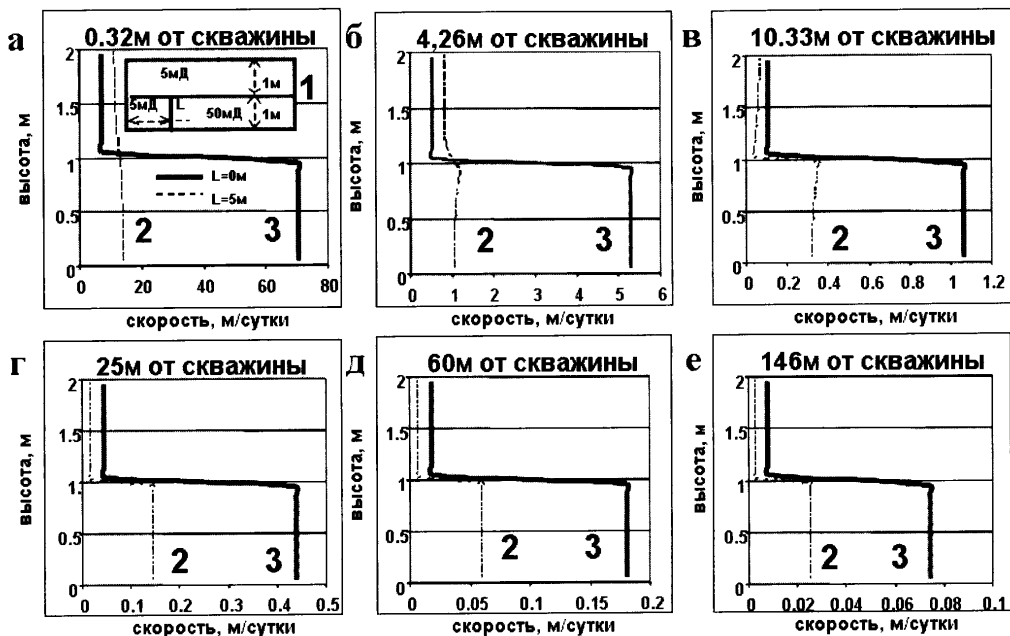


Рис. 1.1.1.1. Моделирование поля скоростей при закачке полимеров в нижнюю (более проницаемую) часть пласта: а-е – расчетные профили скорости фильтрации закачиваемой воды на разных расстояниях от скважины; 1 – схема распределения проницаемости в пласте (в нижней части с  $k=50\text{мД}$  вследствие закачки полимера получена скин-зона пятиметровая зона с  $k_s=5\text{мД}$ ; в верхней части пласта  $k=5\text{мД}$ ) – случай, для которого получены распределения скорости (кривая 2); кривая 3 – распределения скорости в пропластках при отсутствии скин-зоны; диапазон вертикальной анизотропии проницаемости 0.01–0.1

Альтернативным способом выравнивания фронтов является, в частности, регулирование степени вскрытия в различных интервалах пласта, например использование более высокой плотности перфорации в менее проницаемой части пласта. Расчетные профили скорости фильтрации воды на различных расстояниях от скважины для разных вариантов перфорации показаны на рис. 1.1.1.2, откуда видно, что, изменяя плотность перфорации, можно варьировать скоростью движения закачиваемого флюида на незначительных расстояниях от нагнетательной скважины (в зоне до нескольких десятков метров). При дифференцированном вскрытии поле скоростей в более проницаемом пропластке замедлено (кривые 1) относительно показаний скорости при фоновой закачке в условиях одинаковой степени совершенства забоя скважины (кривые 3).

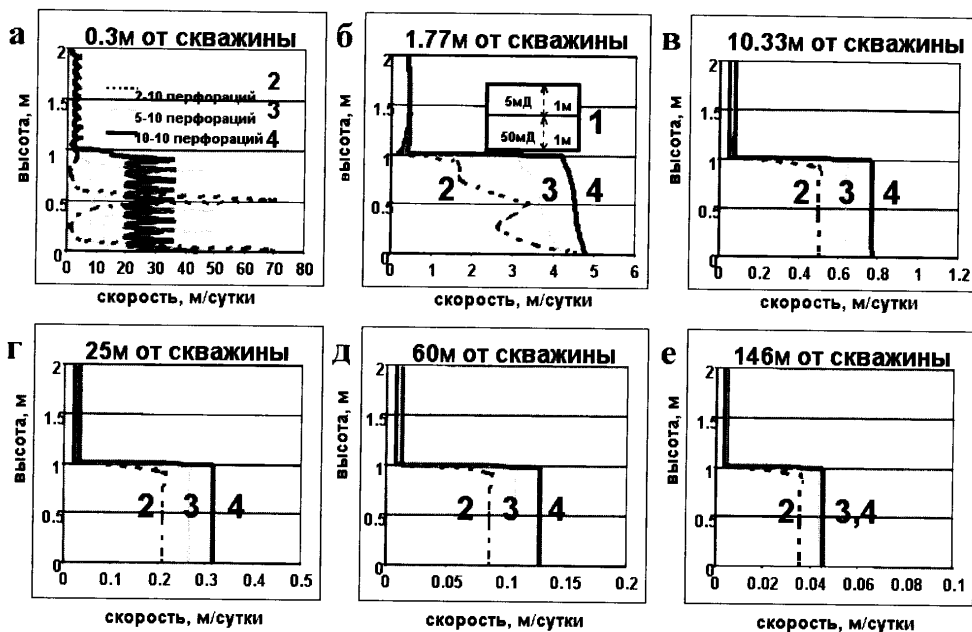


Рис. 1.1.1.2. Моделирование поля скоростей при различных вариантах перфорации пласта (в нижней части  $k=50\text{мД}$ , в верхней части  $k=5\text{мД}$ ): а-е – расчетные скорости фильтрации закачиваемой воды на разных расстояниях от скважины; 1 – схема распределения проницаемости в пласте, 2 – кривая распределения скорости, если плотность вскрытия верхней части в 5 раз выше, чем нижней; 3 – то же, если плотность вскрытия верхней части в 2 раз выше, чем нижней; 4 – то же, если плотность всего пласта одинакова

Приведенные материалы свидетельствуют, что как закачка полимерных растворов, так и регулирование вскрытия толщин пласта способны вносить определенные возмущения в призабойную зону пласта, создавая скин-эффект, ограничивающий приемистость высокопроницаемого прослоя. При этом способ управления профилем закачки путем дифференцированного вскрытия продуктивных пластов потенциально является более простым.

Тем не менее из-за эффекта «обтекания» скин-зона, выравнивания поля давления и стабилизации относительного распределения поля скоростей в пропластках уже на расстояниях 10–50 м оба этих способа не позволяют достичь абсолютного эффекта – добиться снижения скорости движения фронта обводнения по высокопроницаемому прослою вдали от нагнетательной скважины. Представленное выше обоснование данного вывода не претендует на оригинальность решения задачи, а демонстрирует лишь реальную ограниченность наиболее известных технологических мероприятий по устранению выявляемых средствами ГИС-контроля прорывов воды по высокопроницаемым прослоям пласта.

### 1.1.2. Эксплуатируемые продуктивные пласты

Идентификация продуктивных пластов и пропластков (толщин) с целью последующего решения основных задач ПГК возможна только по результатам детальной межскважинной корреляции, с учетом неоднородности пластов. Однако достоверность данной корреляции – первый элемент в алгоритме анализа данных ПГК, непо-

средственно влияющий на конечный результат. В связи с этим необходимо уделять значительное внимание качеству разбивок, выполняемых на этапе интерпретации материалов ГИС (вплоть до повторных выборочных сопоставлений разрезов при работе с системой мониторинга разработки месторождения). Результативность детальной корреляции повышается с привлечением данных некоторых замеров ГИС-контроля на этапе текущего анализа выработки нефтяных пластов.

Основной принцип любой корреляции состоит в анализе характерных толщин в выделенных по методам ГИС слоях горной породы. Известны согласная и несогласная формы залегания слоев. Причинами наблюдаемых несогласий в осадконакоплении считаются тектонические нарушения и фациальные замещения. Те и другие поддаются выявлению при хорошей дифференциации диаграмм ГИС и достаточной плотности сетки скважин [6].

В существующих регламентах и инструкциях наблюдается расплывчатость в определении понятий «пласт», «пропласток» и «толщина». Вышло из употребления понятие «мощность». Для коллекторов в разграничении терминов «пласт» и «пропласток» (толщина) лежит условная градация слоев по признаку неоднородности. Неоднородность может быть связана с формой залегания или с физическими свойствами слоев. Кроме того, данные понятия могут быть дифференцированы по уровню гидродинамической связи. Также могут быть оценены микро- и макронеоднородности пласта. Причем главный интерес на уровне микронеоднородности будет представлять дифференциация пласта по проницаемости (зональная и послойная), а на уровне макронеоднородности – расчлененность пласта на отдельные прослои и его непрерывность (изменчивость) по площади.

Микронеоднородность определяется главным образом структурой и распределением пор, глинизацией, уровнем фобизации коллектора. В зависимости от этих свойств находятся значения остаточной нефте- и газонасыщенности ( $K_{H,Г.о}$ ), которые характеризуют неизвлекаемые запасы углеводородов. Оценки параметров  $K_{H,о}$  выполняются способом петрофизического моделирования с воспроизведением термобарических условий пласта.

Макронеоднородность коллектора определяется неоднородностью всего продуктивного пласта и учитывает характер гидродинамической взаимосвязи отдельных толщин или зон, влияние тектонических нарушений, наличие плотных и глинистых прослоев, расчлененность по ФЕС. Все эти причины вертикальной и площадной неоднородности в итоге определяют охват пласта ( $\beta_{охв}$ ) при вытеснении углеводородов (например, закачиваемой водой).

Наиболее подробно вопросы геологической неоднородности изучены и обобщены в работе Золоевой Г.М. [7]. В частности, ею была показана связь пластовой неоднородности с фильтрационно-емкостными свойствами и продуктивностью пласта. Эффективными оказались сопоставления коэффициентов проницаемости ( $k$ ) и пористости ( $K_p$ ) с комплексным параметром неоднородности ( $BP_{ОИ}$ ), где  $BP$ ,  $ОИ$  – соответственно коэффициенты средней вертикальной расчлененности и относительной изменчивости (1/м):

$$BP = n/h, \quad (1.1.1.1)$$

где  $n$  – число прослоев (экстремумов на диаграмме ГИС),  $h$  – интервал пласта,

$$OI = \sum |X_{i+1} - X_i| / n \cdot \bar{X}, \quad (1.1.1.2)$$

где  $|X_{i+1} - X_i|$  – модуль относительных изменений регистрируемого параметра  $X$ , фиксируемых на единицу толщины пласта,  $\bar{X}$  – среднее значение.

Необходимо четко разделять понятия пласта и пропластка.

*Пласт* (продуктивный) – геологический объект, характеризующийся сходными стратиграфическими и литологическими признаками при детальной корреляции, представляющий собой единую гидродинамическую систему в пределах эффективных толщин, в целом хорошо выдержанный по площади залежи, но для которого допустимы зональная и вертикальная формы неоднородности.

*Пропласток* – часть пласта, выделенная на основе некоторого критерия оценки непроницаемого экрана (в предварительно принятой классификации по макронеоднородности), гидродинамически связанная (в пределах ограниченной зоны пространства залежи), но для которой допустимы известные формы микронеоднородности.

*Толщина*: «действующая» – т.е. охваченная любыми процессами выработки; «обводненная» – подверженная вытеснению углеводородов водой; «работающая» – дающая приток продукции в ствол. По-другому, «толщина» – изменяемая во времени часть эффективной толщи пласта, характеризующаяся схожими петрофизическими и текущими гидродинамическими свойствами, фиксируемая по показаниям различных методов ГИС-контроля. «Толщина» близка понятию «аномальный интервал», который выделяют по данным ГИС (ПГИ) в результате выполнения процедур интерпретации. В базах данных всего месторождения значения толщин в локальных зонах (приуроченные к разрезу конкретной скважины) могут присутствовать не в явном виде, а косвенно – через коэффициенты охвата пласта («выработкой», «обводнением», «работой» и т.п.).

Известно, что построение карт и разрезов (профилей) в целом для залежи возможно только для выдержанного по площади геологического объекта – т.е. для *пласта*. Учитывая естественную неоднородность пласта, необходимо выполнять условное осреднение или суммирование наблюдаемых по ГИС для пропластков и толщин физических свойств. В зависимости от типа приписываемого пласту свойства эта задача может иметь разную степень сложности. Такие основные параметры пласта, как пористость или нефтенасыщенность допустимо обобщать как средневзвешенные для пропластков величины, однако же выполнение аналогичной процедуры с параметром проницаемости (или с производными от него параметрами: гидро- и пьезопроводностью) при существенно неоднородном разрезе пласта может привести к серьезным погрешностям.

Подробно вопрос приписывания поинтервальных и пластовых параметров описан в разделе 15.4.2.

Таким образом, для описания объектов ПГК и ГИС-контроля, согласно приведенной классификации продуктивных слоев, необходимо предусмотреть в специализированной базе данных следующие элементы: 1) толщина, интервал (косвенно – через пластовые коэффициенты), 2) пропласток (как структурный элемент для конкретной скважины), 3) пласт (как структурный элемент для всей залежи). Необходимо также оговорить и возможные способы дифференциации по неоднородности. Критерии неоднородности могут быть косвенными (выбираются интерпретатором

при выполнении корреляции) или же количественными (дополнительно характеризуют интегральные ФЕС пласта). По мнению авторов, в последнем случае помимо комплексного параметра неоднородности ( $BP \cdot OИ$ ) возможно использование упрощенного критерия – *индекса неоднородности* (1/м):

$$ИИ_{неод} = n_{прон} / h_{эф}, \quad (1.1.1.3)$$

где  $n_{прон}$  – число проницаемых пропластков,  $h_{эф}$  – эффективная толщина ( $\Sigma h_{пр}$ ).

Удобным для экспресс-анализа неоднородности пласта является также коэффициент песчанистости (отношение суммы эффективных толщин к общему интервалу пласта  $h$ ):

$$\beta_{нес} = h_{эф} / h_{\Sigma}. \quad (1.1.1.4)$$

Анализ указанных критериев неоднородности по целому ряду нефтяных и нефтегазовых месторождений показал, что при равных  $h_{эф}$  их относительное увеличение в отдельных зонах месторождения (для  $\beta_{нес}$  – уменьшение) обычно напрямую связано с понижениями начальной фазовой продуктивности пласта, оцениваемой при испытаниях пласта.

Другие возможные параметры неоднородности, основанные на статистических распределениях (асимметрия, коэффициент вариации, пр.), а также энтропия и др. [6–7] сложны для оперативного анализа исходных материалов при ГИС-контроле, однако возможно их привлечение в качестве дополнительных.

Многие геологи [6] выделяют три основных типа макронеоднородности пластов: 1) вызванную расслаиванием горизонта на ряд пластов или пропластков, 2) обусловленную частичным замещением по площади проницаемых пород глинами, плотными алевролитами, аргиллитами и пр., 3) связанную с резкими изменениями коллекторских свойств горизонта по всей толщине вследствие фациальной изменчивости.

Как показано в работе [7], наиболее показательными с точки зрения характеристики ФЕС и неоднородности пласта бывают площадные распределения параметра «неоднородности по проницаемости». В частности, значения проницаемости устанавливались как  $k = lg(\psi)$ , где  $\psi$  – функция, оцениваемая по показаниям методов электрометрии. Граничные значения параметра неоднородности определялись:  $\psi = f(BP \cdot OИ)$ . Таким образом, статистические сопоставления параметра неоднородности ( $BP \cdot OИ$ ) и начального  $k$  (аппроксимированного по данным методов ГИС-бурения) повышали информативность интерпретации.

Подобные формы анализа различных критериев неоднородности совместно со значениями текущей фазовой проницаемости и текущей фазовой продуктивности в целом характеризуют динамические процессы, происходящие в залежи на стадии вытеснения нефти или газа водой.

### 1.1.3. Разрабатываемые газовые и нефтяные залежи

Известно, что в зависимости от соотношения промышленных запасов углеводородов (нефть, газ, газовый конденсат) залежи могут быть условно подразделены на: газовые, нефтяные, газоконденсатные, нефтегазовые, газонефтяные, газонефтеконденсатные, нефтегазоконденсатные, газоконденсатнонефтяные. Согласно работе [8]

для месторождений со смешанными типами углеводородов более корректно оперировать понятиями газоконденсатнонефтяной залежи (запасы нефти выше запасов газа с конденсатом) или нефтегазоконденсатной залежи (запасы нефти в нефтяной оторочке меньше запасов газа с конденсатом). Нефтяные оторочки в зависимости от наличия внутреннего контура нефтеносности подразделяют на типы: краевые, подошвенные, промежуточные.

Основной информацией о залежи являются ее геологические границы, которые бывают: структурного типа, связанные с контактом пород разного возраста и литологии; вызванные стратиграфическими несогласиями или тектоническими нарушениями, разделяющие породы-коллекторы по их насыщенности (т.е. контакты ВНК, ГНК, ГВК). Известно, что большая часть залежей обычно приурочена к различным тектоническим структурам (типа куполов, поднятий, складок, клиноформ и др.). Формой представления границ у таких залежей являются структурные карты (изогипсы в абсолютных отметках), включающие план скважин (по пересечению их с картируемой поверхностью), а также внешние и внутренние контуры газо- и нефтеносности.

В случаях более сложного строения залежи для ее визуальной характеристики обычно требуется показывать зоны замещения и выклинивания коллекторов (размеры, особенности их распространения), тектонические нарушения, зоны слияния продуктивных прослоев (перемычек) между частями пласта с разным насыщением. Для границ залежей, связанных с нефтегазонасыщенностью коллекторов, может быть выполнена дополнительная дифференциация в переходных зонах (предельной нефтенасыщенности, недонасыщенности, пр.). Для границ залежей, связанных с литологической изменчивостью или стратиграфическими несогласиями, линии фациального замещения коллекторов могут определяться в соответствии с картой изменения какого-либо параметра ФЕС ( $K_{\Sigma}$ ,  $k$ ,  $K_{\Pi}$  и т.д.). Иногда основанием для этого могут служить показания геофизических параметров ( $\alpha_{\Pi C}$ ,  $\Delta I_{\gamma}$  и др.). Наличие зон выклинивания или размыва оценивают после детальной корреляции разрезов скважин.

Регламентом по составлению проектных технологических документов [9] основной анализ геологической модели предусматривается вести по изменениям нефтегазонасыщенных толщин и распространению коэффициентов расчлененности и песчанистости по площади залежи, что предусматривает построение подробных карт таких подсчетных параметров, как эффективные нефте- и газонасыщенные толщины, средневзвешенные по площади  $K_{\Pi}$ ,  $K_{H,Г}$  и т.п. В России применяется целый спектр отечественного и зарубежного программного обеспечения, направленного на создание детальных геологических моделей, включая и 3D-построения («3D-Property», «Petrel» Schlumberger, «StrataModel» Landmark, «IRAP RMS» Roxar, «DV» ЦГЭ и др.).

Обычно при картопостроениях соблюдают последовательность построений (начиная с грубых крупномасштабных и заканчивая проработкой мелкомасштабных структур). В перечень необходимых графических приложений также входят: литолого-стратиграфический разрез месторождения, геологические разрезы (продольные и поперечные), структурные карты по кровле и подошве каждого продуктивного пласта. В числе наиболее хорошо зарекомендовавших себя на практике при картопо-



строениях методов 2D-интерполяции: Крайгинг, Аронова, минимальной кривизны и др.

Геологическая модель залежи может служить основой для последующего гидродинамического моделирования (с использованием пакетов: «Eclipse» Schlumberger, «VIP» Landmark, «Work Bench» SSI и др.). При более точном учете геологических особенностей продуктивных пластов набор и количество входных данных возрастает: 1) каротажные диаграммы, 2) керны, 3) данные по испытанию при освоении скважин, 4) результаты трехмерных сейсмических исследований и внутрискважинного сейсмического просвечивания ВСП, 5) другие методы по изучению межскважинного пространства (гидропрослушивание, трассирование фильтрационных потоков индикаторными веществами).

В зависимости от уровня изученности, степени выработанности и заводнения авторы выделяют несколько *стадий состояния месторождений*, которые, в свою очередь, определяют цели промыслового и геофизического комплексного контроля.

- *Стадия пробной эксплуатации*: оцениваются запасы и продуктивные (добычные) возможности по отдельным скважинам и пластам, оценивается геологическая модель пластов, исследуются свойства пластовых флюидов, обосновывается система заканчивания скважин.
- *Стадии разбуривания и опытно-промышленной эксплуатации первоочередных участков*: проводятся ГИС, детализируются геологические модели пластов, пересчитываются запасы, проводятся ПГИ и ГДИС при освоении новых скважин с получением массовой информации о гидродинамических свойствах пластов, работающих толщинах, скин-факторах и пр., опробуются перспективные технологии разработки пластов и эксплуатации скважин, оценивается соответствие фактической добычи и потенциальной продуктивности пластов и скважин, формируются опорные сети для организации периодических ПГИ и ГДИС.
- *Стадия «тиковой добычи»* (только в случае, если таковая может быть четко выделена): изучаются и анализируются измеренные параметры ФЕС пластов и продуктивные характеристики скважин, используемые для построения (настройки) геолого-технологической цифровой модели месторождения, обосновывается (на основе модели) система оптимизации добычи (при этом ПГИ и ГДИС преимущественно реализуются в фонтанирующих скважинах, в насосных скважинах в период проведения КРС, а также в нагнетательных скважинах).
- *Стадия стабилизированной добычи*: определяется эффективность принятой системы разработки, оценивается охват запасов процессами выработки (путем исследований по опорной сети скважин), определяются основные направления фильтрационных потоков, по результатам базовых исследований экспертируются гидродинамические модели залежей, контролируются технологические параметры работы скважин, обосновываются и проводятся (с оценкой эффективности) ГТМ и КРС, необходимые для поддержания уровня добычи по месторождению, обосновывается необходимость дополнительного бурения.

- *Стадия падающей добычи:* оценивается распределение остаточных запасов по площади и разрезу, устанавливаются причины массового обводнения скважин, оценивается эффективность РИР, контролируется динамика изменения энергетических свойств пласта, обосновываются дополнительные ГТМ.

Большая часть нефтяных месторождений в Западной Сибири находится или близка к поздней стадии разработки. Несмотря на то что, согласно принятым ранее регламентным требованиям по Западной Сибири [10] для контроля за выработкой запасов нефти при обводнении были предусмотрены сети контрольных скважин, на практике эти сети не были созданы, а предусмотренные объемы ПГИ добывающих скважин сейчас значительно сокращены. Отчасти это оправдано тем, что развитие методов геомоделирования в целом позволило ряд задач ГИС-контроля решать математическим путем. Тем не менее на будущее в информационном обеспечении проектных работ по разработке месторождений должна быть определена оптимальная пропорция между информативными возможностями цифрового геомоделирования и применением прямых методов контроля разработки (ПГИ, ГДИС, ГИС) – см. главу 3.

В этой связи должны реализовываться на практике следующие мероприятия: создание опорных сетей скважин для организации в них системных ПГИ и ГДИС; проведение ГИС при добурировании скважин в зоне разработки – повышение числа ПГИ с целью точечного контроля текущих параметров выработки (динамики изменения нефте- и газонасыщенности); увеличение доли ПГИ в фонде добывающих скважин (особенно в высокодебитных скважинах, эксплуатирующих многопластовые залежи и в ГС); повышение эффективности используемых комплексов методов и технологий ПГИ; организация межскважинных исследований (трассирование индикаторами фильтрационных потоков, гидропрослушивание); проведение текущего анализа выполненных исследований и сопоставление их с результатами геомоделирования и промысловыми данными.

Важным моментом в планировании исследований с учетом стоящих задач и характера объектов является выбор опорных сеток скважин. В первую очередь, *опорные сети скважин* должны быть разделены по решаемым задачам:

- Контроль ВНК и  $K_{Н,мек}$  (глухие наблюдательные на нефтяную залежь скважины, где должны быть определены начальные положения ВНК и значения  $K_{Н,нач}$ ; часть скважин также размещают по профилям, перпендикулярно линиям нагнетания).
- Контроль ГЖК и  $K_{Г,мек}$  (глухие наблюдательные на газовую залежь или транзитные скважины, где должны быть зафиксированы начальные положения ГЖК и значения  $K_{Г,нач}$ ; часть скважин резервируется вблизи внешнего контура газоносности по направлению предполагаемого движения контакта).
- Контроль  $P_{пл}$  (долго простаивающие и пьезометрические скважины, часть из которых должна находиться в законтурной области).
- Контроль  $P_c$  (фонд скважин, оборудованных ЭЦН).
- Контроль профиля приемистости (максимально возможная часть нагнетательных скважин в летний период).

- Контроль профиля и состава притока (преимущественно: фонтанирующие, насосные скважины, скважины, остановленные для смены насоса и КРС).
- Контроль состава продукции (скважины, где возможен наземный отбор проб для физико-химического контроля свойств флюидов продукции).

Основными требованиями при выборе опорных сетей являются: подбор соответствующего типа скважин; равномерный охват залежи наблюдениями; охват наблюдениями всех характерных зон (блоков) залежи; возможность проведения в выбранных скважинах периодических измерений.

Выполняемые на практике ПГИ обычно ограничиваются решением типовых задач: оценка профиля притока и источника обводнения по качественным признакам; определение профиля приемистости; выявление заколонных перетоков (других технологических нарушений); контроль технического состояния скважины; оценка интегрального нестационарного притока в ствол (путем отбивки динамических уровней); контроль ВНК, ГВК, ГНК (текущего нефтегазонасыщения пластов). При этом исполнитель или заказчик исследований могут неоправданно упростить комплекс или технологию ПГИ, сославшись на типовой характер поставленной задачи. Тем самым информационная ценность планируемого исследования окажется ниже ожидаемой. Чтобы этого не происходило, каталог задач, равно как и каталоги соответствующих им комплексов и технологий в регламентных документах обычно представляются в достаточно гибкой форме – с возможностями детализации типовой задачи и комплексирования в рамках единой программы ПГИ-ГДИС сразу нескольких типовых задач.

В целом обеспечение системного промыслового и геофизического контроля разработки месторождений должно возлагаться на геологические службы нефтегазодобывающих компаний и их подразделения. Степень успешности проводимого на конкретном месторождении ПГК напрямую зависит от подготовленности специалистов служб геологии и разработки в НГДУ (ТПДН), степени сложности разрабатываемого объекта, а также от имеющихся на местах технологических возможностей в области разработки и исследований.

Известны [11] следующие разновидности систем размещения скважин по площади:

1. *Равномерное*. Обеспечивает равномерное падение пластового давления  $P_{пл}$ . Целесообразно, если продуктивный пласт однороден по своим коллекторским свойствам.
2. *Батарейное*. Обычно применяется на ГКМ при поддержании  $P_{пл}$  способом закачки в пласт воды или на ГМ при задании строгого температурного режима в скважинах (для избежания загидрачивания газа), однако рядное размещение скважин способствует образованию местной воронки депрессии и вследствие этого – локальному падению энергии пласта.
3. *Линейное*. Применение обычно обуславливается характером геометрии залежи. Недостатки – аналогичные п.(б).
4. *Сводовое*. Используется для однородного по ФЕС пласта в случае, если залежь обладает водонапорным режимом.

На размещение скважин на площади дополнительно также влияет экономическое обоснование, регламентирующее протяженность промысловых коммуникаций, газо-

сборных сетей и т.п. При проектировании для упрощения оцениваются характеристики для «средней» скважины, где фильтрационные сопротивления:

$$A = [\sum (A)_i \cdot (\bar{\mu} \cdot \bar{Z})_i \cdot Q_i] / [(\bar{\mu} \cdot \bar{Z}) \cdot \{\sum Q_i\}]; B = n \cdot [\sum (B)_i \cdot \bar{Z}_i \cdot Q_i^2] / [\bar{Z} \cdot \{\sum Q_i\}^2], \quad (1.1.3.1)$$

где  $Q_i$  – дебит газа  $i$ -й скважины;  $(A)_i$ ;  $(B)_i$  – фильтрационные сопротивления;  $\bar{\mu}$  – средняя относительная динамическая вязкость;  $\bar{Z}$  – коэффициент сверхсжимаемости газовой смеси (средний для условий пластового и забойного давлений).

Двучленное уравнение притока газа в «средней» скважине:

$$P_{nl}^2(t) - P_c^2(t) = A \cdot (\bar{\mu} \cdot \bar{Z}) \cdot Q(t) + B \cdot \bar{Z} \cdot Q^2(t), \quad (1.1.3.2)$$

где  $P_{nl}(t)$  – текущее средневзвешенное по объему залежи  $P_{nl}$ .

Существуют специальные промысловые методики оценки  $A$ ,  $B$  и депрессии на пласт путем последовательных приближений с учетом возможных погрешностей их вычислений.

Основные показатели разработки месторождений *при газовом режиме* сводятся к решению следующих уравнений, характеризующих процессы изменения во времени (при нарастающей и падающей добыче):  $P_{nl} = P_{nl}(t)$ ;  $P_c = P_c(t)$ ;  $Q = Q(t)$ ;  $n = n(t)$ , где  $n$  – число скважин, требуемых для разработки. В основе расчетов лежит определение с учетом уравнения материального баланса газовой залежи.

В условиях *водонапорного режима* разработки газового месторождения часть порового пространства следует считать занятой поступившей в залежь водой. В этом случае обычно руководствуются следующей схематизацией [11]: 1) моделью залежи будет являться упрощенная скважина с радиусом  $r_c = \sqrt[3]{S_z/\pi}$ , где  $S_z$  – площадь газоносности, 2) пределы водоносного пласта ограничиваются  $r_{кл}$ , если в работающей скважине по  $P_c(t)$  и  $Q$  будут видны признаки его влияния.

### 1.1.3.1. Многопластовые газовые месторождения

Здесь, как правило, имеет место одна из трех систем разработки:

- Разработка ведется по единой сетке скважин.
- Разработка каждого горизонта ведется по индивидуальной сетке.
- Вариант комбинированной разработки.

В случае единой сетки существенно усложняется контроль за разработкой промысловыми методами и по ГИС, возникает опасность опережающего обводнения скважин и межпластовых перетоков. Модель систем «скважина – пласты» и «скважины – залежь» может значительно усложниться.

### 1.1.3.2. Нефтяные месторождения

Системы разработки объектов эксплуатации на месторождениях:

1. *Без поддержания  $P_{nl}$* . Характерны для пластов с естественным водонапорным режимом, обладающих высокими коллекторскими свойствами, низкой вязкостью нефти  $\mu_n$ , высокими пьезо- и гидропроводностями  $\alpha$  и  $\varepsilon$ , отсутствием нарушений сплошности пласта.
2. *С поддержанием  $P_{nl}$  путем:*

*Законтурного заводнения.* Характерны для залежи однородного строения, со свойствами близкими к характеристике п. 1. Нагнетательный ряд обычно приближен ко внешнему контуру нефтеносности.

*Приконтурного заводнения.* Условия, типичные для законтурного заводнения, наличие гидродинамической связи между законтурной и нефтяной частями не существенно.

*Внутриконтурного заводнения* (продольного, центрального, кольцевого, площадного, избирательного, с разрезанием на блоки и т.п.). Учитывают особенности эксплуатационных объектов с более низкими ФЕС, неоднородностью по площади коллекторских свойств, со сложной конфигурацией залежи. Разрезание залежи на блоки бывает необходимо для крупных месторождений с высокой геологической неоднородностью, повышенной  $\mu_n$ , низкими ФЕС. Форма блоков может максимально отображать геолого-промысловые особенности залежей. Линии разрезания обычно располагают в крест зонам простираания пластов с различными  $k$ . Наиболее приняты трехрядные системы чередования добывающих и нагнетательных скважин. Положение нагнетательных скважин приурочивают к максимальным по  $h$  толщинам (с максимальным количеством проницаемых толщин), характеризующихся наилучшими показателями ФЕС.

Таким образом, использование того или иного вида заводнения коренным образом может изменять гидродинамическую модель залежи с учетом предварительных данных о характере ее геологической неоднородности.

### 1.3.3.3. Нефтегазовые месторождения

Считается, что нефтегазовые залежи с нефтяной оторочкой должны разрабатываться в первую очередь на нефть (в более редких случаях – одновременно). Поэтому системы их разработки в принципе аналогичны нефтяным месторождениям (без поддержания  $P_n$  и с его поддержанием способами законтурного и батарейного заводнения).

В первом случае отбор нефти обеспечивается за счет энергии расширяющегося газа в газовой шапке и энергии подошвенной и краевой воды. Пласт должен характеризоваться высокими коллекторскими свойствами, однородностью, близкими по величине  $\mu_n$  и  $\mu_e$ , а также крутыми углами падения пластов.

Во втором случае допускается повышенная вязкость нефти, недостаточный потенциал пластовой энергии в залежи. Барьерное заводнение бывает необходимо, если в интервале ГНК присутствуют непроницаемые прослои (экраны), углы падения пород низкие и имеет место анизотропия проницаемости по разным направлениям залегания пласта.

В работе [8] предложен новый подход к разработке нефтегазовых залежей, основанный на использовании горизонтальных скважин для разработки нефтяных оторочек. Вследствие существенного снижения негативного влияния конусообразования в ГС удастся избежать нежелательных прорывов газа при соблюдении режима критических безгазовых дебитов нефти (при пониженных депрессиях на пласт). Математические эксперименты в этой работе показали, что для повышения нефтеотдачи пласта

целесообразно снижать технологические дебиты, уходя от традиционной разработки в режиме истощения пластовой энергии.

#### 1.1.4. Подземные хранилища газа

Подземные хранилища газа (ПХГ) представляют собой искусственные залежи газа в проницаемых пористых пластах. Эти объекты играют исключительно важную роль в оптимизации системы добычи, транспортировки и потребления газа. В их функции входит покрытие сезонной неравномерности газопотребления, обеспечение ритмичной работы подземного оборудования и магистральных газопроводов и т. п.

Как эксплуатация, так и система ПГК на ПХГ имеют ряд специфических особенностей. Основная особенность связана с цикличностью работы. Летом, при снижении потребления топлива производится закачка газа в искусственную залежь. В зимний период ПХГ работает в режиме отбора. Циклы закачки и отбора разделяют нейтральные периоды. Соответственно циклично меняются пластовое давление, размеры и местоположение газоносной толщи (газового пузыря), насыщенность пласта-объекта подземного хранения.

Общий объем газа в хранилище состоит из двух частей: активной (рабочей) и буферной (остаточной). Буферный объем находится в хранилище в течение всего многолетнего срока эксплуатации ПХГ. Активный объем извлекается в период отбора и вновь закачивается в пласт в период закачки. Буферный объем определяется тем, какое минимальное давление допустимо в хранилище в конце закачки. А этот параметр, в свою очередь, определяется оптимальными дебитами скважин при отборе, фильтрационно-емкостными свойствами, эффективной толщиной коллектора и пр.

Активный объем рассчитывается исходя из среднегодовой потребности в топливе. Одним из основных параметров, определяющих величину активного объема, является коэффициент месячной неравномерности потребления газа, определяемый как отношение фактического месячного потребления газа к среднемесячному. В зависимости от конкретных условий объем буферного газа может составлять от 50 до 150% от активного.

Предпосылками для создания ПХГ являются:

- наличие в разрезе скважины достаточно мощных толщ пористых и проницаемых пород (коллекторов);
- наличие структуры, где возможно скопление газа (куполообразной, литологически экранированной, тектонически экранированной и пр.);
- наличие в кровле коллектора герметичной толщи непроницаемых пород (покрышки).

Технологическая схема эксплуатации ПХГ включает компрессорную станцию для сжатия газа до необходимого для закачки давления, систему осушки и очистки газа после компрессирования или отбора, газораспределительные пункты для регулирования и замера дебитов закачки и отбора, скважины различного назначения.

Эксплуатационные скважины для обеспечения закачки (отбора) газа обычно размещают в центральной части структуры. Они вскрывают пласт-объект подземного хранения. По всей площади структуры размещается сеть *наблюдательных (контроль-*

ных) скважин. Преобладающая их часть располагается в периферийных частях структуры. Большинство этих скважин перфорированы в интервале пластов-объектов подземного хранения, некоторые – в интервале вышележащих пластов-коллекторов. Перфорированные скважины, используемые для контроля значений текущих пластовых давлений в пласте-объекте подземного хранения и в вышележащих толщах, называют *пьезометрами*. На ПХГ, как правило, несколько глубоких наблюдательных скважин не перфорировано. Такие скважины предназначены специально для проведения ГИС (ПГИ) и называются *геофизическими*.

ПХГ обычно сооружают вблизи крупных потребителей газа или трасс магистральных газопроводов. Оптимальным объектом для создания ПХГ являются истощенные или частично выработанные газовые и нефтяные месторождения. Геологическое строение такого объекта уже достаточно хорошо изучено, известны оптимальные технологические параметры залежи, гарантируется существование надежной покрышки.

Обычно вблизи крупных объектов газопотребления нет выработанных месторождений. В этом случае ПХГ создаются в первоначально водонасыщенных пластах. Создание газохранилища требует решения специфических технических проблем. В первую очередь должна быть обоснована пригодность найденного объекта для подземного хранения. Основными критериями является емкость хранилища, определяемая коллекторскими свойствами, эффективной толщиной пласта, перепадом высот купола и крыльев складки. Не менее важно обосновать пригодность вышележащих пород в качестве покрышки. При этом необходимо учитывать возможность нарушения герметичности покрышки при чрезмерном увеличении пластового давления и сильных колебаниях давления во времени.

В зависимости от активности подошвенных вод и интенсивности процессов закачки (отбора) подземное газохранилище может эксплуатироваться в условиях газового режима или упруговодонапорного режима. В первом случае подошвенные воды практически не активны и объем газонасыщенной части практически не меняется. Во втором случае подошвенная вода вытесняется вниз при закачке и перемещается вверх при отборе.

ПХГ может быть создано не только в коллекторах, но и в естественных или искусственных полостях в непроницаемых горных породах. При этом хранимый продукт может находиться как в газообразном, так и в жидком состоянии. Часто ПХГ создаются в отложениях каменной соли. В России накоплен уникальный опыт создания и эксплуатации ПХГ.

Одна из наиболее значимых проблем при эксплуатации ПХГ состоит в предупреждении утечек газа из пласта-объекта подземного хранения в вышележащие отложения. Утечки в основном происходят по техническим причинам в связи с негерметичностью цементного кольца и обсадных колонн. Возникновению негерметичности эксплуатационных скважин способствуют циклические знакопеременные термобарические нагрузки на скважину при чередовании циклов закачки и отбора. В создаваемых в водоносных пластах ПХГ утечки возможны и по геологическим причинам (негерметичность покрышки, вследствие проницаемости пород покрышки,

наличия тектонических нарушений и т.п.). Авторами обобщен опыт их многолетней деятельности в решении указанных задач [1, 12].

### 1.1.5. Объекты системного контроля при геомониторинге разработки месторождений

Геомониторинг разработки месторождений углеводородов более узкое понятие, чем геолого-промысловый контроль (на наш взгляд, правильное его называть «промыслово-геофизический контроль» – далее ПГК, т.к. основная информационная нагрузка при анализе ложится на результаты исследований различных физических полей). Современный геомониторинг предусматривает углубленное и широкое использование преимущественно результатов гидродинамических и промыслово-геофизических методов исследований скважин (вместе – методов ГИС-контроля) с целью уточнения текущей гидродинамической модели залежи. В табл. 1.1.5.1 выделена группа задач, решаемых в рамках ПГК средствами ГИС-контроля.

#### ЗАДАЧИ, РЕШАЕМЫЕ В РАМКАХ ГЕОМОНИТОРИНГА

Таблица 1.1.5.1

Стадия разработки месторождения	Методы ГИС-контроля, ГИС при добуривании	Решаемые комплексные задачи ПГК (выделены – решаемые методами ГИС-контроля при геомониторинге)
1	2	3
Начальная (растущей и стабильной добычи)	1) ГИС-бурение (с расширенным комплексом в разведочных скважинах) 2) Прямые методы опробования пластов (с помощью КИИ), включая пробы пластового флюида (ГХИ) 3) Оценки $K_{пг}$ в сети наблюдательных скважин 4) Стандартный комплекс ПГИ после опробования (РМ, ТА, серия ТМ, НК, методы оценки состава) 5) Оценки гидродинамических параметров пласта (технологии ИД, КВД, КСД, КПД, КП, оценки $Q_{сг}$ ) 6) Межскважинные исследования (ВСП, ГДП, закачки трассеров через нагнетательные скважины)	I) Детальные исследования. Авторский надзор за проектом (схемой) разработки (сопоставление проектных и фактических показателей): а) изменение представлений об объекте (параметры пласта, запасы, физико-химические свойства флюидов), б) построение динамической модели (карты изобар, проницаемости, схемы и профили уточненных положений контуров, тектонических нарушений, выклиниваний и пр.), в) контроль фронта заводнения, оценки основных фильтрационных потоков, определение степени выработки отдельных участков, поиск невыработанных запасов, г) оценки эффективности системы разработки (график разработки, ввод скважин, фонд действующих скважин и его движение по категориям, компенсация отборов закачкой, по каждой скважине параметры: объемы закачки и добычи по фазам, обводненность продукции, удельная продуктивность, $P_{пл}$ )



Продолжение таблицы 1.1.5.1

1	2	3
Завершающая (падающей добычи)	<p>1) ГИС при добурировании</p> <p>2) Электромагнитные методы оценки <math>K_{нг}</math> (при наличии стеклопластиковых хвостовиков в наблюдаемом фонде скважин)</p> <p>3) Расширенный комплекс ПГИ (БМ, РМ, ТА, серия ТМ, НК, ШИ-ШС, методы оценки состава в стволе в условиях сложной структуры потока)</p> <p>4) Оценки гидродинамических параметров пласта (технологии ИД, КВД, КПД, КВУ, КП, циклические замеры, оценки <math>Q_{\Sigma}</math> и др.)</p> <p>5) Технологии ПГИ-ГДИС в условиях нестационарных режимов исследований (в свабированных малодебитных скважинах с «послепритоком» после остановки)</p>	<p>II) Оптимизация технологического режима, анализ причин низкого дебита скважин, обоснование ГТМ и РИР (КРС):</p> <p>а) геологические причины (зоны отсутствия или малопродуктивных коллекторов, неравномерность охвата выработкой и воздействием, макронеоднородности пластов),</p> <p>б) технологические (неравномерное движение вод, недостаточный охват пласта вскрытием, влияние неоднородности ближней зоны пласта – скин-фактора),</p> <p>в) нехватка наземных мощностей, опоздание ввода нагнетательных скважин (системы ППД) или в переводе на насосный способ добычи,</p> <p>г) прогнозирование эффективности применения различных видов ГТМ, контроль их эффективности</p> <p>III) Анализ разработки месторождения:</p> <p>а) учет истории разработки, уточнение геологической неоднородности объектов и свойств пластовых флюидов,</p> <p>б) уточнение балансовых и извлекаемых запасов, коэффициента нефте(газо)извлечения,</p> <p>в) оценка характера внедрения вод, выявление обводняющихся пластов и толщин, степени их обводненности, изменений в положениях контуров нефте- и газонасыщенности, границ ВНК и ГВК, влияния конусообразования, заколонных перетоков</p>
	<p>6) Активные технологии ПГИ с закачкой меченых веществ МВ или ИР («каротаж – закачка – каротаж»)</p> <p>7) Методы количественной оценки текущего насыщения по РК (НК, ИНК, УНК, МНА), ВАК</p> <p>8) Методы оценки технического состояния скважин (контроль перетоков)</p> <p>9) Гидрохимический (ГХИ) анализ продукции скважин</p>	<p>г) определение выработки запасов по пластам и участкам залежи, оценка степени охвата выработкой (заводнением),</p> <p>д) обоснование мер по регулированию разработки (меры по снижению падения добычи, по изъятию остаточных запасов, по более эффективному контролю за выработкой),</p> <p>е) оценка эффективности изменения сетки скважин (коррекция системы разработки), проектирование дополнительных стволов или скважин, их навигация и оценки ФЕС,</p> <p>ж) определение изменений ФЕС пластов,</p> <p>з) уточнение технического состояния скважин и подземного оборудования,</p> <p>и) учет перетоков в многопластовых залежах</p>

При обосновании и уточнении динамической модели предлагается выделять два уровня обобщения информации геомониторинга (ГИС-контроля) в системах:

- а) «обсаженная скважина – продуктивные пласты»;
- б) «залежь углеводородов – действующие скважины» (рис. 1.1.5.1).

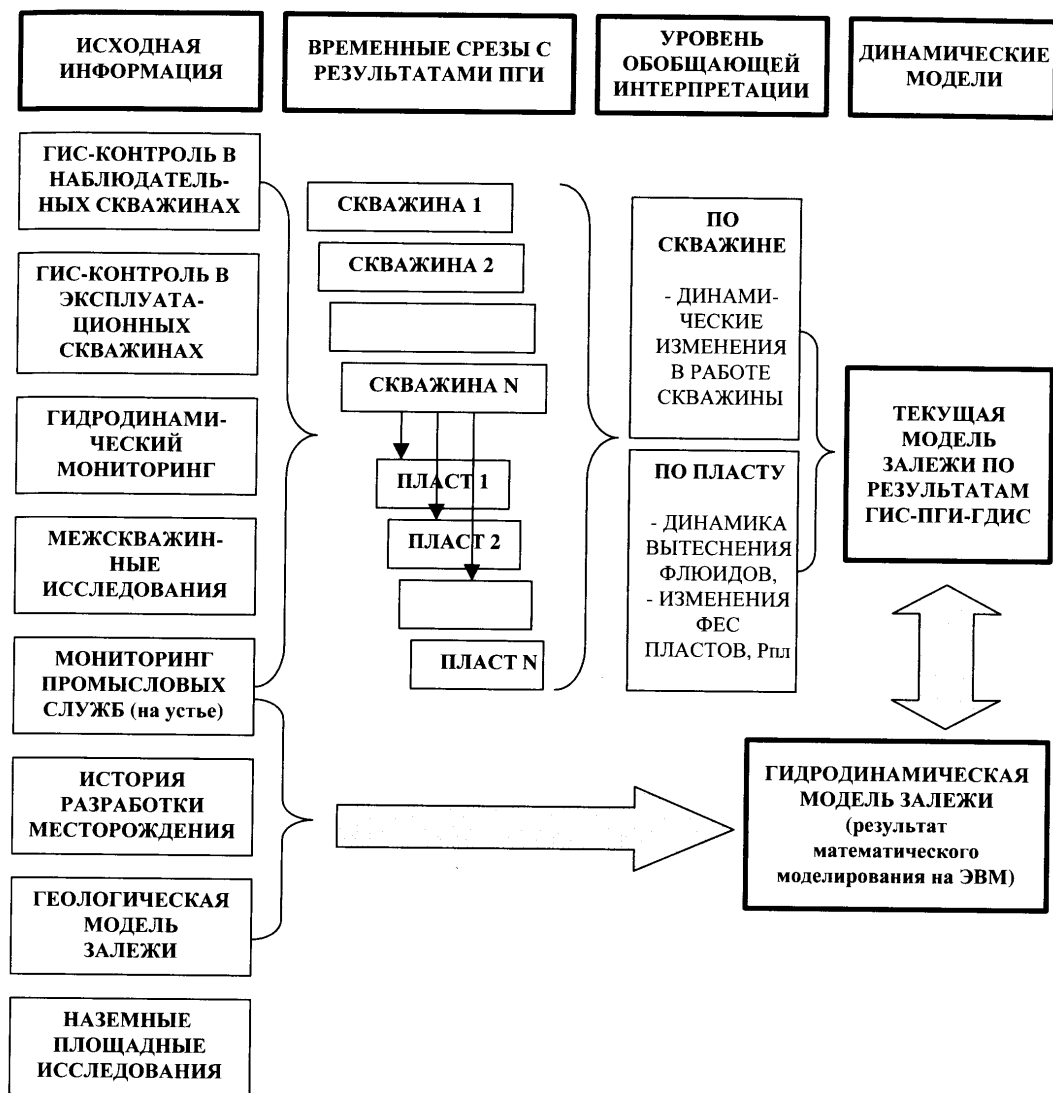


Рис. 1.1.5.1. Информационное наполнение динамической системы «залежь углеводородов – действующие скважины»

Обе модели – гидродинамические, опирающиеся на предварительную геолого-промысловую информацию (включая геологическую модель объекта разработки и историю его разработки). Что интересно, математическое моделирование с точки зрения системных исследований выполняет роль еще одного их вида, а сами системные исследования в контексте постановки задач геомоделирования – это независимый способ создания модели объекта.

В связи со сложностью задачи информационное обоснование обеих моделей должно предусматривать обязательное использование баз данных при работе с данными ГИС-контроля: а) локальной рабочей БД – для первого уровня и б) глобальной ГБД – для вто-

рого. Подробно вопросы получения, документирования, хранения и применения результатов геомоделирования (с целью создания проектов разработки месторождений) освещены ниже, в главах 14 и 15.

Современный уровень изучения характера обводненности объектов эксплуатации на уровне «пласт–скважина» предусматривает единую систему взаимодействующих между собой скважины и пласта(ов). Для оценки их взаимовлияния на стадии нарушения режима нормальной эксплуатации разработан целый ряд специальных количественных критериев:

- Коэффициент обводненности пласта

$$K_{обв} = \beta_{охв\_обв} / \beta_{охв\_выр}, \quad (1.1.5.1)$$

где  $\beta_{охв\_обв} = \Sigma h_{обв} / \Sigma h_{эф}$  – коэффициент охвата обводнением,  $h_{обв}$  – обводненные толшины (включая и не работающие непосредственно на приток),  $h_{эф}$  – эффективные толшины пласта,  $\beta_{охв\_выр} = \Sigma h_{дей} / \Sigma h_{эф}$  – коэффициент охвата выработкой по толщине (коэффициент действующей толшины),  $h_{дей}$  – действующие толшины.

- Коэффициент проявлений обводненности пласта в скважине

$$K_{обв\_с} = \beta_{раб\_с} / \beta_{раб}, \quad (1.1.5.2)$$

где  $\beta_{раб\_с} = \Sigma h_{раб\_с} / \Sigma h_{эф}$  – коэффициент работы пласта водой,  $h_{раб\_с}$  – толшины, работающие на приток водой,  $\beta_{раб} = \Sigma h_{раб} / \Sigma h_{эф}$  – коэффициент работы пласта,  $h_{раб}$  – толшины, работающие на приток.

1. Коэффициент негерметичности скважины по дебиту

$$K_{нег\_Q} = Q_{утеч} / Q_{реж\_техн}, \quad (1.1.5.3)$$

где  $Q_{утеч}$  и  $Q_{реж\_техн}$  – дебит утечки по негерметичностям и технологический дебит.

2. Коэффициент негерметичности скважины по сечению

$$K_{нег\_S} = S_{нег} / S_{пер}, \quad (1.1.5.4)$$

где  $S_{нег}$  и  $S_{пер}$  – сечение негерметичностей и площадь интервалов перфорации.

- Коэффициент коррозии скважины

$$K_{кор\_скв} = (\Sigma K_{дост\_кор} / 100) (K_{изъед\_кор}), \quad (1.1.5.5)$$

где  $K_{дост\_кор}$  – коэффициент достоверности оценки негерметичности на определенном участке колонны (%),  $K_{изъед\_кор} = (1 - L_{с\_кор}) / L_{с\_нач}$  – коэффициент, характеризующий уменьшение стенки колонны  $L_{с\_кор}$  в сравнении с начальной толщиной стенки  $L_{с\_нач}$ .

3. Коэффициент заколонной циркуляции по протяженности (глубине)

$$\beta_{ЗКЦ\_h} = (\Sigma h_{перет\_протн}) / (\Sigma h_{прод}), \quad (1.1.5.6)$$

где  $h_{прод}$  – эффективные толшины в зоне продуктивных пластов,  $h_{перет\_протн}$  – эффективные толшины, «проткнутые» интервалом перетока.

- Коэффициент заколонной циркуляции по массе перетока

$$K_{ЗКЦ\_G} = \Sigma (G_{перет} / G_{техн}), \quad (1.1.5.7)$$

где  $G_{перет}$  – масса перетока флюида за сутки (с учетом нестационарности процесса перетока),  $G_{техн}$  – масса флюида, добываемого за сутки (на технологическом режиме).

Кроме того, в глобальной базе данных в связи с решением данной задачи должны использоваться и уже известные коэффициенты. Помимо перечисленных критериев

охвата выработкой, обводнением, работой (включая и по отдельным фазам), к их числу относятся:

4. Коэффициент вытеснения нефти (газа, конденсата)  $i$  из пласта водой (газом)  $j$  по  $h$

$$\beta_{\text{выт}_i j} = \sum h_{\text{выт}_j} / \sum h_{\text{нач}_i} = (K_{H.G} - K_{H.G.o/\text{тек}}) / K_{H.G} = V_{\text{выт}_j} / V_{\text{нач}_i}, \quad (1.1.5.8)$$

где  $h_{\text{нач}_i}$  – первоначально насыщенные толщины,  $h_{\text{выт}_j}$  – толщины, подверженные вытеснению,  $K_{H.G}$  – коэффициенты начальной нефте-(газо)насыщенности,  $K_{H.G.o/\text{тек}}$  – коэффициенты остаточной или текущей нефте-(газо)насыщенности,  $V_{\text{нач}_i}$  и  $V_{\text{выт}_j}$  – соответственно объемы пор с первоначальным заполнением и подверженные вытеснению.

- Коэффициент осушки газом

$$\beta_{\text{осуш}_g} = \sum h_g / \sum h_{\text{эф}}, \quad (1.1.5.9)$$

где  $h_g$  – текущие газонасыщенные толщины (принимаяющие газ при закачке).

- Коэффициент охвата пласта перфорацией

$$\beta_{\text{охв}_\text{пер}} = \sum h_{\text{пер}} / \sum h_{\text{скв}_\text{проти}}, \quad (1.1.5.10)$$

где  $h_{\text{пер}}$  – фактические интервалы перфорации,  $h_{\text{скв}_\text{проти}}$  – продуктивные толщины, «проткнутые» стволом скважины при бурении.

- Коэффициент работы перфорации

$$\beta_{\text{раб}_\text{пер}} = \sum h_{\text{раб}_\text{инт}} / \sum h_{\text{пер}}, \quad (1.1.5.11)$$

где  $h_{\text{раб}_\text{инт}}$  – фактические интервалы работы перфорации.

Однако, по мнению авторов, даже все данные коэффициенты не могут служить основой для комплексной количественной характеристики и диагностики негативных процессов, происходящих в пластах и скважине в целом на этапе нарушения их эксплуатационных свойств. Поэтому с этой целью был разработан и опробован еще один комплексный критерий, названный индексом нарушенной эксплуатации ( $ИН_{НЭС}$ ).

$$ИН_{НЭС} = \sum_n \sum_i (\text{баллов}) / n. \quad (1.1.5.12)$$

Способы оценки данного индекса проиллюстрированы ниже в табл. 1.1.5.2. Всего предлагается 11 признаков (строки таблицы), однако на практике допускается и некоторое их снижение до  $n > 5$ . По каждому используемому признаку индивидуальной характеристики эксплуатационной скважины на качественном или количественном уровне возможно дать оценку по бальной системе (от 0 до 3). Сумма всех баллов по  $n$  признакам, соотнесенная к числу задействованных строк в табл. 1.1.5.2, позволяет определить среднюю интегральную характеристику – индекс  $ИН_{НЭС}$ . Динамика изменений  $ИН_{НЭС}$  во времени отражает процессы, связанные с ухудшением эксплуатационных свойств в целом для всей скважины.

**СПОСОБЫ ОЦЕНКИ ИНДЕКСА  $ИИ_{НЭС}$  В СКВАЖИНАХ  
НА ЭТАПЕ НАРУШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СВОЙСТВ**

Таблица 1.1.5.2

N	Признак (в скважине)	Баллы (характеристика для присвоения)			
		0	1	2	3
1	Уровни воды в стволе	нет	под нижними дырами перфорации	выше нижних дыр перфорации	продукция барботирует через воду
2	Вскрытие обсадной колонны перфорацией	ухода вне $h_{эф}$ нет	уход перфорации от $h_{эф}$ менее 10 %	перфорация вблизи водоносного пропластка	перфорация водоносного пропластка
3	Негерметичность обсадной колонны или искусственного забоя	не выявлено	косвенные признаки	прямые признаки (методы притока)	является основной причиной обводнения
4	Заколонный межпластовый переток	не выявлено	в пределах $h_{эф}$ одного пласта	по заколонному пространству	из водоносного пласта
5	Качество цементации заколонного пространства	хорошее	удовлетворительное	плохое	отсутствие цементации
6	Коррозия труб (средняя потеря металла в мм)	менее 0.5	0.5 – 1.5	более 1.5	стала причиной негерметичности
7	Обводненность продукции смеси $\beta_{в.см}$ (в долях)	менее 0.01	менее 0.05	0.05-0.02 – газовая (0.40 – нефтяная) скважина	свыше 0.02 – газовая (0.04 – нефтяная) скважина
8	Изменение минерализации вод в продукции	нет	незначительное	заметное	большое
9	Относительная фактическая продуктивность скважины по нефти(газу) $(K_{факт})_{\Sigma} = Q_{\Sigma} / (P_{пл} - P_c)$	близка к начальной	80 % от начальной	50 % от начальной	10 % от начальной
10	Режим отбора, обеспечиваемый за счет энергетики самой скважины	устойчивое фонтанирование за счет энергии пласта	длительное фонтанирование на энергии от других объектов	интенсификация устойчивого притока после ГТМ	невозможность интенсифицировать заметный приток
11	Пластовые ФЕС характеризуют:	однородность пласта	признаки неоднородности по глубине	признаки неоднородности по радиусу	ухудшение свойств (от начальных)

Примеры апробации данного и других критериев диагностики состояния пластов и скважины на этапе развития негативных процессов в их эксплуатации даны в главе 15.

## **1.2. ЗАДАЧИ МЕТОДОВ И ТЕХНОЛОГИЙ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ**

В настоящее время практическое использование методов скважинной геофизики в процессе освоения скважин, контроля их эксплуатации, капитального ремонта, интенсификации добычи получило приоритет в мире на большинстве средних и крупных нефтегазовых месторождений. В России создана широкая сеть региональных и ведомственных сервисных промысловых и геофизических предприятий, активно использующих средства промыслово-геофизического контроля (ПГК). За рубежом достижения геофизических служб, профилизирующихся в решении задач «каротажа продуктивности» (Production Logging) и гидродинамических испытаний пластов (Well Testing), получили заслуженное признание у всех известных нефтегазодобывающих компаний.

Ведущие западные сервисные компании (Schlumberger, Halliburton и пр.) в настоящее время активно работают в России и в странах СНГ на правах субподряда у ведущих недропользователей. Другие же нефтегазодобывающие компании РФ широко практикуют для внутреннего использования закупку и применение передовых технологических, технических и программных средств ПГК. Многие российские сервисные компании также активно развивались последнее время, смогли перешагнуть региональный статус, обросли собственным производством измерительной аппаратуры и скважинного оборудования (Тверьгеофизика, РГК-Нижевартовскнефтегеофизика, Ноябрьскнефтегеофизика, Геофизика, Тюмень-промгеофизика, Татнефтегеофизика, Газпромгеофизика, Сиам, ИМС-Петросервис, ВНИИГИС, др.).

Выбор того или иного комплекса исследований при ПГК определяется как стоящей геолого-промысловой задачей, так и типично эксплуатационными причинами: конструкцией и состоянием скважины, режимами работы пластов и скважины, характером заполняющей ствол среды, динамикой потока. В эксплуатационных скважинах наиболее широко распространено использование ядерных (радиометрических), термических и гидродинамических методов и способов измерений. Параллельно могут контролироваться устьевые параметры: температура, давление, фазовые расходы, состав продукции.

На рис. 1.2.0.1 представлена схема, на которой приводится структура ПГК как составляющая направлений промыслово-геофизических и собственно промысловых исследований.

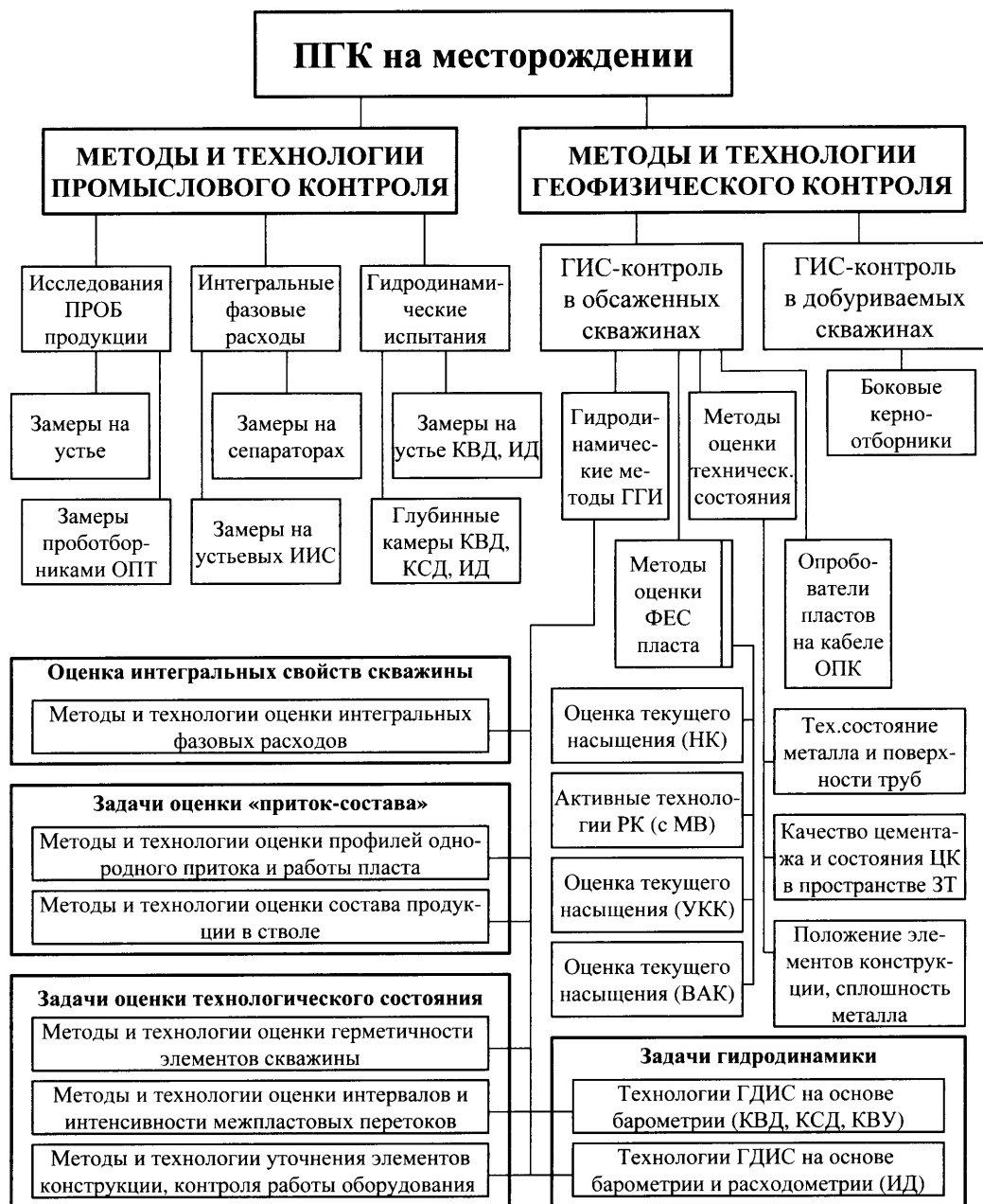


Рис.1.2.0.1. Состав промыслово-геофизического контроля (ПГК)

Основными задачами ГИС-контроля в обсаженных скважинах традиционно считают: контроль процесса вытеснения углеводородов водой (с выходом на количественное определение текущего насыщения пластов), а также контроль параметров состава, профиля притока и технического состояния ствола скважины. Однако, в связи с

активным развитием в последние годы прогрессивных технологий цифрового геомоделирования (в частности, гидродинамического моделирования), массовую оценку текущего нефтегазонасыщения объектов разработки стало возможным проводить на моделях, минимизируя прямые геофизические исследования в скважинах. Одновременно акцент в проведении системных исследований на месторождениях сместился в сторону гидродинамических методов (ГДИС), результаты которых необходимы для настройки самих фильтрационных моделей. Информационное обеспечение на базе системных ГДИС-ПГИ процессов геомоделирования и проектирования разработки позволяет в конечном счете повысить нефте(газо)отдачу на месторождениях.

Конечной целью ПГК является получение информации о состоянии продуктивности пластов для выбора оптимальной системы разработки залежи, обеспечивающей максимальное извлечение из недр нефти и газа. Систему наблюдений за добывающей скважиной можно разделить на следующие *технологические комплексы контроля*:

- характера изменения параметров продуктивности и насыщения пластов,
- нарушений в работе скважины, возникающих вследствие опережающего обводнения, межпластовых перетоков и негерметичностей технического оборудования.

Возможности стационарных геофизических исследований для решения первой группы задач считаются ограниченными, но могут быть расширены за счет привлечения результатов газо(гидро)динамических наблюдений и благодаря информативности ряда технологий с искусственным воздействием на пласт (путем закачки в него «меченого» вещества МВ) – так называемые «специальные» исследования «каротаж-воздействие-каротаж».

Вторая группа задач имеет исключительное значение для обоснования мероприятий, связанных с проведением капитального ремонта и восстановлением добычи. В настоящее время на нефтегазовых месторождениях РФ большой фонд добывающих скважин выведен из эксплуатации по причине обводнения или аварийного состояния подземного оборудования. Основным источником информации о характере нарушений в работе скважин являются промыслово-геофизические исследования. Но их возможности по-прежнему ограничены из-за малой эффективности технологий измерений и обработки получаемых материалов.

В последние годы появилось много оригинальных и перспективных разработок в области создания измерительной аппаратуры, метрологического обеспечения геофизических исследований, способов измерений и методики извлечения геолого-промысловой информации. Возможности промысловой геофизики расширились вследствие широкого применения компьютерных технологий обработки получаемых материалов.

Основные задачи ГИС-контроля в обсаженных скважинах разделяют на группы:

I. *Технические задачи* (обусловлены текущей конструкцией скважины):

- 1) контроль перфорации, оценка совершенства вскрытия;
- 2) уточнение глубины подвески НКТ, положения других элементов конструкции скважины или подземного оборудования;



- 3) определение интервалов негерметичности обсадных колонн и НКТ;
- 4) изучение текущего состояния колонн (смятий, коррозии);
- 5) оценка текущего состояния цементного камня, его плотности и характера распределения за колонной, оценка герметичности искусственного забоя, выявление зон гидрато- и солеобразований.

**II. Технологические задачи** (обусловлены условиями измерений):

- 1) изучение термобарических условий в скважине;
- 2) изучение фазового состояния флюида в стволе скважины;
- 3) наблюдение за текущими уровнями жидкости в стволе скважины (в НКТ и в межколонном пространстве);
- 4) выявление перетоков между продуктивными пластами по стволу скважины и по заколонному пространству;
- 5) оценка их интенсивности, выявление причин заводнения и интервалов поступления воды в ствол действующей скважины;
- 6) определение суммарных фазовых дебитов продукции скважины, оценка ее фазовой продуктивности;
- 7) выявление техногенных залежей газа и мест его утечек в скважине.

**III. Геолого-промысловые задачи** (обусловлены работой продуктивного пласта):

- 1) оценка характера насыщения пластов-коллекторов, коэффициентов текущей газо- и нефтенасыщенности;
- 2) уточнение интервалов дренирования, охвата выработкой и заводнением, работой, оценка профилей притока и приемистости;
- 3) определение дифференциальных (попластовых) фазовых дебитов;
- 4) определение фильтрационных характеристик продуктивного пласта, оценка пластовых давлений и температур.

В зависимости от вида решаемых задач и от типа наблюдаемого объекта (пласт или скважина) результативность геофизических исследований может существенно меняться. Повышение эффективности ГИС-контроля, как правило, связывают с усложнением технологии измерений и обработки данных.

Современная концепция развития измерительных средств промысловых и геофизических методов исследований продуктивных скважин включает оптимизацию их комбинации за счет выделения групп методов, наиболее полно характеризующих конкретные процессы в работе скважин и пластов.

Специфика же ГИС-контроля сводится к следующему:

- широкий и разнообразный диапазон исследуемых объектов;
- большое число решаемых задач и большое количество используемых методов с применением самых различных физических принципов;
- динамичность поведения исследуемых объектов (скважина и пласт могут менять свое состояние не только в течение проведения комплекса ГИС, но и в процессе одиночного геофизического исследования);
- широкий диапазон возможностей по управлению состоянием скважины в процессе проведения ГИС, выбору оптимального способа измерений и интерпретации;

- разнообразие решаемых задач, методов, методик, технологий проведения геофизических исследований и интерпретации получаемых материалов;
- перемещение удельного веса в системе с технических средств на методико-технологические средства (методики проведения скважинных измерений, способы интерпретации результатов, алгоритмы автоматизированной интерпретации);
- глубокая взаимосвязь технологии и методики проведения исследований и способа интерпретации результатов от условий измерений в скважине в процессе проведения измерений;
- сложность унификации и стандартизации процедур интерпретации, и, как следствие этого, многовариантность обработки, большой удельный вес интерактивных методов интерпретации;
- большое количество разнообразной входной и выходной информации, и как следствие – сложная и разветвленная структура баз данных для их хранения.

### 1.2.1. Задачи промыслового контроля

#### 1.2.1.1. Изучаемые параметры

Планирование промысловых мероприятий проводится на основе анализа разработки и увязывается с информативностью других методов контроля разработки месторождения (в том числе и с методами ГИС-контроля). Основными показателями при анализе разработки является динамика изменения: 1) фонда скважин, 2) дебитов нефти, газа и воды, 3) закачки воды (газа), 4) пластового и забойного давления, 5) газового фактора, 6) контуров нефте- и газоносности, 7) данных о проведенных ГТМ. Накопление данной информации осуществляется путем регулярного снятия показаний различных устьевых датчиков (фазовых расходов в сепараторных установках, буферного и затрубного давлений, уровней эхолокации и пр.).

Оперативные способы оценки пластового давления включают: прямые замеры глубинными датчиками (включая технологии ГДИС), контроль текущих статических уровней жидкости в простаивающих эксплуатационных скважинах или в скважинах-пьезометрах, расчеты забойного и пластового давлений через устьевые. Достоверность последнего способа на практике может быть невысокой и требует сопоставления с данными прямых замеров.

В соответствии с задачами промыслового контроля результаты технологических измерений (ТИ) документируются в виде следующих карт: 1) текущего состояния разработки, 2) текущих или накопленных отборов, 3) текущих или накопленных закачек, 4) изобар (на фиксированный интервал времени, обычно – раз в квартал), 5) обводнения (на дату), 6) текущих газовых факторов. Все указанные карты (за исключением карт изобар) строятся на основе структурных геологических карт с указанием начальных или текущих контуров нефтегазоносности.

При анализе разработки за длительный период по данным промыслового мониторинга составляются также графики разработки (по всему месторождению и его блокам). Графики разработки дают представление об изменениях во времени всех перечисленных выше параметров. Кроме того, могут быть задокументированы кри-

вые, характеризующие некоторые соотношения (например: динамику текущей добычи в зависимости от текущего коэффициента нефтеотдачи или коэффициента извлечения нефти; динамику накопленной добычи нефти или газа в отношении к начальным извлекаемым или балансовым запасам; динамику пластового давления в зависимости от текущей компенсации отбора жидкости закачкой воды в пласт; динамику обводненности продукции в зависимости от текущего коэффициента нефте- и газоотдачи и т.п.), позволяющие оценивать эффективность разработки (температура разработки, эффективность мер по поддержанию энергии пласта).

Основными критериями эффективности разработки залежи являются следующие показатели ПК: темп отбора нефти (газа), нефтегазоотдача пласта. Если запасы вырабатываются медленно или неравномерно, то это обычно может быть связано с одной из следующих причин [5]: а) ярко выраженной геологической неоднородностью пласта по вертикали или по площади, б) низкими темпами отбора жидкости (преимущественно в ухудшенных зонах коллектора), в) опережающим обводнением в части залежи или по наиболее проницаемым прослоям пласта.

Результаты анализа данных ПК позволяют наметить необходимые для улучшения системы разработки мероприятия: 1) по увеличению охвата пластов воздействием (путем ввода новых нагнетательных скважин, корректировки нагнетательных рядов и увеличения удельных объемов закачки), 2) по увеличению добывающих мощностей (за счет бурения новых скважин, забуривания боковых стволов, строительства высокопроизводительных горизонтальных скважин), 3) по интенсификации отборов из быстро обводняющихся скважин, 4) по увеличению производительности отдельных скважин (проведение экономически обоснованных мероприятий по улучшению и очистке призабойных зон скважин с ярко выраженным скин-фактором, проведению ГРП, выполнению капитального ремонта в отдельных скважинах, замене малопроизводительного насосного оборудования и пр.).

### 1.2.1.2. Организация промысловых исследований

Организация и выполнение промысловых исследований находятся в ведении служб промысла. Большая часть этого объема работ выполняются в подразделениях добычи (цехах) или силами специализированных подразделений (например, ЦНИПР). В первую очередь это касается технологических измерений (ТИ), предполагающих регистрацию на устье скважины дискретных значений гидродинамических и технологических параметров (давлений, дебитов, температур, уровней раздела фаз, показателей работы насосного оборудования), отбор проб продукции скважины и пр. С помощью ТИ судят о текущем состоянии скважины и режиме ее эксплуатации.

По решению геологической службы добывающей компании перечисленные работы могут быть частично выполнены и внешней сервисной компанией. Как правило, внешними организациями выполняются специализированные высокотехнологичные промысловые исследования (такие как, например, геохимическая съемка, межскважинные исследования с использованием технологии закачки трассеров и др.).

Современная добывающая компания обычно имеет в рамках своей структуры специализированные отделы по обработке и анализу данных промысловых исследований (иногда – совместно с данными ГИС-контроля). В одну из задач названных отделов входит контроль профессионализма и эффективности выполняемых в компании работ по промысловому мониторингу, а также выдача рекомендаций геологической службе компании и НГДУ (ТПДН) по целесообразности привлечения различных сервисных групп к работам. В задачу геологической службы компании входит обоснование единых требований к объему и форме представляемой промысловой информации, а также к документированию результатов ТИ.

В последние годы практически во всех добывающих компаниях ведется разработка и внедрение корпоративных информационных систем. В их задачу входит не только хранение и оперативный анализ промысловых данных, но и их подготовка для последующего обеспечения функционирования цифровых постоянно действующих геолого-технологических моделей (ПДГТМ) залежей. Эта тенденция оказывает несомненное положительное воздействие на качество и информативность проводимых на промыслах исследований.

### **1.2.2. Задачи промыслово-геофизических исследований при контроле разработки**

Эффективность промыслового анализа резко повышается, если промысловый мониторинг комбинировать с мероприятиями по геомониторингу. По промыслово-геофизическим данным оцениваются: текущие положения контактов, охват пласта работой или другими процессами выработки, текущие параметры ФЕС и пр. Поэтому на практике регулярные скважинные измерения чисто промысловыми (наземными) средствами дополняют системой периодических глубинных исследований с помощью методов ГИС-контроля (охватывающих в первую очередь комплексы гидродинамических (ГДИС) и промыслово-геофизических (ПГИ) измерений в фонде обсаженных скважин). Таким образом, фактически на нефтяных и газовых месторождениях организуют систему не промыслового, а промыслово-геофизического контроля разработки месторождений.

Исследования по ГИС-контролю характеризуются методами и технологиями, крайне разнообразными по физическим основам, решаемым задачам и применяемому аппаратно-методическому обеспечению.

#### **1.2.2.1. Изучаемые параметры**

Основные измерения методами ПГИ в обсаженных скважинах используются для решения следующих задач:

- уточнения границ нефте- и газонасыщенных толщин, определения работающих эффективных толщин, охвата работой пласта, профиля притока (приемистости);
- оценки текущей нефтегазонасыщенности, контроля за расформированием зоны проникновения и динамикой обводнения пластов (отдельно пластовыми и закачиваемыми водами), контроля за характером вытеснения;

- определения источников обводнения пластов (с учетом влияния межпластовых перетоков), уточнения ФЕС пластов, оценки технического состояния скважин.

Для получения параметров текущей насыщенности используются методы ПГИ: временные измерения СНК, ИНК (включая технологии с закачкой МВ), МНА, ГИНР, ГК (по радиогеохимическому эффекту), ВАК, электромагнитные методы (для обсаженных стеклопластиковыми колоннами скважин), электрометрия через обсаженную колонну (типа «CHFR»), глубинные опробователи на кабеле (типа «MDT-CHDT»).

Для определения работающих и дренируемых толщин, коэффициентов охвата пластов процессами выработки, обводнением, оценки профиля и состава притока (включая диагностику водопритоков), суммарных и дифференциальных фазовых дебитов, удельных фазовых продуктивностей используются: расходомерии РМ, термометрии ТМ, барометрии БМ, оценки состава продукции РИ-ТА-ВЛ-ПЛ, термомониторинг TI притока, акустической и электромагнитной шумометрии ШИ-ШС (спектральной).

Основные параметры, характеризующие техническое состояние эксплуатационных скважин: интервалы негерметичностей колонн, герметичность искусственного забоя, наличие и качество цементного камня в затрубье, интервалы заколонных перетоков, направление и состав межпластовых перетоков, места образования сальников и гидратных пробок, эффективные внутренние диаметры колонн, толщина стенок обсадных труб (включая зоны, подверженные коррозией), интервалы перфорации и работающей перфорации, положение других элементов конструкции (пакера, пусковых муфт, циркуляционных клапанов, башмака НКТ, хвостовика и т.п.). Для оценки указанных параметров применяются методы: оценки «приток-состава» (см. выше), ВАК, САТ, гамма-гамма и акустическая цементометрия (ГГЦ-АКЦ), гамма-гамма и электромагнитные методы дефектоскопии (ГГДТ-ЭМД), микрокавернометрия (профилеметрия МК), локация муфт (ЛМ) и др. Дополнительно возможно применение активных технологий, связанных с закачкой в пласты МВ (включая радиоактивные изотопы ИР) и контроль их методами термометрии ТМ, резистивиметрии РИ, ИННК, ГК, др.

Контроль за состоянием технологического оборудования (срабатывание пусковых муфт при компрессировании, определение критических условий для выноса жидкости с забоя потоком газа, определение динамических уровней раздела фаз в скважине и др.) с целью оптимизации работы технологического оборудования (выбор штуцера для фонтанных скважин, обоснование оптимальной производительности и глубины спуска насосов, т.п.). Контроль эффективности выполняемых в скважинах технологических операций (по повышению нефте(газо)отдачи пластов проводится с помощью многорежимных замеров термометрии, методов оценки «приток-состава».

### 1.2.2.2. Организация исследований скважин

До конца 80-х годов в нашей стране объем исследований методами ПГИ существенно уступал объему проводимых ГИС в открытом стволе. В среднем на один выполняемый комплекс ПГИ приходилось до трех комплексов ГИС-бурения. В 90-х годах в связи с резким сокращением в стране геологоразведки и объемов бурения указанная пропорция поменялась уже в пользу промыслово-геофизических измерений. При этом общее количество исследований методами ПГИ на месторождениях в последние годы устойчиво снижалось. Это происходило как в связи с общей экономической ситуацией в нефтегазовой отрасли России (например, кризис 1998 г.), так и вследствие недостаточной эффективности стандартных ПГИ в условиях перехода на массовую эксплуатацию малодебитных скважин.

Тем не менее в ряде компаний использование комплекса ПГИ совместно с технологиями ГДИС начинает активизироваться. Во многом это связано с тем, что информацию ГИС-контроля начали активно привлекать для экспертизы и настройки цифровых гидродинамических моделей месторождений. Согласно же действующим в России регламентным документам, выполнение периодических ПГИ с фиксированным охватом опорных скважин по месторождению является неотъемлемым элементом системного контроля разработки, предусматриваемого проектной документацией по разработке (см. главу 3).

Параллельно с комплексами ПГИ могут быть организованы технологические операции (работы в скважинах), также организуемые геофизическими службами. Среди наиболее распространенных видов работ на этапе ведения ГИС-контроля: прострелочно-взрывные работы по вторичному вскрытию, интенсификация притоков и ликвидация аварий, испытание пластов инструментами на трубах и на кабеле, отбор образцов пород и флюидов приборами на кабеле, вызов притока свабированием или другими способами, химические, акустические, тепловые и прочие воздействия на призабойную зону пластов, очистка забоев скважин, устранение гидратных и парафиновых пробок в стволе скважин, установка пакеров и разделительных мостов, установка забойных клапанов и пр. В этом случае роль методов ПГИ возрастает, т.к. предусматривает дополнительный контроль эффективности выполняемых операций ГТМ и КРС (особенно связанных с интенсификацией притоков и восстановлением производительности скважин).

Согласно действующим «Правилам ГИРС» [13] производители услуг в области геофизических исследований обязаны иметь соответствующие лицензии. Технология выполнения ПГИ подробно изложена в «Технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» [14].

### 1.2.3. Задачи гидродинамических исследований ГИС-контроля

#### 1.2.3.1. Изучаемые гидродинамические параметры пласта

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) объединяют комплекс технологий, предполагающий регистрацию в скважинах кривых изменения гидродинами-

ческих параметров. Параллельно в рамках выполнения промыслового контроля могут вестись так называемые «технологические измерения» (ТИ) (устевых давлений и температур, суммарных фазовых дебитов, динамических уровней и т.п.).

С помощью обработки кривых ГДИС получают информацию непосредственно о системе «скважина-пласт»:

- значения фильтрационно-емкостных и динамических свойств коллектора (гидропроводности, проницаемости, продуктивности и пр.);
- данные о типах и местоположении различных неоднородностей и границ;
- параметры энергетического состояния системы «скважина-пласт» (пластового, забойного давления, депрессии, пр.);
- характеристики качества вскрытия пласта и состояния призабойной зоны скважин (скин-фактор, параметры трещины гидроразрыва и пр.).

Информация ГДИС может использоваться для решения следующих геолого-промысловых задач:

- уточнения геологического строения месторождения;
- оценки эффективности применяемой системы разработки;
- оценки энергетического состояния залежи;
- подбора оптимального режима и способа эксплуатации скважины;
- оценки качества вскрытия и состояния призабойной зоны скважин;
- контроля эффективности мероприятий воздействия на пласт.

Для интерпретации материалов ГДИС используются данные оперативного технологического контроля и отдельные результаты замеров ПГИ-ГИС, в том числе данные о:

- наличии гидродинамической связи пласта и ствола скважины;
- составе и свойствах пластового флюида, флюида продукции;
- текущих характеристиках технологического режима работы скважины (дебитах, обводненности и пр.), а также предыстории работы скважины до начала ГДИС;
- эффективных и работающих толщинах пластов, фактах гидродинамической сообщаемости разных пластов вследствие образования заколонных перетоков;
- текущем насыщении эффективных толщин пластов.

ГДИС подразделяются на базовые и экспресс исследования (классификация авторов).

*Базовые ГДИС (БИ)* проводятся в опорных (специально отобранных) скважинах по апробированным программам либо согласно программе специальных исследований, что позволяет уверенно определять параметры как удаленной, так и ближней зон пласта. Дополнительной задачей базовых ГДИС является оценка параметров трещин ГРП, определение вертикальной анизотропии пласта и т.п. Указанная информация используется при совместном анализе результатов промысловых и геофизических исследований с целью оценки характера выработки залежи, а также при гидродинамическом моделировании разработки месторождения.

*Экспресс-исследования (ЭИ)* проводятся в более массовом порядке в скважинах эксплуатационного фонда по упрощенным технологиям с целью приближенной оценки фильтрационных параметров пласта и изучения динамики их изменения во време-

ни. Тем не менее отдельные результаты экспресс-исследований могут иметь статус базовых (например, это касается забойных и пластовых давлений, продуктивностей для однопластовых залежей).

*Объекты базовых исследований* выбираются исходя из условия, что информация об исследуемом пласте (участке пласта) должна являться опорной для понимания геологического строения и оценки гидродинамического состояния залежи. Объекты исследований должны быть по возможности равномерно распределены по площади, удовлетворять требованиям РД 153-39.0-109-01 по охвату и этапности исследований [15].

В результате базовых исследований решают следующие задачи.

- Уточнение геологического строения, размера резервуара (область дренирования), наличия границ, неоднородностей пласта.
- Количественная (с высокой степенью достоверности) оценка фильтрационных параметров дальней зоны пласта (гидропроводности, подвижности, пьезопроводности, проницаемости и др.).
- Количественное определение полного набора гидродинамических параметров (включая величину скин-фактора), характеризующих радиальную неоднородность и совершенство вскрытия пласта (включая параметры трещины ГРП).
- Оценка достоверности гидродинамических параметров пласта, получаемых при массовой обработке данных экспресс исследований и ТИ.

Базовые исследования в первую очередь нацелены на изучение начального (не нарушенного эксплуатацией) состояния пласта и определения фильтрационных свойств наполняющего его флюида. Поэтому в качестве объектов для базовых исследований обязательно используются разведочные скважины, которые должны исследоваться как непосредственно после бурения (в открытом стволе), так и в процессе освоения (в обсаженной скважине).

Другой задачей базовых исследований является получение информации о текущих гидродинамических параметрах пласта. Поэтому они должны проводиться в части скважин эксплуатационного фонда. Охват базовыми исследованиями всего фонда эксплуатационных скважин может варьировать от 10-20% (добывающий фонд) до 30–50% (нагнетательный фонд), сеть пьезометрических скважин обычно исследуется полностью в течение квартала.

В качестве объектов для изучения гидродинамических параметров удаленных зон пласта чрезвычайно благоприятны длительно эксплуатируемые нагнетательные скважины, опорная сеть которых должна периодически исследоваться раз в 1–2 года. Проведение базовых ГДИС в опорных добывающих скважинах наиболее рационально с периодичностью раз в 0.5–1 год. Приоритет должен отдаваться фонтанирующим скважинам, фонд которых по возможности должен исследоваться полностью.

Одной из главных составляющих системы базовых ГДИС являются исследования по специально подготовленным программам: с проведением гидропрослушивания, с использованием забойных датчиков давления под приемом насоса, с закрытием скважины непосредственно на забое, с применением нестандартных комплексов ГДИС и т.п.



Экспресс-исследования являются относительно дешевым и наиболее распространенным способом получения оперативной информации. Частота ЭИ выбирается из расчета охвата оперативными ГДИС большей части действующего фонда скважин в течение года. Исходные данные ЭИ должны подвергаться обязательной оценке качества замеров. Результаты заведомо недостоверных исследований не должны использоваться на этапах документирования и анализа. Среди ЭИ, характеризующих работу пластов, наиболее значимыми являются оценки, сделанные с помощью забойных (автономных или дистанционных) датчиков.

ЭИ позволяют определить забойные и пластовые давления, коэффициенты продуктивности скважины (по жидкости или газу). По последним оценивают приближенные значения проницаемости пласта (обычно искаженные влиянием скин-фактора). Оценки продуктивности по ГДИС (особенно полученные по данным глубинных датчиков) используются для экспертизы имеющихся промысловых оценок удельной продуктивности. Значения продуктивности обязательно должны быть исправлены с учетом имеющихся достоверных данных ГДИС. Не допускается создание моделей разработки пластов на основании невыверенных значений удельной продуктивности.

Данные ЭИ должны использоваться для выбора объектов проведения специальных работ, а также для изучения характера изменчивости параметров пласта во времени.

#### **1.2.3.2. Организация гидродинамических исследований скважин**

Гидродинамические исследования относятся к разряду сложных и высокотехнологичных и поэтому выполняются главным образом силами специализированных подразделений компаний (например, ЦНИПР) или специальными сервисными структурами. В частности, к выполнению этих работ могут привлекаться внешние сервисные компании. В первую очередь это геофизические компании, параллельно выполняющие для конкретного промысла работы по ПГИ и ГИС. Конкурентоспособность геофизической службы в области ГДИС связана с ее оснащением современными высокочувствительными манометрами (в том числе и автономными), а также опробователями на кабеле. При этом не могли не сказаться достоинства промыслово-геофизической информации – большая наглядность, возможность оперативно изменять условия исследований, вмешиваться в процесс регистрации параметров, дополнять временные замеры давления одновременными замерами других параметров (температуры, расхода, состава). Не менее важна принципиальная возможность комплекса ПГИ параллельно с выполнением ГДИС получать такую важную сопутствующую информацию, как интервальные дебиты и текущее насыщение пластов, оценивать работающие толщины, наличие и интенсивность межпластовых перетоков.

Ответственность за полноту использования информации ГДИС-ПГИ на стадии планирования и проектирования разработки месторождений обычно несут специалисты по контролю разработки, работающие непосредственно в добывающих компаниях (или проектных институтах). Одной из важных функций таких отделов исследований добывающих компаний являются супервайзерские функции, т.е. связанные не

только с интерпретацией и анализом уже полученных результатов исследований, но и с организацией их, контролем качества, а также соблюдением требований компании и других регламентных документов.

Независимо от класса проводимых ГДИС (базовые или экспресс) периодически по результатам новых ГДИС или на основании данных апробированных геолого-технологических моделей залежей (ПДГТМ) отделами исследований должны выполняться оценки результативности выполненных базовых и экспресс-исследований. При этом в качестве экспертных данных для ЭИ предпочтительно использовать результаты базовых исследований, а для самих базовых ГДИС – альтернативные источники информации о ФЕС пластов (результаты геомоделирования, оценки ГИС в добуриваемых скважинах, результаты опробования).

При такой организации работ в области скважинных исследований специалисты компании сами отвечают за соответствие документируемых и исходных материалов технологическим требованиям измерений и обработки данных ГДИС. Особая ответственность возлагается на достоверность результатов базовых исследований. Все новые результаты должны документироваться исключительно в цифровом виде. В корпоративной сетевой базе данных ГДИС должно предусматриваться, помимо документирования итоговых результатов, соответствующее документирование всех вспомогательных данных (чтобы любой другой интерпретатор мог иметь возможность воспроизвести весь процесс обработки материалов ГДИС с использованием предварительно применявшихся настроек), а также указываться список исполнителей работ (оператор, интерпретатор, лицо, принявшее результаты).

#### **1.2.4. Задачи динамической петрофизики**

В разделе 7.4 приведены основные закономерности изучения методами ПГИ (для оценки текущего насыщения пластов) процесса вытеснения углеводородов при разработке нефтяных и газовых пластов. В соответствии с этим для целого ряда методов ГИС-контроля разработаны эффективные способы контроля параметров нефте- и газонасыщения (см. раздел 11.7), степени выработки, нефте- и газоотдачи. Так как в основе любых методов ГИС лежат определенные петрофизические связи, то петрофизические зависимости, учитывающие динамику обводнения порового пространства горных пород, условно можно отнести к области «динамической петрофизики». Задачи динамической петрофизики и методы их решения подробно описаны в работах [16-17].

##### **1.2.4.1. Особенности процессов вытеснения углеводородов**

Отметим, что процессы вытеснения углеводородов водой (или газом) могут быть изучены как в динамике процесса заводнения, так и в пространстве (при перемещении от нефте(газо)насыщенной зоны к водонасыщенной зоне). Причем наблюдаемые зависимости изменения параметров начального, текущего и остаточного нефте(газо)насыщения в обоих случаях очень близки.

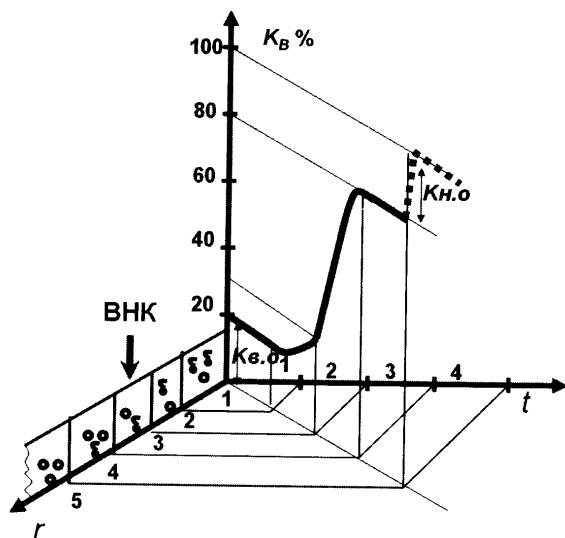


Рис.1.2.4.1. Зависимости текущей водонасыщенности пласта  $K_{в.о}$  от времени разработки  $t$  и от вертикальной координаты залегания залежи  $r$ . Зоны продуктивного пласта: 1 – нефтенасыщенная (до начала разработки – с остаточной водонасыщенностью  $K_{в.о}$ ); 2 – переходная (нефтенасыщенная обводненная); 3 – фильтрации водонефтяной смеси; 4 – промытая (с остаточной нефтенасыщенностью  $K_{н.о}$ ); 5 – водоносная.

Начальная энергия нефтяного пласта связана с упругими силами, напором воды за контуром, давлением газа в газовой шапке (если она есть), упругостью выделяющегося из нефти растворенного газа. Обычно одной естественной упругой энергии пласта недостаточно для обеспечения высокой нефтеотдачи залежей, вследствие чего необходимо соблюдать режим поддержания пластового давления (ППД) путем искусственного воздействия на пласт (обычно закачкой воды, реже – газа). При эксплуатации газовых залежей в основном хватает природной энергии газового или упруго-водонапорного режима.

При вытеснении нефти водой фильтрация жидкости осуществляется по поровому пространству горной породы (которое обычно имеет довольно сложный характер с большим диапазоном размеров пор). Конечная нефтеотдача пласта зависит от гидродинамического сопротивления каналов (или сил вязкого сопротивления), капиллярных сил, силы тяжести. Объем остаточной нефти во многом зависит от смачиваемости флюидов.

Если в случае однородного пласта вода является более смачивающей фазой, то нефть в виде отдельных включений будет оставаться в крупных порах, а мелкие поры и узкие части крупных пор преимущественно будут заняты водой. Чтобы здесь обеспечить вытеснение нефти путем перемещения воды в каналы крупных пор, необходимо приложить значительные градиенты давления (иначе – мешают поверхностные силы). Причем, чем меньше проницаемость, тем больше потребуются увеличить градиент давления.

Для неоднородного пласта, состоящего из слоев различной проницаемости, очень важно повысить градиент давления, т.к. при этом в процесс вытеснения вовлекается большее число пропластков (т.е. повышается охват пласта выработкой). Иначе для случая неоднородного пласта вследствие сил вязкого сопротивления и тяжести будет наблюдаться картина преимущественного заполнения вытесняющей водой более проницаемых слоев (в которых обычно преобладают крупные поры) [16].

Для равномерного вытеснения нефти водой в неоднородном по проницаемости пласте необходимо, чтобы скорость фильтрации жидкости по высокопроницаемым толщинам (системе крупных пор) была оптимальной и не превышала некоторого предела, при

котором обеспечивается максимальная капиллярная пропитка движущейся водой соседних низкопроницаемых толщин (мелких пор). Таким образом, обычно (ньютоновские жидкости) в поровом пространстве одновременно происходят процессы, связанные как с вытеснением, так и с перераспределением фаз. Вязкие же нефти имеют максимум нефтеотдачи при предельном увеличении скорости фильтрации воды.

Вытеснение углеводородов водой не позволяет обеспечить их полное извлечение из пласта. Микрозащемление в порах (вследствие неравномерной пропитки) нефти и газа может дополняться блочным макрозащемлением, приводящим к образованию целиков в пласте.

Таким образом, основные петрофизические характеристики продуктивных пластов при выработке (заводнении) во времени или по мере подъема контактов (ГВК, ВНК) меняются. Наиболее показательные динамические превращения наблюдают при контроле за разработкой месторождений по изменениям следующих петрофизических свойств:

- Удельное электрическое сопротивление (сначала вследствие отрыва от стенок пор части остаточной рыхлосвязанной воды кажущееся УЭС породы может несколько вырасти, затем наблюдается характерное устойчивое падение показаний вследствие смешивания углеводородов с вытесняющей пластовой водой или ее осолоненной оторочкой, а в конце возможен заметный рост УЭС из-за замещения минерализованной пластовой воды пресными закачиваемыми водами).
- Диэлектрическая проницаемость (с увеличением обводненности возрастают значения диэлектрической проницаемости как пластового флюида, так и всей горной породы: до 1.6 раз при вытеснении пресной водой, до 2.2 раз при вытеснении соленой водой).
- Собственные потенциалы (т.к. величина и вид аномалий ПС обусловлены физико-химическими процессами на поверхностях раздела «пласт-скважина», «скважина-вмещающие породы», «вмещающие породы-пласт», то обводнение водами, отличающимися от пластовых по минерализации, приводит к изменению потенциала ПС и смещению «линии глин» по сравнению с исходной величиной, если обводнение пласта происходит по кровле пласта).
- Естественная гамма активность (обводнение пласта может привести к образованию радиогеохимического эффекта РГЭ, т.е. к повышению показаний повторных ГК вследствие адсорбции на цементном камне обогащенных выщелаченными солями радия (калия, урана) на фронте вытеснения оторочки из пластовых (остаточных) и нагнетаемых (внешних) вод).
- Нейтронные характеристики пластов (реагируют на характерные в процессе заводнения изменения концентрации хлора, водородосодержания и в меньшей степени – плотности пласта).
- Динамические и кинематические акустические характеристики (изменение состава заполнителя пор влияет на упругие и инерционные свойства поперечных и продольных волн; так, с ростом водонасыщенности скорость продольных волн сначала несколько снижается, а затем стабильно растет; коэффициенты же

затухания продольных и поперечных волн при замещении нефти водой соответственно снижаются и растут).

- Акустические шумы (т.к. вязкость воды выше, чем у газа, то после заводнения газового пласта обычно имеет место смещение амплитудно-частотного спектра сигналов пассивной акустики в сторону диапазона более низких частот).
- Термические характеристики (изменение водонасыщения пласта может повлиять на температуру в скважине вследствие: массопереноса тепла в пласте, адиабатического и дроссельного эффектов, теплообмена с вмещающими породами, калориметрического эффекта (смешивание потоков флюидов), изменения тепловых свойств смеси в порах – влияние перечисленных факторов подробно рассмотрено в разделе 7.2.3; на начальной стадии разработки формирование нестационарного теплового поля связано с теплопроводностью (кондукцией), затем важное значение приобретает дросселирование, а на заключительной стадии разработки имеет место и конвекция – перенос тепла за счет массопереноса).

Таким образом, с помощью временных исследований методами ГИС и ГИС-контроля контролируются следующие основные «динамические» петрофизические параметры:

- соотношение углеводородов и воды в поровом пространстве, распределение остаточных вод в порах;
- текущая минерализация и диэлектрическая проницаемость вод в порах;
- двойные электрические слои на поверхности пор, характеризующие набухание глинистых частиц при взаимодействии с пресными водами;
- плотность (сжимаемость) пластового флюида;
- температура и давление флюида в пласте.

#### 1.2.4.2. Контроль выработки при вытеснении нефти и газа закачиваемой водой

Условием рациональной разработки месторождений является оптимальное соотношение нефте- и газоотдачи, а также финансовых затрат. Степень извлечения углеводородов определяют соответствующие коэффициенты, оцениваемые как отношение извлеченной доли запасов к начальным балансовым геологическим запасам.

$$\dot{\eta}_{н,г} = Q_{изв\_н,г} / Q_{нач-бал\_н,г} \quad (1.2.4.1)$$

В период заводнения коэффициент нефтеотдачи (коэффициент извлечения нефти КИН) равен произведению коэффициента охвата пласта заводнением и коэффициента вытеснения нефти:

$$\dot{\eta}_н = \beta_{охв.зав} \cdot \beta_{выт.н} \quad (1.2.4.2)$$

Величина КИН зависит от многих факторов, основные из которых – микро- и макронеоднородности коллектора (см. раздел 1.1.2). Также определяющими критериями являются система разработки, вязкость и газовый фактор нефти. В зависимости от природных условий и условий разработки КИН может варьировать от 0.1 до 0.8, причем, как правило, доля неизвлеченных запасов превышает (иногда существенно) величину  $K_{н,о}$  (т.е. в принципе неизвлекаемую долю нефти, определяемую критерием макронеоднородности коллектора).

*Текущий коэффициент вытеснения*, это отношение объема вытесненной (на момент оценки) нефти к объему с начальной нефтью. Он может быть выражен через параметры нефтенасыщения:

$$\beta_{\text{выт.н.тек}} = 1 - K_{\text{н.тек}} / K_{\text{н.нач}} \quad (1.2.4.3)$$

где  $K_{\text{н.тек}}$  – текущая нефтенасыщенность,  $K_{\text{н.нач}}$  – начальная нефтенасыщенность (согласно данным подсчета запасов).

*Конечный коэффициент вытеснения* может быть представлен аналогичным образом:

$$\beta_{\text{выт.н}} = 1 - K_{\text{н.о}} / K_{\text{н.нач}}, \quad (1.2.4.4)$$

где  $K_{\text{н.о}}$  – остаточная нефтенасыщенность.

Таким образом, коэффициент  $\beta_{\text{выт.н}}$  – это отношение вытесненного водой (или газом) объема нефти в условиях полностью промытого пласта (т.е. при остаточном нефтенасыщении  $K_{\text{н.о}}$ ) к начальному объему нефти в поровом пространстве пласта.

*Коэффициент начальной нефтенасыщенности*  $K_{\text{н.нач}}$  определяется по керну, взятому в условиях раствора на нефилтующей основе (РНО), или по ГИС в незатронутой обводнением части залежи как  $K_{\text{н.нач}} = 1 - K_{\text{в.о}}$ . Коэффициенты  $K_{\text{н.тек}}$  и  $K_{\text{н.о}}$  могут быть определены как по керну, так и по ГИС. Коэффициент  $\beta_{\text{охв.зав}}$  – это отношение заводненного объема участка пласта, охваченного вытеснением, к первоначально нефтенасыщенному его объему (при этом толщина заводненной части пласта оценивается только по данным ГИС-контроля).

Коэффициент  $\beta_{\text{охв.зав}} = \beta_{\text{охв}} \cdot \beta_{\text{зав}}$ , где коэффициент охвата  $\beta_{\text{охв}}$  – это отношение пор, охваченных вытеснением (фильтрацией), к объему всех пор; коэффициент заводнения  $\beta_{\text{зав}}$  – это отношение заводненных пор к объему пор, охваченному вытеснением. Коэффициент  $\beta_{\text{зав}}$  учитывает неравномерность фронта вытеснения, на которую влияет неоднородность, проницаемость, соотношение вязкости нефти (газа) и воды, наличие переходной водонефтяной зоны, система разработки, плотность скважин, дебит, геометрия сетки и т.п.

*Коэффициент охвата* может быть выражен как

$$\beta_{\text{охв}} = e^{-[\chi \alpha \cdot (1 - \psi \cdot L)]}, \quad (1.2.4.5)$$

где  $\chi$ ,  $\psi$  – параметры функции охвата (с учетом прерывистости в нефтеизвлечении),  $L$  – расстояние (км) от линии нагнетания до линии отбора,  $\alpha$  – подбираемый эмпирически параметр.

Механизм вытеснения нефти изучают способами петрофизического моделирования на образцах керна (искусственные модели) или в условиях реального пласта (естественные модели). В скважинах  $\beta_{\text{выт.н}}$  может быть получен в зоне промытого пласта, где можно методами ГИС измерить  $K_{\text{н.о}}$ . Например, по данным электрометрии через отношение удельных электрических сопротивлений (УЭС), измеренных до и после обводнения, для неизменной и промытой частей пласта приближенно определяют параметры влажности  $P_{\text{в.пл}} = \rho_{\text{пл}} / \rho_{\text{в}}$  и  $P_{\text{в.пл}} = \rho_{\text{пл}} / \rho_{\text{фл}}$ , эмпирически связанные с пластовой влажностью  $W$ .

Связь влажности дальней зоны пласта  $W_{\text{пл}}$  и его промытой части  $W_{\text{плл}}$  с пористостью  $K_{\text{п}}$  и водонасыщенностью  $K_{\text{в}}$  имеет вид:

$$W_{nl}=K_{\Pi} \cdot K_B; W_{nml}=K_{\Pi} \cdot K_{B_{nml}}. \quad (1.2.4.6)$$

Тогда коэффициент конечной нефтенасыщенности  $K_{H.o}$  определяется из соотношения:

$$\begin{aligned} \beta_{\text{выт.н}} &= 1 - K_{H.o} / K_{H.\text{нач}} = [(1 - K_{H.o}) - (1 - K_{H.\text{нач}})] / K_{H.\text{нач}} = [K_{B_{nml}} - K_B] / K_{H.\text{нач}} = \\ &= [W_{nml} - W_{nl}] / [K_{\Pi} \cdot K_{H.\text{нач}}] = [W_{nml} - W_{nl}] / [K_{\Pi} (1 - K_B)] = \\ &= [W_{nml} - W_{nl}] / [K_{\Pi} - W_{nl}]. \end{aligned} \quad (1.2.4.7)$$

ВНИИЯГГ (ВНИИГеотехноформсистем) для приближенных оценок  $K_{H.o}$  и  $\beta_{\text{выт.н}}$  были разработаны активные методики исследований ИНК с использованием закачек в пласт меченого вещества МВ (хлоросодержащих жидких смесей) и измерений в процессе отработки [18].

В основе данного способа лежит оценка параметра «емкость вытеснения», адекватного понятию «динамической пористости»  $K_{\Pi\_дин}$ :

$$K_{\Pi\_дин} = K_{\Pi} \cdot \beta_{\text{выт.н}} = \Delta\lambda_n / (\lambda_{n.m} - \lambda_{n.f}), \quad (1.2.4.8)$$

где  $\Delta\lambda_n$ ,  $\lambda_{n.m}$  и  $\lambda_{n.f}$  — соответственно: измеренное приращение декремента затухания тепловых нейтронов между замерами закачки МВ и фоновым, декременты меченого раствора (определяется концентрацией МВ в закачиваемой смеси) и пластовой нефти (или воды).

Таким образом, предварительно оценив по методам ГИС открытую пористость исследуемого пласта, зная нейтронную поглощающую способность смеси МВ и наблюдаемые против толщин пласта приращения декрементов  $\Delta\lambda_n$ , оценивают  $\beta_{\text{выт.н}}$  и далее  $K_{H.o}$ .

В лабораторных же условиях процесс вытеснения моделируют на цельных и составных образцах (длиной до 0.5 м), насыщенных нефтью данного месторождения. Нефть вытесняют водой, близкой к пластовой. При этом помимо конечного параметра  $\beta_{\text{выт.н}}$  возможно на промежуточных этапах оценивать текущие  $\beta_{\text{выт.н.тек}}$ . С помощью полученных на кернах зависимостей  $\beta_{\text{выт.н}} = f(K_{\Pi})$  и  $\beta_{\text{выт.н}} = f(k)$  можно оценивать средние значения нефтеотдачи. Недостаток данных методик — сложность создания адекватного пластовым условиям составного керна, а также трудоемкость исследований. В слабопродуктивных породах  $K_{H.o}$  по керну оказывается завышенным, а значение  $\beta_{\text{выт.н}}$  — заниженным [16].

Значения  $\eta_n$  аналогичны понятию *коэффициента извлечения нефти (КИН)* и в зависимости от геолого-промысловых условий месторождений могут варьировать от первых процентов до 50 и более % (суперколлектора, длительная разработка).

*Коэффициенты текущей ( $\eta_{z\_тек}$ ) и конечной ( $\eta_z$ ) газоотдачи* оценивают аналогичным образом. Однако здесь необходимо вносить поправки за изменения пластового давления  $P_{nl}$  на разных стадиях разработки. При  $\beta_{охв}=1$  имеем:

$$\eta_z = 1 - K_{Г.o} / K_{Г.\text{нач}} \quad \text{или} \quad \eta_z = 1 - (K_{Г.o} \cdot P_{nl.\text{нач}}) / (K_{Г.n} \cdot P_{nl.\text{кон}}). \quad (1.2.4.9)$$

Обычно значения  $\eta_z$  в зависимости от геолого-промысловых условий месторождений составляют от 50 до 95%.

Таким образом, решение задач по определению текущих или конечных коэффициентов нефте- и газо- извлечения (отдачи) может быть выполнено независимо как способом петрофизического моделирования, так и различными методами ГИС-

контроля. Учитывая крайнюю важность оценки указанных параметров для планирования рациональных систем разработки, оба описанных подхода по возможности должны применяться совместно.

#### 1.2.4.3. Комплексные оценки коэффициентов вытеснения и относительных фазовых проницаемостей

Как правило, коэффициенты вытеснения  $\beta_{\text{выт}}$  и диаграммы относительных фазовых проницаемостей (ОФП) определяются лабораторным путем на петрофизических установках при экспериментальных исследованиях кернового материала (с воспроизведением пластовых термобарических условий). Понятно, что масштабы исследований образцов керна (даже представительного и с широким охватом эксплуатационного объекта) и всего пласта несопоставимы. Поэтому многими исследователями ставится задача изучения этих параметров на основе гидродинамических исследований непосредственно в скважинных условиях.

Так, в работе [19] предложено исследования ОФП проводить на ранней стадии разработки в нефтяных скважинах путем принудительного создания в пласте разнонаправленных двухфазных фильтраций: сначала регистрируется КВД после остановки стабильно работающего нефтью пласта (однофазное течение), затем аналогичные ГДИС выполняются после отработки пласта водонефтяной смесью (предварительно искусственное масштабное заводнение создают путем закачки воды в нефтенасыщенный пласт) – двухфазное течение. Восстановление вида зависимости ОФП от водонасыщенности пласта  $K_B$  предлагается проводить по данным замеров КВД математическим путем (с применением методов оптимального управления) на основе подробных данных измерений забойного давления и расходов фаз.

Слабым местом данного способа следует признать отсутствие возможности контроля текущей водонасыщенности обрабатываемого жидкостью пласта. Возможность комплексных измерений проницаемости (по ГДИС) и насыщенности (по ПГИ) дает возможность более надежной оценки зависимостей ОФП и параметров  $\beta_{\text{выт}}$ . Кроме того, масштабная закачка воды в нефтенасыщенный пласт предполагает непременный выход этого объекта из фонда добычи. Как правило, прежде чем перевести планируемую для ППД новую скважину под закачку, добывающие компании стремятся все же некоторое время использовать ее для отбора нефти.

В этой связи авторы предлагают свой вариант технологии оценки ОФП по ГДИС-ПГИ. Новая технология использует малогабаритный измерительный комплексный прибор (см. схему на рис.1.2.4.2.а), спускаемый через НКТ на кабеле, включающий модуль ИННК, два манометра (выше и ниже встроенного пакера), модуль привязки к разрезу (ГК), а также в центральной своей части – дистанционно управляемое пакерное устройство. Пакер необходим, чтобы при записи КВД обеспечить закрытие скважины непосредственно на забое и тем самым существенно уменьшить требуемое для проведения замеров КВД-КПД время.



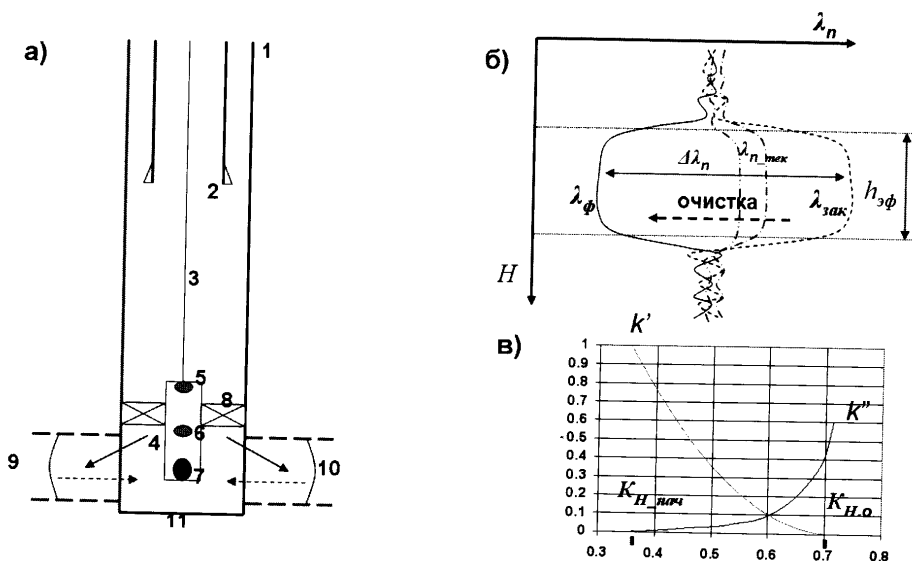


Рис. 1.2.4.2 Комплексные оценки коэффициентов вытеснения и относительных фазовых проницаемостей а) Принцип работы гидродинамико-геофизического комплекса по изучению ОФП и коэффициента вытеснения  $\beta_{\text{выт}}$ : 1 – ствол эксплуатационной скважины, 2 – НКТ, 3 – кабель, 4 – скважинный прибор, 5 – верхний датчик давления, 6 – нижний датчик давления, 7 – модуль ИННК, 8 – раскрываемый пакер прибора, 9 – продуктивный пласт, 10 – зона проникновения в пласт закачиваемой соленой воды, 11 – зумпф (искусственный забой или нижний пакер), стрелки – направления движения МВ; б) Оценки  $\Delta\lambda_n$  (ИННК) по технологии закачки МВ; в) Пример диаграммы ОФП

Порядок необходимых операций:

- Для исследований выбирается скважина (лучше разведочная, с небольшим диаметром колонны), эксплуатирующая (желательно фонтанным способом) без признаков обводнения однородный (оценивается по данным ГИС) пласт со скин-фактором  $s$ , близким к 0 (по предварительным ГДИС). Технологией исследований предусматривается, чтобы зумпф в выбранной скважине был близок к подошве перфорации (при необходимости здесь может быть установлен пакер).
- В условиях фоновых исследований проводится замер ИНК-1 на точках по разрезу пласта. Через декремент  $\lambda_{n,ф}$  в толщинах оценивается начальное  $K_{H,нач}$  (иначе берутся оценки по ГИС-бурению). На данном этапе по виду зарегистрированного профиля  $\lambda_{n,ф}$  необходимо убедиться в однородности пласта.
- После остановки стабильно работавшей скважины (лучше, если выбрана фонтанирующая скважина) при предварительно раскрытом пакере прибора нижним манометром снимается КВД-1 (на отметке в кровле перфорации). Верхний манометр необходим, чтобы контролировать герметичность пакера. Дистанционно контролируется выход кривой давления на участок радиального притока (см. главу 9). При объеме ствола в зоне притока  $0.15\text{ м}^3$  его влияние по радиусу исследования ограничено примерно 2м. По результатам обработки оценивается  $k'$  (в условиях  $K_{H,нач}$ ) и контролируется отсутствие  $s$ -зоны.

- Затем при открытом пакере прибора производится закачка в пласт меченого вещества (МВ) с аномально высокими нейтрон поглощающими свойствами (растворы хлора или бора). МВ (например, минерализованная вода) закачивается в ограниченном объеме (для пласта с  $h_{эф}=5$  м примерно  $q=200 \text{ м}^3/\text{сут}$ , т.е. средний суточный расход) на заведомо меньшей репрессии, чем это требуется для возникновения трещины ГРП. Соленость воды позволяет, в частности, уменьшить эффект разбухания глин в пласте. В конце операции закачки на точках выполняется повторная запись профиля  $\lambda_{n-зак}$  по ИНК-2.
- По слойные оценки  $\beta_{выт,н}$  и  $K_{H,o}$  по разрезу продуктивного пласта выполняются по формуле (1.2.4.8) согласно измеренным расхождениям декремента затухания тепловых нейтронов  $\Delta\lambda_n = \lambda_{n-зак} - \lambda_{n,ф}$  (см. рис. 1.2.4.2.б).
- После прекращения закачки раствора с МВ регистрируется КПД-2 (с закрытием на забое). Выход кривой на радиальный режим притока здесь также контролируется в процессе записи дистанционно, уточняются  $k''$  и  $s''$  (в условиях  $K_{H,o}$ ).
- Следующие этапы исследований связаны с отработкой пласта (пакер сложен) ориентировочно через 3, 6, 12, 24 часа. В конце указанных интервалов работы скважины на отработку в зоне пласта регистрируются повторные интегральные записи ИНК – 3,4,5,6. Все они уже могут быть выполнены на фиксированной глубине, без снятия профиля  $\Delta\lambda_{n,мек}$ . Каждый из временных периодов отработки включает аналогичный по длительности интервал простоя (3, 6, 12, 24 часа), в течение которого в условиях закрытой на забое скважины (при раскрытом пакере) фиксируется повторная запись КВД-3,4,5,6. По результатам временных ИНК- $i$  рассчитывается степень очистки  $(\Delta\lambda_{n,мек}/\Delta\lambda_n)_i$ , пропорционально значениям которой оценивается меняющееся в ближней зоне пласта текущее нефтенасыщение  $(K_{H,мек})_i$ . Здесь принимается допущение, что вытеснение закаченной соленой воды пластовой нефтью происходит равномерно (без прорывов, т.к. пласт однороден) по всей части принявшего резервуара и без явного поршневого эффекта. Это позволяет считать, что пласт в условиях нулевого скина на расстоянии радиуса исследования ИНК (0.3–0.4 м) в целом идентичен пласту на расстоянии радиуса исследования радиального потока по КВД (в описанном примере – не менее 2 м). При этом максимальное проникновение соленой воды в пласт составит от 5 до 10 м. Благодаря кабельной телеметрии в процессе записи КВД можно оперативно выделять на производной кривой давления характерные участки, связанные с разнообразием режимов фильтрации (с влиянием послепритока, участком радиального режима и с влиянием неоднородности, вызванной изменением насыщения в удаленной зоне пласта). Таким образом, исключается неоднозначность в показаниях ГДИС, вызванная изменениями радиуса исследования.
- По результатам временных КВД- $i$  рассчитываются значения ОФП ( $k_i$  в условиях  $K_{H,мек}$ ). В итоге, по результатам проведенных режимных измерений в диапазоне  $[K_{H,нач}(k') - K_{H,o}(k'')]$  строятся диаграммы ОФП (см. рис.1.2.4.2.в) и определяются

как дифференциальные, так и интегральный коэффициенты вытеснения – т.е. оцениваются наиболее важные настроечные параметры модели фильтрации.

### **1.3. НОВЫЕ ЗАДАЧИ, ВОЗМОЖНОСТИ, ПРИОРИТЕТЫ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ**

#### **1.3.1. Тенденции развития**

Последние годы для российских геофизиков-промысловиков были знаменательны тем, что многие нефтегазодобывающие компании, испытывающие определенные затруднения с достижением проектных коэффициентов нефтегазоизвлечения, стали на разрабатываемых месторождениях широко применять современные технологии для интенсификации притока в эксплуатационных скважинах. Так, наибольший успех и распространение в регионах Западной Сибири получили мероприятия по гидроразрыву пласта (ГРП). Частично это способствовало усилению тенденции по трансформации ряда геолого-промысловых задач, решаемых комплексами промыслово-геофизических и гидродинамических исследований в эксплуатационном фонде скважин. Существуют и другие объективные причины развития указанной тенденции, но приведенный пример наиболее показателен.

Плавная смена приоритетов в геофизических исследованиях скважин при контроле разработки месторождений (ГИС-контроле) существовала практически всегда и была связана в большей степени с промысловыми причинами (с переходом на новые типы объектов эксплуатации, с внедрением более эффективных способов разработки месторождений, с совершенствованием технологий добычи углеводородного сырья в скважинах и т.п.). Кроме того, обновление основных направлений контроля разработки месторождений существенным образом всегда зависело и от развития геофизического аппаратного, методического и программного обеспечения.

В начале становления ГИС-контроля в 40–60-х годах основное внимание геологов уделялось контролю за динамикой движения водонефтяных контактов. Причем, наиболее информативными здесь долго оставались электрические методы ГИС-открытого ствола в добуриваемых (на уже эксплуатируемом месторождении) скважинах. Следующий этап в 70–80-х годах ознаменовался бурным развитием и внедрением специальных методов геофизического контроля за выработкой нефтяных и газовых пластов, применяемых в обсаженных скважинах. Приоритетными стали радиометрические, термические и «потокотометрические» исследования. В эти годы в стране уже активно функционировали крупные научные и производственные геофизические структуры, что в целом позволило для ряда крупных месторождений нефти и газа достичь высокого (по мировым оценкам) технологического уровня промыслово-геофизического контроля разработки месторождений. Достижения могли бы быть еще более весомыми, если бы не скрытые пороки действующей тогда (отчасти еще сохраняющейся) системы планирования и учета эффективности подрядных геофизических исследований.

Однако, несмотря на невиданный для зарубежных компаний объем выполняемых пока еще в России ПГИ, в последние годы позиции этого направления прикладной гео-

физики постепенно ослабевали. ГИС-контроль сдавал одну свою позицию за другой, теряя на местах свой статус лидера информационного обеспечения процессов разработки. Предпринимаемые временами попытки прорыва в этой области ГИС, к сожалению, не увенчались достойным успехом. Кардинально выходу из наблюдаемого кризиса доверия к ГИС-контролю так и не помогли ни новые сложные геофизические методы оценки текущей насыщенности, ни дорогие активные технологии исследований, ни эффективное программно-методическое обеспечение, созданное к настоящему времени. Правда, сохранились еще целые регионы, где продолжают вестись исследования, обеспечивающие системный промысловый и геофизический контроль (включая организацию качественных исследований с выходом на оценку параметров насыщения пластов, на количественное определение текущей нефте- и газонасыщенности). Но в целом ряде других мест использование геофизической службы при проведении ПГИ сведено исключительно к решению несистемных задач капитального ремонта скважин.

Казалось бы, общие итоги по последнему этапу развития ГИС-контроля далеко не оптимистичны. Однако сама тенденция, на наш взгляд, вполне объективна и закономерна. Она показательна и для зарубежных стран, где пробелы в информационном обеспечении геомониторинга уже давно восполняются результатами цифрового математического моделирования резервуаров. Основой же для подтверждения динамических процессов на месторождениях и коррекции фильтрационно-емкостных пластовых свойств являются не столько системные (применительно к нашей действительности здесь правильнее говорить «массовые») скважинные ПГИ и ГДИС, сколько целевые точечные промысловые и геофизические исследования, заранее обоснованные исходя из анализа детальной геологической модели и достоверных данных по истории разработки. Тем не менее, несмотря на вроде бы низкий охват и периодичность выполнения этих выборочных исследований, благодаря эффективной организации и качеству их выполнения они вполне могут претендовать на роль «системных» даже при настройке гидродинамической модели месторождения.

Отрадно, что и в организации гидродинамических исследований в России в последнее время происходят заметные перемены к лучшему. Усовершенствованная в некоторых регионах система ГДИС стала основой как промыслового, так и геофизического контроля. Это позволяет по-новому взглянуть на место гидродинамических технологий в единой системе промыслово-геофизического контроля (ПГК) разработки месторождений и эксплуатации подземных хранилищ газа.

### **1.3.2. Новые задачи и возможности**

Как уже констатировалось выше, математическое моделирование само по себе стало полноправным способом изучения геометрических и фильтрационно-емкостных свойств разрабатываемых залежей. Наблюдаемая в последнее время тенденция по организации в крупных нефтегазодобывающих компаниях своих проектных и аналитических центров вылилась в создание специальных научно-инженерных групп, нацеленных на ведение геомониторинга и анализа разработки месторождений методами ПГК.

В свете новых задач в рамках организации единой системы промысловых и геофизических исследований при геомониторинге функции ПГК могут быть сформулированы следующим образом:

- Обслуживание системы геомониторинга на базе автоматизированных информационно-измерительных и информационно-аналитических систем с единой геолого-промысловой базой данных, прямого геологического и гидродинамического моделирования, решения актуальных площадных задач, построения 2D- и 3D- оценок распределений параметров проницаемости по комплексу ГДИС-ПГИ-ГИС.
- Информационное объединение результатов ГИС-ПГИ-ГДИС с чисто промысловыми и межскважинными исследованиями в единую систему геомониторинга разработки месторождений, включая планирование и организацию совместных целевых исследований из общего аналитического центра добывающей компании.
- Привлечение к решению задач по управлению разработкой (данная возможность зависит от эффективности не отдельных исследований, а всей системы ПГК).

Реализация на практике обозначенных выше решений системного ПГК (включая и ряд функций по разработке месторождений) связана также с необходимостью формирования нового типа специалиста. Одновременно с профилизацией в области гидродинамики, промысловой геофизики, разработки, он должен обязательно обладать полномочиями супервайзера. Опыт авторов показывает, что такой специалист должен уметь не только оценивать эффективность выполняемых на месторождениях исследований, но грамотно и оперативно организовать необходимые дополнительные комплексные исследования. Учитывая, что ВУЗ-ы дают только базовую подготовку по геофизике и разработке, пополнение необходимых для указанной специализации кадров происходит пока на основе вынужденного перепрофилирования и стажировок выпускников в соответствующих подразделениях добывающих компаний. Несмотря на то, что авторы многие годы своей жизни посвятили созданию и преподаванию специализированных по ГИС-контролю курсов на кафедре Геофизических информационных систем в РГУНГ им.Губкина, они не берутся утверждать, что подготовка специалистов указанного профиля достижима в рамках действующих программ ВУЗ-овского образования (главным образом – в силу смежности специализаций ГИС с направлениями по разработке месторождений нефти и газа).

Остановимся также на схемах взаимодействия геофизических и промысловых данных в рамках общей системы организации геомониторинга. Исходя из универсальной структуры организации информационных потоков в нефтегазодобывающей компании, в самом процессе по наблюдению и контролю за выполнением мероприятий по разработке месторождений можно выделить три основных уровня взаимодействия данных (рис. 1.3.2.1).

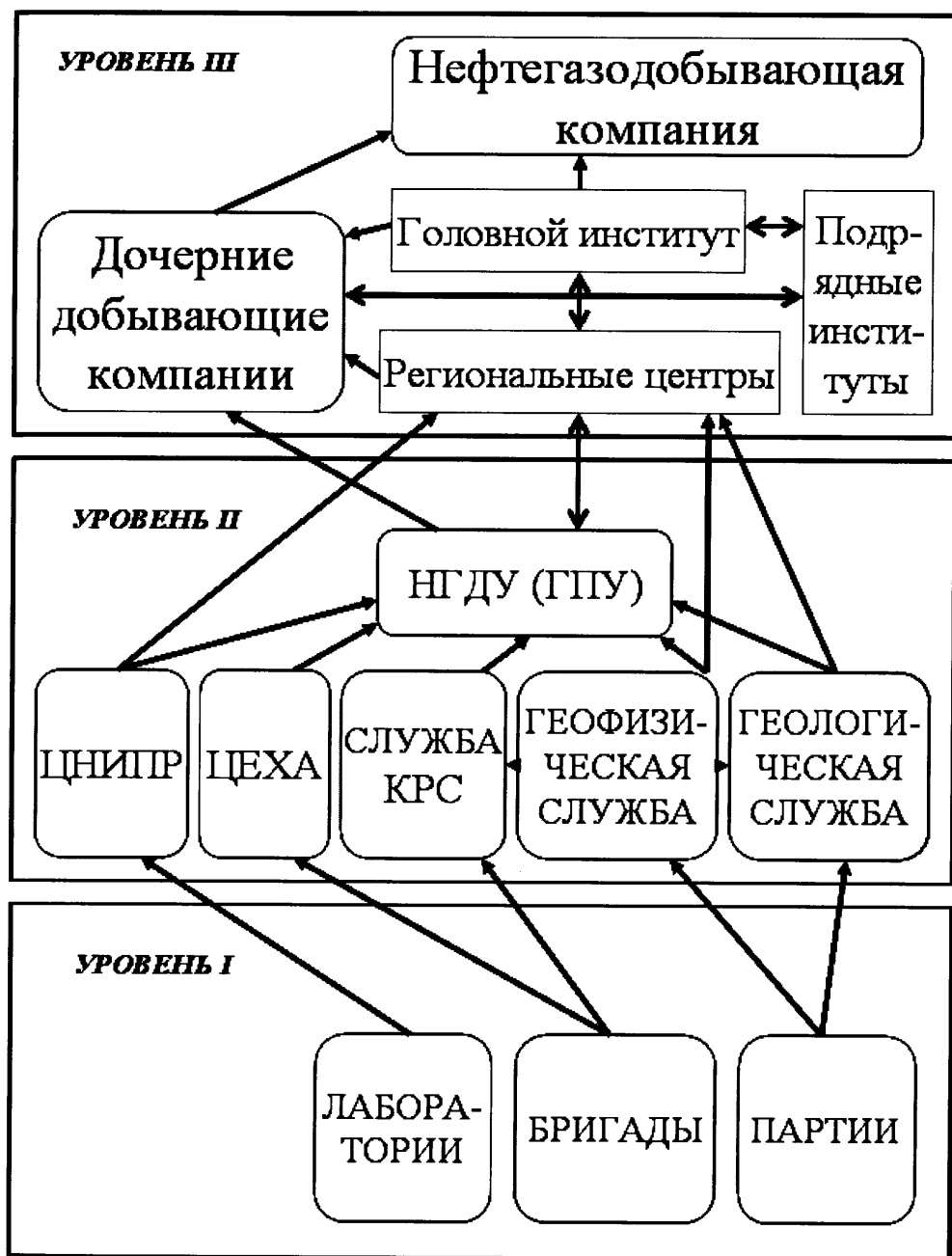


Рис. 1.3.2.1 Универсальная схема организации информационных потоков с данными промыслово-геофизического контроля (ПГК) в нефтегазодобывающей компании

Функционирование первого (низшего) уровня обеспечивается преимущественно инженерами и операторами с техническим образованием. Какого-либо взаимодействия между элементами здесь не предусмотрено.

Деятельность второго уровня обеспечивают менеджеры и специалисты со специальным инженерным образованием. Для него при реализации мероприятий и при обмене данными характерны преимущественно вертикальные составляющие.

Третий (верхний) уровень достигается благодаря использованию более сложных способов (ветвей) взаимодействия между руководящим составом компании, научными кадрами, сотрудниками проектных и аналитических групп (большинство из которых обладает как производственным опытом, так и необходимой научной подготовкой).

Правильная организация информационных потоков и оптимизация технологий в процессе их взаимообмена и комплексирования позволяет, на наш взгляд, реализовать на практике ряд новых возможностей ПГК.

- Уточнение геологической модели на основе выявления межскважинных связей по данным гидропрослушивания, вертикального сейсмопрофилирования, 3D сеймики, трассирования фильтрационных потоков методами индикаторных исследований и пр.
- Приведение в соответствие результатов ПГК с данными по истории разработки и с результатами гидродинамического цифрового моделирования (включая уточнение кубов проницаемости и нефтегазонасыщенности, учет межпластовых перетоков, оценки скин-фактора и т.п.).
- Приведение в соответствие результатов анализа всех данных ПГК с результатами предварительных исследований для отдельных скважин и пластов (ГДИС, ПГИ, ГИС, керновыми исследованиями), а также с результатами опробования пластов в разведочных скважинах с целью коррекции методики оценки качества исходных материалов.
- Анализ динамики выработки пластов- объектов разработки (по 2D и 3D моделям) на основе систематических данных ГДИС, ПГИ, сопутствующей промысловой информации и непосредственно результатов цифрового гидродинамического моделирования.

### 1.3.3. Новые приоритеты

Помимо хорошо известной и прогрессирующей тенденции слияния геофизического контроля со смежными направлениями в единую систему геомониторинга разработки месторождений нефти и газа, уже сейчас есть достаточные основания, чтобы говорить о характерных структурных трансформациях системы исследований ПГК со смещением приоритетов от области ПГИ в область ГДИС. Данные изменения хорошо видны на фоне постепенного снижения общего числа выполняемых стандартных исследований ПГК.

На рис. 1.3.2.2 схематично изображены наблюдаемые в последние годы процессы изменения приоритетов в ПГК:

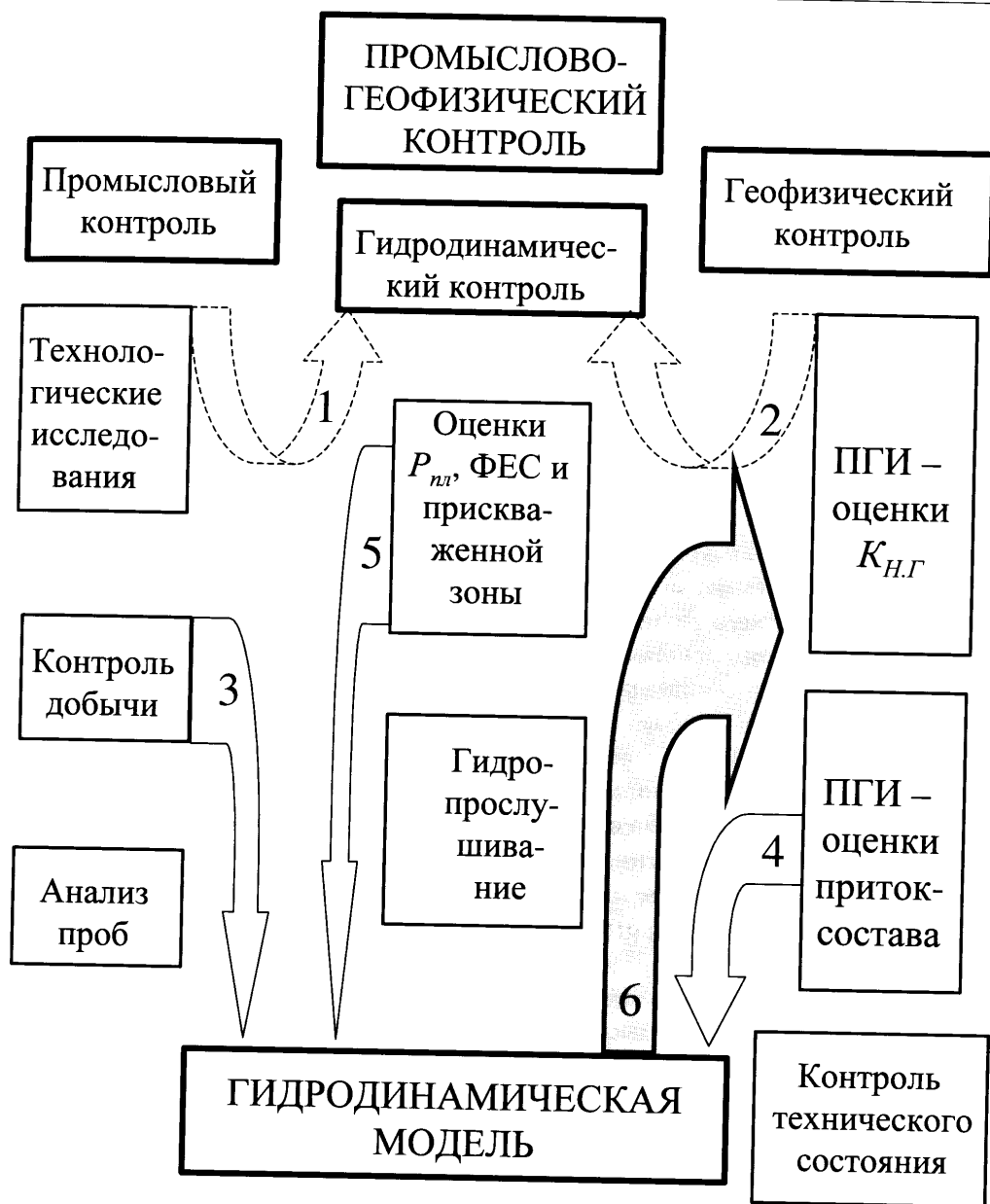


Рис.1.3.2.2. Новые приоритеты ПГК. Пояснения в тексте

1. Объемы технологических промысловых исследований сокращаются на производстве, уступая место ГДИС как более информативным и надежным методам изучения таких технологических параметров, как забойное давление и продуктивность.
2. Методы оценки текущего нефтегазонасыщения в большинстве регионов не-системные и продолжают использоваться только для экспертных оценок по-



строений гидродинамической модели, которая в принципе способна воспроизвести основные динамические процессы замещения углеводородов при различных механизмах вытеснения.

3. Другие промысловые исследования, обеспечивающие мониторинг добычи, приобрели первостепенную значимость при настройке самой гидродинамической модели.
4. Промыслово-геофизические исследования в обсаженных скважинах помимо решения задач оперативного контроля стали также неопределимы при настройке модели фильтрации, т.к. позволяют уточнить работающие толщины, профили притока и приемистости по вертикали, учесть межпластовые перетоки и техническое состояние скважин.
5. Основная нагрузка по настройке фильтрационной модели легла на базовые ГДИС, т.к. только эти методы совместно с данными ГИС-ПГИ позволяют оценить масштаб проницаемости в различных зонах неоднородного продуктивного пласта и в итоге – корректно построить куб проницаемости, используемый в модели.
6. Гидродинамическая модель выступает в роли нового метода изучения текущей нефтегазонасыщенности, дополняющего результаты прямых оценок в скважинах.

Кратко рассмотрим основные аспекты этой проблемы. Отдельно остановимся на факторах, определивших актуальность ее постановки.

В первую очередь это близость технологий ГДИС со ставшими уже традиционными технологиями ПГИ, которые во многом базируются на использовании при исследованиях режимов нестационарной работы скважин.

Во-вторых, многие геофизические службы обладают сейчас необходимыми составляющими для выполнения как стандартных, так и сложных гидродинамических исследований: устьевым оборудованием, комплексной или автономной регистрирующей аппаратурой, программно-методическим и метрологическим обеспечением и т.п.

В-третьих, с учетом возрастающей сложности условий исследований становятся востребованными нестандартные технологии ГДИС, требующие от исполнителей немалых усилий и глубокого опыта. Геофизики традиционно обладают наиболее передовыми в промышленности методами и технологиями глубинных скважинных исследований, хотя видимо уступают промысловикам в вопросах гибкости применения и четкости выполнения ГДИС.

Наконец, большая часть добывающих организаций начала всерьез относиться к фактической информативности проводимых по их заявкам исследований и обращать пристальное внимание на конечный выход этой «продукции» (т.е. на эффективность применения методов ПГИ-ГДИС с учетом использования их результатов для настройки геомodelей).

Хорошо известно, что большинство традиционно используемых технологий ГДИС ориентируются на стабильно или циклически работающие скважины. Это неудивительно, поскольку именно такой режим работы до недавнего времени был характерен

для большинства исследуемых объектов. В этот период нашли широкое применение такие технологии исследований, как регистрация давления в процессе пуска скважины на стабильный режим закачки или отбора (КСД), остановки скважины после одного или нескольких циклов стабильной работы (КВД), измерения давления на нескольких стабильных режимах (ИД) и пр. При этом возможная нестабильность поведения скважины непосредственно после изменения режима ее работы учитывалась введением специальных поправок. Подобные подходы стали основой для большей части зарубежного и отечественного программно-методического обеспечения.

Другие (нестандартные) технологии гидродинамических исследований скважин (например, учитывающие влияние на измерения существенного «послепритока») развивались обособленно и долгое время имели лишь вспомогательное значение. Перед этими способами ГДИС не ставилась задача точной оценки фильтрационных параметров или определения особенностей геометрии пласта. Решались лишь проблемы текущей оперативной оценки его энергетических возможностей (пластового давления, продуктивности и пр.).

Однако в современных условиях циклическая и нестабильная работа чаще всего не эпизод в работе скважины, а наиболее характерное ее состояние. Поэтому под влиянием новых задач возник существенный импульс развития специальных способов гидродинамических исследований, целенаправленно ориентированных на нестабильно работающие скважины. Сущность этих технологий состоит в совместной обработке кривых давления и дебита при произвольном изменении последнего по времени. Оценка дебита предполагает устьевые замеры количества добытой продукции, контроль текущего положения динамического уровня, синхронные замеры давления на забое и устье скважины т.е. ориентирована на совместное использование как устьевых, так и глубинных средств гидродинамических измерений.

Как уже отмечалось выше, широкому привлечению геофизических служб в решении подобных задач в России способствовало то, что геофизики оказались хорошо подготовленными к их решению методически и технически. В частности, в области создания программного обеспечения для оперативных ГДИС лидирующие позиции длительное время занимали отечественные обрабатывающие комплексы, разработанные учеными-геофизиками. Назовем лишь наиболее известные системы: «Гидра-Тест» (РГУНГ совместно с Гетэк), «Testar» (Информпласт), «Гидрозонд» (НПФ ГеоТэк), «ГДИ-эффект» (ЦГЭ). В отличие от дорогостоящих зарубежных программных продуктов уровня «Well Test», реализующих многочисленные модели для сложных геологических структур и незаменимых при обработке качественно выполненных базовых гидродинамических исследований в разведочных и эксплуатационных скважинах, отечественные программы нашли свое место в практике экспресс ГДИС эксплуатационных нефтяных и газовых скважин (т.е. на объектах, являющихся пока приоритетными для геомониторинга разработки месторождений).

Наконец, решающее значение для смены приоритетов внутри системы ПГК имеет востребованность основных технологий ГДИС, позволяющих получать достоверную информацию как о начальных, так и о текущих (например, с учетом обводнения) фильтрационных характеристиках объектов разработки. Последний фактор особенно

актуален при настройке цифровых гидродинамических моделей эксплуатируемых месторождений.

В последнее время наблюдается настоящий бум в плане реорганизации на местах системы гидродинамических исследований скважин как в геофизических, так и в промысловых (ЦНИПР) структурных подразделениях нефтяных компаний. Помимо замены аппаратного и программного обеспечения существенное значение приобрели вопросы, связанные с оптимизацией методики или отдельных технологий исследований.

#### О С Н О В Н Ы Е   В Ы В О Д Ы

1. Развитие и изменение промыслового и геофизического контроля во времени характеризуется проявлением вполне закономерных динамических процессов, которые приводят к смене приоритетов в направлениях ПГК, а также к интеграции методов и технологий в цельную систему геомониторинга разработки месторождений нефти и газа.
2. В качестве характерного примера объективной смены приоритетов в направлениях ПГК можно назвать выход на ведущие позиции как системных, так и целевых гидродинамических исследований пластов и скважин. Причиной и одновременно условием этих процессов являются реальные возможности ГДИС в надежном информационном обеспечении мониторинга разработки месторождений. Последнее достигается на базе современного комплекса технологий ГДИС, что даже при сложных эксплуатационных условиях обеспечивает оценку наиболее значимых фильтрационных параметров пласта, а также характеристик его неоднородности (совместно с другими методами ГИС-ПГИ).
3. В последнее время математическое геологическое и особенно гидродинамическое моделирование позволяет не только аккумулировать конечные результаты ПГК, но и само стало восполнять явные пробелы в системе промысловых и геофизических исследований (путем настройки регистрируемых параметров в соответствии с историей разработки), образуя тем самым необходимые обратные связи с ПГК. Это в конечном счете позволяет организовать исследования в скважинах более продуманно и направленно.
4. Необходимость решения новых задач ПГК и реализация на практике перспективных возможностей этого направления потребовали от добывающих компаний определенным образом реорганизовывать всю систему контроля разработки месторождений. Упор при реорганизации делается на ведущей роли аналитических центров, обладающих супервайзерскими полномочиями и отвечающих за информационное насыщение цифровых моделей месторождений (как на этапах создания проектов разработки, так и их реализации).
5. Проводимые в последние годы в ряде нефтегазодобывающих компаний мероприятия по структурированию и оптимизации промыслово-геофизического контроля разработки крупных месторождений фактически закрепляют в промышленности обоснованную в работах авторов иерархичность основных процедур интерпретации и анализа данных. Любые допускаемые при обработке

данных преобразования и специальные аналитические построения в системах комплексной или обобщающей интерпретации ПГК могут быть строго увязаны в рамках единой интегрированной автоматизированной технологии.

#### 1.3.4. Дальнейшие перспективы развития

Анализируя последние тенденции развития геофизического сервиса в мировой нефтяной и газовой индустрии, включая материалы ежегодной технической конференции SPE (Хьюстон, 26–29 сентября 2004 г. [20]), авторы пришли к следующим выводам о перспективах развития ПГК в будущем:

1. Следующий этап развития ГИС-ПГИ-ГДИС будет связан с переходом от кабельного каротажа к скважинным системам стационарного глубинного геомониторинга:
  - Уже сейчас практически весь применяемый стандартный комплекс ГИС можно охватить современными навигационными системами ГИС при бурении (типа MWD-LWD), которые становятся все более эффективными и самодостаточными (в качестве примера можно назвать комплекс «Sperry-Sun LWD» фирмы Halliburton, охватывающий основные виды каротажа: ГК ( $DGR^{tm}$  –  $DAGR$ ), КС ( $EWR-PHASE 4^{tm}$  –  $EWR-M5^{tm}$ ), оценки нейтронной пористости ( $CN\Phi^f$  –  $CTN^{tm}$ ), плотностного каротажа ( $SLD^{tm}$  –  $ALD^{tm}$ ), дипольную акустику ( $BAT^{tm}$ ), ЯМК ( $MRIL$  –  $WD^{tm}$ ), измеритель пластового давления ( $GeoTap^{tm}$ ).
  - Основные функции ГИС-контроля (регистрация кривых ГДИС и ПГИ во времени) готовы взять на себя автономные и дистанционно работающие забойные датчики (давления, расхода, состава и пр.), а также стационарно устанавливаемые в стволе скважины оптико-волоконные системы наблюдения за тепловыми полями и одновременно телеметрии для забойных датчиков давления (активно апробируются компаниями Sensa-Schlumberger, Halliburton).
2. Вероятно, что кабельный каротаж сохранит свои функции только для наиболее сложных видов ПГИ (оценки текущей насыщенности отдельных толщин, поточечные опробования с ГДИС, оценки заколонных перетоков и других параметров технического состояния элементов конструкции).

#### ЛИТЕРАТУРА К ГЛАВЕ 1

1. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Кульгавый И.А. Современное состояние и перспективы развития гидродинамико-геофизических методов контроля за разработкой газовых месторождений в СССР и за рубежом. Тематический обзор. М.: ВНИИЭгазпром, 1991, 64 с.
2. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Методы анализа фазовых расходных параметров в газовых и нефтяных обводняющихся скважинах (Применение скважинной барометрии). М.: ИРЦ Газпром, 1997, 84 с.
3. Иванова М.М. Динамика добычи нефти. М.: Недра, 1976, 246 с.
4. Чоловский И.П., Тимофеев В.А. Методы геолого-промыслового контроля разработки нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 1992, 176 с.
5. Бейли Б., Крабтри М., Кучук Ф. И др. Диагностика и ограничение водопритоков. Нефтяное обозрение Schlumberger, весна 2001, с.44-67.

6. Спутник нефтегазопромыслового геолога. Справочник. Под ред. Чоловского И.П. Недра, 1989, 376 с.
7. Золоева Г.М. Оценка неоднородности и прогноз нефтеизвлечения по ГИС. М.: Недра, 1995, 212 с.
8. Закиров С.Н., Закиров И.С. Новый подход к разработке нефтегазовых залежей. Обзор. ИРЦ Газпром. М., 1996, 52 с.
9. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. Р.Д. 153-39-007-96. М., 1996, 202 с.
10. Опорная сеть контрольных скважин на месторождениях нефти Главтюменнефтегаза. Главтюменнефтегаз. Тюмень, 1985.
11. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата. Справочное руководство. Т.1. Под ред. Коротаева Ю.П., Маргулова В.Д. М.: Недра, 1984, 360 с.
12. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник. Под редакцией Добрынина В.М. М.: Недра, 1988, 476 с.
13. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. Минтопэнерго РФ при МПР РФ. М., 1999.
14. Технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. М.: Недра, 1985, 215 с.
15. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. Москва, 2002 г.
16. Кузнецов С.Г., Леонтьев Е.И., Резванов Р.А. Геофизические методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 1991, 223 с.
17. Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. Басин Я.Н., Труфанов В.В., Петросян Л.Г. и др. М.: Недра, 1978, 256 с.
18. Методические рекомендации по исследованию нефтяных скважин импульсным нейтронным каротажем с закачкой меченого вещества. Под научн. ред. Кузнецова О.Л., ВНИИгеоинформсистем, М., 1987, 89 с.
19. Закиров С.Н., Индрупский И.М., др. Новый подход к исследованию скважин и пластов. Нефтяное хозяйство, 2002, №6, с.113–115.
20. Материалы ежегодной конференции SPE в Хьюстоне, ATCE-2004.

# Глава 2

## ОСНОВЫ МЕТОДОВ ПРОМЫСЛОВОГО И ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

### 2.1. СПЕЦИФИКА ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ КАК ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ

Информационная измерительная система в самом общем понимании представляет собой совокупность элементов с определенной структурой и набором связей между элементами, которые объединены общей целью и алгоритмами функционирования.



Информация является одним из базовых понятий промыслово-геофизических исследований и подразумевает непрерывный цикл движения данных, начинающийся со скважинных измерений и завершающийся анализом и обобщением получаемых результатов (рис. 2.1.0.1).

Итак, промыслово-геофизический контроль за эксплуатацией в целом можно рассматривать и как сложную многофункциональную информационно-измерительную систему (ИИС), обеспечивающую проведение измерений в скважинах, передачу информации по каналам связи, а также ее накопление, обработку, интерпретацию, документирование и анализ [1].

Рис. 2.1.0.1. Схема информационного обеспечения в промысловых и геофизических ИИС

## 2.2. СОСТАВ И СТРУКТУРА СИСТЕМЫ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

Состав данных, которым оперирует система промыслово-геофизического контроля, многообразен. Он включает следующие основные виды информации.

1. Литолого-стратиграфическую характеристику исследуемого месторождения, данные о тектоническом строении и гидрогеологических особенностях изучаемого района.
2. Информацию о свойствах пластовых флюидов.
3. Данные о начальной насыщенности продуктивных коллекторов.
4. Результаты ГИС открытого ствола, полученные при строительстве разведочных скважин.
5. Результаты опробования продуктивных коллекторов.
6. Результаты ГИС, полученные при строительстве эксплуатационных скважин.
7. Промысловые данные о параметрах режимов работы эксплуатационных скважин.
8. Данные о режимах работы продуктивных пластов, включая информацию о текущем охвате пластов выработкой.
9. Данные о текущей насыщенности продуктивных коллекторов, в том числе – об охвате продуктивных пластов обводнением и о причинах обводнения.
10. Данные о текущих фильтрационно-емкостных и энергетических характеристиках продуктивных пластов.
11. Данные о техническом состоянии скважин, внутриобъектных и межобъектных межпластовых перетоков.

Первая группа данных, перечисленных в п. 1–5, характеризует начальное состояние разрабатываемого объекта и служит информационной основой для так называемой статической модели. Вторая группа данных (п. 6–11) характеризует изменение текущего состояния объекта в процессе его эксплуатации и используется в динамической модели.

Рассмотренное деление информации на группы условно. Фактически с момента начала разведки месторождения до завершающего этапа его разработки с использованием ПГК происходит непрерывное накопление информации о месторождении и усовершенствование цифровой модели его разработки. В этом состоит основная функция ПГК как единой информационно-измерительной системы.

Решение названной задачи происходит в несколько этапов, что позволяет говорить о структуре системы ПГК. Каждый элемент этой структуры (подсистема) ответствен за ограниченное число перечисленных функций.

К базовым средствам получения информации относят *регистрирующие подсистемы*, являющиеся основой современных цифровых измерительных лабораторий и станций. Большинство из этих средств многофункциональны и могут использоваться для работы с методами ГИС как в открытом стволе, так и в обсаженном стволе.

Основными средствами получения информации при промыслово-геофизическом контроле являются *скважинные информационно-измерительные подсистемы*. Они синтезируют в себе средства движения геофизической информации, одновременно обеспечивая этапы из-

мерения, передачи, хранения, обработки и выдачи информации. Строго говоря, любую геофизическую систему можно отнести к информационно-измерительным, но прежде всего к системам этого класса относят те, в которых приоритетной функцией является геофизическое измерение и передача информации по каналам связи. Среди подобных отечественных систем, применяемых в области ГИС-контроля, можно назвать «Гранит-Оникс» (Тверьгеофизика) [2], «КС-Контроль» (Центргазгеофизика, Контакт). В рамках подобных подсистем развиваются проблемно-ориентированные интерпретационные алгоритмы для обработки и интерпретации, но их набор ограничен локальными задачами.

*Подсистемы автоматизированной интерпретации* предназначены для изучения получаемых при измерениях данных. Наиболее элементарно устроенные подсистемы реализуют лишь локальные способы интерпретации, часто копируя уже известные индивидуальные «ручные» технологии. Более совершенные подсистемы применяют также сложные интерпретационные модели, что позволяет их использовать для анализа и обобщения целого комплекса информации по скважине или пласту. К числу наиболее развитых отечественных систем этого уровня в области ГИС-контроля можно отнести системы: «Геккон» и «Камертон» (РГУНГ), Гетэк, «Прайм» (БГУ) и «Сиал-ГИС-контроль» (Сиал). Этот же уровень реализован в большинстве зарубежных аналогов для изучения продуктивности скважин фирм (Schlumberger, Schlumberger Geoquest, Kappa Engineering и др.). Нередко существующие подсистемы многофункциональны и их деление на указанные классы условно.

Нужно подчеркнуть, что полноправными элементами информационной геофизической системы являются не только чисто технические (аппаратурные, программные) средства, но и *методики и технологии проведения измерений, а также способы интерпретации получаемой информации*. Это особенно характерно для систем ГИС-контроля и ПГК в целом. Наполнение элементов в системах ПГК имеет существенную специфику. Так, в отличие от ГИС, имеются существенные отличия в составе используемых в ГИС-контроле датчиков, типов аппаратуры, вспомогательных средств. Помимо этого, коренные различия имеются и в методическом обеспечении систем. Причем речь идет не столько о конкретных методиках, сколько об основных принципах их использования. Среди упомянутых различий следует в первую очередь назвать:

- большое разнообразие решаемых задач, методов ПГК, методик проведения исследований и интерпретации результатов,
- перемещение удельного веса в системах ПГК с технических на методико-технологические средства (методики проведения скважинных измерений, способы интерпретации результатов, алгоритмы автоматизированной интерпретации),
- глубокая взаимосвязь технологии и методики проведения исследований и способа интерпретации результатов от условий в скважине при проведении измерений,



- сложность унификации и стандартизации интерпретации и, как следствие, многовариантность обработки и большая роль интерактивных методов интерпретации,
- большое количество разнообразной входной и выходной информации и, как следствие, сложная структура баз данных ПГИ-ГДИС.

Сейчас очевидно, что только аппаратные и программные средства не решают проблем информативности ПГК в полной мере. Основной причиной этого является разнообразие, динамичность и нестандартность изучаемых в скважине процессов. Помехой для интерпретации является также одновременное влияние на результаты ГИС нескольких процессов, одинаковых по характеру и степени воздействия. Поэтому как методика проведения измерений, так и приемы истолкования получаемых данных с трудом поддаются формализации и зачастую дают неоднозначный результат. Это означает, что проблема совершенствования ГИС-контроля состоит не столько в увеличении точности используемых методов, сколько в повышении однозначности получаемых результатов. Следовательно, здесь необходимо обратить более пристальное внимание на создание принципиально новых способов измерений, на развитие технологии и методики скважинных измерений, а также на разработку способов использования получаемой информации.

Названные задачи составляют основу развития современных систем автоматизированной интерпретации ПГК. Приоритетным направлением совершенствования этих систем является опора их методического обеспечения на новые, более эффективные способы исследований, что позволяет целенаправленно формировать оптимальное для решения конкретных задач ГИС-контроля состояние скважины (в частности, управляя условиями измерений).

Не менее важной особенностью современных систем является использование «помехоустойчивых» способов получения и использования информации. Помехами при исследованиях могут являться второстепенные информативные эффекты, препятствующие регистрации основного информативного эффекта. Нивелирование таких «помех» достигается комплексностью и многовариантностью обработок, а также использованием специальных приемов интерпретации, усиливающих влияние изучаемых процессов.

### 2.3. КЛАССИФИКАЦИЯ МЕТОДОВ КОНТРОЛЯ

Промыслово-геофизический контроль объединяет широкий круг методических средств. Их можно подразделить на две большие группы. К первой группе относятся методы *промыслового контроля*. В задачу названных методов входит оценка устьевых фазовых расходных параметров, отбор и физико-химический анализ проб пластовых флюидов, гидрогеологическая и геохимическая съемки, оценка состояния и режима работы наземного и подземного оборудования, устьевые гидродинамические исследования, испытания пластов и пр.

Ко второй группе принадлежат собственно геофизические методы (*методы ГИС-контроля*). В настоящее время достаточно распространенными в мировой практике геофизических исследований являются методы: термометрия, барометрия, активная (с искусственным излучением) и пассивная радиометрия, активная и пассивная (шумометрия)

акустика, механическая и термокондуктивная расходомертия, методы оценки состава смеси и др. Однако качество интерпретации результатов этих измерений в сложных условиях многопластовой залежи при многофазности потоков продукции все еще вызывает неудовлетворенность, что указывает на значительную область для дальнейших работ по совершенствованию данных методов и их аппаратурного обеспечения.

Подобное подразделение весьма условно. В последнее время промыслово-геофизические сервисные подразделения все активнее осваивают объемы традиционно геолого-промысловых работ. Это касается, прежде всего, глубинных гидродинамических исследований, опробования пластов на трубах и на кабеле, др. Данная тенденция имеет объективную основу. Геолого-промысловая и промыслово-геофизическая информация составляет единое целое и не может эффективно использоваться раздельно. Поэтому под понятием «ГИС-контроль» следует объединять не только промыслово-геофизические исследования фонда обсаженных скважин (ПГИ), но и гидродинамические исследования (ГДИС). По другой терминологии авторов ГДИС и часть методов ПГИ (для оценки «приток-состава») следует выделить в отдельную группу «гидродинамико-геофизические исследования» (ГГИ) [3].

Следует заметить, что для ГИС-контроля более целесообразна классификация, основанная не на единстве физики методов, а на типовом сходстве решаемых задач. Тем более, что на практике один и тот же метод в разных модификациях применим для решения совершенно разных задач. Например, гамма-гамма метод используется для оценки пористости в необсаженных скважинах ( $\gamma\gamma$ -плотномер), для определения плотности флюида в стволе ( $\gamma\gamma$ -плотностемер), для оценок качества цементажа ( $\gamma\gamma$ -цементномер) или толщины стенок обсадных труб ( $\gamma\gamma$ -толщиномер).

В последние годы сильно возросли возможности гидродинамико-геофизических методов. Это связано с созданием нового поколения измерительной аппаратуры. Использование цифрового способа регистрации значительно повысило точность существующих методов (в первую очередь термометрии и барометрии), сделало целесообразным применение сверхчувствительных датчиков, позволяющих приблизить погрешность измерений в скважине к уровню естественных флуктуаций измеряемых параметров. Одновременно с совершенствованием существующих датчиков создаются принципиально новые. Благодаря этому появилась возможность реализовать нестандартные идеи и подходы в технологии проведения измерений и в методике интерпретации получаемых результатов.

В частности, рядом отечественных и зарубежных компаний предложена и широко внедрена активная технология проведения РК: «каротаж – воздействие (закачка «меченого вещества» (МВ типа хлоро- и боропродуктов) – повторный каротаж» [4]. Аналогичные способы воздействия на скважину с помощью индикаторных веществ начали широко применять также при выполнении других геофизических измерений, например гамма-каротажа и термометрии (здесь в качестве МВ могут выступать растворы с радиоактивными изотопами (например, радоном) и соответственно среды с аномальными температурами). Кроме того, известны другие эффективные способы воздействия на пласт: гидродинамический, химический, акустический, электромагнитный.

Целью любого технологического воздействия на объект является последующее изучение его реакции на неординарные изменения условий измерений, благодаря чему можно не только повысить точность определения исследуемого параметра, но и искусственно воссоздать ряд эксплуатационных процессов. Существенное повышение эффективности промыслового и геофизического контроля наблюдается также при внедрении нестационарных способов исследований, связанных с искусственными изменениями характеристик режима нефтегазоотдачи пластов в процессе выполнения измерений. В связи с этим современный комплекс измерительной геофизической аппаратуры должен быть направлен на обеспечение надежного решения задач ГИС-контроля с использованием технологий проведения исследований любой сложности. В этом плане примечательно широкое внедрение на производстве комплексной многоканальной аппаратуры, пригодной для исследований как в чисто нефтяных и газовых скважинах, так и в скважинах, работающих газожидкостной продукцией.

Таким образом, комплекс методов ГИС-контроля в зависимости от поставленных при исследованиях задач может включать следующие группы методов:

- методы *оценки текущего насыщения пластов* (преимущественно нейтронные методы, позволяющие также вести контроль за формированием и развитием искусственных залежей углеводородов, образовавшихся вследствие перетоков),
- методы *оценки гидродинамических свойств пласта* (барометрия, а также барометрия в комплексе с расходометрией и термометрией),
- методы *изучения «приток-состава»* флюида в скважине (расходометрия, термометрия, барометрия, влагометрия, шумометрия и пр.) для выявления работающих пластов, количественной оценки истинных и расходных параметров, фазовых дебитов,
- методы *контроля технического состояния скважин* (радиометрия для оценки качества цементирования, поиска искусственных залежей газа; акустические методы для выявления каналов и пустот в цементном камне; термометрия для изучения герметичности подземного оборудования, оценки заколонных перетоков и степени заполнения заколонного пространства цементом; специальные методы оценки степени износа и герметичности обсадных колонн, цементного камня и подземного оборудования – акустические, электрические, радиоактивные).

Аппаратурное обеспечение (АО) ГИС-контроля эксплуатационных скважин традиционно базируется на применении нескольких видов скважинных измерительных модулей:

- модуля СРК (стационарного радиоактивного каротажа),
- модуля ИНК (импульсного нейтронного каротажа),
- модуля ПГИ (прочих промыслово-геофизических исследований),
- модуля ГДИС (гидродинамических исследований)
- модуля ВАК (волнового широкополосного акустического каротажа),
- модулей контроля технического состояния (ТС) скважин.

## 2.4. МЕТОДЫ ПРОМЫСЛОВОГО КОНТРОЛЯ

### 2.4.1. Промысловые исследования

Основой методов промыслового контроля являются *замеры устьевых динамических технологических параметров* скважины (температуры, буферного и затрубного давления, дебитов газа, нефти, конденсата, воды – по НКТ и затрубью, уровней раздела фаз в стволе, др.). Для измерений перечисленных параметров используются преимущественно устьевые наземные датчики технологических измерений (ТИ). Интегральные фазовые расходные параметры могут быть определены с помощью сепараторов.

Параметры технологического режима отбора можно установить по результатам замеров *интегральных параметров для группы скважин*, объединенных единым шлейфом (на сборных пунктах куста, цеха, месторождения, ПХГ).

В скважинах, эксплуатируемых в неустановившемся режиме (при компрессировании, свабировании, газлифтом освоении), проводятся непрерывные измерения во времени перечисленных параметров. Способ обработки и информативность результата зависят от типа и особенностей поведения скважины.

*Межскважинные промысловые исследования* предполагают продолжительное изменение режима работы скважины и наблюдение за соответствующей реакцией (колебаниями дебита, давления, обводненности и пр.) в соседних скважинах. Для изучения путей движения газа или жидкости по пласту используют различные модификации индикаторных методов, сущность которых состоит в закачке индикаторов в опорные скважины и в периодическом отборе проб в соседних скважинах. В качестве индикаторов в газовых залежах предпочтительнее использовать инертные газы (азот, гелий и пр.), реже – радиоактивные газообразные индикаторы (радон, криптон, ксенон и др.). О составе индикаторов, применяемых на нефтяных месторождениях, подробно говорится в главе 5.

К методам промыслового контроля относится также *отбор и физико-химический лабораторный анализ проб пластовых флюидов*, анализ состояния почвы и грунтовых вод на поверхности или в подстилающих горизонтах.

Как правило, изучаются концентрации неуглеводородных элементов, входящих в химический состав нефти, большинство из которых является микроэлементами с концентрациями  $10^{-4}$ – $10^{-9}$  г/см<sup>3</sup>. Метод позволяет исследовать малые объёмы пробы (2–3 см<sup>3</sup>) с высокой производительностью (анализируется до нескольких десятков проб в день). В качестве применяемых на производстве методов анализа используются: нейтронно-активационный (ванадий, никель, кобальт, титан, золото, железо и др.), рентгенорадиометрический (ванадий, сера), а также рентгено-спектральный, метод фотокалориметрии нефтей и др. Исследуемые неуглеводородные элементы концентрируются преимущественно в асфальтеновых молекулах нефти. Последние характеризуются повышенной плотностью, что под воздействием сил диффузии и гравитации приводит к дифференцированию нефтей по содержанию асфальтенов, хотя само изменение асфальтенов не является уверенным признаком.

Технология по объектного контроля на месторождении предусматривает проведение исследований в два этапа. Сначала выбираются группы скважин, состав нефти из которых может максимально характеризовать изучаемые объекты-пласты. Из них отбирают пробы нефти, которые в лабораторных условиях обезвреживаются и анализируются расширенным комплексом методов. На основании статистической обработки выбирается признак, который наилучшим образом обеспечивает различие объектов. Обязательным требованием к выбранному признаку является высокая устойчивость во времени как в пластовых, так и в поверхностных условиях. На втором этапе производится массовый отбор проб на устье, их анализ, интерпретация данных анализа с привлечением промысловых сведений (взаимное расположение скважин, глубины пластов и перфорации, др.), составление заключения исследования.

Широкое развитие в физико-химических исследованиях проб получил *метод фотокалориметрии нефти*. Особенно высока его роль при механизированном способе эксплуатации скважин, когда сложно выполнить замеры против продуктивного пласта. Метод основан на определении коэффициента светопоглощения нефти –  $K_{СП}$ , который зависит от содержания в нефти окрашенных веществ (смола, асфальтенов). Определение  $K_{СП}$  производится по небольшим (несколько см<sup>3</sup>) пробам нефти, отбираемым на устье скважины. В многопластовых объектах часто наблюдается скачкообразное изменение  $K_{СП}$  по разрезу. По площади  $K_{СП}$  изменяется в пределах определённого диапазона и подчиняется определённой закономерности, что позволяет использовать метод для решения таких задач, как выделение работающих пластов, выявление направления фильтрации, оценка остаточных запасов нефти.

Методы промыслового контроля по времени и полноте их проведения подразделяются на *первичные, текущие и специальные*.

*Первичные исследования* проводятся во всех разведочных скважинах, а также в эксплуатационных скважинах по окончании их строительства. В их задачу входит определение устьевых давлений и дебитов, фильтрационно-емкостных параметров пласта, статического давления на устье, начального пластового давления, наличия в продукции скважины твердых и жидких примесей, зависимости концентрации примесей от режима отбора, компонентного состава и физических свойств продукции скважины. В разведочных скважинах и в некоторых эксплуатационных скважинах подобные исследования проводятся поинтервально.

*Текущие исследования* проводятся в эксплуатационных скважинах в процессе разработки месторождения. Их целью является контроль влияния процесса разработки на состояние скважины и пласта. Набор определяемых при этом параметров такой же, как и при первичных исследованиях. Текущие исследования призваны определить устойчивость режима эксплуатации скважин, оценить текущее состояние призабойной зоны, состояние оборудования скважины, динамику обводнения пласта и пр. В задачу текущих исследований входит также оценка эффективности работ по КРС, интенсификации притока и пр.

*Специальные исследования* решают специфические задачи в целенаправленно выделенных для этого скважинах. Обычно они проводятся при резком внештатном

изменении состояния скважины (падения производительности, отказов в работе подземного оборудования, появлении признаков негерметичности, изменении состава продукции и пр.).

Как следует из предшествующего изложения, задачи промысловых и промыслово-геофизических исследований сходны. Названные направления исследований тесно взаимосвязаны как по цели, так и по условиям проведения и технологии измерений. Отражением этого факта является выделение в инструктивных документах в качестве полноправного этапа промыслового контроля так называемых *комплексных исследований*. Этот этап включает комплексные гидродинамические исследования, промыслово-геофизические исследования, исследования проб пластового флюида и пр. Данные исследования призваны получить всю гамму параметров, характеризующих состояние объектов разработки (скважины, пласта, залежи, месторождения в целом). Термин «комплексные исследования» эквивалентен принятому в ГИС термину «промыслово-геофизический контроль».

Все более заметная интеграция промысловых и промыслово-геофизических исследований нашла отражение в технологиях ПК и ГИС-контроля. Стандартные промыслово-геофизические и промысловые гидродинамические исследования все чаще проводятся совместно. При этом вся гамма фильтрационных и динамических параметров пласта определяется по результатам не только устьевых замеров, но и измерений, выполненных на глубине пласта. Одновременная регистрация изменения по глубине профилей гидродинамико-геофизических параметров (температуры, давления, скорости потока и пр.) позволяет оценивать как интегральные, так и интервальные фильтрационные параметры. Совместная обработка устьевых и глубинных замеров не только повышает достоверность определения названных параметров, но и позволяет получать дополнительную информацию (о гидравлических потерях в стволе при различных режимах эксплуатации, об интегральных фазовых дебитах, структуре потока).

#### **2.4.2. Методы оперативных технологических исследований**

Методы оперативных технологических исследований (ТИ) предназначены для определения параметров, характеризующих в целом текущий режим работы скважины, эксплуатируемых пластов и технологического оборудования, включая состав и свойства флюида продукции, а также текущие динамические характеристики скважины, пласта и оборудования.

Информация ТИ необходима в качестве исходной для интерпретации ГДИС, а также используется для контроля режима работы пласта, глубинно-насосного оборудования, выбора оптимального режима и способа эксплуатации скважин.

Комплекс ТИ включает измерения: устьевых давлений (буферного, затрубного, межколонного); устьевой температуры и дебитов (жидкости, газа, конденсата, нефти, воды); давления и температуры на забое скважины; уровней раздела фаз (статического и динамического). В рамках ТИ проводится также контроль технологических параметров эксплуатации глубинного оборудования в скважинах механизированного фонда.

Технология замеров параметров ТИ зависит от состояния и особенностей режима работы скважины. В фонтанирующих скважинах используются циклы измерений на технологическом режиме эксплуатации и режимах уменьшенного отбора. Каждый такой цикл обычно включает замер параметров во времени на установившемся режиме продолжительностью от 15–20 мин. до нескольких часов. Результаты исследований обрабатываются методом индикаторных линий (диаграмм). В основе этой обработки лежит анализ взаимосвязи дебита от депрессии на пласт при различных стабильных режимах нагнетания или отбора (аналогичную информацию получают при исследовании скважины на неустановившихся режимах).

Для замеров устьевых технологических параметров (главным образом давления и температуры) используются как дистанционные, так и автономные приборы, включая уровнемеры (эхолоты) для отбивки в стволе статических и динамических уровней раздела фаз.

*По результатам ТИ выполняются следующие расчеты:*

- Пересчет замеренного пластового давления на глубину кровли перфорации и ВНК.
- Пересчет замеренного забойного давления на глубину кровли перфорации и ВНК.
- Оценка пластового давления по замеру затрубного давления и статического уровня в межтрубном пространстве.
- Оценка забойного давления по замеру затрубного давления и динамического уровня в межтрубном пространстве.
- Оценка плотности и компонентного заполнителя ствола по замерам давления в скважине на различных глубинах.

Пересчет замеренного пластового давления  $P_{пл\_зам}$  на глубину кровли перфорации  $P_{пл\_кро\_пер}$  и абсолютную отметку ВНК  $P_{пл\_ВНК}$  производится с помощью соотношений

$$P_{пл\_кро\_пер} = P_{пл\_зам} + \gamma_c \cdot g \cdot [H_K - Udl(H_{кро\_пер}) - (H_{зам} - Udl(H_{зам}))], \quad (2.4.2.1)$$

$$P_{пл\_ВНК} = P_{пл\_зам} + \gamma_c \cdot g \cdot [H_{ВНК} - (H_{зам} - Udl(H_{зам}))], \quad (2.4.2.2)$$

где  $H_{кро\_пер}$  – глубина кровли перфорации,  $H_{ВНК}$  – абсолютная отметка ВНК,  $H_{зам}$  – глубина замера давления,  $\gamma_c = \gamma_n \cdot (1 - \varphi_6) + \gamma_в \cdot \varphi_6$  – плотность заполнителя ствола (воды),  $g = 9.81 \text{ м/с}^2$ ,  $Udl(H_{кро\_пер})$  – удлинение на глубине кровли перфорации,  $Udl(H_{зам})$  – удлинение на глубине замера давления.

Плотность заполнителя ствола оценивается по величине среднего градиента давления в стволе в призабойной зоне  $GradP_{cp}$ . Для определения величины  $GradP_{cp}$  выполняется серия замеров давления на различных глубинах

Оценка пластовых давлений  $P_{пл\_кро\_пер}$ ,  $P_{пл\_ВНК}$  по замеру затрубного давления  $P_{зат}$  и статического уровня в межтрубном пространстве в добывающей скважине  $H_{ста}$  производится по соотношениям:

$$P_{пл\_кро\_пер} = P_{заб} + \Delta P_{зат} + \gamma_n \cdot g \cdot [H_{НКТ} - Udl(H_{НКТ}) - (H_{дин} - Udl(H_{дин})) + \gamma_c \cdot g \cdot [H_{кро\_пер} - Udl(H_{кро\_пер}) - (H_{НКТ} - Udl(H_{НКТ})) - (H_{ста} - Udl(H_{ста})) + (H_{дин} - Udl(H_{дин}))], \quad (2.4.2.3)$$

$$P_{пл\_внк} = P_{зab} + \Delta P_{зат} + \gamma_n \cdot g \cdot [H_{нкТ} - Udl(H_{нкТ}) - (H_{дин} - Udl(H_{дин}))] + \gamma_c g [H_{внк} - (H_{нкТ} - Udl(H_{нкТ})) - (H_{ста} - Udl(H_{ста})) + (H_{дин} - Udl(H_{дин}))], \quad (2.4.2.4)$$

где:  $H_{нкТ}$  – глубина башмака НКТ,  $Udl(H_{нкТ})$  – удлинение на глубине башмака НКТ,  $H_{ста}$  – глубина статического уровня,  $Udl(H_{ста})$  – удлинение на глубине статического уровня,  $H_{дин}$  – глубина динамического уровня,  $Udl(H_{дин})$  – удлинение на глубине динамического уровня,  $\Delta P_{зат}$  – вес столба газа в затрубье, оцениваемый с помощью соотношения:

$$\Delta P_{зат} = P_{зат} \exp \left[ \frac{0.03415 \cdot \gamma_{отн} \cdot (H_{ста} + Udl(H_{ста}))}{273.16 + T_{зат}} \right], \quad (2.4.2.5)$$

где  $\gamma_{отн}$  – относительная плотность газа по воздуху,  $T_{зат}$  – температура в затрубье.

Расчеты для нагнетательных скважин в штатном режиме проводятся в предположении, что уровень жидкости (закачиваемой воды) расположен на устье скважины:

$$P_{пл\_кро\_пер} = P_{зат} + \gamma_e \cdot g \cdot [H_{кро\_пер} - Udl(H_{кро\_пер})]. \quad (2.4.2.6)$$

При большой вероятности поглощения закачиваемой воды в статике должен быть выполнен и учтен при расчетах замер уровня на момент исследования скважины.

Оценка забойного давления  $P_{зab\_кро\_пер}$  по замеру затрубного давления  $P_{зат}$  и динамического уровня в межтрубном пространстве в добывающей скважине  $H_{дин}$  производится по соотношению:

$$P_{зab\_кро\_пер} = P_{зab} + \Delta P_{зат} + \gamma_n \cdot g \cdot [H_{нкТ} - Udl(H_{нкТ}) - (H_{дин} - Udl(H_{дин}))] + \gamma_c \cdot g \cdot [H_{кро\_пер} - Udl(H_{кро\_пер}) - (H_{нкТ} - Udl(H_{нкТ}))]. \quad (2.4.2.7)$$

Расчеты для добывающих скважин с большим газосодержанием продукции выполняются с учетом расходных дебитов жидкостной и газовой фаз (например, в ПО «Гидра-Тест» – см. главу 14). Оценка забойного давления для нагнетательных скважин проводится по величине затрубного давления  $P_{зат}$  с помощью соотношения:

$$P_{зab\_кро\_пер} = P_{зат} + \gamma_e \cdot g \cdot [H_{кро\_пер} - Udl(H_{кро\_пер})]. \quad (2.4.2.8)$$

Для построения индикаторных диаграмм и оценки продуктивности (с целью оптимизации добычи или при испытаниях пласта) необходимы данные расходомерии (глубинной или наземной) по каждой фазе продукции. В качестве устьевых расходометрических телеметрических комплексов в настоящее время используются различные ИИС. Наиболее распространенные измерительные системы типа «Спутник» имеют невысокую точность, а трехфазные сепараторы дороги и громоздки. Поэтому в последняя время активно развивались как стационарные, так и мобильные (для периодического опробования) мультифазные системы промыслового мониторинга типа «Phase Tester» компании Schlumberger, обеспечивающие непрерывную передачу данных о фазовых дебитах в режиме реального времени [5].

Измерительное устройство «Phase Tester» включает в себя для измерения скорости течения – трубку Вентури (ее диаметр может варьировать от 30 до 90 мм), для измерения объемной доли фаз – гамма-фракциометр (плотномер) с двумя уровнями энергии. Диапазон измерения дебита жидкости может достигать нескольких тыс. м<sup>3</sup>/сут, газа – до млн.н.м<sup>3</sup>/сут. Оборудование компактно и размещено в стандартных контейнерах. Измерение индивидуального расхода по каждой из фаз происходит без разделения (сепарирования) потока.



Пример регистрации временных кривых фазовых суммарных дебитов с помощью устройства «Phase Tester» дан на рис. 2.4.2.1.

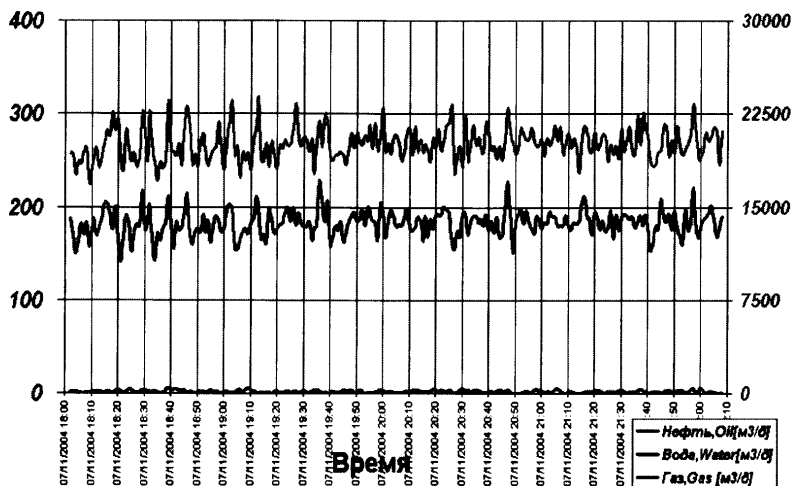


Рис. 2.4.2.1. Пример регистрации устьевой ИИС («Phase Tester», Schlumberger) кривых изменения во времени суммарных фазовых дебитов (нефти, воды, газа – при стандартных условиях)

## 2.5. МЕТОДЫ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

Промышленно-геофизические методы контроля разработки (включая ГИС-контроль) классифицируются по целям исследований (см. рис.1.2.0.1):

- для определения текущей нефтегазонасыщенности коллектора – различные модификации нейтронных методов (НК, ИНК, включая спектральные методы, ГИНР, УКК, МНА), ВАК, ГК, электрометрию в открытом стволе; высокочувствительную электрометрию (типа «CHFR» компании Schlumberger) в обсаженных скважинах, методы опробования пластов;
- для оценки работающих интервалов, профиля притока (приемистости), состава притока, состава флюида в стволе работающей скважины (ПЛ, ВЛ, РИ, БМ, кислородный каротаж КНАМ, механический и термокондуктивный расходомерия, шумомерия);
- для оценки качества технического состояния скважины, включая оценку герметичности эксплуатационной колонны и цементного камня (ТМ, ШИ, ШС, АКЦ, ГГЦ, ГГДТ, ЭМД, МК).

### 2.5.1. Методы геофизических исследований открытого ствола

#### 2.5.1.1. Электрические и электромагнитные методы

Условия добуриваемых скважин в интервалах открытого ствола являются наиболее благоприятными для уточнения геологического строения месторожде-

ния, поскольку комплекс ГИС может быть максимально расширен. К числу одних из наиболее информативных методов ГИС, возможности которых наиболее полно реализуются в необсаженных интервалах, относятся электрические и электромагнитные методы [6].

Электрические методы исследования скважин основаны на изучении электрических свойств пород и насыщающих их флюидов, состоят в регистрации параметров естественного и искусственного электрического поля. К числу электрических методов естественного поля относится метод самопроизвольной поляризации (ПС). Основным методом искусственного электрического поля является метод кажущегося сопротивления (КС). Среди наиболее широко используемых модификаций этого метода боковое электрическое зондирование (БЭЗ, БКЗ), боковой (БК), микробоковой (МБК) и другие методы.

Основной измеряемой величиной является кажущееся удельное электрическое сопротивление УЭС [Ом·м].

Электромагнитные методы основаны на изучении параметров искусственного переменного электромагнитного поля. Среди этой группы методов следует назвать индукционный (ИК) и диэлектрический (ДК) методы [7].

Индукционный метод использует искусственное электромагнитное воздействие на горные породы в области частот (20÷50 кГц.). Измеряемой величиной является кажущаяся электрическая проводимость [сим/м]. Измерительный зонд состоит из генерирующих, приемных и фокусирующих индукционных катушек. Приемные катушки улавливают вторичные ЭДС (создаваемые в горных породах под воздействием токов Фуко). Масштаб измеряемых ИК УЭС имеет тенденцию «сжатия» в области высоких УЭС (ноль – это  $\rho_k \rightarrow \infty$ ). Чем больше неоднородность пласта, тем хуже отражение  $\rho_k$  (поэтому в методе применяется фокусировка зондов).

Одной из наиболее перспективных модификаций высокочастотного индукционного метода является ВИКИЗ. Физические основы и информативные возможности этого метода подробно рассматриваются в разделе 2.5.3.4 в связи с исследованием обсаженных стеклопластиковыми трубами скважин. Модификации высокочастотного и диэлектрического методов каротажа используют области частот МГц (диэлектрический индукционный метод ДИМ – 15–30 МГц; волновой диэлектрический метод ВДМ – 40–60 МГц). Измеряемой величиной при применении диэлектрического метода является диэлектрическая проницаемость ( $\epsilon_0$ ), точнее – разность фаз, определяемая  $\epsilon_{0\_нп}$ . Если  $\rho_k < 30$  Ом·м, то результат ДК будет дополнительно зависеть и от самой величины УЭС, поэтому наиболее благоприятны для исследований высокоомные разрезы.

Основным принципом использования электрических и электромагнитных методов является комплексирование зондов разной глубинности. При этом совместно используются как зонды одного, так и различных видов (например, потенциал и градиент зонды, прямые и обратные зонды). Новейшее устройство для ИК – трехмерная модификация, обеспечивающая измерение сопротивления как в горизонтальном, так и в вертикальном направлениях (например, «HRAI», Halliburton или «3DEX» Baker Atlas), что позволяет определять анизотропию УЭС, которая вызывается наличием тонких слоистых нефтенасыщенных пропластков.

Интерпретация рассматриваемой группы методов основана на применении физических или математических моделей, связывающих параметры конкретной системы «скважина-пласт» с регистрируемыми параметрами электрического или электромагнитного поля. На основе интерпретационной модели осуществляется переход от измеренных значений параметров (кажущихся сопротивлений, проводимостей и пр.) к истинным удельным электрическим сопротивлениям пласта (зоны проникновения, промытой зоны), определения размеров зоны проникновения, изучения параметров неоднородности пласта и пр.

Следующий этап интерпретации состоит в переходе на основе петрофизических зависимостей от электрических и электромагнитных свойств пласта к параметрам, характеризующим коллекторские емкостные свойства (включая насыщение толщин пласта).

### 2.5.1.2. Метод ядерно-магнитного резонанса

Метод ядерно-магнитного резонанса (ядерно-магнитный каротаж ЯМК) изучает реакцию ядер на внешнее воздействие магнитным полем. Так как многие ядра обладают магнитным моментом и вращаются, то они могут взаимодействовать с внешними магнитными полями (обычно при воздействии сильным магнитным полем  $B_0$  спины протонов отклоняются на  $90^\circ$ , после отключения – поляризованные протоны начинают прецессировать в магнитном поле Земли в перпендикулярной к  $B_0$  плоскости на нескольких различных частотах). В частности, находящиеся в молекулах воды и углеводов ядра водорода обладают относительно большим магнитным моментом и от них могут быть зафиксированы сигналы прецессионного движения. В методе ЯМК измерение направлено на определение амплитуды сигнала и особенно – его затухания.

Время релаксации (возвращения протонов в исходное состояние) зависит от размера пор. Крупные поры отождествляются с большими временами релаксации и содержат более легко извлекаемые флюиды [8]. Следовательно, по времени релаксации может быть получено распределение размеров пор в породе, что позволяет, в частности, оценивать эффективную пористость, остаточную водонасыщенность и прогнозировать порядок проницаемости.

В процессе ЯМК возможно измерять два времени релаксации и их распределения [8]:  $T_1$  – продольное (только в лабораторных условиях) и  $T_2$  – поперечное (обычно при каротаже). В пористых средах  $T_2$  пропорционально размеру пор, и затухания  $T_2$  дает объем пор в зависимости от их размеров. В отличие от «общей» пористости, оцениваемой методами ГГК или ННК (которые, вследствие влияния на взаимодействие нейтронов состава скелета породы, несколько завышают объем порового пространства), пористость ЯМК не подвержена влиянию литологии, т.к. включает только извлекаемые флюиды и связанную в капиллярах воду, т.е. является «эффективной» пористостью (по терминологии западной петрофизики, она – «динамическая», но в нашей терминологии «динамическая» – это пористость за вычетом объема пор, содержащих как связанную воду, так и остаточную нефть).

В крупных порах диффузия свободного водорода через поры требует большего времени релаксации. Водород, содержащийся в связанной воде глин или в матрице

породы, обладает низкими временами релаксации  $T_2$  и не дает полезного сигнала при каротаже ЯМК. Однако, в отличие от «открытой» пористости, характеризующей извлекаемые флюиды, эффективная пористость ЯМР дополнительно может еще зависеть и от объема связанной воды в капиллярах породы. Примером флюидов с большими  $T_2$  при ЯМК является нефть. Даже если ее молекулы сильно удерживаются внутри поры, ядра водорода в нефти релаксируют с такой же скоростью, как и в свободном объеме. При этом скорость релаксации зависит от вязкости [9].

Значения индекса свободных флюидов (FFI) определяются путем установления на границе кривой релаксации  $T_2$ . Значения, превышающие граничные, условно соответствуют сигналам от крупных пор со свободными флюидами («открытая» пористость), меньшие – от пор с неизвлекаемыми флюидами (рис. 2.5.1.1).

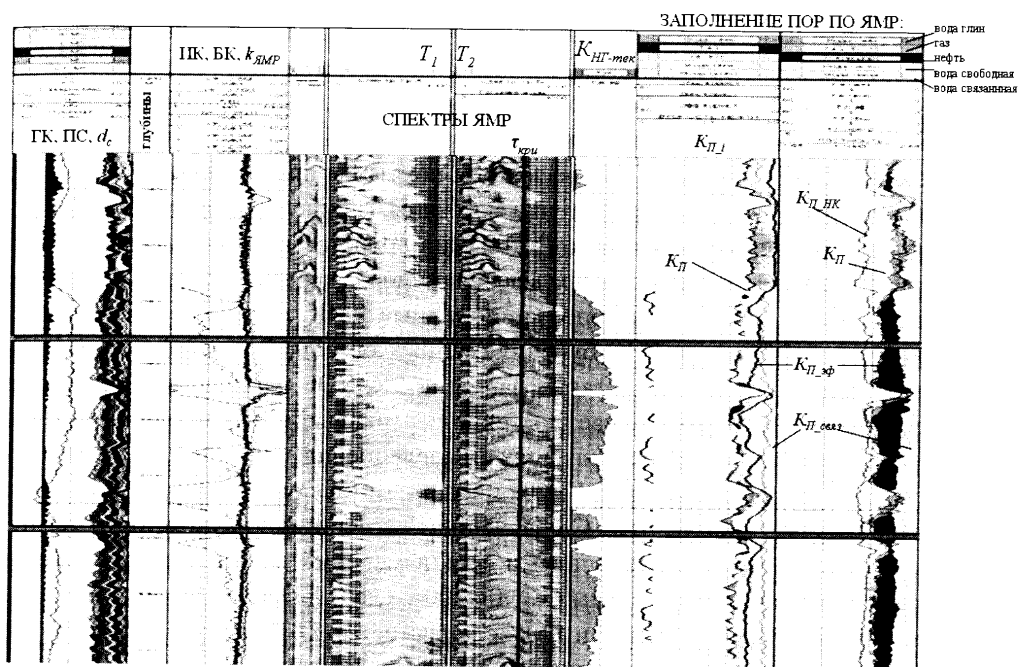


Рис. 2.5.1.1. Пример планшета ЯМК в пилотном стволе ГС (время релаксации  $\tau_{кри}=33$  мс). Оценки  $K_{В-связ}$ ,  $K_{П-эф}$ ,  $K_{НГ-тек}$

Для терригенной породы реальными (по статистике) граничными значениями времен релаксации  $\tau_{кри}$  (на практике их положено определять индивидуально на образцах для каждого типа отложений с учетом оценок возможного капиллярного давления) могут быть свыше 33 мс – эффективная пористость свободных флюидов (без «рыхлого» слоя), свыше 12 мс – включая сильно и слабо связанные флюиды. Для карбонатов значение индекса свободных флюидов выше – примерно равно 100 мс (т.к. большая часть воды – связанная).

Проницаемость при ЯМК  $k_{ЯМК}$  рассчитывается по эмпирическим связям в случаях, если предварительно удастся получить представительные результаты перофизических исследований керна. Так, для минерализованных пластовых вод известны следующие зависимости [7]:

$$k_{ЯМП} = C (K_{П\_ЯМП})^4 (T_{2,log})^2, \quad (2.5.1.1)$$

где  $T_{2,log}$  – среднее логарифмическое распределение,  $C$  – постоянная (оценивая по кернам, обычно 4 – для песчаников, 0.1 – для карбонатов). Формальное использование данной зависимости (без настройки по керну) может дать значительные погрешности.

Возможности метода ЯМК возрастают, если применяются более сложные в технологическом плане исследования. Так, при активной технологии «каротаж-воздействие-каротаж» в породе может быть закачан флюид, рассчитанный на компенсацию сигнала ЯМК от воды, что позволяет оценивать остаточную нефтенасыщенность [8].

К недостаткам ЯМК следует отнести достаточно низкую глубинность измерений, что практически не позволяет использовать его в обсаженных скважинах. Для разных зондов силовые линии магнитного поля могут сходиться в породе на фиксированном от стенки скважины расстоянии (для модуля Schlumberger «CMR» [8] – 2.5 см, для «CMR» с направленной антенной [9] – 15 см), другие зоны на показания практически не влияют (следовательно, нет влияния неровностей стенки скважины, глинистой корки и т.п.).

Кроме определения независимой от литологии пористости, сигнал прибора «CMR» может обрабатываться для оценки распределения размеров пор (по программе «ELAN»).

Для повышения качества интерпретации данные ЯМК обычно обрабатываются с использованием информации ГИС-бурения (данных об общей пористости по ННК и ГГК, водонасыщенности по ИК, а также данными ГК, УЭС и даже пластоиспытателя на кабеле «MDT»). Метод ЯМК дает высокое вертикальное разрешение пористости даже в тонко переслаивающихся разрезах (выделение пластов от 0.5 м). Наконец, в ряде случаев ЯМК позволяет дифференцировать тип флюида в породе (нефть, газ, вода, связанная вода) – рис. 2.5.1.1. С появлением технической возможности увеличивать частоту эхо-импульсов доступными для измерений стали короткие времена  $T_2 < 3$  мс, относящиеся к мелким порам («CMR-200» – до 0.1–0.3 мс) [9–10].

Сопоставление общей пористости ЯМК с пористостью ГГК дает уверенную возможность выделить в разрезе газоносные интервалы (по расхождению показаний). Газ характеризуется пониженным содержанием водорода и длительным временем поляризации, что приводит к небольшим амплитудам ЯМК. Эффективен ЯМК и при ГИС горизонтальных стволов. Важным достоинством ЯМК считается также отсутствие зависимости показаний от литологии пород и минерализации промывочной жидкости.

Мировыми лидерами в применении ЯМК являются как зарубежные компании Schlumberger («CMR») и Halliburton («MRIL»), так и отечественные (Татнефтегеофизика [11], Тверьгеофизика [12]). Современные телеметрические системы «MWD» и «LWD» позволяют обеспечить запись параметров ЯМК в ходе бурения (например, «MRIL-WD» компаний Sperry-Sun&Numar, «Pulsed-nuclear Logging – LWD» компании Schlumberger). Последнее особенно актуально в зонах разработки, где остаточные запасы преимущественно вырабатываются с помощью забуриваемых боковых стволов (например, БГС).

### 2.5.1.3. Пластовые микросканеры

Пластовые микросканеры (например, микроимджеры «FMI», «FMS» Schlumberger) позволяют получить в необсаженной скважине картину залегания толщин в условиях тонкослоистого разреза. В конструкцию прибора входят 4-х рычажный каверномер, на каждом рычаге которого располагается башмак с 48 зондами микрокаротажа (всего 192 зонда). Значимость микросканеров в области ГИС-контроля состоит в возможности предварительного детального выделения интервалов (толщин) пласта, планируемых для опробования с помощью испытателей на кабеле (ИПК). В целом результатами измерений микросканеров является:

1. Структурный анализ пород (выявление несогласий, тектонических нарушений, углов падения и азимутов простирания толщин).
2. Седиментологический и фациальный анализ (определение направлений палеотечений).
3. Оценка сложнопостроенных коллекторов (выявление трещин в пространстве, оценка их плотности, раскрытости, пористости, нефтенасыщенности).
4. Определение направления стресса и геометрии ствола скважины.

### 2.5.1.4. Гамма-метод

Гамма-каротаж применяется как в открытом, так и в обсаженном стволе. Основная решаемая задача – определение (совместно с другими методами ГИС) литологического разреза в скважине. В комплексе ПГИ ГК преимущественно предназначен для привязки записей других методов к разрезу путем сопоставления с фоновой кривой ГК, полученной в открытом стволе. Так как естественная гамма активность в глинистых породах несколько выше (порядка 15–20 мкР/час), чем в других терригенных или карбонатных разностях (до 2–5 мкР/час), то метод позволяет количественно оценивать весовую глинистость пород и на основании этого критерия характеризовать коллекторские свойства пород.

Помимо снятия и интерпретации показаний естественной гамма активности пород, ГК широко применяют и *при активных технологиях исследований* (с закачкой радиоактивных изотопов в пласты или через негерметичное пространство скважин). При этом фиксируется фоновая запись (до момента воздействия) и серия записей после закачки МВ и в процессе расформирования полученных аномалий ГК, которые могут характеризовать как факт приемистости отдельных толщин пласта, так и оценивать их относительные емкостные свойства, а также выявлять негерметичности в обсадных трубах или цементном камне. Частным способом закачки радиоактивных МВ является *индикаторный метод по радону (ИМР)*.

Технология радоновых исследований [13] обычно нацелена на получение информации о коллекторских свойствах отложений в процессе вскрытия сложных тонкослоистых терригенных и карбонатных разрезов со сложной морфологией порового пространства и высоким содержанием глинистого материала. Тем не менее метод потенциально пригоден и для использования в обсаженных скважинах с целью контроля потолщинного распределения проницаемости и характера заводнения. К числу определяемых ИМР параметров относятся: эффективные толщины, оценка проницаемо-

сти, динамическая пористость  $K_{п_д}$ , емкость вытеснения  $K_m$ , профиль приемистости. Ствол скважины после закачки промывается. В активированном радоном интервале пласта определяется прирост гамма поля, обусловленный попаданием МВ в поровое пространство пород (принцип обработки аналогичен технологии, применяемой при закачке других типов МВ – см. раздел 1.2.4.2). При низких емкостных свойствах и высоком естественном гамма-фоне применение ИМР может быть затруднено.

Еще одним информативным моментом в применении временных ГК является возможность с его помощью контролировать в обсаженных скважинах процесс прохождения осолоненной оторочки, в некоторых отложениях приводящий к адсорбции на цементном камне выщелоченных при фильтрации из породы радиоактивных солей (например, радиобаритов). Возникающие радиогеохимические аномалии (РГА) величиной в десятки и даже сотни мкР/час связаны с *радиогеохимическим эффектом (РГЭ)*, косвенно характеризующим заводнение продуктивного пласта [14]. К сожалению, при негерметичном цементном камне в заколонном пространстве соли радия могут попадать и в другие необводненные толщины или полые пространства ЦК, где вызывают появление типичных РГА, которые, в свою очередь, значительно искажают истинную картину обводнения скважины. Возникшие РГА могут сохраняться в течение длительного времени и даже являться помехой для решения других геолого-промысловых задач по ГК (например, при привязке кривых ПГИ к разрезу).

Аналогичные РГЭ эффекты зачастую фиксируются не только в добывающих, но и в фонде нагнетательных скважин [15–16]. Это происходит в случае, если в качестве закачиваемых вод применяют попутно добываемую пластовую жидкость, естественным образом обогащенную радиоактивными солями. На поздней стадии добычи попутной воды добывается много, поэтому ее утилизация путем закачки в пласты экономически и экологически оправдана. Кроме того, физико-химические свойства этих вод наиболее близки к пластовым, что позволяет считать их оптимальной вытесняющей средой при заводнении. В нагнетательных скважинах аномалии РГЭ в значительной степени характеризуют профиль приемистости и охват пласта заводнением по толщине, уверенно выявляются также и заколонные перетоки.

Некоторыми исследователями [16] установлено, что в интервалах поглощения пластовой воды величина РГА растет с увеличением объема закачки, что свидетельствует о накоплении радиобаритов и радиокальцитов в прискважинной зоне. На этом начальном этапе закачки, когда величина РГА связана с объемом закачки, в принципе возможно определять приемистость пластов и контролировать характер выработки как в отдельных толщинах одного пласта, так и для совместно эксплуатируемых нескольких пластов. При этом для слабо принимающих толщин (характеризующихся незначительным приростом показаний ГК) могут быть обоснованы мероприятия по селективному увеличению приемистости или МУН.

Другими исследователями [15] было выявлено, что при увеличении радиоактивности против поглощающих пластов происходит снижение их приемистости из-за накопления на поверхности фильтрации осадков радиоактивных солей, требующие удаления при РИР.

Многочисленные примеры с фиксацией РГЭ по повторным ГК как в добывающих, так и нагнетательных скважинах приведены далее в главе 13 (рис. 13.3.6.4, рис. 13.6.2.1, рис. 13.7.3.1, рис. 13.7.3.3, рис. 13.8.3.2 и др.).

#### **2.5.1.5. Спектрометрический гамма метод**

Возможности РГЭ при контроле за вытеснением нефти водой значительно повышаются при использовании спектральной модификации гамма-каротажа (ГКС) за счет более высокой чувствительности этого метода к радиоактивным элементам ( $^{40}\text{K}$ , Th, U, Ra).

Спектрометрический гамма-картаж СГК (ГКС) основан на изучении энергетических спектров естественного гамма излучения горных пород. «Калиевый» канал составляет 1.3–1.6 МэВ, «урановый» – 1.65–1.95 МэВ, «ториевый» – 2.4–2.8 МэВ. В результате количественно оцениваются концентрации и содержания радиоактивных элементов (в промилле (ppm) –  $^{40}\text{K}$ , Th, U; в % – K). В основном СГК применяют для детального разделения (корреляции) разрезов. Метод может быть реализован как в необсаженных, так и обсаженных скважинах с любым заполнением ствола. Специализированное МО обеспечивает переход измеряемых в импульсах/минуту величин в эквивалентные массовые доли компонент. В процессе измерений для контроля качества записей, как правило, производится дублирующий (повторный) замер.

### **2.5.2. Методы изучения «приток-состава» в обсаженной скважине**

#### **2.5.2.1. Общая характеристика комплекса методов**

К методам оценки «приток-состава» (другой устаревший термин – «потокометрия» [17]) относятся методы ПГИ, предназначенные для определения сугубо эксплуатационных параметров работающих пластов и скважины в целом (расходометрия (РМ), термометрия (ТМ), барометрия (БМ), методы оценки состава в стволе (ВЛ, ПЛ, РИ, ТИ, СОА), шумометрия (ШИ и ШС), а также КНАМ (при определении интенсивности и направления перетока (движения) воды). Данные методы применяются в условиях обсаженных перфорированных скважин с избыточным давлением, режим работы которых обычно включает как динамику, так и статику.

В основном модули для оценки «приток-состава» спускают на забой (в зону продуктивных пластов) на геофизическом кабеле или проволоке (автономный прибор) через пространство НКТ, вследствие чего имеют место следующие характеристики аппаратуры: комплексная (число одновременно работающих датчиков до 10–15), малогабаритная (диаметры прибора не более 36–42 мм), термо- и баростойкая (рабочие диапазоны соответственно до 80, 120, 145°C и 40, 60, 80 МПа), способная работать на одножильном кабеле, коррозионно-стойкая (к составу продукции), с центраторами (или без), с открывающимся пакером (или без) и др. Для работы АО на устье используют специальные устройства лубрикаторов.

Ниже на рис. 2.5.2.1 схематично изображено устройство датчиков основных методов оценки «приток-состава» и далее дается краткая характеристика по каждому из методов.



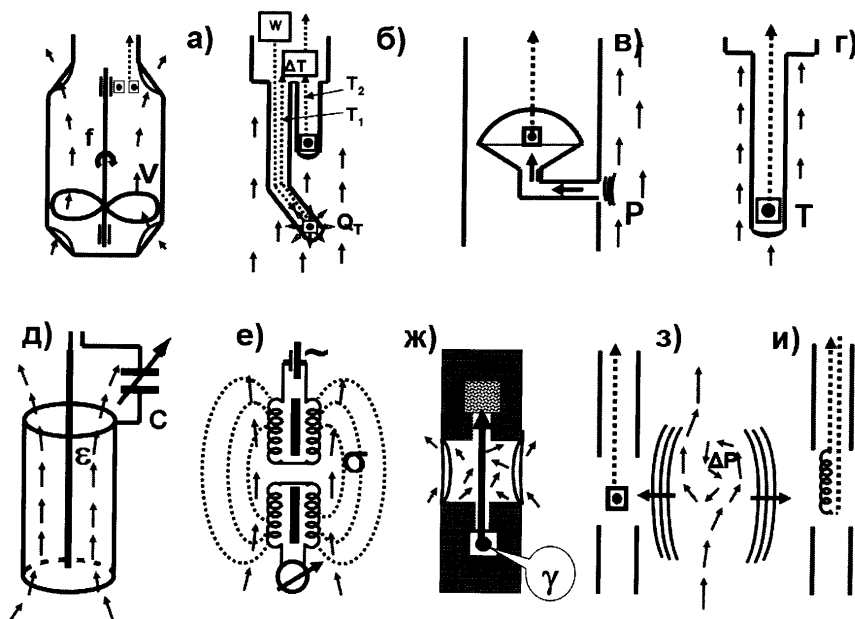


Рис. 2.5.2.1. Устройство датчиков методов определения «приток-состава».  
а) – РМ, б) – ТА, в) – МН, г) – ТМ, д) – ВЛ, е) – РИ, ж) – ПЛ, з) – ШИ-А, и) – ШИ-Э

Помимо АО, спускаемого на забой через НКТ, в ряде регионов успешно используют специально разработанные модули ПГИ уменьшенного диаметра (например, 28 мм), использующие для спуска межтрубное пространство скважин, как правило, оборудованных ШГН. Примером такой аппаратуры является комплекс «АГАТ-28» с модулями методов: расхода («РН-28»), РИ («МРИ-28»), ТМ, МН, ВЛ, ГК, ЛМ. Дополнительной решаемой задачей для указанного комплекса является выявление мест негерметичностей ЭК (по методу РИ) [18].

### 2.5.2.2. Расходомерия механическая

Механическая расходомерия (тахометрия) предусматривает определение скорости движения (расхода) жидкости или газа, поступающих в ствол скважины из пластов или закачиваемых в пласты [19]. Чувствительным элементом (рис.2.5.2.1.а) механических расходомеров является многолопастная турбинка, обороты вращения которой преобразуются в регистрируемый электрический сигнал (герконом либо индукционным датчиком). На практике используют беспакерные и пакерные расходомеры, последние – только для измерения потоков жидкости. Пакер (рис.2.5.2.2.а) служит для перекрытия сечения скважины и для направления потока жидкости через измерительную камеру, в которую помещена турбинка. При использовании пакера невозможен непрерывный режим записи. Регистрацию данных производят либо в непрерывном («на протяжке»), либо в поточечном (замеры «по точкам») режимах. Для увеличения чувствительности расходомера в последнее время широко применяются модули с раскрывающимися вертушками (рис. 2.5.2.2.б).

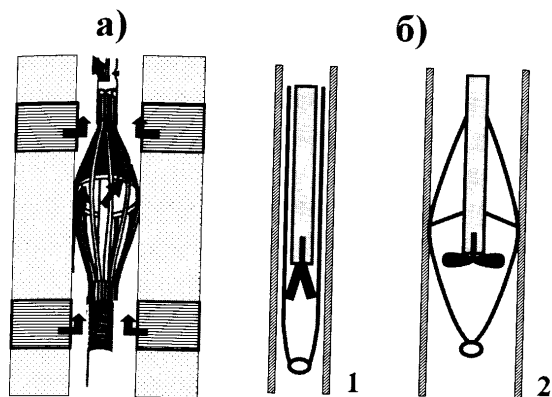


Рис. 2.5.2.2. Устройство механических расходомеров: а) с раскрывающимся пакером, б) с раскрывающейся вертушкой (1-в НКТ, 2- в колонне)

расходомеров со складными вертушками (например, «Sondex»). Некоторыми авторами [20] заявляется и более высокая чувствительность (например, 4,8 м³/сут. у модуля «Гранат-Р»).

Метод является прямым для выделения интервалов притоков в добывающих скважинах и интервалов (приемистости) в нагнетательных скважинах, для оценки профилей притока и приемистости в перфорированных интервалах, определения поинтервальных и суммарных дебитов, выявления внутриколонных перетоков.

Измерения выполняют в обсаженных перфорированных и неперфорированных скважинах. Ограничения метода заключаются в недостаточной чувствительности датчиков в области малых скоростей потока, зависимости пороговой чувствительности от условий проведения измерений, влиянии на результаты измерений механических примесей, снижении точности измерений при многофазном притоке и многокомпонентном заполнении ствола. Существуют также ограничения по проходимости прибора в скважине из-за наличия пакера или других сужений.

Механическую расходомерию комплексируют с термокондуктивной и другими методами изучения приток-состава.

Калибровку механического расходомера производят в единицах скорости потока. Градуировочная зависимость связывает частоту  $F$  вращения турбинки (Гц, имп/мин) и скорость  $w$  потока жидкости (газа) в скважине:  $w = K_{an} \cdot F + b$ , где  $K_{an}$  – аппаратный коэффициент,  $b$  – пороговая чувствительность. По скорости потока  $w$  рассчитывают объемный расход жидкости (м³/сут) или газа (тыс.н.м³/сут).

Предварительную градуировку (заводскую) выполняют на специальном гидро- или газодинамическом стенде. Контролируемые параметры: аппаратный коэффициент, пороговая чувствительность, коэффициент пакеровки прибора и его стабильность.

Реальная градуировочная характеристика расходомера в скважине может сильно отличаться от стендовой вследствие неустановившегося или периодически фонтани-

Механическая расходомерия является количественным методом определения скорости потока и оценки интенсивности притока (поглощения) в работающих прослоях, хорошо выделяет работающие интервалы в высокодебитных скважинах. При освоении скважин компрессором (свабированием) применение механических расходомеров ограничено низкими дебитами скважин, нестабильностью работы пласта и неоднородностью состава притока. При стабильном притоке более 15–20 м³/сут. возможно применение механических

рующего режима работы пласта, вихревого движения флюидов в колонне, наличия во флюиде механических примесей; непостоянных вязкости и плотности потока; различия фазовых скоростей составляющих потока и средней скорости; наличия порогового значения скорости потока, при которой турбинка начинает вращаться; неравномерного движения скважинного прибора по стволу.

Для исключения неоднозначности значение аппаратного коэффициента обычно уточняют непосредственно по результатам скважинных измерений. Применяют два способа таких калибровочных измерений:

- сопоставление значений дебитов, измеренных в отдельных точках ствола с помощью расходомера, с суммарным дебитом скважины;
- регистрацию в зоне постоянного потока в НКТ серии расходограмм, отличающихся скоростью и направлением записи (в условиях стационарных режимов потока).

Первый способ применяют для фонтанных скважин со стабильным высоким расходом (скорости потока более 0.5–1 м/с).

Второй способ используется в малodeбитных скважинах, в которых скорость потока не превышает 0.5 м/с. При этом данные измерений наносятся на график: по оси абсцисс значение скоростей записи (перемещения прибора)  $w$ , по оси ординат – число оборотов турбинки  $F$ . Все точки соединяются прямой, по точке пересечения прямой с осью абсцисс определяют скорость потока (при этом необходимо учитывать, что показания неподвижного прибора в отсутствие движения флюида отличны от нуля). По тангенсу угла наклона прямой определяют аппаратный коэффициент (рис. 2.5.2.3).

Описанный способ градуировки и расшифровка показаний не являются высокоточными. Могут наблюдаться расхождения по сравнению с истинными в пределах 20%. Обычно способом контроля качества расходограмм является сопоставление основной и повторной (дублирующей) записей. Для применения количественных методик обработки расходографии указанное расхождение должно быть в пределах 5%.

Помимо обычных операций редактирования первичных данных, придания им физических масштабов и увязки по глубине, в процессе первичной обработки производят построение интегральной расходограммы, характеризующей изменение дебита или расхода по всему интервалу притока (приемистости), а также построение дифференциальной расходограммы, характеризующей величину притока (приемистости) на единицу толщины пласта.

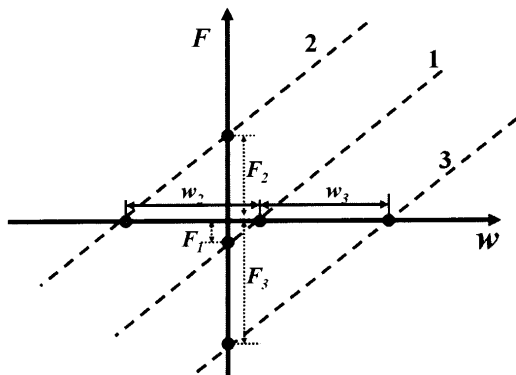


Рис. 2.5.2.3. Принцип калибровки результатов механической расходографии  $F$  – число оборотов турбинки;  $w$  – скорость записи; 1, 2, 3 – зависимости  $F(w)$  в потоке: неподвижном (1), движущемся навстречу прибору (2), при совпадающих направлениях движения потока и прибора (3);  $F_i$  ( $i=1,2,3$ ) – показания неподвижного прибора;  $w_i$  ( $i=2,3$ ) – скорость потока

Увязку по глубине проводят по непрерывным измерениям. Корректировка расходограмм по результатам точечных измерений существенно повышает достоверность количественной интерпретации.

### 2.5.2.3. Расходометрия термокондуктивная

Термокондуктивная расходометрия (термоанемометрия ТА) – индикаторный метод для выделения работающих интервалов, основан на применении устройства термоанемометра в качестве индикатора движения и состава флюида [21].

Чувствительным элементом термокондуктивных расходомеров является датчик – резистор (рис. 2.5.2.1.б), нагреваемый электрическим током до температуры, превышающей температуру среды. Набегающий поток флюида охлаждает датчик, изменяя его активное сопротивление. Непрерывная кривая терморасходометрии представляет собой изменение этого сопротивления. Характеристика преобразования термоанемометра нелинейная, поэтому его чувствительность падает с увеличением скорости потока.

Измеряемая величина – электрическое сопротивление (или перепад температур).

Метод комплексирован с другими методами оценки приток-состава. Метод применяют для выявления интервалов притоков или приемистости флюидов, установления негерметичности обсадных колонн в работающих и остановленных скважинах для оценки разделов фаз в стволе скважины. Исследования мало информативны при многофазном составе притока. При компрессорном освоении скважины термоанемометры реагируют на термобарические аномалии в подошве перфорированного интервала, что затрудняет выделение интервалов притока.

Ограничением метода является также возможность интерпретации данных только на качественном уровне; количественная оценка скорости потока флюида в скважине ненадежна вследствие сильной зависимости показаний от состава флюидов, направления их движения (повышенная чувствительность к радиальной составляющей потока), температуры среды и мощности нагревателя. Тем не менее при однородном потоке допускаются приближенные оценки относительных расходов для совместно работающих интервалов.

К недостаткам метода относят также низкую надежность нагревательного элемента (из-за большой потребляемой мощности). В настоящее время в некотором АО (например, в «СГДК») применяют термоанемометр с большим эксплуатационным диапазоном и малой (0.5 Вт) мощностью нагрева (изменение температуры датчика при переходе из воздуха в воду –  $10^{\circ}\text{C}$ , изменение температуры датчика при изменении движения скорости воды от 0 до 1 м/с –  $2^{\circ}\text{C}$ ). Время непрерывной работы данного термоанемометра с включенным нагревом неограничено.

Основным видом измерений является непрерывная регистрация, дополнительным – измерение в точках.

Основное и контрольное (дублирующее) измерения выполняют по всему исследуемому интервалу со скоростью не выше 200 м/час. При этом: а) для выделения интервалов притоков или приемистости перфорированных пластов исследуемый интервал включает как эти пласты, так и прилегающие к ним зоны; б) негерметичность

обсадной колонны устанавливают в неперфорированных интервалах ниже лифтовых труб; в) для выявления перетоков по стволу скважины измерения проводят между перфорированными пластами в остановленной скважине в процессе и после остановки работы скважины.

На точках измерения ведут в двух вариантах:

- дискретные измерения на нескольких различных глубинах при стабильном режиме работы скважины;
- регистрация на фиксированной глубине непрерывной кривой изменения показаний в процессе целенаправленного воздействия на скважину.

Критерии качества: а) воспроизводимость основного и контрольного измерений в зоне отдающих интервалов должна сохраняться по конфигурации и по абсолютным значениям приращений в начале и конце записи на одних и тех же глубинах; б) вне интервалов перфорации и при нестабильной работе скважины допускается превышение погрешностей флуктуации до двух раз; в) расходограммы могут не повторяться в нестабильно фонтанирующих или поглощающих скважинах, особенно в скважинах с глубинно-насосной эксплуатацией.

#### **2.5.2.4. Барометрия**

Барометрия изучает поведение давления во времени или градиента давления по стволу скважины [22]. Метод применяют для определения значений забойного и пластового давлений, оценки депрессии (репрессии) на пласты, определения гидростатического градиента давления, оценки плотности и состава неподвижной смеси, оценки безвозвратных потерь давления в сужениях ствола, гидравлических потерь движущегося потока и определения плотности и состава движущейся смеси (совместно с другими методами оценки приток-состава).

Ограничения применения обусловлены влиянием на показания манометров нестационарных процессов в скважине, температуры, структуры газожидкостного потока.

Измерения выполняют глубинными манометрами (рис.2.5.2.1.в), которые подразделяются на измеряющие абсолютное давление и дифференциальные. Различают также манометры с автономной регистрацией, которые опускают на скребковой проволоке или в составе пластоиспытателей, и дистанционные, работающие по кабелю. Преобразователи давления могут быть пьезокристаллические (кварцевые, сапфировые), а также струнного и мембранного типов (устаревшие модели).

Конструкция глубинных манометров должна обеспечивать измерение статической составляющей полного давления (за исключением интервалов интенсивного притока флюидов в ствол, где возможно влияние радиальных струй).

Дистанционные приборы метода барометрии должны удовлетворять следующим требованиям: основные диапазоны измерений – 10; 25; 40; 60 и 100 МПа; чувствительность преобразователей давления – 0.001–0.05 МПа; основная относительная погрешность измерения –  $\pm 0.25\%$  или  $\pm 0.5\%$ .

Прибор (модуль) с датчиками давления комплексируют с другими датчиками методов оценки «притока-состава», а также ГК, ЛМ (для привязки к разрезу).

Первичную и периодические калибровки выполняют на поверочной установке высокого давления, использующей аттестованные грузопоршневые манометры. Вследствие сильного влияния температуры на показания глубинных манометров калибровку выполняют не менее, чем при трех фиксированных температурах, термостатируя при этом преобразователь и сам прибор. Градуировочная зависимость имеет вид  $P=f(J;T)$ , где  $P$ ,  $T$  – значения давления (МПа) и температуры (°C),  $J$  – показания прибора.

Измерения абсолютных давлений и их изменений проводят тремя способами, регистрируя изменения давления в функции времени на фиксированных точках глубины; стационарное поле давления по стволу скважины как функцию глубины; нестационарное поле давления по стволу как функцию глубины и времени.

Регистрацию изменения давления как функции времени производят при флукутационных измерениях либо при гидродинамических исследованиях пластов (регистрация кривой притока КП, кривых изменения давления – КВД, КВУ и т.п.).

Дифференциальные манометры, измеряющие разность гидростатических давлений на базе порядка 1 м, применяют для количественных определений плотности флюида в стволе простаивающей скважины. Поскольку измеряемая разность давлений пропорциональна средней плотности смеси флюидов в стволе скважины, то найденные значения плотности усреднены как по сечению потока, так и по интервалу замера. Аналогичная оценка плотности смеси допустима также при низких скоростях потока, когда влияние гидравлических потерь несущественно.

#### 2.5.2.5. Термометрия

Метод заключается в изучении естественных и искусственных тепловых полей в скважине. Измеряемая величина – температура (разность температур) – в градусах Цельсия (°C).

Естественные тепловые поля обусловлены региональными процессами тепломассопереноса в недрах Земли. Измерения параметров естественных полей выполняют в неработающих или длительно простаивающих скважинах с целью определения естественной температуры пород и геотермического градиента, изучения региональных гидрогеологических процессов и пр.

Искусственные тепловые поля связаны с нарушением естественного температурного режима массива горных пород вследствие строительства и ремонта скважин, а также эксплуатации скважин и пластов. Измерения выполняют преимущественно в действующих и временно простаивающих эксплуатационных скважинах, а также в строящихся скважинах в процессе и непосредственно после окончания операций по промывке ствола, цементирования и т.п. Специальным предметом изучения являются искусственные поля в интервалах заколонных перетоков, пластов, дренируемых соседними скважинами и пр. Подобные исследования могут быть выполнены и в неработающих скважинах.

Измерения искусственных полей ведут для: а) оценки технического состояния обсаженных скважин: определения высоты подъема цемента; выделения интервалов затрубных перетоков; контроля интервалов перфорации; исследований герметичности обсадных колонн и фонтанных труб; б) сопровождения процесса эксплуатации сква-

жин в комплексе с другими методами определения «приток–состава»: выделения интервалов и профилей притоков и приемистости; установления обводненных интервалов в добывающих скважинах; прослеживания температурного фронта закачиваемых вод; определения интервалов внутриколонных перетоков; контроля за внутрипластовым горением, паротепловым воздействием и термозаводнением [23].

Результаты измерений естественных полей используют при этом в качестве фоновых наблюдений.

Термометр сопротивления (рис. 2.5.2.1.г) комплексируют с приборами методов ГИС, он является частью технологического блока в сборках модулей ПГИ. Он должен удовлетворять следующим требованиям: разрешающая способность – не хуже  $0.01^{\circ}\text{C}$  (для отдельных модификаций приборов –  $0.1^{\circ}\text{C}$ ); погрешность измерения температур в заданном диапазоне измерений – не выше  $\pm 2\%$ ; постоянная времени – не выше 1–2 секунд.

Контролируемым параметром является постоянная времени  $\tau_0$ . Основным средством периодических калибровок являются термостаты с водой (или маслом); температуру воды фиксируют с помощью образцовых ртутных манометров.

Для регистрации аномалий температур, имеющих небольшую протяженность по глубине, скорость каротажа (записи) рассчитывают как  $w_{\text{зп}} = (3600 \cdot t_0) / (2 \cdot G \cdot \tau_0)$ , где  $t_0$  – порог чувствительности термометра,  $G$  – градиент температуры в скважине,  $\tau_0$  – постоянная времени.

Геотермические исследования проводят только на спуске прибора после пребывания скважины в покое не менее 10 суток. Более точный промежуток времени устанавливают для конкретного района опытным путем. В скважине не должно быть перелива, газопроявлений, затрубного движения. При определении естественной температуры необходимо: провести измерения на ряде глубин при неподвижном термометре; выполнить не менее двух повторных измерений по всему стволу с интервалом времени между ними не менее суток. В обоих вариантах разница показаний не должна превышать  $1^{\circ}\text{C}$ .

Следует иметь в виду, что даже при выполнении перечисленных требований в скважине могут наблюдаться локальные аномалии, обусловленные предшествующей работой скважины и вмещающих пластов. В длительно простаивающих бурящихся скважинах такие аномалии характерны для интервалов каверн и поглощающих фильтрат бурового раствора коллекторов. В простаивающих строящихся и эксплуатируемых скважинах аномалии связаны главным образом с предшествующей работой коллекторов, а также с интервалами аномальной теплопроводности. В качестве последних чаще всего выступают глинистые пласты, а также интервалы каверн. Такие аномалии могут сохраняться на термограмме спустя несколько месяцев или даже лет после возникновения. Они являются основной помехой для выявления и оценки по геотермограмме межпластовых перетоков.

Измерения температуры для оценки технического состояния обсаженных скважин выполняют при спуске скважинного прибора, повторное измерение – при его подъеме.

Для определения высоты подъема цемента за обсадной колонной измерения проводят от устья до забоя скважины после затвердевания цемента, но не позже, чем через двое суток после цементирования колонны для нормально схватывающихся це-

ментов и через 15–20 часов для быстросхватывающихся цементов. Оптимальное время исследований для нормально схватывающихся цементов – через 15–30 часов после окончания заливки. Запрещается проведение любых работ в скважине перед измерениями во избежание нарушения температурного режима.

Для определения интервалов перфорации измерения проводят на спуске и подъеме прибора непосредственно после перфорации, захватывая выше интервала перфорации участок глубин протяженностью не менее 50 м. Температурная аномалия, образованная горением зарядов перфоратора, «расплывается» в течение 1–2 суток. Эффективность выделения максимальна для бескорпусных перфораторов.

При определении мест негерметичности обсадных колонн и лифтовых труб термометрию комплексируют с методами комплекса оценки «приток-состава» (ПГИ).

В случае хорошей приемистости регистрируют термограммы в процессе закачки в нее воды под давлением, в случае низкой приемистости – после снижения уровня жидкости в скважине. Выполняют серию измерений: в остановленной скважине (фоновое); после (в процессе) закачки воды в скважину или после снижения уровня в ней.

Измерения в эксплуатационных скважинах ведут одновременно с измерениями других методов ПГИ. Допускается применение термометров с порогом чувствительности не хуже  $0.01^{\circ}\text{C}$ . Решаемые задачи: выделение интервалов притока и приемистости, определение местоположений отдающих пластов и установление обводненных интервалов в добывающих скважинах, прослеживание температурного фронта закачиваемых вод, определение интервалов перетоков, мест нарушения эксплуатационных колонн и лифтовых труб.

Обязательна выдержка скважины перед выполнением фонового замера в течение не менее одних суток после остановки скважины.

В режиме притока регистрируют серию термограмм (не менее трех), первую из которых – непосредственно после вызова притока, вторую – через 1–1.5 часа после первой, затем через 2–3 часа проводят следующие замеры. Общее время наблюдений за формированием аномалии дроссельного эффекта зависит от дебита скважины и должно быть не менее 10 часов при дебите более  $10 \text{ м}^3/\text{сут}$  и не менее 20 часов при меньших дебитах.

#### 2.5.2.6. Влагометрия диэлькометрическая

Диэлькометрическая влагометрия (диэлькометрия) основана на изучении относительной диэлектрической проницаемости флюидов в стволе скважины.

Метод чувствителен к содержанию в нефти воды любой минерализации. Наиболее благоприятные условия для выделения обводненных интервалов – начальная стадия обводнения продукции (первые проценты воды в нефти) [24].

Применяют для определения состава флюидов в стволе скважины, выявления интервалов притоков в скважину воды, нефти, газа и их смесей, установления мест негерметичности обсадной колонны и при благоприятных условиях – для определения обводненности (объемного содержания воды) продукции в нефтяной или газовой скважине.

Ограничения связаны с влиянием на показания влагометрии структуры многофазного потока (существенные погрешности при разделенных структурах – кольце-



вой, пробковой) и с экспоненциальной формой градуировочной зависимости датчиков. При объемных содержаниях воды в продукции свыше 40–60% метод плохо реагирует на дальнейшие изменения влагосодержания. В наклонных скважинах при отсутствии центраторов и пакера датчик прибора реагирует на влагосодержание только у нижней стенки колонны.

Скважинные влагомеры представляют собой «LC» или «RC»-генераторы, в колебательный контур которых включен измерительный конденсатор проточного типа (рис. 2.5.2.1.д). Между обкладками конденсатора протекает водонефтяная, газодоводная или многокомпонентная смесь, изменяющая емкость датчика с последующим преобразованием изменения емкости в сигналы разной частоты.

В нефтяных скважинах используют беспакерные приборы для качественной оценки состава флюида и пакерные – для количественных определений. В газовых скважинах все применяемые влагомеры – беспакерные.

Пакерный влагомер должен удовлетворять следующим требованиям: иметь возможности фиксации притока нефти в гидрофильную водонефтяную смесь и обнаружения обводненности нефти в скважинах с дебитом менее 100 м<sup>3</sup>/сут.; нестабильность работы в течение 6 часов не должна превышать ±1%; погрешность определения содержания воды в равномерно смешанной гидрофобной водонефтяной смеси не должна быть выше ±3%.

Влагометрия комплексируется с другими методами оценки «приток-состава».

Первичную и периодические калибровки выполняют в специальном метрологическом устройстве, содержащем дисперсные водонефтяные смеси (эмульсии) с объемным содержанием воды от 0 до 100% через каждые 10%. Результатом МО является градуировочная зависимость относительного разностного параметра  $\Delta F = (F_{\text{с}} - F_{\text{см}}) / (F_{\text{с}} - F_{\text{н}})$  от процентного содержания воды в дисперсной смеси (где  $F_{\text{с}}$ ,  $F_{\text{в}}$ ,  $F_{\text{н}}$  – показания прибора в водонефтяной смеси, в воде и нефти). Не допускается линейная аппроксимация градуировочной зависимости влагомера в полном динамическом диапазоне (при  $\phi_{\text{в}} = 0\text{--}100\%$ ).

При калибровке учитывают изменения показаний прибора в зависимости от температуры среды, так как при изменении температуры от 20 до 100°C относительная диэлектрическая проницаемость воды меняется от 81 до 55 относительных единиц.

Исследование интервала включает непрерывные и точечные измерения. Для пакерных влагомеров непрерывные измерения выполняют с закрытым пакером при спуске прибора, точечные – при подъеме прибора полностью открывая пакер. При перемещении прибора с точки на точку пакер прикрывают.

Непрерывные измерения выполняются в интервалах перфорированных пластов или предполагаемой негерметичности обсадной колонны, распространяя их на 20 метров вниз и вверх от исследуемого интервала. Повторное измерение выполняют в том же интервале. Скорость каротажа при детальном исследовании – 300 м/час, при общих – не более 1000 м/час, дискретность записи данных по глубине 0.2; 0.1 и 0.05 м.

Точечные измерения выполняют в тех же точках, что и измерения расходомером, включая аномальные участки, выделенные по результатам непрерывных измерений

влажномером. На каждой точке проводят не менее трех измерений с последующим расчетом среднего значения. Для учета структуры потока применяют многодатчиковые влагомеры (рис. 2.5.2.4).

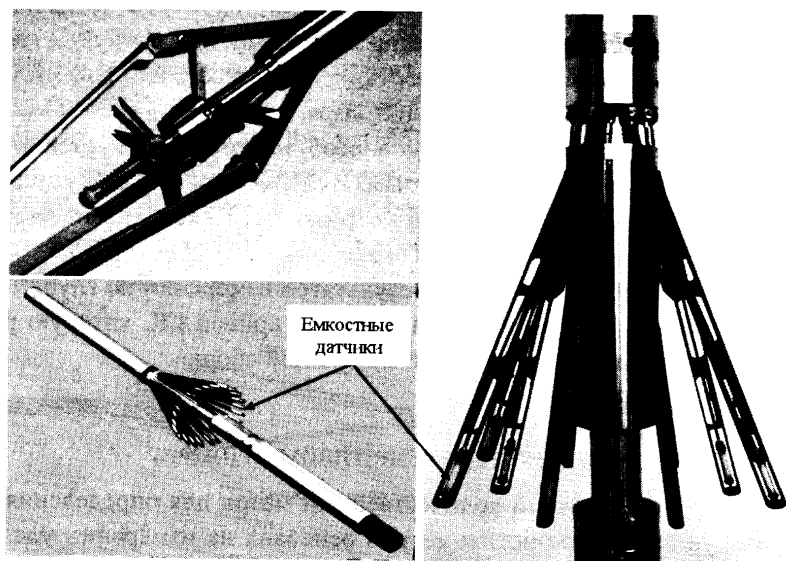


Рис. 2.5.2.4. Многодатчиковые влагомеры фирмы Sondex

Первичная обработка включает расчет по данным непрерывных и точечных измерений профиля объемного содержания воды в стволе скважины с использованием градуировочной зависимости (без учета температурной поправки и поправок за структуру потока).

#### 2.5.2.7. Гамма-гамма плотностеметрия

Гамма-гамма плотностеметрия («плотностеметрия» согласно принятым ГОСТ [25-26]) основана на изучении плотности флюидов в стволе скважины с помощью гамма-излучения, рассеянного от стационарных (ампульных) источников «мягкого» низкоэнергетического излучения [26].

Применяют для определения состава (плотности) жидкости в стволе скважины; выявления интервалов и источников обводнения; выявления интервалов притоков в скважину нефти, газа и воды при оценке эксплуатационных характеристик пласта (в комплексе с методами расходомерии и термометрии). Ограничения заключаются в зависимости показаний от состава многофазной продукции, особенно – структуры потока флюида в стволе скважины, а также в необходимости строгого соблюдения правил техники радиационной безопасности.

Кроме излучателя гамма-излучения низких энергий («мягкого» гамма-излучения) в состав прибора входит чувствительный элемент (сцинтилляционный или газоразрядный детектор гамма-излучения – рис. 2.5.2.1.ж). Плотностемер должен удовлетворять следующим требованиям: диапазон измерения плотности –  $0.7\text{--}1.2 \text{ г/см}^3$  с по-

грешностью не выше  $0.01 \text{ г/см}^3$ ; для исследования низкодебитных нефтяных скважин обладать пакером. Комплексируют в одном приборе с ГК; в сборке – с другими методами оценки приток-состава.

Первичную и периодические калибровки выполняют на моделях скважин, заполненных флюидом с разной плотностью, построением зависимости  $J_x/J_g = f(\gamma_x, \gamma_g)$ , где  $J_x, J_g$  – показания в флюиде с плотностью  $\gamma_x$  и в пресной воде  $\gamma_g$ , плотность которой  $1 \text{ г/см}^3$ . Скорость каротажа при детальных исследованиях 50–100 м/час, при общих – 400–600 м/час.

Критерии качества – расхождения основного и повторного измерений не должны превышать  $\pm 3\%$ . При неустойчивых режимах работы скважины (пульсирующем, с разделенными структурами многофазного потока и т.п.) воспроизводимость измерений проверяют по записи в зумпфе ствола скважины.

При первичной обработке привязку результатов измерений по глубине и учет естественного гамма-излучения пород производят по кривой ГК, которую регистрируют отдельным каналом плотностемера или модульной сборки.

#### 2.5.2.8. Резистивиметрия

##### ИНДУКЦИОННАЯ РЕЗИСТИВИМЕТРИЯ (РИ)

Резистивиметрия – основной количественный метод для определения минерализации воды. Индукционная резистивиметрия основана на измерении удельной электропроводности жидкостной смеси в стволе скважины методом вихревых токов (рис. 2.5.2.1.е), что позволяет производить оценки параметров не контактным, а дистанционным (объемным) способом измерения.

Метод применяют для определения состава флюидов в стволе скважины, выявления в гидрофильной среде интервалов притоков воды (включая притоки слабой интенсивности), оценки солёности скапливаемой на забое воды, установления мест негерметичности колонны, разделения гидрофильного и гидрофобного типов водонефтяных эмульсий, а также капельной и четочной структур течения для гидрофильной смеси [27].

Скважинный индукционный резистивиметр представляет собой датчик проточно-погружного типа, состоящий из двух (возбуждающей и приемной) тороидальных катушек. Объемный виток индукционной связи образуется через жидкость, находящуюся вокруг датчика.

Прибор комплексируют с другими модулями ГИС-контроля в единой сборке методов оценки «приток–состава».

Первичную и периодические калибровки производят с помощью метрологического устройства, выполненного в виде цилиндрического сосуда диаметром свыше 150 мм. Измерения выполняют в водных створах хлористого натрия отличающихся проводимостью. Результатом калибровки являются градуировочные зависимости показаний прибора от удельной электрической проводимости (см/м) или минерализации воды (г/л).

Источником погрешностей измерений удельной электропроводности является нелинейность чувствительности резистивиметра к температуре и напряжению питания устройства.

Непрерывные измерения выполняют на спуске в интервалах перфорированных пластов с перекрытием на 20м прилегающих к ним участков. Повторное измерение выполняют по всей длине исследуемого интервала. Скорость каротажа 400–600 м/час.

#### ТОКОВАЯ РЕЗИСТИВИМЕТРИЯ (ТР)

В настоящее время для оценки состава продукции в скважине широко используются современные датчики электрической проводимости (фактически токовые резистивиметры) типа «FCIT», Schlumberger [28]. Такие датчики предназначены для измерения в очень ограниченном объеме пространства скважины (размер чувствительного элемента «FCIT» зонда «FloView» всего 1мм) удельного электрического сопротивления среды заполнителя ствола, а также оценки истинного объемного содержания компонент потока (разделения воды от углеводородов). Устройство датчика изображено на рис. 2.5.2.5.

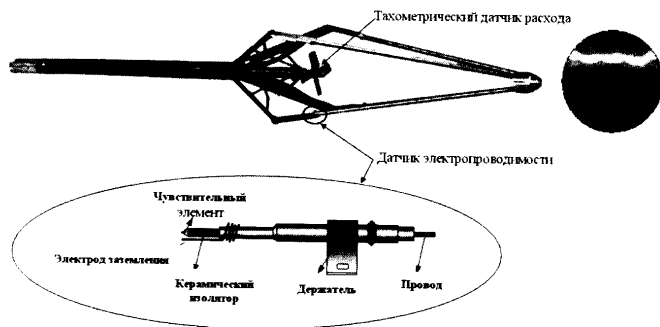


Рис. 2.5.2.5. Датчики электропроводности (токовые резистивиметры «FCIT», Schlumberger [28])

Определение объема всего сечения потока достигается за счет применения в измерительном приборе не одного, а сразу нескольких аналогичных по устройству датчиков (см. далее раздел 2.5.2.14). Примером применения данного модуля можно считать «DEFT» Schlumberger (диаметр 43 мм, длина 2.1 м), который при-

меняется в скважинах с отклонением до 30 градусов и использует 4 цифровых точечных электрода объемного содержания воды (совмещенных с каверномером и измерителем относительного азимута).

Точность измерения параметра  $\phi_e$  – 5% (2%, если  $\phi_e > 90\%$ ).

Применяется токовый (контактный) резистивиметр и в некотором отечественном АО (например, в «СГДК», где с помощью датчика в газовых обводняющихся скважинах в стволе может быть выделен приток жидкого газового конденсата из отдельных газоносных толщин).

#### 2.5.2.9. Светооптические анализаторы содержания газа

Также в последние годы в практике исследования состава продукции активно начали применять различные светооптические анализаторы (СОА). В частности, их применяют не только в устройствах ПГИ, но и ГДИС (например, «MDT» Schlumberger – для контроля состава отбираемой пробы, чтобы отделить пластовый флюид от притока проникающей буровой жидкости). В комплексах ПГИ использование датчиков на основе СОА особенно важно тем, что позволяет определить объемное содержание газа, выделив его из жидкой фазы (см. далее раздел 2.5.2.14).

Устройство CAT на примере датчика «GHOST» Schlumberger (показано на рис. 2.5.2.6) включает два оптоволоконных канала: один – для подачи света в среду измерения, второй – для считывания отраженного сигнала (для газа степень отражения светового луча максимальна) [29]. При пробковой структуре потока фактически считывается сигнал от отдельных включений газа, нефти и воды. Размер чувствительного элемента «GHOST» еще меньше (0.1 мм), чем у «FCIT». Определение объема всего сечения потока достигается за счет применения в измерительном приборе не одного, а сразу нескольких аналогичных по устройству датчиков.

Примером применения данного модуля можно считать «GHOST» Schlumberger (диаметр 43 мм, длина 2.2 м), который использует 4 цифровых точечных оптических анализатора (совмещенных с профилемером и измерителем относительного азимута), фиксирующих включения газа от 0.5 мм.

Применение: идентификация содержания газа в жидкости (жидкости в газе)  $\varphi_g$  – от 1%, расчет  $\varphi_g$  и  $\varphi_o$  для трехфазного течения, дифференциация газа и газового конденсата, определение начала разгазирования (давления насыщения). Ограничения: применяется в скважинах с отклонением до 30 градусов и при скорости потока менее 4м/с.

#### 2.5.2.10. Пассивная низкочастотная акустическая шумометрия

Акустическая шумометрия основана на регистрации интенсивности шумов, возникающих в пластах, в стволе скважины и в заколонном пространстве при движении газа, нефти и воды в диапазоне частот от 100Гц до 60кГц.

Применяют преимущественно для выделения интервалов притоков газа и жидкости в ствол скважины (включая случаи перекрытия интервалов притока лифтовыми трубами), выявления интервалов заколонных перетоков газа, выявления типа флюидов, поступающих из пласта, фиксации уровней раздела фаз в межтрубном пространстве [30–31].

Ограничения связаны с шумами, возникающими при движении самого прибора, существованием сложной зависимости чувствительности датчика от частоты (геометрии датчика), одновременным влиянием на частоту шумов (вследствие изменений скорости потока) диаметра канала, вязкости флюида, а также со сложностью калибровки [32].

Чувствительным элементом акустической шумометрии является пьезоэлектрический преобразователь (или сборный гидрофон) – рис. 2.5.2.1.3, расположенный в от-

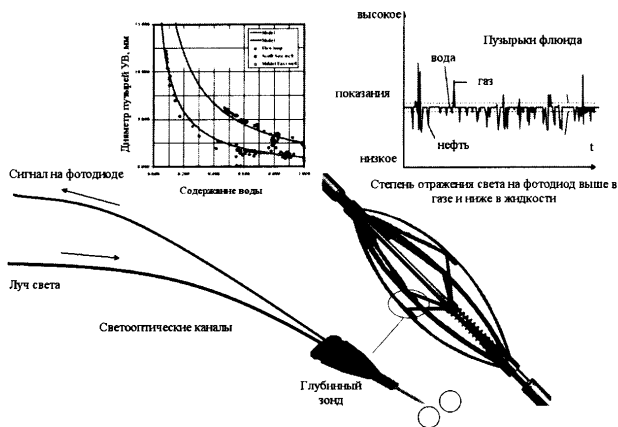


Рис. 2.5.2.6. Устройство оптического анализатора газосодержания («GHOST», Schlumberger). Зависимости показаний от типа флюида и размера пузырьков углеводородов (УВ) от содержания воды в потоке [28]

дельном модуле сборки «приток-состава» (желательно снаружи на «гибкой» подвеске или защищенный от шумов трения о стенки скважины обрезиненным кожухом) или конструктивно совмещенный с одним из приемников акустической цементометрии (в последнем случае измерения проводят отдельной спуско-подъемной операцией при выключенном излучателе).

Классический тип акустического шумомера является индикаторным прибором и не подлежит строгой калибровке. Его данные, полученные без применения спектральной модификации (не путать с регистрацией на нескольких фиксированных диапазонах), не пригодны для количественных определений расходов притока (или фильтрации) флюида.

Данные многоканальной регистрации в принципе могут быть использованы для косвенной идентификации типа притока флюида (однофазный/двухфазный) [33].

Качественные измерения акустическим шумомером выполняют дважды: в непрерывном режиме и в точках, в которых установлена аномальная интенсивность шумов.

Непрерывные измерения обычно выполняют со скоростью 300–600 м/час несколько раз при спуске и подъеме прибора. Полученные данные используют для выделения интервалов поступления в скважину пластовых флюидов и заколонных перетоков.

Дискретные измерения выполняют в течение 2–3 минут в точках, характеризующихся аномальной интенсивностью шумов, регистрируя их не менее, чем в трех-четырех частотных каналах (хотя обычно на практике наблюдается сильное взаимовлияние каналов).

#### 2.5.2.11. Пассивная низкочастотная электромагнитная шумометрия

Шумометрия нестационарных электромагнитных полей основана на регистрации слабых электромагнитных шумов, возникающих в пластах, а также в стволе и в заколонном пространстве скважины при турбулентном движении заряженных вследствие электрокинетических процессов (посредством потенциалов фильтрации) диполей (молекул) воды в диапазоне частот от единиц Гц до десятков кГц. Аналогичные поля, возникающие при фильтрации углеводородов, на порядки слабее. Поэтому электромагнитные шумы в комбинации с изучением акустического шумового поля позволяют для высокочастотного диапазона выполнить разделения интенсивности и характера движения пластовой (или прокачанной через пласт) воды от движения других фаз (нефти и газа). Метод впервые разработан и применен Ипатовым А.И. [34].

Ограничения связаны с шумами, возникающими при движении как самого прибора, так и при возможном наложении разных диапазонов частот, создаваемых различными процессами (например, фильтрацией воды в порах и ее движением по микротрещинам цементного камня в заколонном пространстве).

Чувствительным элементом электромагнитной шумометрии является многovitковый индукционный датчик с сердечником – рис. 2.5.2.1.и, расположенный снаружи корпуса (для большей чувствительности) прибора, предназначенного для оценки «приток-состава». Хотя ранее были удачные попытки оценки по аномалиям электромагнитной эмиссии интервальных дебитов воды [34], на практике применение данного метода ограничено функциями индикатора.

Как и для акустического шумомера, измерения электромагнитным датчиком желательно выполнять дважды (в непрерывном режиме и запись флуктуаций на точках, в которых установлена аномальная интенсивность).

Предполагается, что для решения сложных задач по контролю дренирующих толщин и оценкам заколонных перетоков методы электромагнитной и акустической шумометрии должны использоваться в исключительно спектральной модификации (см. раздел 2.5.2.12).

#### **2.5.2.12. Спектральная шумометрия сигналов акустической и электромагнитной эмиссии**

Специализированная технология обработки и анализа волновых записей спектральной акустической и электромагнитной шумометрии позволяет в принципе судить о структуре, составе, фазовых расходах потоков нефте(газо)водяной смеси в случаях ее движения: 1) по стволу скважины, 2) по негерметичному заколонному пространству скважины (микротрещины ЦК), 3) по поровому или трещиноватому пространству пласта. Дополнительно оцениваются дренируемые толщины пласта, параметры и структура каналов фильтрации в породе, состав фильтрации.

Теоретическое обоснование метода ШС-А,Э на основе физического и математического моделирования выполнено авторами в РГУНГ совместно с компанией Schlumberger [35] (см. раздел 7.5). Технология скважинных измерений основана на:

- обработке полного волнового сигнала и анализе спектров амплитудно-частотных характеристик (АЧХ), регистрируемых аппаратурой типа «АВИС» [36] (см. раздел 13.8);
- выделении сигналов фоновых статичных спектров и вычитании фона из спектральных характеристик информативных записей;
- построении (с помощью цветовой гаммы) распределений аномалий амплитуд сигналов в зависимости от частоты и глубины (времени) волновых записей;
- выдаче количественных критериев, характеризующих расход и состав флюидов при их фильтрации (или движении) в поровом пространстве породы (или по различным каналам внутрискважинного пространства).

Измерительные каналы построены таким образом, что принятые волновые сигналы шумов движения или фильтрации оцифровываются в скважинном приборе и в цифровом виде передаются по кабелю на поверхность. Затем полученная информация восстанавливается в исходный вид и анализируется стандартными методами обработки волновых картин (Фурье).

#### **2.5.2.13. Нейтронный активационный метод по кислороду**

Метод основан на активации ядер кислорода в стволе скважины и окружающей среды быстрыми нейтронами (энергии порядка 14 МэВ) с помощью скважинного генератора нейтронов. Продуктом активации кислорода является радиоактивный изотоп азота  $N^{16}$ . Затем в результате «бета-распада» из ядер этого изотопа вновь образуются ядра кислорода  $O^{16}$  с выделением гамма-квантов энергии 6.13 и 7.12 МэВ. Период полураспада для этой ядерной реакции составляет порядка 7 с. Поскольку

энергия фонового гамма-излучения в данном случае не превышает 3 МэВ, по интенсивности вторичного жесткого гамма-излучения можно определить содержание кислорода в окружающей среде.

Кроме того, метод используется для определения скорости и направления движения активированных ядер кислорода относительно источника излучения. Для этого в измерительной установке источник и регистраторы гамма-излучения разнесены друг относительно друга (принцип прямого и обратного зондов).

Пороговая энергия описанной выше ядерной реакции порядка 10 МэВ, что не намного ниже энергии первичного излучения нейтронной трубки. Поэтому эффект наблюдается на небольшом расстоянии от источника нейтронов (первые десятки сантиметров). То есть глубинность метода не очень велика и в обсаженной скважине ограничена внутриколонным и заколонным пространством.

Измерительные установки делятся на однозондовые и двухзондовые. В состав однозондовой измерительной установки включен один детектор гамма-излучения, располагаемый выше (верхний зонд) или ниже (нижний зонд) источника. В двухзондовой установке детекторы расположены по обе стороны от источника.

Метод применяется для установления границы подвижной и застойной воды в эксплуатационной скважине, выделения интервалов поступления воды во внутриколонное пространство из перфорационных отверстий и интервалов негерметичности, а также выявления заколонных перетоков воды. Комплексируется с такими методами, как ТМ, РМ, УКК, ИНК.

Градуировочной зависимостью для метода КНАМ (КАНГМ) является зависимость интенсивности регистрируемого излучения от дебита воды в колонне с известным диаметром. Для получения градуировочных зависимостей используются результаты модельных исследований, а также результаты одновременных замеров в нагнетательных скважинах методом КНАМ и расходомером.

К недостаткам метода относятся: сложный вид градуировочной зависимости, узкий диапазон измеряемых скоростей воды при фиксированном размере зонда, а также влияние на результаты измерений параметров массива окружающих пород.

#### **2.5.2.14. Особенности зарубежных комплексов «PLT» и многодатчиковых систем**

При конструировании «продвинутых» измерительных модулей ПГИ (PLT), предназначенных для определения задач «приток-состава», должны учитываться проблемы измерения многофазных расслоенных потоков (особенно в условиях наклонных и горизонтальных скважин). Недостаточно также только достоверно оценивать распределение фаз в эксплуатационных и лифтовых трубах (с учетом расслоенных структур), должны ставиться и более сложные задачи прямой оценки заполнения (насыщения) прискважинной зоны дренируемых пластов и определения фазовых профилей притока (т.е. раздельно для нефти, газа и воды).

Отечественные разработки АО ПГИ обычно уступают зарубежным аналогам, т.к. практически не применяют многодатчиковые системы измерения состава (т.е. игно-



рируют многообразие структур потока и их влияние на эпюры фазовых скоростей потока), а также ограниченно решают задачу по текущей насыщенности пластов (обычно для этого применяются отдельные приборы, а не модули единого измерительного комплекса PLT). Из практики известно, что интерпретация результатов стандартных РМ и РК чувствительна к геометрии и разделению потока смеси по сечению, но для того, чтобы интерпретировать отклик каждого датчика, необходима осредненная гидродинамическая модель течения в скважине. К сожалению, такие модели находятся пока в стадии разработки [28].

В последние годы в зарубежных АО систем PLT достигнуто существенное улучшение в исследованиях многофазных потоков в нефтяных и газовых скважинах. В частности, были разработаны новые компактные датчики (и методы), позволяющие оценивать изменения в структуре потока смеси продукции. Обычные датчики оценки состава в лучшем случае способны оценить только осредненные показатели (на самом деле и при решении этой упрощенной задачи для сложных режимов потока существенное влияние оказывает то, что измерительная камера с датчиком не идентична по условиям измерений с самим потоком). Для наклонных скважин со сложной структурой потока это не позволяет при интерпретации выходить на достоверные количественные оценки. В то же время многодатчиковая система позволяет не только оценить распределение фаз в стволе, но и получать данные о масштабе фазовых включений (капель, пузырей и т.п.) диаметром более 1 мм. Переходы от электропроводящей жидкости к непроводящей дают основу подсчета пузырьков.

В качестве наиболее современных типов измерителей состава сложного потока сейчас применяют датчики электропроводимости (токовые резистивиметры «FCIT» зондов «FloView» Schlumberger – рис. 2.5.2.4), миниатюрные диэлькометры (емкостные датчики «CAT» Halliburton-Sondex – рис. 2.5.2.5), а также датчики, анализирующие светоотражающие способности включений потока (оптические анализаторы содержания газа в потоке «GHOST» Schlumberger – рис. 2.5.2.6). Датчики объемного содержания, как правило, объединяют с расходомером вертушечного типа (иногда – с раскрывающимися лопатками) и профилемером.

Комплексный прибор PLT («PS Platform» («PSP»), Schlumberger), частично включающий указанные типы датчиков, приведен на рис. 2.5.2.7. Сборка из представленных выше модулей может работать как на геофизическом кабеле, так и в автономном режиме (на проволоке). Прибор позволяет определять структуру потока, получить объемное распределение его компонент, а также рассчитать профили расходов для каждой из фаз (в том числе и путем подсчета количества движущихся пузырьков углеводородов по «DEFT-GHOST»). В комплексе с методами оценки насыщенности по УКК-ИНК-КНАМ (модуль «RST») дает распределение фаз в ближней зоне пласта. Длина сборки прибора может меняться в зависимости от требуемой конфигурации компонованных датчиков (обычно это примерно 5.6 м, диаметр – 54 мм). В прибор также включены датчики ГК и ЛМ (для контроля глубины), термометр, тензометрический манометр (при необходимости – кварцевый «CQC»), плотностемер (градиентма-

номер), а также может быть добавлен модуль оценки качества цементации («SCMT»). Прибор «PSP» может быть применен и в процессе ГИС-бурения [29].

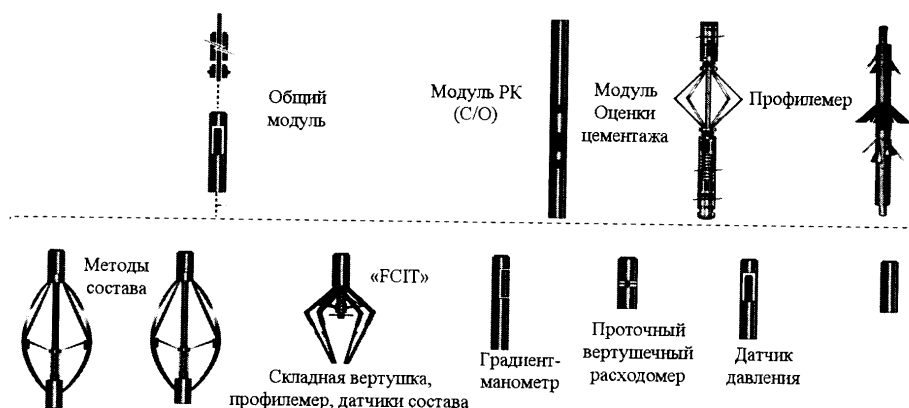


Рис. 2.5.2.7. Современный модульный комплексный прибор «каротажа продуктивности» PLT («PC PLATFORM», Schlumberger [28])

Из отечественных приборов наиболее близким по идеологии с «PSP» следует признать «АГАТ» (НПФ Геофизика), включающий высокочувствительный расходомер, расходомер малого диаметра, модули ТМ, МН, ТА, РИ, ВЛ, ШИ, ГК, ЛМ [20].

Другой прибор компании Schlumberger («Flagship» – рис. 2.5.2.8) построен по аналогичному с «PSP» принципу и предназначен для применения в ГС (его можно опускать в сильно искривленные скважины без применения гибких НКТ). Дополнительно в этом приборе реализован принцип оценки расхода каждой из фаз на основе методов НК с двумя измерительными датчиками (для определения скорости перемещения по ГС нефти в нее впрыскивается порция меченого вещества (гадолиния), а для определения скорости перемещения воды применяется метод активации кислорода КНАМ – рис. 2.5.2.9).

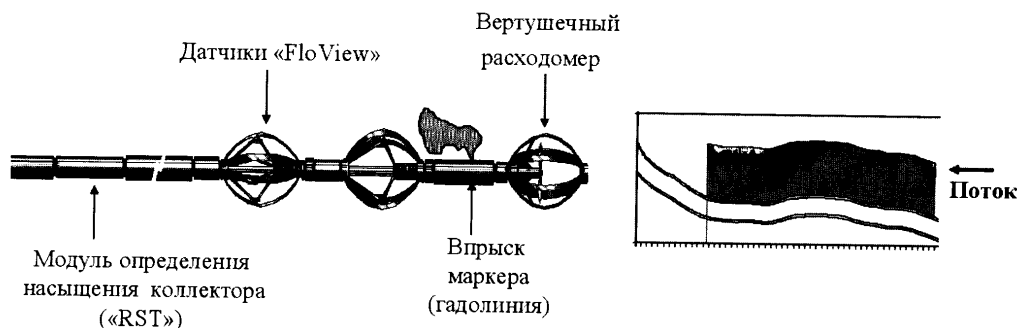


Рис. 2.5.2.8. Комплексный прибор PLT для ГС («Flagship», Schlumberger [28])

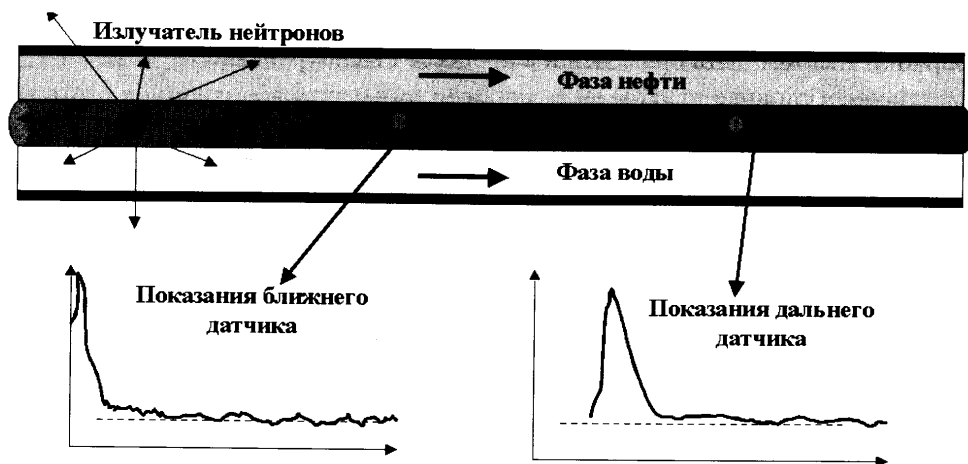


Рис. 2.5.2.9. Способ измерения потока воды на базе метода КНАМ в ГС («Flagship», Schlumberger [28])

К отечественным приборам, предназначенным для проведения ПГИ в ГС, можно отнести пока только экспериментальные образцы «АГАТ-КГ-42» (ОАО Геофизика), включающего высокочувствительный расходомер, четырехрычажный сканирующий влагомер (4 влагомера с электродами встроены в самораскрывающиеся рычаги, ориентированные по периметру скважины с помощью датчика ориентации), датчики ТА, РИ, МН, ТМ, ЛМ, ГК [19].

### 2.5.3. Методы исследований для оценки текущего насыщения пластов в обсаженных скважинах

#### 2.5.3.1. Нейтронные методы

Поскольку подавляющая часть исследований по ГИС-контролю выполняется в обсаженных скважинах, основой комплекса для оценки текущего насыщения пластов традиционно являются *нейтронные методы* [37].

В основе нейтронных методов лежит изучение взаимодействия нейтронов с ядрами вещества горных пород и заполнителей скважины: неупругое, упругое рассеяние и диффузия и поглощение, а также искусственная активация.

Нейтронные методы подразделяют на две группы: интегральные и спектральные. Каждая из групп включает стационарные и импульсные модификации. *Интегральная* модификация предполагает регистрацию частиц всех энергий, *спектральная* – в ограниченном диапазоне энергий. *Стационарные* (СНК) модификации методов используют стабильно работающие источники нейтронов ампульного типа. В *импульсной* (ИНК) модификации применяются облучение прерывистым потоком нейтронов и изучается динамика изменения параметров полей частиц во времени.

В практике ГИС-контроля наиболее широко используются:

- *стационарный нейтрон-нейтронный метод* (ННК) при котором породы облучают быстрыми нейтронами, а регистрируют замедленные вследствие

упругого взаимодействия с ядрами атомов среды нейтроны: *надтепловые* с энергией менее 0.1 МэВ (метод НК-нт) и *тепловые* с энергией около 0.025 МэВ;

- *стационарный нейтронный гамма метод* (НГК), предполагающий облучение породы быстрыми нейтронами и регистрацию возникающего при захвате замедленных нейтронов вторичного гамма-излучения;
- *импульсный нейтрон-нейтронный метод* (ИННК) предполагающий регистрацию темпа спада плотности тепловых нейтронов после периодического облучения породы пачками быстрых нейтронов;
- *нейтронный активационный метод по кислороду* (КНАМ – модификация метода наведенной активности МНА), основанный на активации быстрыми нейтронами атомов кислорода флюида (данный метод рассмотрен в разделе 2.5.12).

Среди *спектральных модификаций* наиболее известен *импульсный спектрометрический нейтронный гамма-метод*, являющийся разновидностью ИНК и основанный на изучении вторичного гамма-излучения неупругого рассеяния быстрых нейтронов. Этот метод часто именуют углеродно-кислородный каротаж (УКК или «C/O – каротаж»).

Физические основы и области применения методов НК рассмотрены в разделе 7.4.

### 2.5.3.2. Волновая широкополосная акустика

Акустический метод основан на теории упругих деформаций пористых насыщенных тел и предназначен для изучения параметров высокочастотных акустических колебаний в стволе скважины и горных породах. Основой метода является зависимость его показаний от упругих свойств системы «скважина-массив горных пород» [38].

В процессе акустического воздействия в скважине и горной породе генерируются различные типы волн, отличающиеся амплитудой, частотой и скоростью распространения. Из множества типов волн, которые распространяются в скважине и окружающей среде, с точки зрения ГИС некоторые считаются информативными. Критерием информативности является достоверность выделения волны на фоне помех и обоснованная зависимость параметров волны от свойств пластов, особенностей конструкции и технического состояния скважины.

В *необсаженной части ствола* волны распространяются в горных породах в скважинной жидкости и по стенке скважины (на границе жидкой и твердой фаз). В породе распространяются два типа волн: продольная  $P$  и поперечная  $S$ . В продольной волне частицы колеблются в направлении распространения волны, в поперечной – перпендикулярно ему. Вдоль стенки скважины распространяется так называемая волна Лэмба–Стоунли  $L$ . Скорости распространения названных волн связаны соотношением:  $V'_P > V'_S > V'_L$ .

Эти же типы волн регистрируются в *стволе скважины, обсаженной зацементированной обсадной колонной*. В незацементированных интервалах дополнительно регистрируется волна Лэмба по обсадной колонне. Она идентифицируется достаточно легко, поскольку ее скорость существенно выше, чем у остальных типов волн.

Простейший измерительный акустический зонд содержит только приемник акустических колебаний. Такой зонд используется в так называемом методе пассивной акустики – «шумометрии» (см. раздел 2.5.2.9).

Стандартный двухэлементный зонд содержит излучатель упругих волн («И») звукового или ультразвукового диапазона (соответственно 2–20 и 20–60 кГц) и широкополосного приемника («П»). Такой зонд используется, в частности, при оценке качества цементирования.

Более сложный зонд представляет собой комплекс, включающий несколько излучателей и приемников упругих колебаний, разнесенных на некоторое расстояние друг от друга. Его конструкция зависит от конкретного предназначения. Трехэлементные («И-П-П, И-И-П») и четырехэлементные компенсированные зонды («И-П-П-И, И-И-П-П») используются при стандартных исследованиях на головных волнах. Преимущество последних в том, что они позволяют учесть влияние на результаты измерений свойств промывочной жидкости и положение зонда в стволе скважины.

Для исследования низкоскоростных разрезов приборы дополнительно оснащаются измерительными зондами с дипольными излучателями и приемниками, позволяющими регистрировать большие значения интервального времени для поперечной волны, чем интервальное время упругой волны в жидкости.

Современная универсальная аппаратура для акустических исследований является многоэлементной. Она работает в широком диапазоне частот акустических сигналов – от  $n \cdot 10^2$  до  $n \cdot 10^6$  Гц и позволяет одновременно исследовать широкий спектр акустических сигналов и надежно выделять все информативные типы волн.

Результаты исследований волнового акустического метода (ВАК) представляют в виде диаграмм интервальных времен, амплитуд и коэффициентов затухания продольных волн, амплитуд и коэффициентов затухания поперечных волн, а также фазо-корреляционных диаграмм (ФКД) и волновых картин.

При этом решаются следующие задачи:

- литологическое расчленение разрезов и расчет упругих свойств пород;
- выделение коллекторов со сложной структурой порового пространства со вторичной (межзерново-трещинной, кавернозно-трещинной и межзерново-трещинно-кавернозной) пористостью;
- определение коэффициентов межзерновой и вторичной (трещинной и кавернозной) пористости коллекторов;
- выделения проницаемых интервалов в чистых и глинистых породах;
- оценка преимущественной ориентировки трещин (в том числе искусственно созданных при гидроразрыве пласта);
- оценка характера насыщенности коллекторов.

Физической предпосылкой использования метода ВАК для оценки нефтенасыщенности является существенное различие в сжимаемостях основных компонент коллекторов: минеральной твердой фазы и насыщающих поровое пространство флюидов (вода, нефть, газ) [39]. При комплексной обработке данных ВАК и ГИС в число решаемых задач входит: 1) оценка коэффициентов текущей нефтегазонасыщенности,

положения ВНК и ГЖК, 2) оценка общей, динамической, трещинной и кавернозной пористости, а также проницаемости, 3) определение упругих свойств породы (сжимаемости, модуля Юнга, коэффициента Пуассона), 4) выявление зазоров между колонной и цементным камнем, 5) оценка гидродинамической сообщаемости продуктивных пластов со скважиной в интервале перфорации.

Пример использования ВАК для решения задачи определения текущей нефтенасыщенности будет дан ниже на рис.13.2.0.1.

Основным результатом измерений ВАК является ФКД, по которой определяют интервальные времена для продольной и поперечной волн. На основе этих параметров рассчитывают так называемый индекс динамической сжимаемости (ИДС), который определяет соотношение сжимаемостей твердой фазы и флюида в порах. При расчетах используется априорная информация о пористости, плотности и глинистости изучаемых отложений. Полнота и достоверность перечисленных данных является одним из основных факторов, определяющих информативность метода. В основе интерпретации полученных результатов лежит зависимость параметра ИДС от параметра нефтенасыщенности.

Оценка нефтенасыщенности наиболее достоверна при полном отсутствии в поровом пространстве свободного газа. С ростом газонасыщенности коллектора чувствительность метода к разделению воды и нефти в порах резко снижается. При газонасыщенности пласта 0.5 и выше количественные оценки этого параметра затруднительны. В этих условиях метод может использоваться только для выявления нефтеносных пластов, характеризующихся высоким содержанием свободного газа.

### 2.5.3.3. Поляризационный акустический каротаж

Появление многоканальных акустических зондов с возможностью направленного возбуждения и приема поперечных волн позволило повысить точность традиционных для метода акустического каротажа измерений динамических и кинематических характеристик волн разных типов, а также дало средство изучения трещинной пористости и напряженного состояния горных пород как в обсаженных, так и в необсаженных скважинах. Получаемые данные о направлении и степени открытости трещин необходимы для оптимизации разработки месторождений нефти и газа, оценки свойств коллектора (пористости), контроля гидроразрыва пласта, анализа механических свойств пород, сейсмической интерпретации.

При наблюдениях в скважине система наблюдений постоянна, определяется конструкцией зонда и шага наблюдений (перекрытием). Примерами такого устройства являются скважинные зонды «ХМАС» производства компании Baker Atlas, дипольный акустический имеджер «DSI» Schlumberger.

Прибор «DSI» имеет 8 линейно расположенных приемников, 1 монополярный и 2 дипольных возбуждителя. Приемники обеспечивают большую пространственную выборку сигналов волнового поля и наиболее полный анализ форм волны. Расположение приемников позволяет измерять параметры волн, наиболее глубоко проникающих в породы. Величины напряжения сжатия и ее направленности оцениваются по аку-

стической анизотропии (в анизотропной среде волны сдвига делятся на 2 волны по направлениям распространения, обладая при этом различным затуханием и взаимно перпендикулярной поляризацией частиц среды).

Режимы работы: 1) монополярный, 2) верхне- и нижнедипольные, 3) волн Стоунли, 4) определения анизотропии (кросс-дипольный), 5) первого прихода волны.

В приборе «ХМАС» реализованы две системы наблюдений:

- источник продольных волн (монополяр)
  - восемь вертикальных приемников и
  - два ортогонально направленных источника;
- источник поперечных волн (диполи)
  - восемь пар горизонтальных приемников, расположенных в тех же осях, что и источники.

Для изучения анизотропии скоростей, вызванной упорядоченной субвертикальной трещиноватостью в акустическом диапазоне частот (2 кГц), используется дипольная (32 канала) секция зонда с направленным возбуждением и приемом поперечных волн, совмещенных с устройством ориентации (скважинный инклинометр).

При контроле эффективности ГРП по результату обработки в скважине (например, с карбонатным коллектором) оценивают зону развития вертикальных трещин – по интегральному и дифференциальному анализу коэффициентов анизотропии. При этом на результирующем планшете изучается их развертка по азимуту совместно с графиками азимутов быстрой волны, а также наложение волновых полей с быстрой и медленной волнами друг на друга, т.е. «разбег» этих волн) [40].

#### **2.5.3.4. Исследования скважин, обсаженных стеклопластиковой колонной**

Использование системы наблюдательных скважин, обсаженных радиопрозрачной (стеклопластиковой) колонной позволяет резко повысить эффективность контроля состояния продуктивных объектов. В этих условиях становится возможным применение высокоинформативных методов оценки состояния продуктивных и вмещающих пластов. В их числе стандартный индукционный и диэлектрический методы, а также высокочастотное индукционное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ) [41].

Нельзя также не сказать о возможностях использования в этих условиях метода широкополосной акустики (ВАК), который вошел в число методов, применяемых при исследовании скважин, оборудованных стеклопластиковыми колоннами. Рядом исследователей [42] выявлена хорошая корреляция между результатами акустического и индукционного методов, совместное использование этих методов особенно эффективно для оценки ВНК в продуктивных пластах, подстилаемых слабоминерализованными и пресными водами.

#### **ИНДУКЦИОННЫЙ И ДИЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ МЕТОДЫ**

Результаты электромагнитного зондирования с помощью индукционного и диэлектрического метода позволяют осуществлять мониторинг за изменением геоэлектрических характеристик прискважинной зоны. При этом решаются задачи

трических характеристик прискважинной зоны. При этом решаются задачи оценки текущей и остаточной насыщенности продуктивных пластов, определения положения ВНК, контроля процессов заполнения пластов.

Как показывает опыт подобных исследований, технология обсадки стеклопластиковой колонны (хвостовика) не отличается от обычной, а их прочностные свойства позволяют выполнять свои функции практически в течение всего времени существования скважины.

Не отличается от стандартной технология использования электромагнитных методов. При мониторинге наблюдаются вариации показаний методов относительного фоновому уровню. В качестве фоновых желателен использовать данные измерений в колонне. Специфической особенностью интерпретации является необходимость введения поправок, связанных с влиянием на результаты пластиковой колонны и цементного кольца.

Среди электромагнитных методов наиболее информативен сравнительно недавно внедренный в практику ГИС метод высокочастотного индукционного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ). Названный метод представляет собой измерение параметров магнитного поля трехкатушечными индукционными зондами, обладающими геометрическим и гидродинамическим подобием.

Как известно, проблема повышения глубинности и разрешающей способности электрических методов решается двумя способами – применением фокусирующих и зондирующих систем. Фокусирующие системы предназначены для непосредственного определения свойств дальней зоны пласта. Они спроектированы так, чтобы влияние скважины и вмещающих пород на результаты измерений было минимальным. Зондирующие системы позволяют получать радиальное распределение УЭС исследуемого пласта.

ВИКИЗ является типичной зондирующей системой. Измеряемой величиной в этом методе является разность фаз гармонического высокочастотного электромагнитного поля, распространяющегося в породах от источника излучения до разно удаленных приемников. Стандартная технология ВИКИЗ предполагает получение за одну спуско-подъемную операцию записей пяти разноглубинных индукционных зондов (от 2 до 0.1 м) и диаграммы потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС) – при необсаженном стволе.

Одной из основных особенностей метода является высокая частота изучаемого электромагнитного поля. Вследствие этого происходит активное взаимодействие вихревых токов Фуко, возникающих в различных зонах пласта, с взаимной компенсацией друг друга (так называемый «скин-фактор»). То есть при расчетах параметров поля нельзя использовать понятия о геометрическом факторе и вкладе выбранной зоны пласта в общий регистрируемый сигнал (по аналогии со стандартным индукционным методом).

В подобных условиях одним из наиболее информативных параметров является разность фаз между двумя сближенными катушками. На результаты определения этого параметра минимально сказывается влияние скважины. При этом его величину можно представить как линейную комбинацию вкладов различных областей системы «скважина-пласт».



При интерпретации учитывают влияние скин-фактора (взаимодействия вихревых токов в разноудаленных зонах пласта), диаметра скважины, удельного сопротивления промывочной жидкости и вмещающих пород и других факторов. При этом решают следующие задачи:

- реконструкция пространственного распределения удельного электрического сопротивления вокруг скважины (в том числе определение радиального градиента электрического сопротивления в коллекторах с зоной проникновения промывочной жидкости);
- выделение пластов-коллекторов по прямым признакам фильтрации жидкости в пористую среду;
- определение удельного электрического сопротивления удаленных зон пластов, не затронутых проникновением, зон проникновения и переходных зон, а также оценка глубины проникновения промывочной жидкости в пласт;
- выявление скопления пластовых вод во фронтальной части зоны проникновения в коллекторах, насыщенных подвижными углеводородами;
- оценка характера насыщенности коллекторов;
- распознавание водонефтяных контактов, а также переходных зон с частичной нефтенасыщенностью.

При этом рассматриваемый метод характеризуется высоким пространственным разрешением, что позволяет успешно использовать его при исследовании маломощных пластов.

#### **2.5.3.5. Измерения удельного электрического сопротивления в обсаженных скважинах**

Измерения УЭС наиболее информативны для оценки коллекторских свойств и насыщения продуктивных пластов. Долгие годы электрокаротаж сопротивлений (метод кажущегося сопротивления – КС) применялся только в необсаженных скважинах, т.к. использование зондов бокового каротажного зондирования (БКЗ) в условиях обсадки пород металлической колонной приводило к огромным утечкам электрического тока по металлу ЭК, выступающего в роли заземлителя. Тем не менее основные принципы измерения УЭС в обсаженных колоннах были разработаны в 1939 г. Альпиным и в 1949 г. Стюартом. Развитие современных технологий позволило в последние годы ряду компаний реализовать данный метод для применения в обсаженных скважинах (устройства «CHFR» Schlumberger, «TCR» Baker Atlas).

Измерительный модуль представляет собой зонд БКЗ диаметром 86мм с некоторым количеством электродов (например, в «CHFR» – 12 на 4-х уровнях, разнесенных под углом 120 град.), измеряющих разности напряжения, возникающих при протекании тока по горным породам вокруг ствола [43]. Прибор генерирует низкочастотный (примерно 1 Гц) ток 0.5–6 А, большая часть которого протекает по колонне вверх и вниз, меньшая (от части, движущейся вниз) – попадает в пласт (фиксируемые разности потенциалов составляют всего лишь 5–500 нВ) – рис. 2.5.3.1, где  $U_0$  – напряжение обсадной колонны,  $U_1$  и  $U_2$  – напряжения в породе, измеренные между двумя парами электродов,  $\rho_c$  – сопротивление обсадной колонны.

Зонд измеряет разность тока  $\Delta I$  (сопротивления  $\Delta \rho_c$ ) в нисходящем токе между парами измерительных электродов (например, при наличии четырех электродов можно произвести два измерения, трех – одно). Падение напряжения между электродами включает потери тока из-за утечек как в колонне, так и породе. Влияние размера утечки тока по колонне учитывается способом дополнительной калибровки. При дополнительном режиме измеряется ток при прохождении от верхнего (питающего) электрода к нижнему (также питающему) электроду (разнесенных на 10 м) – здесь утечка в породе уже ничтожно мала. Пластовый ток оценивают из тока обсадной колонны путем вы-

читания. Питающий ток величиной 1 А создает токи утечки в породе величиной до нескольких мА/м. Естественно, что наиболее чувствителен прибор будет к сопротивлению пород вблизи измерительных электродов. Поскольку помехи от движения прибора столь велики, что делают невозможным проведение измерений, регистрацию выполняют только на фиксированных точках (обычно это двухминутная стоянка, что эквивалентно скорости записи 36м/ч), обеспечив предварительно идеальный контакт прижимного электрода к предварительно очищенной от примесей стенке колонны.

Погрешность измерения в пластах с сопротивлением 1–10 Ом·м составляет 10%, радиус исследования достигает 2–10 м (т.е. максимальная глубинность для ПГИ), вертикальное разрешение 1.2 м, прибор обеспечивает хорошую повторяемость записей и близость их с контрольными замерами в диапазоне до 100 Ом (полученных после бурения скважины). Однако наблюдается влияние на показания метода некоторых характеристик цементного кольца (качества, сопротивления), а также место расположения поверхностного электрода, плохой контакт между секциями обсадной колонны и электродов с колонной также негативно влияют на качество измерений (поэтому технологией работ обычно предусматривается предварительное скребкование внутрен-

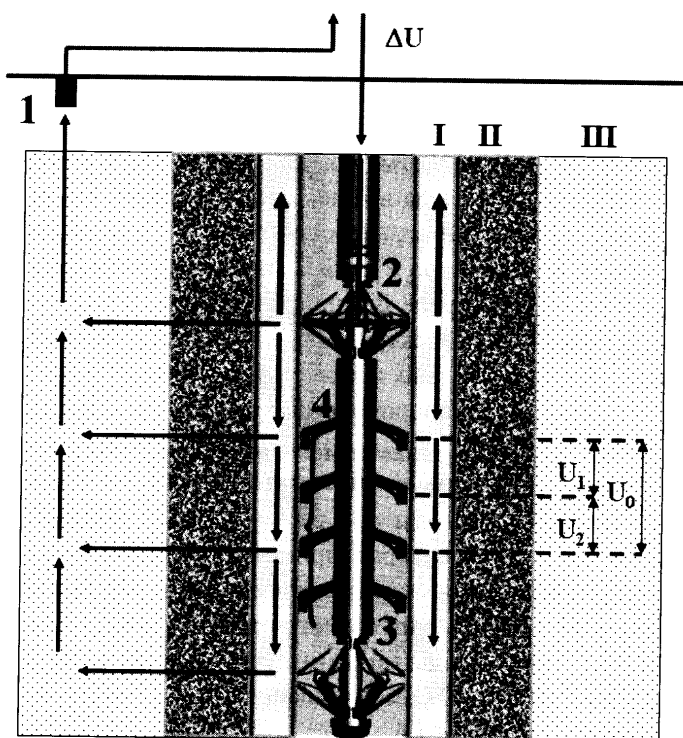


Рис. 2.5.3.1. Принцип работы устройства «CHFR» (Schlumberger) по [43] 1 – поверхностный электрод; 2, 3 – верхний (2) и нижний (3) токовый электроды; 4 – измерительные электроды (12 шт.); DU – питающее напряжение;  $U_1$ ,  $U_2$ ,  $U_0$  – измеряемые перепады напряжения; I – обсадная колонна; II – цементное кольцо; III – горные породы (стрелками схематично изображены токи электричества)

ней поверхности колонны) [44]. Преимуществами метода измерения УЭС в обсаженных скважинах являются: возможность доразведки ранее неисследованных пластов (например, вышележащих) без их прямого опробования или бурения новых скважин, определение остаточной нефтенасыщенности, мониторинг выработки пластов, применение в низкопористых коллекторах со слабоминерализованной водой.

Поскольку иногда возникает необходимость проведения измерений УЭС в скважинах, оборудованных насосно-компрессорными трубами, компания Baker Atlas разработала свой аналог «TSR» с внешним диаметром прибора 54 мм. Корпус модуля прижимается к стенке обсадной колонны, после чего разворачивается 7 электродов, обеспечивающих электрический контакт с металлом колонны. Влияние цемента обычно незначительно и может быть учтено. Прибор также компенсирует влияние муфт и других неоднородностей колонны.

### 2.5.3.6. Комплексирование методов оценки текущей насыщенности в современном аппаратном обеспечении

В последние годы при решении задач по определению текущей насыщенности терригенных коллекторов применяются комплексы РК на основе методов ядерно-физической спектromетрии (включая спектрометрический гамма-каротаж СГК), двухзондовый ИНК, спектрометрический импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГКС (или методы гамма-излучения неупругого рассеяния ГИНР и радиационного захвата ГИРЗ) в С/О-модификации) [45]. Теоретические основы ГИНР и ИНК рассмотрены в разделе 7.4.

Разработаны такие комплексы и для обсаженных скважин. Причем в качестве дополнительного модуля здесь еще включен КНАМ (метод наведенной активности по кислороду). В совокупности модуль РК для обсаженных скважин позволяет оценить пористость, а по соотношениям С/О (данные ГИНР) и Ca/Si (данные ГИРЗ) выделить газо(нефте)насыщенные коллекторы и определить насыщенность толщин по зависимостям вида [46].

$$K_{H-тек} = a \cdot (R_{C/O} - b \cdot R_{Ca/Si}) + c, \quad (2.5.3.1)$$

где  $a$ ,  $b$ ,  $c$  – калибровочные константы,  $R_{C/O}$  и  $R_{Ca/Si}$  – отношения концентраций элементов.

Среди наиболее широко применяемых в России комплексов данного типа: «RST» Schlumberger (см. рис. 2.5.3.2), «PSGT», «RMT Elite» Halliburton, «RPM» Baker Atlas, «АИМС-С» Тверьгеофизика. Обычно указанные приборы имеют диаметр порядка 65–90 мм (т.е. не могут быть спущены через НКТ – кроме модификаций «RST-A» и «RPM» с диаметром 43 мм, «RMT Elite» с диаметром 54 мм), длину 3500–5500 мм, используют трехжильный бронированный кабель, включают импульсный генератор нейтронов с энергией выхода 14 МэВ и частотой генерации 10 кГц, детектор на базе германата висмута, количество энергетических «окон» – 256.

Как правило, дополнительно при комплексной интерпретации полученных данных привлекается также информация по PVT-свойствам пластовых флюидов, результатам ГИС открытого ствола (как минимум, ПС и ГК, методы оценки  $K_n$ ), данным испытаний (опробований) пластов, ПГИ другими (независимыми) методами оценки текущей насыщенности.

**Применение.** Количественная оценка насыщенности в условиях пресных вод (включая локализацию ВНК), выделение газовых шапок (пластов) с определением ГНК. Использование КНАМ позволяет также производить локализацию заколонных перетоков с определением их направления и скорости.

Основное ограничение применяемых комплексов на основе УКК – чрезвычайно низкая глубинность (до 10 см) и соответственно низкая достоверность измерений в условиях перфорированных интервалов. Для повышения достоверности измерений каждый интервал последовательно исследуется несколько раз (от 5 до 10) на скорости 60 м/ч.

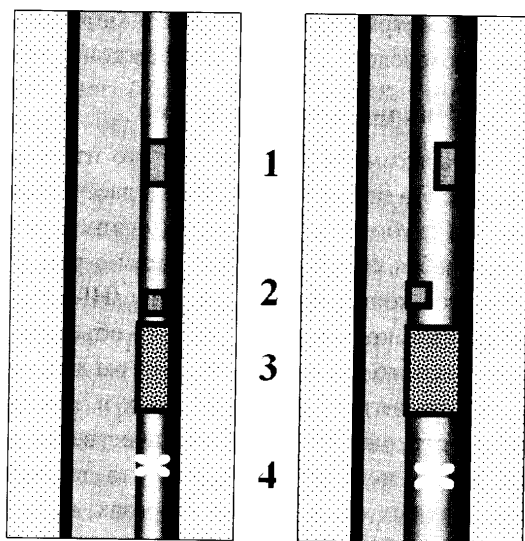


Рис. 2.5.3.2 Принцип работы и модификации устройства «RST» (Schlumberger [28]): «RST-A» (1 11/16"); «RST-B» (2 1/2"); 1 – дальний детектор, 2 – ближний детектор, 3 – защитный экран, 4 – генератор быстрых нейтронов

#### 2.5.4. Методы изучения технического состояния скважин

(совместно с Малевым А.Н.)

Промыслово-геофизический контроль технического состояния скважин является актуальной задачей на протяжении всего срока её эксплуатации от строительства до ликвидации. В некоторых случаях ведется технический мониторинг и ликвидированных скважин. При помощи геофизических и других методов решаются проблемы проложения ствола скважины, предупреждения аварий при бурении, определения необходимого объема цемента и точности установки колонн и скважинного оборудования, мониторинга технического состояния скважины в процессе эксплуатации, выявления и локализации дефектов и оценки их влияния на работу скважины, проверки качества ремонтных работ и операций.

Методами контроля технического состояния скважин охвачен практически весь спектр физических полей. Эти методы подразделяются на следующие группы.

- Методы определения геометрии ствола (инклинометрия, профилометрия).
- Акустические методы изучения преломленных (АКЦ, ВАК), либо отраженных (САТ) ультразвуковых волн.
- Пассивная акустика (шумометрия).
- Электромагнитные методы (ЛМ, комплексы «ЭМДС», «МИД»).
- Радиоактивные методы (гамма-гамма толщинометрия, гамма-гамма цементометрия).
- Другие методы.

Рассмотрим более подробно методы, наиболее широко применяющиеся в практике промыслово-геофизического контроля.

#### 2.5.4.1. Инклинометрия скважин

*Инклинометрия скважин* – это измерения зенитного угла и азимута скважины по глубине. По полученным данным рассчитывают координаты оси скважины, абсолютные отметки глубины, приращения (удлинения) длины ствола, величину и направления смещения забоя скважины относительно устья, абсолютные отметки глубин расположения элементов конструкции скважины (НКТ, насос, перфорация) и геологических объектов (подошва и кровля продуктивных объектов, фазовые контакты и пр.) [25, 47]. По типу применяемого датчика инклинометры делятся на магнитные и гироскопические.

В магнитных инклинометрах в качестве измерителя азимута используется магнитная стрелка (буссоль), а в качестве измерителя зенитного угла (искривления) – отвес. Ввиду использования магнита данный тип инклинометра применяется только в немагнитных средах, т.е. в разрезах, не содержащих большого количества ферромагнетиков и обсаженных немагнитными трубами.

Гироскопический инклинометр устроен принципиально иначе [48]. В качестве датчиков в современных инклинометрах данного типа используется измеритель угловой скорости на базе трехстепенного гироскопа и измерители ускорений (акселерометры).

Процедура определения траектории скважины состоит из двух этапов. Первый этап включает начальную ориентацию инклинометра по горизонту и по азимуту (определение географического меридиана). На данном этапе скважинный прибор, соединенный геофизическим кабелем с наземным блоком, неподвижно фиксируют на устье скважины с помощью специального фланца. Далее по показаниям измерителей ускорений (акселерометров) и угловой скорости определяют начальную горизонтальную и азимутальную ориентацию прибора. На втором этапе проводятся измерения траектории ствола скважины в автономном режиме. Гироскопические инклинометры имеют более высокую точность по сравнению с магнитными, особенно при измерении малых углов (до  $3^\circ$ ). Еще одним несомненным преимуществом гироскопической инклинометрии является возможность ее использования в обсаженных скважинах (т.е. при ГИС-контроле).

Процедуры обработки результатов магнитной и гироскопической инклинометрии сходны. Исходные результаты оформляют в виде таблицы значений зенитных и азимутальных углов с заданным шагом. По измеренным азимутам определяют соответствующие дирекционные углы, вводя поправки за магнитное склонение и сближение меридианов. Далее рассчитывают изменение по глубине координат точек ствола скважины  $\{X, Y, Z\}$ . Существуют несколько способов обработки данных инклинометрии, имеющих свои достоинства и недостатки [49].

- *Тангенциальный способ* базируется на использовании значений зенитного угла и азимута, измеренных в начале и конце интервала. Расчеты проводятся исходя из предположения постоянства значений на протяжении всего

интервала, что при больших углах отклонения скважины от вертикали и увеличении шага записи дает большие погрешности.

- *Компенсированный тангенциальный способ* состоит в делении интервала измерений пополам и присваиванию срединной точке средних значений измеренных параметров.
- В *способе усреднения углов* расчет углов ведется по формулам для тангенциального способа, но с использованием осредненных значений углов, измеренных в начале и конце интервала. Способ отличается существенно меньшей погрешностью в сравнении с перечисленными выше.
- *Способ радиуса кривизны* основан на построении дуги окружности, проходящей через начальную и конечную точку интервала измерений. Способ характеризуется высокой точностью, но погрешность вычислений возрастает с увеличением интервала измерений и интенсивности искривления ствола.
- *Способ двух хорд* близок по своей сути к компенсированному тангенциальному способу, но расчет углов в средней точке производится по специальному алгоритму; имеет несколько меньшую точность по сравнению с предыдущим способом.

Ниже приведены формулы для расчета координат по наиболее часто используемому способу осредненных углов:

$$\begin{aligned} X_n &= \sum_{i=1}^n l_i \sin \frac{\theta_{i-1} + \theta_i}{2} \cos \frac{\alpha_{i-1} + \alpha_i}{2} \\ Y_n &= \sum_{i=1}^n l_i \sin \frac{\theta_{i-1} + \theta_i}{2} \sin \frac{\alpha_{i-1} + \alpha_i}{2} \\ Z_n &= \sum_{i=1}^n l_i \cos \frac{\theta_{i-1} + \theta_i}{2} \end{aligned} \quad (2.5.4.1)$$

где  $l$  – шаг измерений между  $i$  и  $i+1$  точками,  $\alpha$ ,  $\theta$  – дирекционный и зенитный углы.

Полученные данные используются для построения плана и профиля ствола скважины.

Инклинометрические измерения применяются на различных этапах исследований скважин. В задачу инклинометрии на этапе строительства скважины входит: контроль соответствия направления ствола строящейся скважины проектному, выделение участков перегиба ствола скважины, получение исходной информации для геологических построений (определение глубин залегания продуктивных пластов, пластопересечений). В забойных телеметрических системах инклинометрические исследования проводятся непосредственно в процессе бурения для точного наведения ствола. Особо велика роль инклинометрических измерений в горизонтальных скважинах и в боковых стволах, где к точности используемых инклинометров определены существенно более жесткие требования, чем в вертикальных.

Инклинометрические модули применяются в составе комплексной аппаратуры для исследований, требующих получения пространственной ориентации геологического или иного объекта в скважине. К таким методам относят наклонометрию, сканирующие методы, аппаратно-методические комплексы для исследования горизонтальных скважин.

Результаты инклинометрии применяются при расчете положения пластопересечения, приведения значений измеренных глубин к вертикали, получение вертикаль-

ных толщин, а при известных или малых углах наклона пластов и истинных толщин. Результаты инклинометрии применяют также при интерпретации методов ПГК, в частности при оценке плотности заполнителя ствола скважины по градиенту давления.

#### 2.5.4.2. Профилеметрия скважин

*Скважинная профилеметрия* – это метод определения размеров и формы поперечного сечения скважины и их изменений с глубиной. Метод имеет две модификации – вертикальную и горизонтальную. При вертикальной профилеметрии регистрируют изменения формы и размеров поперечного сечения по стволу. При горизонтальной профилеметрии более детально изучается профиль поперечного сечения на фиксированной глубине.

Скважинный профилемер (каверномер) представляет собой одну или несколько пар противоположно ориентированных механических подпружиненных рычагов, один конец которых скользит по стенке скважины (колонны), а второй соединен с резистивным мостом, преобразующим угловые изменения положения рычага относительно оси прибора в модулированный электрический сигнал. Прибор калибруется при помощи устройства (кольца или гребенка), обеспечивающего отклонение рычага (рычагов) на фиксированные углы, соответствующие диапазону измерений радиусов для данного типа аппаратуры.

Наиболее часто встречаются приборы с двумя четырьмя и восемью рычагами. Двух- и четырехрычажные каверномеры-профилемеры применяются для исследований бурящихся скважин, восьмирычажные – обсаженных. Для исследования существенно наклонных и горизонтальных скважин приборы необходимо центрировать.

Для детальных исследований поверхности ствола скважины или колонны труб применяются многорычажные (multi-finger) профилемеры с числом рычагов-пальцев до сорока и более (см. рис. 2.5.2.6). Детальность исследований этими системами позволяет получить развертку стенки скважины (рис.2.5.4.1), выделить трещины, а в интервале перфорации – отдельные перфорационные отверстия.

Обработка данных обычного восьмирычажного профилемера (типа «ПТС») производится следующим образом. По величине угла раскрытия мерных рычагов определяют расстояние оси прибора до стенки колонны (малейшие изменения любого чувствительного рычага преобразуются в электрическое напряжение). Исходными результатами являются кривые изменения с глубиной радиусов колонны  $R_i (i=1 \div 8)$ .

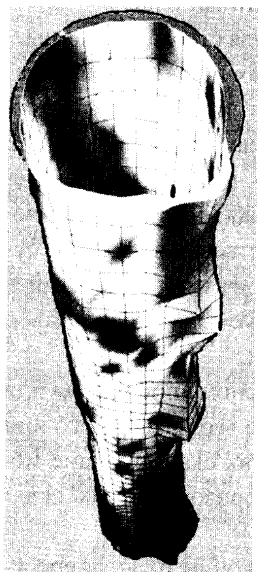


Рис. 2.5.4.1.  
Пример интерпретации записей многорычажного профилемера «MIT» (Multifinger Image Tool) по материалам фирмы Sondex

При последующей количественной обработке по этим данным рассчитывают:

средние взаимно-перпендикулярные диаметры трубы:

$$D_1 = 0.5 \sum_{i=0}^3 R_{2i+1} \cdot D_2 = 0.5 \sum_{i=0}^3 R_{2i+2} ; \quad (2.5.4.2)$$

средний диаметр трубы:

$$D_{cp} = 0.5(D_1 + D_2) ; \quad (2.5.4.3)$$

смятие (эллипсность) колонны в двух взаимно перпендикулярных направлениях:

$$\varepsilon_1 = \frac{R_1 + R_5}{R_3 + R_7} ; \varepsilon_2 = \frac{R_2 + R_6}{R_4 + R_8} ; \quad (2.5.4.4)$$

среднеквадратическое значение радиуса колонны, периметр колонны:

$$P = \sum_{i=1}^7 (R_i^2 + R_{i+1}^2 - 1.41 R_i R_{i+1})^{0.5} ; \quad (2.5.4.5)$$

площадь колонны:

$$S = \sum_{i=1}^7 1.41 R_i R_{i+1} / 4 . \quad (2.5.4.6)$$

Данные профилометрии в открытом стволе (кавернометрии) используются для определения геометрии ствола скважины, выявления аномальных изменений параметров сечения ствола (желобов, сальников, глинистых корок, вывалов пород и пр.), обоснования работ по ликвидации аварий и ремонту скважин, оценки объема ствола скважины.

Данные о диаметре ствола необходимы также для введения поправок в показания электрометрии, радиометрии и других методов ГИС. Данные профилометрии об открытом стволе используются, в частности, при выявлении коллекторов (по появлению глинистой корки).

Данные трубной профилометрии (в обсаженных скважинах) используются для определения геометрических параметров обсадных колонн и позволяют судить о смятии, износе колонны, фиксировать разрывы обсадных труб, выявлять сальники в трубах (образующиеся вследствие налипания цементной корки, формирования различного типа отложений на стенках скважины).

Данные трубной профилометрии позволяют существенно повысить достоверность количественной интерпретации результатов гидродинамико-геофизических методов (в частности, механической и термокондуктивной расходомерии) при их комплексировании в единой сборке скважинных приборов (см. рис. 2.5.2).

### 2.5.4.3. Акустические методы оценки ТС

Исследование технического состояния скважин акустическими методами основано на изучении волн, распространяющихся по колонне и цементному камню. Динамические и кинематические характеристики волн, регистрируемых в обсаженных скважинах, определяются условиями на границах цементного камня с колонной и породой, соотношением волновых сопротивлений горной породы и колонны, отношением длины волны и толщины стенки. Количество энергии упругих колебаний, удерживаемых в обсадной колонне, уменьшается при увеличении жёсткости контактов на границах цементного камня, а также при увеличении отношений акустических сопротивлений и длины волны к толщине колонны [38, 50].

*Акустическая цементометрия* основана на измерении характеристик волнового поля, созданного источником упругих колебаний с частотой излучения 10–30 Гц. При этом регистрируют следующие параметры:



- амплитуда или коэффициент эффективного затухания волны по колонне в фиксированном временном окне (положение окна выбирается значением интервального времени распространения волны по колонне);
- интервальное время, амплитуда и затухание первых вступлений волн, распространяющихся в горных породах;
- фазокорреляционные диаграммы (ФКД).

Метод применяют для установления высоты подъема цемента, определения степени заполнения затрубного пространства цементом, оценки сцепления цемента с обсадной колонной (АКЦ) и горными породами (ФКД), определения размеров и местоположения дефектов цементного камня и раскрытости кольцевых зазоров. Эффективность метода снижается в высокоскоростных разрезах, где первое вступление при хорошем и удовлетворительном качестве цементирования относится к волне по породе.

В современных системах АКЦ применяется регистрация кинематических параметров акустической волны в виде волновых картин или ФКД и динамических (пиковые или суммарные амплитуды и эффективное затухание) в определенном или плавающем временном окне, которое открывается первым вступлением волны Лэмба по колонне или амплитудным дискриминатором при определенном уровне сигнала [51].

Зарегистрированная информация обрабатывается различными способами. В зарубежной практике качество заполнения заколонного пространства цементом принято оценивать по индексу цементирования (отношению зарегистрированной амплитуды к амплитуде в свободной колонне). Отличному качеству цементирования соответствует значение индекса, равное 0.8 (80%). Наличие или отсутствие сцепления цемента с горными породами определяется на качественном уровне фиксацией на ФКД фазовых линий, принадлежащих упругим волнам, распространяющимся в горных породах, и их корреляцией с материалами ГИС открытого ствола. Толщина кольцевого зазора рассчитывается по выработанным аналитическим зависимостям.

Измерения акустическими цементомерами сканирующего типа основаны на изучении распространения отраженных волн. Сканирующие приборы позволяют получить информацию о качестве цементного камня в кольцевом сегменте  $45^\circ$ . При этом имеется возможность локализовать каналы в цементном камне раскрытостью  $30^\circ$ . Преимущество приборов такого типа состоит в возможности регистрации внутреннего диаметра колонны, а также, используя явление акустического резонанса, и толщины обсадной колонны с точностью  $\pm 0.1$  мм [29].

Метод *волновой широкополосной акустики (БАК)* рассматривался в разделе 2.5.3 в качестве метода оценки текущего насыщения пластов. На самом деле диапазон информативных возможностей гораздо шире и он успешно используется для оценки состояния цементного камня и качества его сцепления с обсадной колонной. В частности, этим методом можно оценить величину зазора между колонной и породой. Правда, по сравнению с АКЦ метод имеет более жесткие ограничения на величину определяемого зазора (не менее  $10\mu\text{м}$ ). Но это ограничение не столь существенно, поскольку именно такова предельная величина зазора, начиная с которой он оказывает существенное влияние на техническое состояние скважины (развитие заколонных перетоков и пр.).

Несомненным преимуществом метода ВАК по сравнению с АКЦ является возможность прямого обнаружения гидродинамической связи между пластами (по негерметичному заколонному пространству, трещине гидроразрыва). Физической предпосылкой решения подобной задачи является развитие в канале, связывающем отдельные пласты, волны Лэмба–Стоунли, успешно выявляемой на фоне помех при спектральном частотном анализе результатов измерений.

Скважинное акустическое телевидение (САТ или АВК) предназначено для изучения скважины или обсадной колонны по интенсивности отраженных высокочастотных упругих импульсов. Принцип акустического телевидения состоит в сканировании поверхности скважины по винтовой линии при движении зонда узким сфокусированным акустическим лучом, вращающимся в горизонтальной плоскости. Ввиду высокой частоты передаваемого на поверхность сигнала при этом получают практически непрерывное изображение стенки скважины. Для измерений используется одноэлементный зонд, который работает в импульсном режиме, периодически испуская излучение, а затем переключаясь на прием отраженных волн. Измеряются времена и амплитуды отраженной волны. В результате может быть получено растровое изображение поверхности стенки скважины или обсадной колонны.

В необсаженных скважинах метод применяют для измерения диаметра скважины (по времени прихода отраженной волны), определения типа литологии пород, выделения зон вторичной пористости (трещиновато-кавернозных), положения границ пластов с различной акустической жесткостью.

В обсаженных скважинах метод применяют для определения внутреннего диаметра и эксцентриситета колонны, выделения положения муфт и различных дефектов, нарушающих целостность и гладкость колонны, уточняют также местоположение других элементов конструкции, определяют положение перфорационных отверстий, а также дефектов обсадной колонны и НКТ (рис. 2.5.4.2, рис. 2.5.4.3).

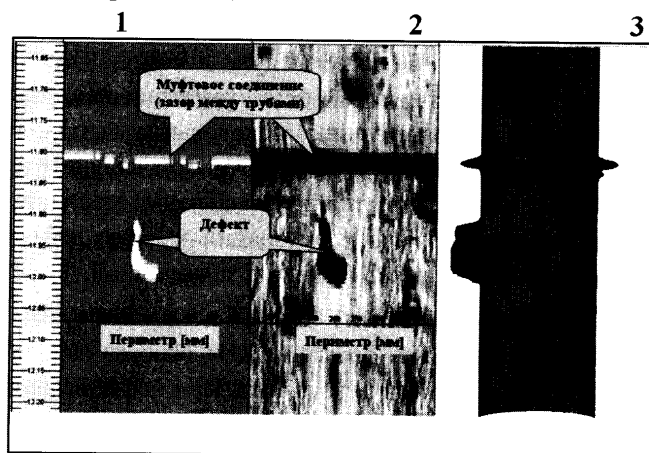


Рис. 2.5.4.2. Информативные возможности метода САТ (АВК): 1, 2 – сканобраз внутренней поверхности трубы по времени прихода (1) и амплитуде (2) сигнала; 3 – трехмерное изображение внутренней поверхности трубы (по материалам Мосгазгеофизика)

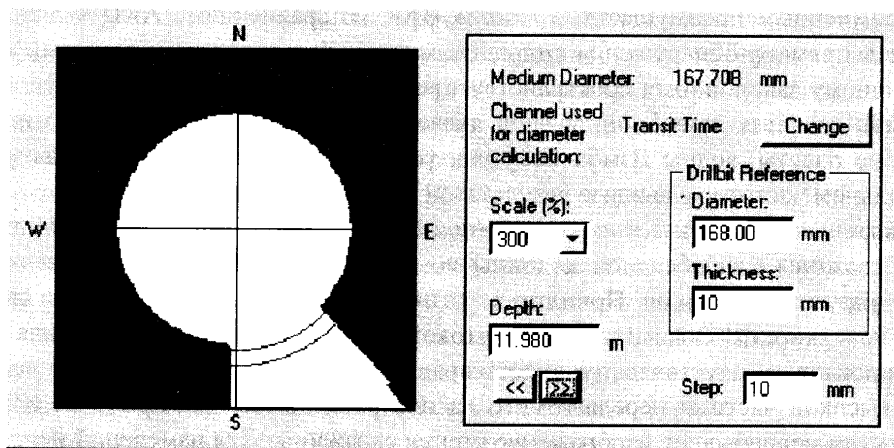


Рис. 2.5.4.3. Информативные возможности метода CAT (ABK). Поперечное сечение колонны в интервале дефекта (по материалам Мосгазгеофизика)

Недостатком метода перед другими сканирующими методами является критичность к однородности по акустическим свойствам флюида, заполняющего скважину, особенно наличие газопроявлений.

*Пассивная акустика или шумометрия* изучает упругие акустические колебания, возникающие в скважине и пласте в процессе её эксплуатации. Физическая сущность метода состоит в том, что при течении флюиды издают акустические шумы в широком спектре звуковых колебаний от первых герц до первых килогерц. При этом спектр и интенсивность шума несет информацию о характере флюида (вода, нефть или газ) и среды, в которой происходит его течение (пласт, заколонное пространство, колонна, интервал перфорации).

В качестве измерительного элемента используется обычный гидрофон или его комбинация. Измерительные датчики могут быть установлены как на отдельном скважинном приборе, так и входить в качестве модуля в комплексные сборки. Также в некоторых типах аппаратуры акустической цементометрии измерительный зонд используется в качестве канала шумометрии. Исследования выполняются в процессе отдельной спуско-подъемной операции при выключенном излучателе.

Материалы шумометрии используются для выделения мест поступления в скважину пластовых флюидов в интервалах перфорации и через дефекты обсадной колонны, а также межпластовых перетоков флюидов за колонной.

#### 2.5.4.4. Метод электромагнитной локации муфт

Метод ЛМ, как и прочие электромагнитные методы, основан на принципе электромагнитной индукции в проводниках электрического тока. При исследованиях регистрируются изменения магнитной проводимости в металле обсадной колонны и насосно-компрессорных труб вследствие нарушения их сплошности (утолщений, разрывов, перфорации).

Измерения выполняются локатором муфт, датчик которого представляет собой дифференциальную магнитную систему, состоящую из многослойной катушки с сер-

дечником и двух постоянных магнитов, которые создают в катушке и вокруг нее постоянное магнитное поле. При перемещении локатора вдоль колонны в местах нарушения сплошности металла труб происходит перераспределение магнитного потока и индуцирование в измерительной катушке импульсов ЭДС. Амплитуда сигнала пропорциональна числу витков в обмотке датчика, мощности используемых в локаторе магнитов и скорости движения прибора мимо неоднородности.

Малогабаритные локаторы (диаметром 36мм) имеют ограниченную разрешающую способность по отношению к выделению интервалов перфорации. Отношение сигнал/шум может быть увеличено за счёт регистрации и совместной обработки нескольких измерений [52].

ЛМ применяется для установления положения муфтовых соединений колонны, точной привязки показаний других приборов к положению муфт, взаимной привязки показаний нескольких приборов, уточнения глубины спуска лифтовых труб, определения текущего забоя скважины, в благоприятных условиях – определения интервала перфорации и выявления мест нарушения (типа разрывов, трещин) обсадных колонн, НКТ. В обсаженных перфорированных и неперфорированных скважинах в комплексе с другими методами ГИС-контроля метод используется для привязки, выявления дефектов, перфорации и элементов конструкции скважины.

Близким по физической сути к ЛМ методом является *прихватоопределитель* (ПХ) [49], используемый для определения места прихвата колонны труб при бурении и капитальном ремонте скважин. Метод основан на способности ферромагнетиков утрачивать намагниченность при деформации. Прибор ПХ представляет собой электромагнит, которым с определенным шагом наносятся магнитные метки на стальной колонне путем кратковременного пропускания тока через катушку электромагнита. После приложения критических напряжений кручения или растяжения к колонне, ПХ считываются проставленные ранее метки. Выше интервала прихвата колонны метки полностью исчезают или уменьшаются по амплитуде. Верхняя зафиксированная метка является началом интервала прихвата колонны.

#### **2.5.4.5. Скважинная дефектоскопия и толщинометрия**

*Метод скважинной индукционной дефектоскопии и толщинометрии* основан на регистрации электромагнитного отклика от вихревых токов, возникающих в металлических колоннах и элементах конструкции скважины под воздействием электромагнитного излучения генераторной катушки. В ходе исследований измеряются различные параметры ЭДС индукции: амплитуда, декремент затухания, фазовый сдвиг сигнала относительно фазы возбуждающего тока в зависимости от модификации метода. На формирование ЭДС главным образом влияют: удельная электропроводность и магнитная восприимчивость (являющиеся характеристиками материала труб), толщина и сплошность интервала исследования, диаметр колонн и их соосность (являющиеся геометрическими характеристиками), конструкция катушек, характеристики излучаемого сигнала и положение прибора в стволе (являющиеся характеристиками аппаратуры и условий измерения). На сигнал могут оказывать влияние блуждающие

и гальванические токи, а также большая концентрация ферромагнетиков в разрезе скважины при исследовании обсадных колонн.

Современные скважинные дефектоскопы-толщиномеры позволяют выделить элементы конструкции скважины (трубы, муфтовые соединения, пакеры, центраторы, фильтры, перфорационные интервалы и др.), выделить продольные и поперечные дефекты типа «трещина» практически с нулевой раскрытостью и протяженностью от нескольких сантиметров, обрывы колонны и интервалы активной коррозии, определять толщину трубы с точностью до 0.5 мм. При проведении исследований прибор должен быть центрирован.

Простейшим устройством этого типа является *индукционный индикатор дефектов* [49], принцип работы которого основан на регистрации фазового сдвига между возбуждаемым и регистрируемым сигналом, обусловленного наличием дефекта в колонне. Для повышения разрешающей способности прибор изготавливают из расчета наибольшего сближения диаметров катушек и внутреннего диаметра труб. Метод дает интегральную картину потери металла (коррозия) или нарушение сплошности (трещина) в кольцевом секторе колонны, обусловленное геометрическим фактором измерительного зонда.

В настоящее время разработаны и активно применяются системы, позволяющие проводить изучение многократных колонн, в том числе и при малом диаметре внутренней колонны (диаметр прибора 36 мм) [25, 53]. В отечественной геофизической практике наибольшее развитие получили направления *электромагнитной дефектоскопии* (серия «ЭМДС») и *магнитно-импульсной дефектоскопии* (серия «МИД»). Аппаратура этих серий несколько различна по принципам формирования и регистрации сигнала, телеметрии и разрешающей способности, но в обоих типах используется методика регистрации и анализа декремента затухания ЭДС индукции для зондов с различной базой.

Дальнейшим развитием этого направления являются сканирующие дефектоскопы, которые позволяют локализовать дефекты в определенном сегменте и существенно повысить разрешающую способность метода [53].

Исходной информацией для обработки и интерпретации является серия кривых амплитуды ЭДС индукции для нескольких зондов на различных временах задержки от инициирующего импульса. Специальная обработка позволяет восстановить декремент затухания для различных по удаленности зон, настроиться на соответствующий диаметр исследуемой колонны и отфильтровать влияние других колонн. Результатом интерпретации является серия дефектограмм и толщинограмм для каждой колонны.

Средством калибровки прибора является набор из аттестованных стальных труб, отличающихся диаметром и толщиной стенок, а также искусственными дефектами (в виде ориентированных по радиусу и образующей трубы трещин).

Для калибровки в условиях стенда используется набор из пяти и более различных труб. Для калибровки в полевых условиях применяют аттестованный отрезок стальной трубы, внутренний диаметр которой равен диаметру исследуемой колонны.

#### 2.5.4.6. Гамма-гамма толщинометрия

*Гамма-гамма толщинометрия* – это метод регистрации интенсивности рассеянного гамма-излучения с помощью зонда, содержащего источник среднеэнергетического гамма-излучения и детектор рассеянного гамма-излучения. Длина зонда выбирается такой (9–12 см), чтобы исключить влияние на результаты измерений плотности среды за обсадной колонной и обеспечить максимальную чувствительность метода к изменению толщины стенки колонны.

Метод используется для определения средней по периметру толщины обсадной колонны, местоположения муфт, центрирующих фонарей, пакеров и других элементов конструкции скважины, оценки степени механического и коррозионного износа труб и пр. Прибор в скважине должен быть центрирован.

Для количественной интерпретации результатов используются калибровочные зависимости, связывающих скорость счета датчика (импульсов/мин) с толщиной стальной колонны. При интерпретации вносятся поправки за фон естественного гамма-излучения, а также за влияние плотности заполнителя ствола скважины и заколонного пространства.

В качестве средства калибровки используется набор труб с различными диаметрами и толщиной стенок.

#### 2.5.4.7. Гамма-гамма цементометрия

*Гамма-гамма цементометрия* – это метод регистрации интенсивности рассеянного гамма-излучения с помощью зонда, содержащего импульсный источник среднеэнергетического гамма-излучения и детектор рассеянного гамма-излучения.

Зонды гамма-гамма цементометрии и дефектоскопии имеют более сложную конструкцию. На практике наиболее часто используются многоканальный зонд с несколькими (не менее трех) взаимно экранированными детекторами, расположенными симметрично относительно оси. Применяются также одноканальные зонды с вращающимся во время измерения с заданной угловой скоростью экраном («сканирующие»), который обеспечивает прием полезного сигнала из радиального сектора 30–50°. И в том, и в другом случае зонд центрируется.

Показания зонда (при длине несколько десятков сантиметров) определяются главным образом плотностью среды в затрубном пространстве.

Метод используется для установления высоты подъема цемента за колонной, определения границ сплошного и частичного заполнения заколонного пространства цементом (в том числе зон смешивания цемента и промывочной жидкости либо чистой промывочной жидкости). Еще одной областью практического применения метода является выделение в цементном камне каналов и каверн, а также для оценки эксцентриситета обсадной колонны.

Для количественной интерпретации результатов используются калибровочные зависимости, связывающие скорость счета датчика (импульсов/мин) с плотностью среды в затрубном пространстве, а также интерпретационные зависимости, позволяющие опреде-

лить плотность цементного камня, степень заполнения заколонного пространства цементом, выделения в цементе дефектов и пр.

При интерпретации вносятся поправки за фон естественного гамма-излучения, а также за влияние плотности заполнителя ствола скважины. Для этой цели используются диаграммы плотности породы и кавернометрии открытого ствола.

К недостаткам метода относится его малая эффективность при различии плотности цементного камня и промывочной жидкости менее, чем на  $0.5\text{--}0.7\text{ г/см}^3$ .

В качестве средства калибровки используется набор труб различного диаметра и толщины стенок, установленных в емкости с водой и зацементированных в нижней части.

Причинами нарушения цельности ЦК могут являться: некачественное сцепление на границах раздела, некачественное удаление корки бурового раствора, сильная усадка цемента, усталостное разрушение цемента, высокая проницаемость цементного раствора, его повышенная водоотдача, неправильно подобранная плотность, преждевременное загустевание и др. Наиболее типичным дефектом ЦК является микрокольцевой зазор, одновременно вызываемый влиянием температуры, гидродинамического давления и механических нагрузок. Обычно с помощью гамма-гамма цементометрии такого рода дефекты зафиксировать не удается (требуется применять ВАК или при наличии потока – ТМ, ШС-А).

#### 2.5.4.8. Другие методы оценки технического состояния скважин

Буровыми и ремонтными бригадами при строительстве или ремонте скважины применяются различные методики *опрессовки скважины* внутренним или наружным давлением. При опрессовке внутренним давлением в стволе скважины создается избыточное давление и отслеживается его падение в определенном временном интервале. Если снижение давления отсутствует или не выходит за регламентированные значения, колонна или цементный мост считаются герметичными. При опрессовке давление в скважине снижают путем снижения уровня и в дальнейшем отслеживают его изменение.

При исследованиях герметичности цементного камня активно используются *технологии закачки индикаторных смесей*. В качестве индикаторов используются флюиды с аномальной температурой, нейтронно-поглощающими или радиоактивными свойствами. Исследования проводятся по принципу сравнения между собой показаний методов на фоновом (до закачки) и рабочем (после закачки) замерах. Разновидностью этого метода можно также считать и наблюдение за формированием «естественных» (радиоактивных, солевых, флюидальных) аномалий, связанных с эксплуатацией залежи. При возникновении подобных аномалий вне эксплуатируемого объекта косвенно можно констатировать наличие дефектов заколонного пространства или колонны.

Ряд компаний, в частности Halliburton, разработали экспериментальные глубинные комплексы *скважинного видео* для получения на забое действующей скважины качественных видеоизображений. Саморегистрирующее устройство (видеокамера) при этом находится на поверхности (в каротажной станции), а на забой спускают

только два оптиковолоконных кабеля (один из них – для подводки освещения, другой – непосредственно для передачи видеокадров наверх). Специальное покрытие рабочего наконечника такого кабеля обеспечивает отсутствие налипания вязких фракций (нефти, грязи), а управляемый с устья манипулятор позволяет направить камеру на интересующий оператора объект.

Результатом проводимых с помощью скважинного видео измерений являются видеокартинки, в реальном времени иллюстрирующие движение компонент потока по стволу скважины, поступление капель нефти через перфорационные отверстия. Кроме того, можно контролировать состояние труб на забое. Недостаток метода – обеспечение требуемой степени прозрачности среды на забое, что возможно только при высокой степени обводненности продукции.

В редких случаях, требующих точного знания качества крепи скважины проводится контрольный отбор керна из стенки скважины с последующей герметизацией или без нее. При этом отобранные керны тщательно изучают в лаборатории.

#### **2.5.5. Гидродинамические методы изучения фильтрационно-емкостных свойств пластов**

В число гидродинамических методов исследования скважин (ГДИС) входят устьевые и глубинные измерения параметров « $PwT$ -группы» (давления-скорости-температуры) во времени (забойных и устьевых давлений, фазовых расходов, температуры) в процессе целенаправленного измерения характера поведения скважины (пуска, остановки, изменения расхода и пр.).

Выделение названных методов в специальную группу связано в первую очередь со *спецификой решаемых задач*, основной из которых является оценка фильтрационных и энергетических параметров пласта. Не менее существенна и *специфика используемых при этом технологий*, базовым элементом которых является *регистрация процесса изменения гидродинамических параметров во времени на фиксированной глубине*. Причем используются измерения как на устье, так и на забое скважины. Часто названные технологии измерений комплексированы друг с другом. Все это определяет особенности используемого при проведении работ технологического оборудования и скважинных приборов. Измерения температуры и давления чаще всего выполняются глубинными *автономными приборами на проволоке*. В процессе этих измерений проводятся *устьевые замеры расхода жидкости и газа* (газового фактора). В настоящее время для гидродинамических исследований нередко используется стандартная аппаратура ПГИ-ГДИС или даже промысловые дистанционные датчики (устанавливаемые на приеме ЭЦН), позволяющие измерять и передавать по кабелю непрерывную синхронную запись таких гидродинамических параметров, как давление и температура.

При гидродинамических исследованиях в процессе освоения скважин используется также специализированное оборудование (опробователи пластов), выполняющие функции как воздействия на пласт, так и регистрации  $PwT$ -параметров. И, наконец, нельзя не сказать о специализированных дистанционных устройствах, предназначен-



ных для измерений в высокодебитных (включая ГС) скважинах механизированного фонда, не вмешиваясь при этом в режим их эксплуатации.

Информация ГДИС может использоваться для решения следующих задач:

- уточнение геологического строения месторождения;
- оценка эффективности применяемой системы разработки;
- оценка энергетического состояния залежи;
- подбор оптимального режима и способа эксплуатации скважины;
- оценка качества вскрытия и состояния призабойной зоны скважины;
- контроль эффективности мероприятий воздействия на пласт;
- обслуживание геомониторинга и геомоделирования.

Основные объекты ГДИС на месторождении:

- разведочные скважины (при опробовании пластов с возможным отбором проб);
- осваиваемые скважины (при свабировании, в исключительных случаях – при компрессировании);
- нагнетательные скважины;
- фонтанирующие добывающие скважины (включая газлифтные);
- добывающие механизированного фонда (исследуемые в межремонтный период или датчиками, установленными под приемом насоса).

Все перечисленные методы (технологии) построены на единых физических принципах и используют сходные способы обработки и интерпретации получаемых данных.

При проведении ГДИС применяют следующие способы (методы) измерений:

- снятие кривой стабилизации давления (КСД);
- снятие кривой восстановления давления (КВД);
- снятие кривой падения давления (КПД);
- снятие индикаторной диаграммы (ИД);
- снятие кривой восстановления уровня (КВУ);
- снятие кривой изменения давления во времени (КД);
- снятие кривой изменения давления по глубине (ДГ);
- комплексные циклические исследования ИД-КВД, ИД-КСД;
- комплексные исследования при опробовании (с применением ИПТ, ИПК, зарубежных комплексов типа «RFT», «MDT», «CHDT»);
- снятие кривой гидропрослушивания (ГДП).

ГДИС подразделяются на базовые и экспресс исследования (классификация авторов).

#### **2.5.5.1. Базовые исследования**

*Базовые ГДИС* проводятся в опорных (специально отобранных) скважинах по индивидуальным программам, либо согласно программе плановых исследований скважин эксплуатационного фонда. Информация БИ используется при совместном площадном анализе промысловых и геофизических данных с целью оценки характера выработки залежи, а также при гидродинамическом моделировании процессов разработки месторождения.

Объекты базовых исследований выбираются исходя из следующих условий:

- информация об исследуемом пласте (участке пласта) должна являться опорной для понимания геологического строения и оценки гидродинамического состояния залежи;
- объекты исследований должны быть по возможности равномерно распределены по площади, удовлетворять требованиям действующих руководящих документов по охвату и этапности исследований;

В результате базовых исследований получают следующую информацию:

- уточнение геологического строения, размера резервуара (область дренирования), наличия границ, неоднородностей пласта;
- количественная (с высокой степенью достоверности) оценка фильтрационно-емкостных и динамических параметров дальней зоны пласта (гидропроводности, подвижности, пьезопроводности, проницаемости), зональности их распространения по площади;
- количественное определение полного набора гидродинамических параметров (включая величину скин-фактора), характеризующих радиальную неоднородность и совершенство вскрытия пласта (включая параметры трещины ГРП);
- параметры энергетического состояния залежи (пластовое, забойное давления и пр.);
- оценка достоверности гидродинамических параметров пласта, получаемых при массовой обработке данных экспресс исследований.

Базовые исследования в первую очередь нацелены на изучение начального (не нарушенного эксплуатацией) состояния пласта и определения фильтрационных свойств наполняющего его флюида. Поэтому в качестве объектов для БИ обязательно используются разведочные скважины, которые должны исследоваться как непосредственно после бурения (в открытом стволе), так и в процессе освоения (в обсаженной скважине).

Другой задачей БИ является получение информации о текущих гидродинамических параметрах пласта. Поэтому они должны проводиться в части скважин эксплуатационного фонда. Охват базовыми исследованиями всего фонда эксплуатационных скважин может варьировать от 5 до 30%.

В качестве объектов для изучения гидродинамических параметров удаленных зон пласта чрезвычайно благоприятны длительно эксплуатируемые нагнетательные скважины, до 30% фонда которых должны периодически исследоваться с частотой не реже раз в 2 года. Допускается проведение ГДИС в нагнетательных скважинах, работающих как в процессе закачки, так и в условиях излива.

Оптимальный охват базовыми исследованиями добывающих скважин – 10–15% (с периодичностью не реже раз в 5 лет). Приоритет должен отдаваться фонтанирующим скважинам, фонд которых по возможности должен исследоваться полностью.

Одной из главных составляющих системы БИ являются исследования по специально подготовленным программам, с проведением гидропрослушивания, с использованием забойных датчиков давления под приемом насоса, с закрытием скважины непосредственно на забое, с применением нестандартных комплексов ГДИС и т.п.

Объем спец.исследований на конкретном месторождении зависит от стадии разработки, а также от сложности задач.

При планировании базовых исследований очень важно обоснование оптимальной для решения задачи технологии работ. При обосновании программы некоторых БИ (межскважинное гидропрослушивание, методы оценки ФЕС дальней зоны пласта) применяют секторное моделирование (например, с применением ПО «Eclipse», «Well Test»).

#### **2.5.5.2. Экспресс-исследования**

*Экспресс-исследования* проводятся в большинстве скважин эксплуатационного фонда по упрощенным технологиям с целью приближенной оценки фильтрационных параметров пласта и изучения динамики их изменения во времени. Тем не менее некоторые результаты ЭИ могут иметь статус базовых (например, для параметров забойных и пластовых давлений, продуктивностей). ЭИ являются относительно дешевым и наиболее распространенным способом получения оперативной информации. Частота исследований выбирается из расчета охвата оперативными ГДИС большей части действующего фонда скважин в течение года.

Исходные данные ЭИ должны подвергаться обязательной оценке качества замеров. Результаты недостоверных исследований не должны использоваться на этапах документирования и анализа. Среди данных ЭИ, характеризующих работу пластов, наиболее значимыми являются оценки, сделанные с помощью забойных датчиков.

Гидродинамические ЭИ позволяют определить забойные и пластовые давления, коэффициенты продуктивности скважины (по жидкости). По последним оценивают приближенные значения параметра проницаемости пласта (обычно искаженные влиянием скин-фактора). Оценки продуктивности по ГДИС (особенно полученные по данным глубинных датчиков) используются для экспертизы имеющихся промысловых оценок удельной продуктивности. Значения продуктивности обязательно должны быть исправлены с учетом имеющихся достоверных данных ГДИС. Не допускается создание моделей разработки на основании невыверенных значений удельной продуктивности.

Данные выполненных ЭИ должны использоваться для выбора объектов при проведении специальных работ, а также для изучения характера изменчивости параметров пласта во времени. Исключительную значимость при планировании ЭИ имеют достоверные оценки пластового давления. С этой целью на месторождениях резервируется специальный фонд скважин-пъезометров (с равномерным охватом по залежи – не менее 5 %, периодичностью замеров статического уровня – раз в квартал). По возможности вместе с пьезометрическими скважинами должны исследоваться и долго простаивающие эксплуатационные скважины. При построении карт изобар обязательно наносить текущие значения пластового давления в каждой из исследованных скважин с указанием способа оценки  $P_{пл}$ .

В качестве экспертных данных для оценки качества ЭИ предпочтительно использовать результаты БИ, а для самих базовых ГДИС – альтернативные источники информации о ФЕС пластов (результаты геомоделирования, ГИС и опробования в добываемых скважинах).

### 2.5.5.3. Регистрация кривых стабилизации давления

Исследования методом КСД предполагают запись кривой изменения давления во времени после пуска скважины на стабильный режим эксплуатации (отбор или закачку) или при переводе с одного стабильного режима на другой. В течение всего периода исследований прибор должен находиться в скважине на фиксированной глубине. В добывающей скважине измерения давления проводятся на забое в максимальной близости к исследуемому пласту. В нагнетательной скважине возможны измерения вблизи устья. Измерения давления в обязательном порядке сопровождаются данными о дебите на исследуемом режиме, а также данными о предыстории эксплуатации за период, как минимум в 3–5 раз превышающий период исследований. Данные о предыстории включают значения дебитов и продолжительности предшествующих проведению ГДИС циклов эксплуатации.

### 2.5.5.4. Регистрация кривых восстановления давления

Исследования методом КВД предполагают запись кривой изменения давления во времени после остановки стабильно или циклически работающей скважины в режиме отбора. При исследованиях прибор находится в скважине на фиксированной глубине в максимальной близости от исследуемого пласта. Исследования могут быть выполнены при закрытии скважины на забое (КВД<sub>з</sub>) или при закрытии скважины на устье (КВД<sub>у</sub>).

Исследования методом КВД<sub>з</sub> предполагают перекрытие притока с помощью пакерного устройства, расположенного в непосредственной близости к исследуемому пласту. Исследования обладают максимальной информативностью, так как сводят к минимуму искажающее влияние эффекта послепритока (поступления флюида из пласта после закрытия скважины). Исследования одинаково успешны в фонтанирующих и непереливающих скважинах.

Учитывая минимальное влияние на данный способ исследований послепритока, для получения качественной информации достаточно длительности КВД 1–3 суток.

Исследования методом КВД<sub>з</sub> могут быть выполнены в процессе опробования пластов. При этом используется оборудование типа КИИ или аналогичные устройства. Ввиду специфичности подобной технологии она рассматривается в специальном разделе.

Исследования методом КВД<sub>у</sub> предполагают перекрытие притока на устье. Информативность исследования существенно снижена вследствие влияния послепритока. Исследования возможны только в фонтанирующих скважинах.

При исследованиях методом КВД<sub>у</sub> наряду с забойным давлением синхронно регистрируются кривые изменения во времени буферного и затрубного давлений.

Учитывая существенное влияние послепритока, длительность КВД должна быть не менее 3–5 суток. В малопроницаемых коллекторах длительность исследований увеличивается в 1.5–2 раза.

Измерения давления в обязательном порядке сопровождаются данными о предыстории эксплуатации (продолжительности и дебитах циклов предшествующей работы) за период, в 5–10 раз превышающий период исследований. Если скважина экс-

плуатируется на упругом режиме (без ППД), необходимо учитывать всю предысторию работы скважины.

#### **2.5.5.5. Исследования методом падения давления**

Исследования методом КПД предполагают запись кривой изменения давления во времени после остановки стабильно работающей скважины в режиме нагнетания (закачки). Остановка скважины производится ее закрытием на устье. Учитывая высокую вероятность искусственного разрыва пласта при нагнетании, время КПД должно составлять не менее 7–10 суток. Это необходимо для уверенной интерпретации кривой в условиях возникновения билинейного и линейного типов режимов течения.

Исследованиям должна предшествовать стабильная или циклическая работа скважины длительностью не менее, чем в 3–5 раз превышающей время регистрации кривой.

При исследованиях прибор может находиться вблизи устья скважины, но обязательно ниже уровня жидкости.

#### **2.5.5.6. Исследования методом индикаторной диаграммы**

Исследования методом ИД предполагают измерения давления и расхода на нескольких стабильных режимах работы скважины, отличающихся дебитом (депрессией на пласты). При исследованиях прибор находится в скважине на фиксированной глубине в максимальной близости к исследуемому пласту.

При исследованиях нагнетательных скважин прибор может находиться вблизи устья скважины, но обязательно ниже уровня жидкости.

Минимальное количество режимов при исследовании методом ИД – 3, оптимальное количество режимов – 4–5. Режим минимального и максимального дебита должны отличаться по дебиту в 3–5 раз. Различия в дебитах от режима к режиму должны оставаться примерно одинаковыми.

Время работы скважины на каждом режиме должно составлять от нескольких часов до нескольких суток в зависимости от дебита скважины.

По прошествии названного периода работы скважины на фиксированном режиме регистрируется значение давления на забое. По каждому режиму работы определяется средний дебит. По результатам исследований оформляется таблица значений забойного давления и соответствующего среднего дебита для каждого режима.

#### **2.5.5.7. Исследования методом восстановления уровня**

Исследования методом КВУ проводятся в нефонтанируемых скважинах после снижения уровня жидкости в стволе в процессе эксплуатации (насос, газлифт и пр.) или после цикла освоения (свабирование, опробование и пр.)

Следует различать принципиальные возможности данного метода при регистрации кривой изменения давления непосредственно на забое (КВУ<sub>з</sub>) и пересчетным способом при регистрации вторичных параметров (динамических уровней) на устье (КВУ<sub>у</sub>). По сути, это *два принципиально отличных метода* с разной информативностью и достоверностью оценок, но исторически относимых к единому методу оценки давления в условиях послепритока (т.е. к «КВУ»).

Таким образом, исследования могут быть выполнены путем регистрации кривой изменения давления на забое скважины во времени (КВУ<sub>з</sub>, штатный режим) и/или регистрации кривой изменения динамического уровня в затрубье на устье (КВУ<sub>у</sub>, экспресс-исследования).

При исследованиях методом КВУ<sub>з</sub> регистрируется непрерывная кривая изменения давления во времени на забое скважины. Если вынос жидкости на устье маловероятен, измерения проводятся при открытом устье. При интенсивном подъеме уровня измерения проводятся при полностью закрытом устье. В последнем случае выполняется синхронная запись кривых изменения во времени забойного, буферного и затрубного давлений. Проведение измерений в скважине, подключенной к выкидной линии при открытом устье, недопустимо.

При исследованиях методом КВУ<sub>у</sub> регистрируются дискретные значения изменения динамического уровня на забое скважины.

Исследования методом КВУ<sub>у</sub> недопустимы в нефтяных скважинах с высоким газовым фактором при обводненности продукции менее 80%.

Длительность регистрации КВУ должна быть не менее 1–2 суток. Кратковременные КВУ, длительностью несколько часов, должны быть исключены из комплекса ГДИС как абсолютно неинформативные.

#### **2.5.5.8. Регистрация непрерывных кривых изменения давления и дебита во времени при произвольном изменении дебита**

Сущность технологии КД состоит в синхронном определении кривых изменения во времени давления и дебита в условиях, когда дебит может меняться произвольным образом.

Данный тип исследований характеризуется ограниченными возможностями по регулированию режима работы скважин. Его применяют в исключительных случаях, когда вмешательство в работу скважины либо нежелательно по условиям эксплуатации, либо вообще не возможно.

В зависимости от условий проведения исследований дебит может быть определен непосредственно путем измерения либо путем расчета.

Исследования стабильно работающих скважин предполагают непрерывный контроль за изменением давления и дебита в течение межремонтного периода работы скважины. В скважинах механизированного фонда подобные исследования целесообразно проводить с помощью специальных глубинных датчиков, устанавливаемых под насосом или (в исключительных случаях) автономными приборами, помещаемыми на межремонтный период под прием насоса.

Исследования нестабильно работающих скважин (где дебит не может регулироваться) предполагают выполнение контроля за динамикой изменения давления и дебита в процессе всего цикла проводимых в скважине технологических операций, включая вызов притока, изменение дебита, восстановление давления (с фиксацией динамического уровня), нестабильный излив в режиме накопления, поглощение и пр.

Одновременно производится синхронная запись изменения во времени затрубного и буферного давлений, а также положения динамического уровня в затрубье.

Для каждой технологической операции (цикла освоения и пр.) должно быть известно количество добытой жидкости (по результатам замеров в мерной емкости).

#### **2.5.5.9. Комплексные циклические гидродинамические исследования**

При циклических исследованиях регистрируется непрерывная кривая изменения давления на забое скважины во времени при смене различных циклов работы скважины (пуска, остановки, изменения дебита и пр.)

Конкретные особенности технологии работ (количество, временная последовательность, продолжительности циклов, и пр.) определяются условиями работы скважины и выбираются для каждой скважины.

Циклические исследования проводятся по следующим технологиям:

- регистрация непрерывной кривой изменения давления во времени в процессе смены режимов стабильной работы скважины (ИД-КСД);
- регистрация непрерывной кривой изменения давления во времени в процессе смены режимов стабильной работы и остановки скважины (ИД-КВД);
- регистрация непрерывной кривой давления во времени в процессе циклической смены режимов стабильного отбора и восстановления уровня (ИД-КВУ).

При исследованиях в процессе смены режимов стабильной работы скважины (ИД-КСД) в скважине регистрируется непрерывная кривая изменения давления во времени при переходе из одного режима работы на другой. По каждому режиму работы определяется средний дебит. Данные о средних дебитах в процессе исследований оформляются в виде таблицы.

При исследованиях в процессе смены режимов стабильной работы и остановки скважины (ИД-КВД) в скважине регистрируется непрерывная кривая изменения давления во времени при переходе из одного режима работы на другой. Дебиты режимов выбираются в порядке возрастания. По окончании последнего режима (с максимальным дебитом) регистрируется КВД в остановленной скважине. По возможности скважина должна быть закрыта при КВД на забое.

При исследованиях в процессе циклической смены режимов стабильного отбора и восстановления уровня (ИД-КВУ) в скважине регистрируется непрерывная кривая изменения давления во времени при переходе из одного режима работы на другой. Дебиты режимов выбираются в порядке возрастания. По окончании последнего режима (с максимальным дебитом) регистрируется КВУ в остановленной скважине.

#### **2.5.5.10. Комплексные исследования при опробовании с применением испытателей пластов на трубах и кабеле**

При исследованиях с применением ИПТ в открытом стволе регистрируется непрерывная кривая изменения давления на забое в процессе притока (КВУ<sub>3</sub>) и восстановления давления. Недостатком стандартной технологии работ является малое время притока (0,5–1 час) и время восстановления давления (до 2 часов), что уменьшает радиус исследования.

Тем не менее при герметичности используемого инструмента можно получать качественные данные о скин-факторе и других свойствах призабойной зоны пласта.

Исследования с применением ИПТ в колонне проводят по аналогичной технологии, но время КВД может быть увеличено до 24 часов, что существенно повышает надежность интерпретации. Подобные исследования следует рассматривать в качестве базовых.

Достоинствами гидродинамических способов опробования пластов ИПК считаются возможность поинтервального испытания пластов, прямое определение насыщенности (при отборе пластовых проб), пластового давления и фильтрационных свойств, определение гидродинамической взаимосвязи испытываемых толщин и межфлюидальных контактов, точность привязки к разрезу, оперативность [51], возможность оценки анизотропии проницаемости.

Исследования с помощью стандартного испытателя пластов на кабеле ИПК (зарубежные аналоги «RFT», «MDT», Schlumberger) не отличаются от рассмотренных выше по технологии проведения измерений. Однако малый объем измерительных камер резко ограничивает время исследований, что уменьшает радиус исследований призабойной зоной. С другой стороны, наличие камер дает возможность отбора пробы флюида из исследуемого пласта.

В современной модификации пластоиспытателя многократного действия на кабеле («MDT», Schlumberger) для открытого ствола реализован ряд новых возможностей. Основная из них – это наличие мультizonдового измерительного модуля, позволяющего использовать результаты измерений для оценки анизотропии проницаемости (подвижности). Другими функциями устройства является поточечное определение пластового давления и проницаемости в заранее выбранных толщинах пласта для оценки гидродинамической разобщенности пропластков и отбор пластовых флюидов (пробы 3.8, 10.4, 22.7 л) для *PVT*-исследований, определения ВНК, ГНК. «MDT» включает в себя разнесенные на 1 м два надувных пакера для изоляции зоны тестирования (площадь тестирования позволяет получить КВД с достижением глубинности исследования до 25 м). Для получения *PVT*-проб производится предварительная очистка призабойной зоны от фильтрата буровой жидкости, для чего используется модуль откачки из пласта в скважину. В процессе откачки оптический анализатор «OFA» оценивает состав флюида вплоть до фиксации начала притока пластовой жидкости (которая затем скапливается в пробоотборнике).

Динамический испытатель пластов для обсаженного ствола («CHDT», Schlumberger) осуществляет предварительное сверление обсадной колонны и цементного камня (с одновременным контролем всего процесса по характеру изменения давления), что дает возможность определять параметры пласта в интервалах, не вскрытых перфорацией. Предварительно состояние обсадной колонны оценивают по данным ультразвукового имиджера (например, «USI»), акустической цементометрии (АКЦ+ФКД). Анкерные башмаки прижимают пакер прибора к обсадной трубе, чтобы обеспечить уплотнение с поверхностью ЭК. После проверки качества уплотнения происходит сверление коронкой на гибком валу. По окончании проведения испытаний отверстие в колонне заклепывается.



### 2.5.5.11. Исследования методом гидропрослушивания

Гидропрослушивание относится к классу межскважинных гидродинамических исследований и проводится с целью определения гидродинамической связи между скважинами по исследуемому пласту и оценки гидродинамических параметров пласта.

Технология ГДП предполагает синхронное проведение работ в нескольких скважинах. В одной из скважин (возмущающей) меняют режим работы, в остальных (реагирующих) фиксируют связанное с этим изменение давления. Возмущающей может быть действующая либо простаивающая добывающая или нагнетательная скважина. До начала исследований действующая скважина должна работать на постоянном режиме не менее 10–15 суток, простаивающая не должна эксплуатироваться в течение этого же срока. Нагнетательная скважина должна быть либо предварительно выключена, либо работать в стабильном режиме.

Возмущение состоит в изменении состояния скважины (остановки, пуска, изменения дебита). Достаточность возмущения подтверждается обязательным специальным расчетом или оценкой характера взаимодействия скважин с помощью гидродинамического моделирования (например, с помощью ПО «Eclipse» или «Well Test»). Реагирующими могут быть пьезометрические, простаивающие и специально остановленные добывающие скважины вблизи возмущающей скважины.

Реагирующие скважины должны простаивать перед исследованиями не менее 10–15 суток. При выборе реагирующих скважин обязательно соблюдать следующие условия:

- реализация спуска манометра под уровень жидкости;
- наличие гидродинамической связи ствола скважины с пластом.

В длительно простаивающих скважинах перед установкой в них измерительной аппаратуры должны быть выполнены специальные исследования по оценке сообщаемости ствола с вмещающим пластом путем долива жидкости или способом «оттартывания». В скважинах с загрязненным забоем необходимы дополнительные работы по его очистке.

В реагирующих скважинах проводится непрерывная запись во времени кривых изменения давления на забое. Регистрация давления начинается не менее, чем за сутки до изменения режима работы возмущающей скважины, и продолжается в течение расчетного времени реагирования. Расчетное время обосновывается с помощью гидродинамического моделирования (с использованием ПО «Eclipse» или «Well Test»).

Приближенная оценка времени реагирования возможна с помощью соотношения:

$$\Delta P(t) = -\frac{\Delta Q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} - Ei\left(-\frac{r^2}{4 \cdot a \cdot t}\right), \quad (2.5.5.1)$$

где:  $\Delta Q$  – изменение дебита возмущающей скважины,  $k \cdot h / \mu$  – предполагаемая гидропроводность пласта,  $r$  – расстояние между возмущающей и реагирующей скважинами,  $a$  – пьезопроводность.

По данной формуле определяется минимальное время, при котором аномалия давления в скважине превышает пороговое значение в 0.01–0.02 МПа. Время исследования должно превышать указанное минимальное время в 3–5 раз.

## 2.5.6. Флуктуационный метод определения расходных фазовых параметров

### 2.5.6.1. Возможности применения флуктуационных технологий на скважинах

На промыслах газа получили распространение стохастические методы измерения суммарных расходов компонент продукции скважин. Источником информации в этих методах являются естественные флуктуационные процессы, связанные с движением флюидов в выкидных линиях. К настоящему времени выработаны общие методологические концепции статистического исследования и анализа случайных процессов применительно к измерениям в наземных трубопроводных комплексах [54].

Основная сложность состоит в разделении явления на классы, в которых может быть установлена информативная корреляционная связь характерного признака с параметрами физического объекта. Обычно принято рассматривать случайный процесс из понятия «энергетического спектра частот», а выбор классов (признаков) проводить, разбивая спектр на совокупность частотных полос.

Данный подход, в частности, использован в разработанном в РГУНГ методе измерений массовых расходов флюидов  $G_i$  в газожидкостных потоках по флуктуациям параметра давления, возникающим на штуцерах [55]. Изменение одного из фазовых расходов может изменять только параметры выходной случайной функции, но не механизм образования флуктуаций. Поэтому амплитуда измеряемого флуктуационного сигнала  $A_{фл}$  напрямую связана с изменениями фазовых дебитов  $G_i$ .

По данным авторов работ [54], среднеквадратичная погрешность метода при определении в смеси расхода жидкости равна 3÷5 %, расхода газа – 2÷3 %. Кроме того, важным преимуществом флуктуационных методов считается возможность перенести основную тяжесть изъятия информации с датчиков на вычислительные средства. В этой связи возникают реальные условия для обработки некоторых геофизических материалов в плане изучения различного вида флуктуаций регистрируемых полей во времени и в различных диапазонах.

В первую очередь это можно отнести к полям статического давления и плотности смеси. Если обеспечивается условие постоянства концентрации фаз, то достаточно измерять только интенсивность или частоту флуктуации, чтобы получить суждение о расходе.

Основной причиной, мешающей реализации флуктуационного метода измерений статического давления в условиях действующей скважины, является сложность установки подвижного сужающего устройства в стволе скважины. Однако применение данного метода [56] показало, что и в этих условиях флуктуационные способы анализа могут быть информативны, если изучать энергетические спектры *низкочастотных* пульсаций потока, связанных с движением газовых пробок («снарядов») через жидкость (рис. 2.5.6.1). Авторами запатентован способ определения фазовых расходов газожидкостной смеси в эксплуатационной скважине [57], основанный на флуктуационной технологии выполнения исследований и на интерпретации амплитудно-частотных спектров результатов измерений.

Анализ этих спектров (рис. 2.5.6.2) дает информацию о фазовых расходах, структуре потока и концентрации фаз. Предварительные скважинные исследования показали, что задача может быть эффективно решена с помощью высокочувствительных датчиков давления, применяемых в серийной скважинной аппаратуре.

Задача в такой постановке особенно актуальна для газовых и газоконденсатных месторождений, для которых характерны сложные структуры и состав потока в стволе эксплуатационных скважин. Ценность методики флуктуационных измерений

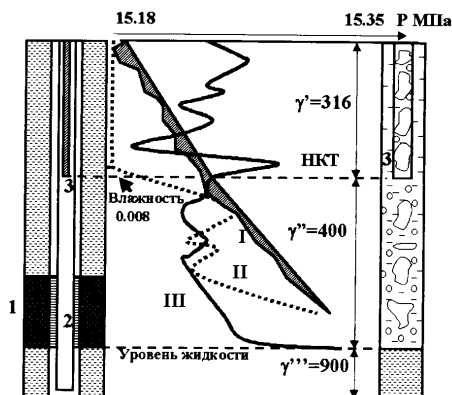


Рис. 2.5.6.1. Результаты измерений в газоконденсатной скважине. Кривые: I – барограмма, МПа; II – градиент давления; III – влагограмма, отн.ед.; 1 – коллектор, 2 – интервал перфорации, 3 – НКТ;  $\gamma'$ ,  $\gamma''$ ,  $\gamma'''$  – осредненные для интервала значения плотности смеси, кг/м

при определении фазовых дебитов в зонах, где наблюдается пробковый режим течения потока или даже барботаж газовой фазы через столб жидкости, состоит в том, что в данных условиях совершенно не информативна расходомерия, вследствие чего информация, полученная флуктуационным способом, является уникальной по своему содержанию.

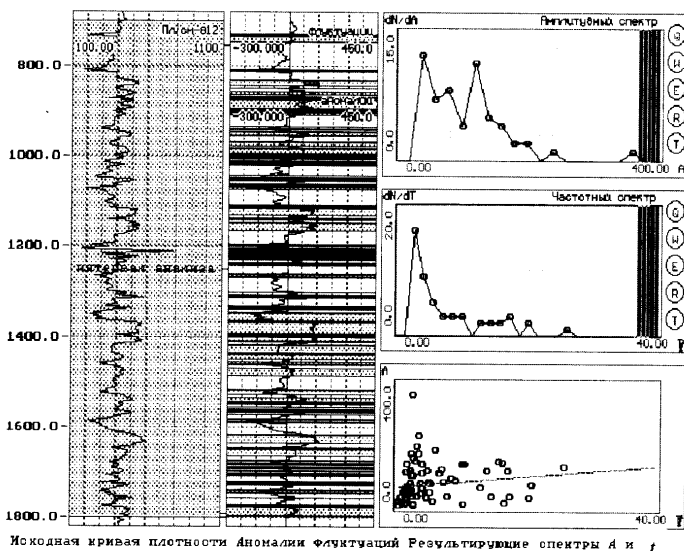


Рис. 2.5.6.2. Результаты оценки амплитудно-частотных спектров флуктуаций давления (плотности) в работающей газожидкостной смесью горизонтальной скважине, позволяющие эмпирически определить расходные фазовые содержания потока ( $dN/dA=f(A)$  и  $dN/dt=f(t)$ ) – распределения амплитудного спектра и спектра периодов

### 2.5.6.2. Применение низкочастотных флуктуационных измерений в газовых скважинах, работающих в пульсирующем режиме

Движение газожидкостной смеси в скважине при установившемся режиме сопровождается небольшими периодическими изменениями параметров потока во времени (флуктуациями). Флуктуациям подвержены все параметры потока. Одни из наиболее ярко выраженных и уверенно фиксируемых – флуктуации давления. Флуктуации носят случайный характер. Тем не менее регистрируя их параметры во времени и проводя статистическую обработку данных, можно получить информацию об интегральных параметрах потока (истинных и расходных содержаниях фаз, дебитах жидкости и газа). В ряде случаев для наблюдения флуктуаций можно обойтись стандартными измерительными средствами – скважинными манометрами. Это касается так называемого пробкового (или «снарядного») режима работы скважины. Тогда большая часть газовой фазы в стволе собрана в пределах ограниченных объемов (пробок), движущихся в газожидкостной эмульсии. Размеры пробок могут быть весьма ощутимы – от нескольких метров до первых десятков метров. Поэтому их прохождение сопровождается изменением давления порядка нескольких сотых долей атмосферы.

Ниже приведены основные закономерности формирования аномалий давления в стволе скважины при пробковом режиме течения смеси. Допустим, в начальный момент скважина заполнена однородной смесью, (газожидкостной эмульсией, жид-

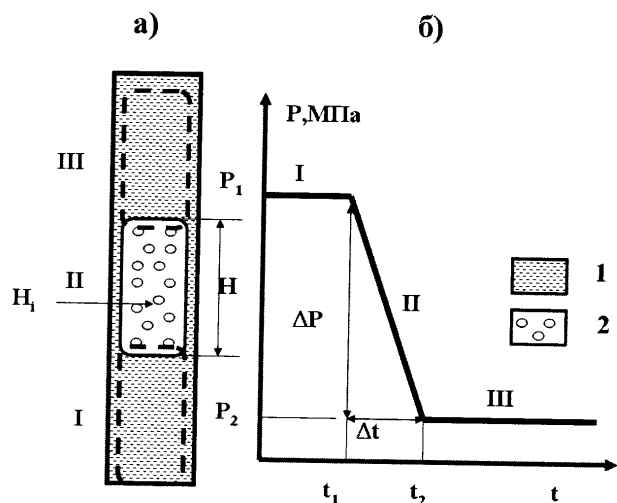


Рис. 2.5.6.3. Механизм образования флуктуационных аномалий на кривой давления: а) – схема движения газового пузыря высотой  $H$  в стволе скважины (положениям I–III газового пузыря в стволе соответствуют разные участки кривой  $P$ ); 1 – вода, 2 – газовые пузыри; б) изменение давления  $P$  в зависимости от времени  $t$  на глубине  $H_i$

костью) плотностью  $\gamma_{см}$ , при движении смеси давление в стволе практически не меняется и для некоторой точки наблюдения  $H_i$  равно  $P_1$  (см. рис.2.5.6.3), снизу вверх со скоростью  $w$  движется газовая пробка длиной  $H$  (плотность газа:  $\gamma_g < \gamma_{см}$ ). В момент времени, когда верхняя граница пробки станет равной  $H_i$ , давление в этой точке начнет падать. Время падения давления – это время прохождения пробки через границу  $H_i$ :

$$t_2 - t_1 = H/w. \quad (2.5.6.1)$$

Уменьшение давления после прохождения пробки будет:

$$P_2 - P_1 = (\gamma_{см} - \gamma_g) \cdot g \cdot H. \quad (2.5.6.2)$$

Влиянием гидравлических потерь пренебрегаем. Как только нижняя граница пробки достигнет глубины  $H_i$ , давление перестает уменьшаться вплоть до некоторого времени  $t$ , когда верхняя граница пробки достигает устья скважины. После ухода пробки из скважины давление восстанавливается.

Наблюдаемые в скважине флуктуации – результат суммарного воздействия большого числа пробок разной длительности, движущихся в потоке. Как следует из соотношений (2.5.6.1) и (2.5.6.2), скорость движения пробки связана со временем ее прохождения и с величиной аномалии давления соотношением:

$$w = (P_2 - P_1) / [(\gamma_{cm} - \gamma_c) \cdot (t_2 - t_1) \cdot g], \quad (2.5.6.3)$$

то есть пропорциональна фиксируемой аномалии давления и зависит от физических свойств флюида в стволе.

Безусловно, реальная картина намного сложнее. Пробки отличаются размером и формой. Скорость движения пробок меняется по глубине и по времени. Заполняющая ствол среда неоднородна по плотности и другим параметрам.

Тем не менее соотношение (2.5.6.3) указывает на существование статистической связи между результатами измерения аномалий давления, обусловленных прохождением пробок, с фазовыми расходными характеристиками потока флюида в стволе скважины. Проведенные авторами прямые эксперименты в лабораторных условиях и на скважинах подтверждают существование такой связи [22]. Для того, чтобы реализовать возможность обработки барограмм флуктуационным методом пришлось разработать алгоритм определения по барограмме аномалий флуктуаций давления, определить корреляционные связи величины флуктуационных аномалий с расходными параметрами потока.

### 2.5.6.3. Анализ флуктуаций на кривых ГИС с целью оценки насыщения пластов

В последнее время опубликованы работы [58], иллюстрирующие возможность оценки характера насыщения коллектора по типу флуктуаций на записях некоторых методов ГИС (КС, АК, ГГП, НК). Выявлена связь результатов опробования (газ-нефть-вода) с амплитудно-частотными спектрами, зарегистрированных на кривых ГИС (с помощью одной и той же аппаратуры) флуктуаций. Характер данного спектра для фиксированного интервала глубин (где частота – количество пульсаций метода ГИС в рассматриваемом интервале) оказался показателем в плане соответствия повышенной частоты (например,  $\nu_f=8$  для метода оценки УЭС) насыщению песчаника водой, более низкой величины  $\nu_f=8$  – насыщению нефти с водой, далее с уменьшением частоты флуктуаций следует нефть (при  $\nu_f=6$ ) и газ с нефтью ( $\nu_f=5$ ) [58]. Авторы связывают наблюдаемый эффект (который может быть зафиксирован только для однородного пласта) с характером распределения молекул разных флюидов в порах породы.

## ЛИТЕРАТУРА К ГЛАВЕ 2

1. Кременецкий М.И. Геофизическая информационная система контроля за эксплуатацией газонефтяных и газоконденсатных скважин (научное обоснование и создание автоматизированной системы «Геккон»). Автореферат диссертации на соискание ученой степени д.т.н. М., 1998, 43 с.

2. Бувевич А.С. Технологический комплекс для геофизических исследований обсаженных скважин. Каротажник, 1998, № 43, с. 31–39.
3. Ипатов А.И. Научные принципы и применение современных технологий геофизических исследований эксплуатационных скважин для контроля за динамикой разработки нефтегазовых залежей. Автореферат диссертации на соискание ученой степени д.т.н. М., 1999, 44 с.
4. Неретин В.Д., Петросян Л.Г., Юдин В.А. Физические предпосылки использования управляемых воздействий при геофизических исследованиях скважин. Обзор ВИЭМС "Региональная, разведочная и промысловая геофизика", М., 1977, 56 с.
5. Муравьев А., Шумаков Я. Применение современных технологий для гидродинамических исследований скважин. В кн. «Труды международного форума исследователей скважин, 16-18.12.2003». М., с. 251–256.
6. Дахнов В.Н. Электрические и магнитные методы исследования скважин. М.: Недра, 1981, 344с.
7. Кауфман А.А. Теория индукционного каротажа. Новосибирск, Наука, 1965, 236 с.
8. Ядерно-магнитный каротаж – технология 21-го века. Губелин Г., Морис К., др. Нефтегазовое обозрение. Schlumberger. Весна 2001. с. 30–43.
9. Использование ядерно-магнитного резонанса при исследованиях скважин. Аллен Д., Крери С., Фридман Б. и др. Schlumberger. Нефтегазовое обозрение. Осень 2001. с. 4–25.
10. Каротаж ЯМР. Принципы и применение. Коатес Д.Р., Хиао Л.Ч., Праммер М.Д. Halliburton H02308, Хьюстон 2001, 342 с.
11. Ядерно-магнитный каротаж в поле земли – состояние, перспективы развития и применения. Чухвичев В.Д. и др. Каротажник, №109, 2003, с. 58–66.
12. Хаматдинов Р.Т., Митюшин Е.М., др. Ядерно-магнитный томографический каротаж. Каротажник, №100, 2002, с.138–170.
13. Шейкина А.Ф. и др. Повышение информативности ГИС при исследовании объектов с ухудшенными коллекторскими свойствами и обосновании их подсчетных параметров путем использования индикаторного метода по радону. Каротажник, №115, 2004, с.33–45.
14. Хуснуллин М.Х. Радиогеохимический эффект в промысловой геофизике. Обзор сер. «Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений». М., 1988.
15. Дудаев С.М., Наумов В.Г., др. Применение радиогеохимического метода при исследовании нагнетательных скважин. Каротажник, №109, 2003, с. 138–147.
16. Дворкин В.И. Использование радиогеохимического метода в нагнетательных скважинах для контроля за выработкой запасов нефти. Каротажник, №111-112, 2003, с. 179–195.
17. Аbruкин А.Л. Потокотметрия скважин. М., Недра, 1978, 253 с.
18. Яковлев А.П., Шакиров И.Ф. Исследование действующих скважин при спуске приборов по межтрубному пространству. Каротажник, №109, 2003, с. 105–111.
19. Блажевич В.А., Фахреев И.А., Глазков А.А. Исследования притока и поглощения жидкости по мощности пласта. М., Недра, 1969, 134 с.
20. Бельшев Г.А., Ахметов А.С. Многофункциональные программно-управляемые скважинные приборы для контроля за разработкой нефтегазовых месторождений. Каротажник, №111-112, 2003, с. 103–110.
21. Жувагин И.Г., Комаров С.Г., Черный В.Б. Скважинный термокондуктивный дебитомер СТД. М., Недра, 1973, 81 с.
22. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Основы применения скважинной барометрии в промысловой геофизике. ГАНГ, М., 1997 г.(2-ое издание – 1998 г.), 229 с.
23. Дахнов В.Н., Дьяконов Д.И. Термические исследования скважин. М., Гостоптехиздат, 1952, 214с.
24. ГОСТ 22609-77 "Геофизические исследования в скважинах. Термины, определения и буквенные обозначения". ГКС Сов.Мин.СССР. 1977, 32 с.
25. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. Москва, Минэнерго России, 2001, 271 с.
26. Моисеев В.Н. Применение геофизических методов в процессе эксплуатации скважин, М., Недра, 1990, 240 с.

27. Дворкин В.И., Дворецкий В.Г., др. Применение индукционной резистивиметрии для выделения слабых притоков нефти в высокообводненных скважинах. Каротажник, №25, 1996, с. 95–103.
28. Ахнук Р., Лейтон Дж. и др. Поддержание производительности добывающих скважин. Нефтяное обозрение Schlumberger, осень 2000, с. 10–29.
29. Геофизические исследования скважин. Сервисный каталог Schlumberger. 2004, 53 с.
30. Опыт изучения информативности канала пассивной акустики аппаратуры КСА-Т7 в эксплуатационных газовых и нефтяных скважинах Оренбургского ГКМ. Ипатов А.И., Темиргалеев Р.Г., Кременецкий М.И. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 1994, № 12, г, с. 34–39.
31. Метелев В.П. Применение метода акустической шумометрии при контроле за разработкой в ООО «Красноярнефтегеофизика». Каротажник, №72, с. 134–147.
32. Тер-Саркисов Р.М., Захаров А.А., Левитский К.О. и др. Контроль за разработкой ГКМ при нагнетании сухого газа в пласт. Геофизические и гидродинамические методы. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2001, 194 с.
33. SPE N3999. The structure and interpretation of noise from flow behind cemented casing. Mc Kinlly R.M., Bower E.M., Rumble R.C. JPT1973, N 3, p. 329–338.
34. Низкочастотная спектральная локация естественных электромагнитных полей в эксплуатационных обводняющихся скважинах. Ипатов А.И. ИГ ГАНГ, М., 1998, 76 с.
35. Ипатов А.И., Городнов А.В. и др. Исследование амплитудно-частотных спектров сигналов акустических и электромагнитных шумов при фильтрации флюидов в горных породах. Геофизика, 2004, № 2.
36. Ипатов А.И., Скопинцев С.П. и др. Апробация метода анализа амплитудно-частотных спектров сигналов акустического и электромагнитного шума при оценке фильтрации флюидов в породах. Каротажник, №122, 2004, с. 51–66.
37. Резванов Р.А. Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин, М., Недра, 1982, 368 с.
38. Ивакин Б.Н., Карус Е.В., Кузнецов О.А. Акустический метод исследования скважин. М., Недра, 1978, 350 с.
39. Добрынин В.М., Городнов А.В., Черноглазов В.Н. Оценка коллектора по данным волновой акустики – новые возможности интерпретации. Геофизика, №2, 2000, с. 27–33.
40. Halliburton, Introducing Wave-Sonic. Brochure H0622. September 2000.
41. Анотонов Ю.Н., Эпов М.И., др. Интерпретация данных ВИКИЗ в комплексе актуальных задач нефтяной геологии. Каротажник, 2002, №100, с. 172–193.
42. Драпчук И.Д., Эпов М.И., др. Исследование скважин, обсаженных радиопрозрачной колонной. Каротажник, 2001, №91, с. 55–68.
43. Анализ призабойной зоны. Schlumberger, осень 2002, с. 3–31. Аулия К., Поерномо Б. и др. Исследования призабойной зоны. Нефтяное обозрение Schlumberger, осень 2002, с. 4–45.
44. Еникеева Ф.Х., Жуков А.М., Журавлев Б.К., Тропин А.Н. Определение текущей насыщенности терригенных коллекторов со сложным флюидальным составом по данным ядерно-физической спектрометрии. Каротажник, №110, 2003, с. 135–149.
45. Хаматдинов Р.Т., Тропин А.Н., Тихонов А.Г., Глебочева Н.К. Сравнительные испытания аппаратурно-методического комплекса углеродно-кислородного каротажа АИМ-С производства «Тверьгеофизика» и аппаратуры PSGT (Halliburton) на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз». Каротажник, №99, 2002, с. 96–106.
46. Козыряцкий Н.Г. Анализ точности расчета координат ствола скважина по данным инклинометрии. Каротажник №98, 2002 г.
47. Леготин Л.Г., Султанов А.М., Вячин С.В., Кузьмин И.В. Особенности инклинометрических измерений в горизонтальных скважинах. Каротажник №113, 2003, с. 67–72.
48. Геофизические методы исследования скважин. Справочник геофизика под ред. Запорожца В.М., М., Недра, 1983, 591 с.

50. Козяр В.Ф., Белоконь Д.В., Козяр Н.В., Смирнов Н.А. Акустические исследования в нефтегазовых скважинах: состояние и направление (обзор отечественных и зарубежных источников информации), Каротажник №63, 1999.
51. Бродский П.А., Фионов А.И., Яценко Г.Г. Гидродинамический каротаж и опробование пластов приборами на кабеле при моделировании разведываемых и разрабатываемых нефтяных и газовых месторождений. Каротажник, №116-117, 2004, с. 45–58.
52. Скопинцев С.П. Возможности магнитного локатора муфт при исследовании интервалов перфорации. Каротажник, №105, с. 114–119.
53. Теплухин В.К., Миллер А.В. и др. Проблемы электромагнитной дефектоскопии обсадных колонн и пути их решения. Каротажник, №96, 2002, с. 41–54.
54. Современные методы поточного измерения расхода и количества жидкости и газа в трубопроводе. Браго Е.Н., Коротков М.К., Царев А.В. – М.ВНИИОЭНГ, Обзорная информация, 1987, 36 с.
55. Измерение дебита скважин по флуктуациям давления. Браго Е.Н., Царев А.В., Ермолкин О.В. Нефтяное хозяйство, 1983, №10, с. 45–49.
56. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. и др. Применение флуктуационного метода для исследования скважин газовых и газоконденсатных месторождений. Геология нефти и газа, №2, 1995, с. 21–27.
57. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Способ определения фазовых расходов газожидкостной смеси в эксплуатационной скважине. Патент РФ, 1996.
58. SPE 88559. Identifying Reservoir by Wavelet Transform of Well Logs. Wenzheng Y., Zhengwu L. JPT, may 2005, p. 53–54.



## Раздел 2

# **ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА ПРОМЫСЛОВОГО И ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

### 3.1. ПОНЯТИЕ СИСТЕМНОГО КОНТРОЛЯ

Обобщая методологические разработки Коноплева Ю.В. [1], Масленникова В.В. [2] и др., под системностью контроля за разработкой месторождений можно понимать восприятие объекта изучения как целостной системы, состоящей из комплекса элементов разной сложности (иерархичности), находящихся во взаимосвязи и взаимодействии.

Таким образом, системность подхода в изучении сложно организованной технической структуры залежи в первую очередь подразумевает необходимость широкого использования научно обоснованных качественных и количественных комплексных повторяющихся промысловых и геофизических исследований, позволяющих своевременно и эффективно осуществлять регулирование разработки месторождения.

Другое назначение системного контроля разработки месторождений состоит в информационном обеспечении управления процессами разработки, включая обеспечение необходимыми данными постоянно действующих моделей залежей (ПДГТМ). Системный контроль объединяет возможности промыслового (технологические исследования – ТИ), гидродинамического (ГДИС) и геофизического контроля (ПГИ-ГИС). ПГИ-ГИС вместе с ГДИС вместе составляют *предмет ГИС-контроля* (классификация авторов).

Принципы контроля разработки могут быть определены в соответствии:

- с поставленными задачами и обеспеченностью их решения средствами промыслово-геофизического контроля или геомоделирования,
- с особенностями геологического строения и принятой системой эксплуатации месторождения, стадией его разработки и обводнения,
- с полнотой и достоверностью уже полученного информационного обеспечения.

Системный промысловый и геофизический контроль разработки месторождений преследует достижение следующих глобальных целей:

1. Детализация геологического строения (включая оценки гидродинамической связи между пластами и скважинами), оценка запасов углеводородов.
2. Прогноз добычных возможностей продуктивных пластов с учетом планируемой динамики изменения физико-химических свойств пластовых флюидов.
3. Мониторинг добычи продукции на устье (индивидуально для каждого лицензионного участка).
4. Оценка характера выработки нефти (газа) при заводнении пластов, выявление направления фильтрационных потоков, поиск целиков.

5. Оценка текущей и остаточной нефте(газо)насыщенности в отдельных частях залежи и в пластах.
6. Контроль за перемещением ВНК и ГНК в процессе разработки.
7. Контроль энергетического состояния пластов, расчет гидродинамических параметров резервуара.
8. Контроль за технологическими параметрами эксплуатационных скважин и их технического состояния (профилями притока-поглощения, перетоками, интервалами обводнения).
9. Контроль эффективности проводимых ГТМ, РИР.

Таким образом, системный контроль подразумевает систему мер по исследованию скважин и пласта с целью изучения процессов эксплуатации и выработки для своевременной корректировки схем и проектов разработки, принятия мер по ее регулированию.

Основные проблемы, связанные с недостаточной для проектирования и оптимизации разработки месторождений информацией ПГИ и ГДИС, состоят в:

- низком охвате месторождения данными ПГИ-ГДИС и результатами опробования (включая проведенные на стадии разведки),
- низком качестве результатов исследований, выполненных до широкого внедрения цифрового способа регистрации (нарушения технологии исследований и обработки),
- отсутствии на месторождении опорных сетей для ПГИ-ГДИС и наблюдательных скважин (невозможность прямой оценки динамики изменения  $K_{НГ}$  пласта),
- дефиците «базовых» (полноценных) исследований ПГИ-ГДИС,
- проблемах с документированием материалов ПГИ-ГДИС,
- неточности промысловых оценок продуктивности, скин-фактора  $s$ , т.п.
- проблемах детализации геологической модели по ГИС и сейсмике.

В настоящее время оценки системного ПГК удастся проводить только на крупных месторождениях России, обладающих продолжительной историей разработки и значительным охватом исследований скважин. Информационное обеспечение значительно выигрывает, если на месторождениях имеется достаточное количество специальных объектов наблюдений – наблюдательных (контрольных) скважин. Отсутствие системного ГИС-контроля на отдельных месторождениях (особенно на сложных и крупных) существенным образом снижает на них эффективность проводимых мероприятий по разработке.

Таким образом, в основе системного ПГК эксплуатационных объектов лежит организация определенных циклов и уровней движения геофизической и геолого-промысловой информации. Схемы движения этой информации отражают принцип естественного усложнения процесса познания, связанного с:

- накоплением все большего числа информационных параметров на последующих уровнях интерпретации,
- усложнением моделей взаимодействия вследствие необходимости учета пространственно-временных факторов,
- необходимостью учета условий в работе скважины, пластов и залежи.

### 3.2. ЭТАПНОСТЬ И ПЕРИОДИЧНОСТЬ ИССЛЕДОВАНИЙ, ИХ КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ

Контролирующими процесс разработки органами установлены необходимые для соблюдения условия системности ПГК требования по охвату и периодичности исследований объектов различными видами промысловых и геофизических исследований. В прямой зависимости от этих требований находятся *правила комплексирования методов и технологий ПГИ-ГДИС (или ГИС-контроля)*.

Условия проведения исследований определяются геологическими особенностями залежи, назначением скважины, ее конструкцией, техническим состоянием, физическими свойствами флюидов в стволе скважины, состоянием и поведением пластов, вскрытых скважиной. Глубины производства скважинных измерений могут варьировать от сотен до 5000–6000 м, а максимальные температуры и давления для ряда объектов могут достигать соответственно 170°C и более 60 МПа. Скважины, находящиеся под давлением, при производстве замеров требуют применения на устье специального шлюзового оборудования (лубрикатор, сальники).

Комплексирование методов ГИС-контроля также зависит от решаемой задачи и существующих условий в скважине или пласте в процессе измерений. При составлении программы исследований в конкретной скважине в зависимости от цели исследования и с учетом ожидаемых во время исследования в скважине условий должны оптимальным образом комбинироваться методы и технологии (в том числе и с учетом информации предшествующих исследований и исследований соседних скважин). Ниже (см. табл.3.2.0.1) приведены принципы комплексирования методов и технологий ГИС-контроля, рекомендуемые при решении основных задач контроля разработки месторождений нефти и газа. Более подробно эти требования изложены авторами в регламентных документах, в частности, в федеральном РД 153-39.0-109-01 [3].

#### КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ПГИ-ГДИС ПРИ КОНТРОЛЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Таблица 3.2.0.1

Группа стандартных задач Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность, др. – для отдельной задачи)
1	2	3
I. УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ В ЗОНЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИНЫ		
I. I Уточнение границ продуктивных толщин по разрезу скважины		
1. Границы продуктивных толщин при опробовании*	Методы открытого ствола вместе с методами оценки приток-состава, опробователей пласта	Разведочные скважины. Поэтапное опробование путем установки пакеров для разобщения отдельных пластов (пропластков). На этапе опробования
2. Границы продуктивных толщин при дополнительном использовании неэлектрических методов оценки насыщения*	Методы открытого ствола вместе с методами НК, ИНК, УКК, ВАК, МНА	Разведочные, осваиваемые эксплуатационные скважины. Фоновые ПГИ в статике и при очистке ближней зоны путем вызова притока. На этапе освоения

Продолжение таблицы 3.2.0.1

1	2	3
3. Границы продуктивных толщин при обсадке продуктивного интервала стеклопластиковыми трубами*	ИК, ДК, ВИКИЗ, ТМ	Скважины, оборудованные стеклопластиковым хвостовиком эксплуатационной колонны. В статике или динамике. На этапе освоения
4. Привязка методов ГИС-контроля к терригенному разрезу скважины *	ГК, ЛМ	Все скважины с терригенным или смешанным разрезом. Обязательно при проведении ГИС-контроля
5. Привязка методов ГИС-контроля к карбонатному разрезу скважины*	НК, ЛМ	Все скважины с карбонатным или смешанным разрезом. Обязательно при проведении исследований ГИС-контроля
6. Геотермический градиент в долго простаивающих скважинах, интервалы залегания много мерзлых пород*	ТМ	Наблюдательные (глухие) или долго простаивающие скважины. Фоновая съемка. Повторные (временные) исследования геотермии нецелесообразны
<b>I. II Определение положения продуктивных пластов и геологических неоднородностей в межскважинном пространстве</b>		
1. Профильная или объемная корреляция границ продуктивных толщин при использовании данных опробования***	Методы открытого ствола вместе с методами оценки приток-состава, опробователями пластов	Разведочные и осваиваемые эксплуатационные скважины. Опробование при установке пакеров для разобщения отдельных пластов. На этапе опробования
2. Геологические неоднородности и нарушения в межскважинном пространстве**	ВСП, ГДП, межскважинное прозвучивание, метод пассивной геоакустики	Любые группы скважин, включающие задающие (при ГДП – работающие в циклическом режиме) и реагирующие (при ГДП – простаивающие). Исследования по специальной программе
<b>II. КОНТРОЛЬ ЗА ВЫРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ИЛИ ГАЗА</b>		
<b>II.1 Определение профиля притока или приемистости, оценки состава притока</b>		
1. Профиль (интервалы) притока жидкости*	РМ_Ж, ТА, ТМ	Добывающие нефтяные, водозаборные скважины. Скважины в процессе освоения. Замеры в динамике. Охват – 10% ДФ (20% – в начальной стадии заводнения), периодичность – 1 год
	ТМ, ТА, замеры уровней	Насосные ДФ – по необходимости
2. Профиль (интервалы) притока газа*	РМ_Г, ТА, ТМ, ШИ	Добывающие газовые скважины. Скважины в процессе освоения. Замеры в динамике. Охват – 20% ДФ, периодичность – 1 год
3. Дебиты (интервальные) притока жидкости*	РМ_Ж Многокомпонентная смесь (нефть+вода) ухудшает точность количественных оценок	Добывающие нефтяные, водозаборные скважины. Скважины в процессе освоения. Замеры в динамике. Охват – до 10%, периодичность – от 1 года
	ТА, замеры уровней по ВЛ	Насосные ДФ, СФ при КРС
4. Дебиты (интервальные) притока газа	РМ_Г Наличие жидкости в потоке снижает точность количественных оценок	Добывающие газовые скважины. Скважины в процессе освоения. Замеры в динамике. Охват – 20% ДФ, периодичность – 1 год
5. Состав интервального притока смеси жидкости (нефти с водой), включая ее обводненность*	ТА, ВЛ, БМ, ПЛ, РИ, ШС	Добывающие нефтяные скважины. Скважины в процессе освоения *. Замеры в динамике. Охват – 10% ДФ, периодичность – 1 год
6. Состав интервального притока газожидкостной смеси, включая ее обводненность*	РИ, БМ, ВЛ, ТА, ШС	Добывающие нефтяные и газовые скважины. Замеры в динамике. Охват – до 10% ДФ, периодичность – 1 год
7. Структура газожидкостного потока в интервале оценки состава притока*	РМ_Г, БМ, ВЛ, ТА	Добывающие нефтяные и газовые скважины. Замеры в динамике. Охват – до 10% ДФ, периодичность – по обстановке

Продолжение таблицы 3.2.0.1

1	2	3
8. Гидравлические потери в лифте при потоке газожидкостной смеси в интервале оценки состава притока*	PM_Г, БМ	Добывающие нефтяные и газовые скважины. Охват – до 10% ДФ, периодичность – по обстановке
9. Профиль (интервалы) приемистости воды*	PM_Ж, ТА, ТМ, ШИ	Нагнетательные скважины. Охват – 30% (50% – в начале закачки) НФ, периодичность – 1 год
10. Профиль (интервалы) приемистости газа*	PM_Г, ТА, ТМ, ШИ	Нагнетательные скважины по газу. Охват – 30% (50% – в начале закачки) НФ, периодичность – 1 год
11. Расходы (интервальные) приемистости воды*	PM_Ж, ТА	Нагнетательные скважины. Охват – 30% НФ, периодичность – 1 год
12. Расходы (интервальные) приемистости газа*	PM_Г, ТА	Нагнетательные скважины по газу. Охват – 30% НФ, периодичность – 1 год
II. II Определение начального, текущего или остаточного нефте- и газо-насыщения пласта		
1. Начальное ВНК*	ГИС, НК, ИНК, УКК, ВАК	Разведочные, осваиваемые эксплуатационные, транзитные скважины. Фоновые в статике и при очистке ближней зоны путем вызова притока. На этапе освоения, после расформирования зоны проникновения (для газonosных)
2. Начальное ГВК*	ГИС, НК, временные ТМ	
3. Начальное ГНК*	НК, ИНК, УКК, ВАК	
4. Начальная нефтегазонасыщенность*		
5. Начальная нефтенасыщенность*		
6. Начальная газонасыщенность*	НК	
7. Положение ВНК*	НК, ИНК, УКК, ВАК	Контрольные (наблюдательные) глухие скважины (100% КФ), ТФ – по необходимости, разведочные. Периодичность 3–6 мес. (при прослеживании фронта обводнения) до 2 лет (на завершающем этапе разработки) Строящиеся эксплуатационные скважины. На этапе освоения, после расформирования зоны проникновения (для газonosных)
8. Положение ГВК*	временные НК	
9. Положение ГНК*	НК, ИНК, УКК, ВАК	
10. Текущая нефтегазонасыщенность*		
11. Текущая нефтенасыщенность**		
12. Текущая газонасыщенность*	НК, ИНК (ИННК), ВАК	То же, плюс добывающие нефтяные скважины (технология ИНК с закачкой МВ и прослеживанием темпа и степени очистки у отдельных толщин) – охват ДФ 3%, периодичность – по необходимости
13. Изменение нефтегазонасыщенности за период времени***	Временные замеры НК, ИНК	
14. Изменение водонасыщенности во времени***	То же	
15. Обводнение продуктивных толщин при обсадке стеклопластиковыми трубами, количественные оценки текущей нефтегазонасыщенности и ее изменений*	ИК, ДК, ВИКИЗ	
III. III Работающие толщины пласта		
1. Работающие толщины пласта при притоке	Серия ТМ, ШС, РМ, ТА	Добывающий фонд скважин. Фоновые замеры в статике и на режимах отбора. Охват – 10% ДФ, периодичность – 1 год
2. Работающие толщины пласта при поглощении		Нагнетательный фонд скважин. Фоновые замеры в статике и на режимах закачки. Охват – до 30% НФ, периодичность – 1 год

Продолжение таблицы 3.2.0.1

1	2	3
3. Действующие толщины пласта, затронутые процессами выработки		ЭФ свыше 10%, периодичность 1 год
4. Обводненные (обводняющиеся) толщины неперфорированного пласта	Серия ТМ, ГК (по радиогеохимическому эффекту РГЭ), ШС (ШИ), ВАК, ИНК (УКК)	То же, применение методов РК, АК – по необходимости
5. Обводненные (обводняющиеся) толщины перфорированного пласта	То же и методы оценки состава (ВЛ, ПЛ, РИ, БМ)	
6. Коэффициент вытеснения вырабатываемых толщин**	ИННК с закачкой МВ, УКК	Добывающие скважины. Фоновые замеры, замеры при закачке МВ, при очистке пласта от МВ на режимах отбора. По программе спец. исследований
	Трассирование фильтрационных потоков	По спец. программе закачка трассеров через НФ (ДФ – реагирующие)
III. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ СВОЙСТВ ПЛАСТА		
III. I Оценка параметров режима работы скважины и энергетических свойств пласта		
1. Устьевые: давление (буферное, затрубное и в межтрубье), температура*	Замеры во времени на замерной установке или на устьевых БМ, ТМ	Эксплуатационный фонд скважин. Ежедневные наблюдения (в том числе, автономными датчиками под ЭЦН)
2. Забойное давление*	Замеры во времени БМ, в отдельных случаях – перерасчеты по устьевым давлениям или по динамическим уровням (ЭХ), замеры ГГК в НКТ с целью отбивки уровней раздела фаз в межтрубье(спец.программа)	Эксплуатационный фонд скважин. В процессе проведения ГДИС или ПГИ. Охват ЭФ – до 50% (расчетами – до 100%). Периодичность: ЭФ – 3 мес., сеть ОФ – ежемесячно
3. Пластовое давление*	Замеры во времени БМ, РМ_Ж,Г + БМ Пересчитывается с отметки замера на ВНК (а.о.)	Охват ДФ – 10%, НФ – 50% (периодичность 0.5 лет), ОС – ежеквартально, ПФ – до 100%.
4. Депрессия (репрессия) на пласт(ы) ***	То же	То же
5. Фактическая продуктивность пласта (удельная) по жидкости ***	Замеры во времени в кровле пласта БМ, РМ_Ж,Г	То же для нефтяных и нагнетательных скважин
6. Фактическая фазовая (по нефти, по газу) удельная продуктивность пласта ***	То же, плюс уточненная информация о фазовых дебитах	То же для нефтяных или газовых добывающих скважин
7. Динамические изменения фактической фазовой продуктивности в скважине (во времени) ***	Динамический (временной) анализ всех результатов ГДИС-ПГИ по отдельной скважине, ФХИ	Эксплуатационная скважина. Временные исследования (любая периодичность).
8. Изменения фактической фазовой продуктивности по площади (объему) залежи***	Площадной (пространственный) анализ результатов ГДИС-ПГИ для всех скважин, эксплуатирующих объект (пласт, залежь)	Фонд эксплуатационных скважин по всему месторождению. Охват ЭФ не менее 20-30 %, периодичность порядка 0.5-1 года
9. Коэффициент потенциальной продуктивности пласта по жидкости***	Расчеты на основании данных о проницаемости по ГДИС, работающих эффективных толщин и реальном радиусе контура питания	Опорная сеть эксплуатационных скважин, равномерно охватывающая залежь. Охват ЭФ не менее 20-30 %, периодичность порядка 0.5-1 года

Продолжение таблицы 3.2.0.1

1	2	3
10. Коэффициент потенциальной фазовой (по нефти, по газу) продуктивности ***	То же, плюс текущая информация о вытеснении нефти (газа) из пласта	То же
11. Прогноз изменения потенциальной продуктивности пласта при последующей разработке месторождения***	То же, плюс гидродинамическая (фильтрационная) модель месторождения, обобщающая данные по истории разработки, ФХИ	
12. Динамика изменения температуры пласта*	ТМ в статике	ЭФ (выборочно при ПГИ), КФ – периодичность 2 раза в год
III. II Оценки фильтрационных свойств пласта		
1. Гидропроводность дальней зоны пласта*	замеры во времени в кровле пласта БМ	Разведочные скважины Фонд эксплуатационных скважин по всему месторождению. Охват ДФ 10 %, НФ 20%, периодичность порядка 0.5–1 года
2. Проницаемость дальней зоны пласта (с учетом работающей (по ПГИ) эффективной толщины) *	Замеры во времени на забое БМ	То же, охват ЭФ 10–20%, периодичность 1 год, для опорной сети базовых ГДИС – 0.5 лет
3. Гидродинамические связи продуктивных толщин по вертикали в дальней зоне пласта**	ГДП, поточечное испытание (БМ), трассирование фильтрационных потоков	Эксплуатационные добывающие и нагнетательные скважины. По программе спец. исследований (ГДП, трассирования)
III. III Оценки изменения фильтрационных свойств в призабойной зоне		
1. Гидропроводность ближней зоны пласта*	Замеры во времени в кровле пласта БМ	Разведочные скважины Фонд эксплуатационных скважин по всему месторождению. Охват ЭФ до 20 %, периодичность порядка 0.5–1 года
2. Коэффициент призабойной закупоренности*		
3. Скин-фактор*		
4. Коэффициент гидродинамического совершенства скважины*		
IV. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ РАБОТЫ СКВАЖИНЫ		
IV. I Оценки работы элементов подземного оборудования (по необходимости)		
1. Срабатывание пусковых муфт (при компрессировании) *	Устьевые давления на замерной установке или ТМ, БМ	Добывающие малодебитные скважины. Исследования в процессе пуска в работу (осваиваемые, малодебитные, с КРС)
2. Герметичность пакера (способом контроля уровней над пакером) *	Устьевые давления на замерной установке, экокация, ШИ в динамике	Добывающие скважины (газовые или с раздельной эксплуатацией объектов). В процессе других исследований ПГИ-ГДИС или по спец. программе
3. Эффективность работы насосов ЭЦН*	Дебиты по замерной установке, динамическим уровням (ЭХ), методам оценки динамических уровней в стволе (ВЛ, БМ, др.)	Добывающие нефонтанирующие скважины, оборудованные ЭЦН. Периодичность определяется мероприятиями промыслового мониторинга и технологических измерений ГДИС
IV. II Оценки состояния продукции в стволе работающей скважины		
1. Уровень жидкости в стволе (эксплуатационной колонне или НКТ) *	ЭХ (уровни) или замеры ВЛ, РИ, БМ, ПЛ, ТА	Добывающие скважины. В процессе ПГИ с определением приток-состава (см.п. II.1)
2. Уровни жидкости в межколонном пространстве (ЗТ)*	ЭХ, ГТК (ПЛ по рассеиванию гамма квантов)	Добывающие скважины. В процессе ПГИ с определением «приток-состава» (см.п. II.1) при отсутствии пакера



Продолжение таблицы 3.2.0.1

1	2	3
3. Фазовые уровни в стволе (эксплуатационной колонне или НКТ) *	ВЛ, РИ, БМ, ПЛ, ТИ	Добывающие скважины с многокомпонентной продукцией. В процессе ПГИ с определением приток-состава (см.п. П.1)
4. Состав смеси на забое в стволе (эксплуатационной колонне или НКТ) *	БМ(ПЛ), ВЛ, РИ, ТМ	То же
5. Динамика изменения уровня жидкости (работа ЭЦН) *	ЭХ	Добывающие нефонтанирующие скважины, оборудованные электроцентробежным насосом. Периодичность определяется мероприятиями промыслового мониторинга и ГДИС
6. Интервалы разгазирования нефти в стволе при снижении забойного давления ниже давления насыщения	БМ, ПЛ, ТМ	Добывающие нефтяные и газоконденсатные скважины. Периодичность – по необходимости (при создании условий для разгазирования продукции)
IY. III Определение межпластовых перетоков (по стволу)		
1. Интервалы (кровля-подошва) межпластовых перетоков*	Прямые замеры РМ совместно с БМ(ПЛ), ВЛ, РИ (с закачкой солевых МВ). Серия ТМ на переходных режимах с выходом на стабилизацию процесса, ШИ, КНАМ, ИНГК с применением гидрофильных (гидрофобных) МВ.	Эксплуатационные скважины, в процессе освоения, простаивающие (в необсаженных или перфорированных участках ствола). В процессе ПГИ с определением «приток-состава» (см. охват и периодичность в соответствии с п.П)
2. Направления межпластовых перетоков*		
3. Тип флюида в межпластовом перетоке) **		
4 Дебиты межпластовых перетоков		
IY.IY Определение суммарных фазовых расходов скважины		
1. Суммарный расход стабильно работающей скважины по жидкости *	Замерные установки или РМ_Ж (замеры вне интервалов притока на разных скоростях на спусках и подъемах), дополнительно – ФХИ (анализ проб)	Добывающие нефтяные или водозаборные скважины. В процессе ПГИ с определением приток-состава (см. п.П.1)
2. Суммарный расход скважины по газу*	Замерные установки или РМ_Г, дополнительно – ФХИ (анализ проб продукции)	Добывающие газовые скважины. В процессе ПГИ с определением «приток-состава» (см.п.П.1)
3. Суммарные фазовые дебиты газо-жидкостной продукции для стабильно работающей скважины (включая ее обводненность) *	Замерные установки или РМ_Г, БМ, ТМ или РМ_Ж (замеры вне интервалов притока на разных скоростях на спусках и подъемах), ПЛ (БМ), ВЛ, ФХИ дополнительно	Добывающие обводняющиеся нефтяные или газовые скважины. В процессе ПГИ с определением «приток-состава» (см.п. П.1)
4. Суммарный расход нестабильно работающей малодебитной скважины по жидкости*	ЭХ (уровни) или ПЛ (ВЛ, БМ)	Добывающие обводняющиеся нефтяные скважины, эксплуатирующиеся в режиме накопления (подъема уровня). В процессе ПГИ с определением «приток-состава» (см.п.П.1)
5. Суммарные фазовые дебиты газожидкостной продукции для нестабильно работающей малодебитной скважины (включая ее обводненность) *	ЭХ (уровни) или БМ (ВЛ, ПЛ)	Добывающие обводняющиеся нефтяные или газовые скважины, эксплуатирующиеся в режиме накопления (подъема уровня). В процессе ПГИ с определением «приток-состава» (см.п. П.1)
Y. ТЕХНИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ СКВАЖИНЫ		
Y. I Уточнение положения элементов конструкции (по необходимости)		
1. Муфты обсадных и лифтовых колонн*	ЛМ, ГГДТ, ЭМД	Обсаженные скважины. В процессе любых исследований по ПГИ

Продолжение таблицы 3.2.0.1

1	2	3
2. Траектория ствола скважины*	Инклинометрия гироскопическая	Эксплуатационный фонд скважин. Согласно плану повторной инклинометрии
3. Искусственный забой*	Шаблонирование, ЛМ, ГК	Обсаженные скважины. В процессе любых исследований по ПГИ
4. Элементы подземного оборудования (башмак НКТ, пакеры, пусковые муфты и т.п.)*	ЛМ, МК, ЭМД, ГГДТ или методами оценки притока, ТМ, ШИ в динамике	Обсаженные скважины. В процессе любых исследований по ПГИ или по спец. программе
5. Определение мест прихвата НКТ, др. оборудования *	Прихватоопределитель ПХ, ЛМ	Обсаженные скважины. В процессе ликвидации аварий (КРС)
6. Определение герметичности искусственного забоя (моста) *	Методы оценки притока в динамике на различных режимах	Обсаженные скважины. В процессе любых исследований по ПГИ
У.П Оценки состояния внутриколонного пространства труб (вне продуктивных интервалов) – (по необходимости или с периодичностью 1 раз/2 года)		
1. Сальники (гидратные пробки, солевые отложения)	Шаблонирование, МК или методами оценки притока, ШИ в динамике	Обсаженные добывающие скважины. В процессе ликвидации причин непрохождения приборов (шаблонов)
2. Коррозия элементов конструкции скважины *	МК, ЭМД, ГГДТ, САТ, скважинное видео	Фонд эксплуатационных скважин. Охват – до 10% в процессе других мероприятий технического контроля. Старый фонд эксплуатационных скважин и скважины в КРС. Охват – до 100%
У.П.III Выявление негерметичностей колонн и уточнение границ фильтра – (по необходимости или при КРС)		
1. Перфорация (интервалы), отдельные негерметичности лифтовой и эксплуатационной обсадной колонны *, **	ЛМ, ГГДТ, ЭМД, МК, а также активные способы: серия ГК, РИ с закачкой МВ; ТМ с закачкой контрастной по температуре жидкости	Фонд эксплуатационных скважин. После первичной или повторной перфорации, при подозрениях на негерметичность колонн
2. Негерметичность муфтовых соединений *, **	ТМ, ШИ и методы притока в динамике, РИ с закачкой МВ; ТМ с закачкой контрастной по температуре жидкости	Фонд эксплуатационных скважин при подозрениях на негерметичность колонн
3. Выявление дефектов тела труб через колонну (НКТ, ЭК) *	ЭМД	Фонд эксплуатационных скважин. При подозрениях на аварийное техническое состояние
У.П.IV Контроль качества цементажа – (по необходимости или при КРС)		
1. Наличие (полное или частичное) цемента в заколонном пространстве*	ТМ после заливки, ГГЦ, АКЦ	Фонд обсаженных скважин. Охват 100%. После выполнения цементажа
2. Содержание цемента по направлениям*	ГГЦ, АКЦ, ВАК	То же
3. Сцепление цемента с породой и колонной*	АКЦ, ВАК	Фонд обсаженных скважин. При подозрениях на негерметичность ЦК и заколонные перетоки
4. Качество цементажа колонны*	ВАК	То же
5. Негерметичности цементного кольца, создающие условия для заколонных перетоков флюидов*	В динамике методами ТМ, ШИ, ШС	То же и в процессе ПГИ на оценку «приток-состава»

Продолжение таблицы 3.2.0.1

Продолжение таблицы 3.2.0.1

1	2	3
У1. КОНТРОЛЬ ИНТЕНСИФИКАЦИИ		
У1.1 Оценки эффективности очистки забоя (при ГТМ, КРС)		
1. Удаление с забоя жидкости (воды) *	ВЛ, БМ, РИ, ПЛ, ТА	Эксплуатационные скважины после проведения ГТМ
2. Удаление с забоя грязи (буровой жидкости) *	То же	
3. Удаление с забоя механических примесей*	Шаблонирование	
У1.2 Оценки эффективности вскрытия пласта (по необходимости)		
1. Охват продуктивного пласта перфорацией (качество и степень вскрытия пласта) *	ЛМ, ГГДТ, ЭМД, МК и дополнительно – методы оценки притока в динамике	Эксплуатационные скважины. После проведения перфорационных работ, РИР
2. Интервал установки изолирующего элемента (кольцевой пакер, «пластырь», «летучка» и т.п.) *	ЛМ, МК, ЭМД	Эксплуатационные скважины. После проведения изоляционных работ службой капитального ремонта скважин (КРС)
3. Эффективность изоляции пласта после КРС (герметичность "пластыря" в месте бывшего фильтра) **	Активные способы (ГК с закачкой МВ) или методы оценки насыщения в ближней зоне (ИНК, ВАК) или ТМ, БМ и методы оценки притока (приемистости) в динамике	
4. Эффективность закачки в пласт (или его часть) полимерных герметиков*	ТМ, БМ и методы оценки притока (приемистости) в динамике, технологии МВ	Нагнетательные скважины. По программе спец. мероприятий по коррекции профиля приемистости (изоляция высокопроницаемых толщин)
У1.3 Оценки эффективности очистки призабойной зоны		
1. Эффективность свабирования (компрессирования) *	Серия ТМ, БМ	Эксплуатационные скважины. После проведения соответствующих мероприятий
2. Эффективность кислотной обработки*	НК, ТМ, методы оценки притока, ГК	
3. Эффективность АВ воздействия на пласт (акустического) или др. *	ТМ, методы оценки притока, ШС	
У1.4 Оценки эффективности воздействия на дальнюю зону пласта		
1. Эффективность гидро разрыва пласта*	ТМ, БМ, методы оценки притока, ВАК	Эксплуатационные скважины. После проведения соответствующих мероприятий (ГРП)
2. Эффективность термогидрохимических воздействий*	ТМ, методы оценки притока	То же после проведения ТГХВ
У1.5 Оценки эффективности других мероприятий по изменению технического состояния скважины		
1. Эффективность торпедирования (обрыва) колонны*	ПО, МК, ТМ, ГГДТ	Эксплуатационные скважины. После проведения соответствующих мероприятий
2. Эффективность установки цементного моста*	ТМ, методы оценки притока	
3. Эффективность установки взрыв-пакеров*	ТМ, методы оценки притока, ЛМ, МК, ГГДТ	

Продолжение таблицы 3.2.0.1

Продолжение таблицы 3.2.0.1		
1	2	3
4. Эффективность ликвидации парафиногидратных образований с помощью электронагревательных или индукционных нагревателей, механических скребков*	ЛМ, МК, ТМ, ТИ	То же
УП ВЫЯВЛЕНИЕ И ОЦЕНКА ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ		
1. Интервалы (кровля-подошва) межпластовых перетоков*	Серия ТМ (на переходных режимах), ШИ, ШС, а также активные способы: ГК (с закачкой ИР или при РГЭ), ИНК (с закачкой МВ), КНАМ	Эксплуатационные, в процессе освоения (КРС), простаивающие (в необсаженных или перфорированных участках ствола). В процессе ПГИ с определением «приток-состава» (см. п. П.1, П, Ш) или в процессе технического контроля (см. п. У.Ш)
2. Пространство межпластовых перетоков**	То же. Дополнительно методы оценки профиля притока (приемистости) в стволе и оценки качества цементажа (АКЦ, ГГДТ, ВАК)	То же
3. Направления межпластовых перетоков**	Серия ТМ, МНА, КНАМ, ШС, а также активные способы: ГК, ИНК (с закачкой МВ)	
4. Тип флюида в межпластовом перетоке (включая обнаружение источника поступления воды через перфорированные интервалы)*	ШС, МНА, НК или ИНК – для газа, КНАМ дополнительно к информации ГИС по открытому стволу	
5. Дебиты межпластовых перетоков снизу (для жидкости свыше 0.5 м³/сут., газа 500 н.м³/сут.)*	Серия ТМ на переходных режимах при смене депрессии и в статике во времени – с момента останковки (спец. методики оценки)	
6. Дебиты межпластовых перетоков сверху (для жидкости свыше 3 м³/сут., газа 3000 н.м³/сут.)*		
* – задачи, решаемые геофизическими методами без активного управляемого воздействия на скважину или пласт.		
** – задачи, решаемые на основе специальных технологий исследования при активном управляемом воздействии на объект исследований.		
*** – задачи, решаемые при анализе накопленной информации без проведения дополнительных исследований.		

Геологической службе при формировании конкретных программ ПГИ-ГДИС, когда требуется конкретизация комплекса и технологии измерений, необходимо знание конкретных типов объектов исследования и вероятных условий проведения исследований (с установившимися или переходными режимами работы каждого из объектов). Условия проведения измерений в первую очередь подразумевают использование информативных возможностей различных технологических приемов, применяемых в комплексных исследованиях в зависимости от режимов работы скважины на всех этапах проведения ГИС-контроля.

*В длительно простаивающих скважинах* (неработающих, наблюдательных) выполняют измерения, которые сопоставляют с фоновыми замерами с целью выявления локальных аномалий, связанных с выработкой продуктивных пластов и нарушениями технического состояния ствола. Технология предусматривает выполнение замеров одиночными методами ПГИ с периодичностью от нескольких недель до нескольких месяцев.

Есть особенности ПГИ скважин в стадии их освоения (не работавших ранее) и скважин КРС (длительно работавших ранее при насосной эксплуатации) – см. ниже.

В эксплуатируемых скважинах проводят комплексы технологического, эксплуатационного и геолого-промыслового контроля. Для этой цели используют следующие технологии измерений.

*В скважинах, работающих со стабильным расходом* (нагнетательных, фонтанных), последовательно проводят: а) измерения на технологическом режиме эксплуатации; б) серию измерений на установившихся режимах, отличающихся депрессией на пласт; в) серию разновременных измерений непосредственно после прекращения эксплуатации; г) регистрацию на фиксированной глубине во времени кривых восстановления давления и температуры после прекращения эксплуатации; д) серию разновременных измерений непосредственно после пуска или изменения дебита скважины; е) регистрацию на фиксированной глубине во времени кривых стабилизации давления и температуры после пуска или изменения дебита.

*В скважинах, работающих с нестабильным расходом* (компрессируемые, свабируемые, работающие в режиме накопления и др.), а также в осваиваемых низкодебитных скважинах, характеризующихся нестационарными условиями исследований, используют технологии: а) регистрацию серии разновременных диаграмм по глубине в процессе изменения режима работы скважины (или ее возбуждения), а также на последующем этапе затухания притока; б) регистрацию на фиксированной глубине кривых изменения во времени давления и температуры при пуске или изменении режима работы скважины (в том числе кривых изменения давления на забое скважины при подъеме уровня жидкости в стволе); в) регистрацию кривых изменения во времени давления на устье скважины (на буфере, в межтрубье) и на забое; г) фиксацию текущего местоположения фазовых уровней (уровней жидкости и раздела «вода-нефть») эхолотом или путем регистрации непрерывных диаграмм методами оценки состава флюидов в интервале перемещения уровней.

*В скважинах, работающих в нестационарном режиме с нестабильным расходом* (компрессируемых, свабируемых, работающих в режиме накопления и пр.), проводят весь комплекс измерений технологического, эксплуатационного и геолого-промыслового контроля. Основные элементы технологии измерений следующие: а) регистрация диаграмм изменений геофизических параметров по глубине на технологическом режиме эксплуатации и в остановленной скважине (при простое скважины 5–10 часов и более) с одновременной фиксацией на устье параметров технологического режима скважины (температуры, давления, дебитов газа, нефти, воды); б) регистрация диаграмм изменений геофизических параметров во времени на серии установившихся режимов нагнетания (отбора), отличающихся депрессиями на пласты (после стабилизации параметров на каж-

дом режиме в течение 5–10 часов и более) с одновременной фиксацией на устье параметров технологического режима (температура, давление, дебиты флюидов); в) регистрация серии разновременных диаграмм по глубине в простаивающей после эксплуатации скважине (через 0.5–2, 3–5, 7–10, 15–24 часов после прекращения эксплуатации); г) регистрация на фиксированной глубине кривых изменения во времени давления и температуры в простаивающей после эксплуатации скважине (в период от 5–10 до 24 и более часов в зависимости от интенсивности предшествующей работы и фильтрационных характеристик пласта); д) регистрация серии разновременных диаграмм по глубине непосредственно после пуска или изменения дебита скважины – через 0.5, 1, 2, 3, 5 часов; е) регистрация на фиксированной глубине кривых изменения во времени давления и температуры после пуска или изменения режима работы скважины (в период от 1–2 до 5–10 часов в зависимости от дебита скважины).

В малodeбитных скважинах, работающих в режиме пульсирующего газожидкостного потока с пробковой или кольцевой структурами, дополнительно проводят регистрацию временных флуктуаций параметра давления и других методов изучения «приток-состава». Продолжительность цикла регистрации флуктуаций составляет 10–20 минут. Измерения проводят в обособленных интервалах конструкции скважины (в НКТ, колонне выше продуктивной толщи, между основными совместно эксплуатируемыми объектами, в зумпе при подозрении на его негерметичность) в перерывах между измерениями этих параметров в динамическом режиме в заданном интервале изучения скважины.

Дополнительные требования к условиям проведения и технологии ГИС-контроля обусловлены необходимостью получения данных разновременных измерений для их последующего сравнительного анализа и выявления на этой основе характеристик флюидов в стволе скважины, продуктивных пластов и эксплуатируемых залежей. Важны также требования, связанные с контролем качества первичных данных: а) получение начальных (фоновых) характеристик изучаемого объекта (естественной гамма-активности, нейтронных параметров, упругих свойств, естественного температурного поля, состояния обсадной колонны и цементного камня, эффективных толщин, коэффициентов пористости, проницаемости и нефтенасыщенности пород, характеризующих его до начала эксплуатации залежи); б) регистрацию при каждом исследовании положений муфт обсадной колонны, ГК или НК для привязки данных измерений; в) определение текущего состояния многолетнемерзлых пород и конструкций скважины в интервале их залегания; г) выполнение исследований полным комплексом методов, предназначенных для решения задачи; д) выполнение исследований в интервале, превышающем по протяженности изучаемый объект (с целью получения данных против опорных пластов и в интервалах глубин с невозмущенными характеристиками); е) выполнение повторного измерения по всему интервалу основной записи при условии постоянного режима работы скважины; ж) исследования в эксплуатационных и перфорированных наблюдательных скважинах, где существует опасность избыточного давления на устье (с применением лубрикаторов); з) согласование методики ПГИ с условиями и очередностью технологических операций в скважине.

*Активные технологии* применяют в скважинах, находящихся в эксплуатации, когда стандартные технологии оказываются неэффективными. Их выполняют по индивидуальным программам. Выполнение заключается в проведении геофизических измерений в процессе активных воздействий на пласты, которые включают воздействия: а) химические – обработки пород соляной, плавиковой и другими кислотами; б) термические – прогрев пласта либо закачка в пласт воды с другой температурой; в) гидродинамические – снижение и повышение уровня флюидов в скважине, методика переменных давлений; г) закачку в исследуемые пласты меченых веществ (МВ), которые представляют собой жидкости, обогащенные искусственными радиоактивными изотопами (ИР) либо содержащие вещества с аномальными свойствами поглощения нейтронов; д) наведение искусственной гамма активности пород.

Последовательность операций при активных технологиях включает проведение серии измерений: фоновых – до начала воздействия, в процессе воздействия, непосредственно после воздействия и в ходе расформирования эффектов, вызванных воздействием.

Наиболее простые и распространенные *комплексные задачи ПГИ* традиционно сводятся к следующим:

1. Определение интервалов и профиля притока.
2. Определение интервалов и источника обводнения.
3. Определение интервалов заколонной циркуляции, перетоков флюидов.
4. Определение технического состояния колонны.
5. Определение текущего насыщения эксплуатируемых пластов.

Причем в ряде скважин может быть поставлена групповая задача ПГИ (даже одновременное решение всех указанных задач).

Однозначность решения задачи зависит от величины дебита и процента обводненности продукции (высокие значения первого фактора и низкие второго – способствуют однозначности решения задач). Другими негативно влияющими здесь факторами являются: плохая отработка скважины, отсутствие МО у применяемого АО, несоблюдение технологии работ (например, компрессирования, если пласт оказывается задавлен заполняющей ствол жидкостью), эксплуатация одной скважиной сразу нескольких нефтяных пластов, замена технической воды на нефть при освоении скважины (трудности отбивки ВНК, если происходит перераспределение «чужой» нефти в затрубье и НКТ), сложная динамическая ситуация в распределении фаз продукции в интервалах ствола скважины и неготовность применяемого АО зафиксировать (или используемого ПО учесть) эти особенности потока.

Кроме того, в список практикуемых в ряде компаний задач входят работы по ликвидации гидратно-парафиновых отложений (ГПО) приборами с нагревателями на кабеле (характерных для газовых и газонефтяных месторождений Западной Сибири).

К сожалению, в большинстве нефтяных компаний сложилась ситуация, когда основной объем ПГИ (до 2/3) проводится в пробуренных скважинах на стадии их освоения или при проведении КРС. Еще около 30% объемов исследований – это ПГИ в нагнетательных скважинах. Удельная же доля исследований по контролю текущей насыщенности и оценкам динамики изменения ГВК-ГНК недопустимо мала (не более 1–2%). Причем среди последних обычно

преобладают ПГИ (на основе методов РК) в неперфорированных интервалах с целью доразведки, а не оценки степени выработки эксплуатируемых пластов.

Во многих регионах России фонтанных скважин практически нет, а большинство добывающих характеризуется низкими дебитами (до  $10 \text{ м}^3/\text{сут}$ ). Поэтому здесь условием выполнения исследований является возбуждение скважин компрессором или способом свабиrowания. Процесс компрессирования должен контролироваться по показаниям манометров (лучше – глубинных дистанционных) и замерам уровней раздела фаз в стволе (например, методами оценки состава).

*Современные научно-технические достижения в области ПГИ-ГДИС* позволяют расширить список решаемых задач промыслово-геофизического контроля. Так, появилась принципиальная возможность некоторые методы ГИС открытого ствола распространить на условия обсаженных скважин: ИК и ДК – при обсадке забоя стеклопластиковыми хвостовиками; оценки УЭС пластов через металлические обсадные колонны (типа «CHFR», хотя этот метод очень критичен к чистоте контактов электродов прибора и обсадной колонны, а из-за слабой дифференциации глин и водонасыщенных пластов – проблематичен при выделении коллекторов с низкими  $\text{УЭС}=5\text{--}9 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ); поточечное опробование пласта через обсадную колонну с оценкой проницаемости отдельных толщин (типа «CHDT»). С приходом на российский рынок западных технологий появились надежные средства доставки на забой ГС приборов ПГИ (PLT), одновременно учитывающих особенности многофазных расслоенных потоков (типа «FlagShip»). Стандартные комплексы PLT могут теперь успешно решать проблемы оценок фазовых профилей притока даже в условиях сложного по структуре газожидкостного потока (на основе многодатчиковых систем оценки состава типа «FCIT-FloView», «GHOST», а также алгоритмов решения уравнений многофазных потоков). Широко применяются методы оценки текущей нефте- и газонасыщенности, не зависящие от степени минерализации пластовых вод (УКК (C/O), ВАК). В области изучения технического состояния скважин нормой становится применение магнитоимпульсных дефектомеров и сканеров внутренней поверхности труб. Апробированы спектральные модификации шумометрии, позволяющие разделять в скважине шумы фильтрации в поровом пространстве пластовых флюидов, определять работающие толщины пласта, оценивать состав заколонных перетоков (см. раздел 13.8).

Благодаря комбинированному сочетанию информативности прямых методов исследований ПГИ-ГДИС и методов математического геомоделирования в систему ПГК могут быть введены существенные корректировки как для опорных сетей скважин (что позволяет уменьшить число скважин в опорных сетях с десятков % до единиц %), так и для периодичности и комплексирования методов измерения. Такие корректировки должны быть предложены в рамках подготовки «Проекта разработки месторождения» («раздел 9.1» согласно [4]) и одобрены соответствующими государственными контролирующими органами (ЦКР, ГКЗ и др.) при защите проектных документов. В отдельных случаях (при внедрении принципиально новых, более эффективных систем промыслового и геофизического мониторинга) стандартные требования по периодичности исследований скважин и их комплексированию должны быть пересмотрены в рамках подготовки новых редакций проектной документации.



На основании опыта организации ряда крупных добывающих компаний производственных систем промыслового и геофизического мониторинга разработки нефтяных месторождений в Западной Сибири ниже (см. табл. 3.2.0.2) представлены минимальные требования к опорным сетям ПГИ и ГДИС отдельно по решаемым задачам.

**ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ ОПОРНЫХ СЕТЕЙ  
НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ**

Таблица 3.2.0.2

Категория скважин	Решаемая задача	Оцениваемые параметры ПГИ-ГДИС	% от всего фонда скважин	% от фонда скважин по отдельной категории
Наблюдательные и контрольные (КФ) скважины (глухие)	Динамика изменения контактов и текущая нефтегазонасыщенность толщин продуктивного пласта	ВНК-ГВК, $K_{Н,Г-тек}$ скважины со стеклопластковым хвостовиком)	0.5-1%	около 100% от КФ
		ВНК, $K_{Н-тек}$	2-3%	
		ГВК, $K_{Г-тек}$	3-5%	
Скважины – пьезометры (ПФ)	Изменения статического уровня	$P_{пл-тек}$ – если есть связь ствола с пластом	5-10%	около 100% от ПФ
Опорная сеть эксплуатационного фонда (ЭФ) для ПГИ	Профиль и состав притока, перетоки (фонтанный ДФ)	$h_{раб}$ , $h_{обв}$ , суммарные фазовые $Q_{\Sigma}$ , интервальные фазовые $Q_i$ , интервал, направление, состав и интенсивность перетока, др. критерии		20-25% от фонтанного или газлифтного ДФ
	Профиль и состав притока, перетоки (насосный ДФ)			от 20% (начало разработки) до 10 % от ДФ с ЭЦН
	Профиль приемистости, перетоки (НФ)			от 50% (начало разработки) до 30% от НФ
Опорная сеть эксплуатационного фонда (ЭФ) для ГДИС	Оценки ФЕС (фонтанный ДФ)	$k$ , $s$ , $\Delta Q/\Delta P$ , $P_{пл}$ , другие гидродинамические параметры		40-50% от фонтанирующего ДФ
	Оценки ФЕС (насосный ДФ)			10-25% от ДФ (датчики под ЭЦН)
	Оценки ФЕС (НФ)			40-50% от НФ

С учетом вышесказанного авторами предлагаются (см. табл. 3.2.0.3) следующие диапазоны критериев по системности организации ПГИ-ГДИС-ФХИ на месторождениях.

**ДИАПАЗОНЫ ДОПУСТИМЫХ КРИТЕРИЕВ ПО ОХВАТУ И ПЕРИОДИЧНОСТИ  
СТАНДАРТНЫХ КОМПЛЕКСОВ ПГИ**

Таблица 3.2.0.3

Категории скважин	Комплексы ПГИ							Сопутствующие	
	Профиль и состав притока	Источники обводнения, работающие толшины	Профили приемистости	Законные перетоки	Контроль ВНК, $K_{Н-тек}$	Контроль ГВК, $K_{Г-тек}$	Контроль технического состояния	Оценки энергетических параметров $P_{пл}$	Базовые ГДИС ( $k$ , $s$ )
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. вводимые ЭФ	«РВ»	«РВ»	«НЕ»	«РВ»	«НЕ»	«НЕ»	«НЕ»	«РВ»	«РВ»

Продолжение таблицы 3.2.0.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.1 ДФ -фонтанные	«ЗГ»	«ЗГ»		«ЗГ»			«НЕ»	«НЕ»	«2Г»
2.2 ДФ – газлифтные	«ЗГ»	«ЗГ»		«ЗГ»			«НЕ»	«НЕ»	«2Г»
2.3 ОС фонтанирующего ДФ	«Г»	«Г»		«Г»	«НЕ»	«Г»	«ЗГ»	«ПГ»	«ПГ»
2.4 ДФ с ЭЦН	«НЕ»	«НЕ»		«НЕ»			«НЕ»	«НЕ»	
2.5 ДФ ШГН	«НЕ»	«НЕ»		«НЕ»			«НЕ»	«НЕ»	
2.6 ОС насосного ДФ	«2Г»	«2Г»		«2Г»	«НЕ»		«ЗГ»	«2Г»	«2Г»
3. СФ	«КР»	«КР»	«НЕ»	«КР»	«НЕ»	«НЕ»	«КР»	«КР»	«НЕ»
4.1 НФ			«ЗГ»	«ЗГ»			«НЕ»	«НЕ»	«2Г»
4.2 ОС НФ			«Г»	«Г»			«ЗГ»	«Г»	«Г»
5. КФ		«НЕ»			«ПГ»/ «Г»	«КВ»/ «Г»	«НЕ»		
6. ТФ					«Г»/ «ЗГ»	ПГ/ «ЗГ»	«НЕ»		
7. ПФ									
8. РФ	«РВ»	«РВ»		«РВ»	«РВ»	«РВ»	«НЕ»	«КВ»	
9. Водозаборные	«НЕ»		«НЕ»				«НЕ»	«Г»	«НЕ»

Периодичность ПГИ и сопутствующих ГДИС: «КВ» – раз в квартал, «ПГ» – раз в полгода, «Г» – раз в год, «п-Г» – раз в п лет, «КР» – при проведении КРС (после КРС, при необходимости – и до КРС), «НЕ» – по необходимости, «РВ» – разовые, -/- – до и после стабилизации обводнения.

Дополнительные требования по системности контроля вспомогательных для ГИС-контроля промысловых параметров:

- технологических измерений ТИ (замеров, выполняемых на устье эксплуатационных скважин) – табл. 3.2.0.4,
- физико-химических исследований ФХИ проб продукции – табл. 3.2.0.5.

ПЕРИОДИЧНОСТЬ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ  
(ЗАМЕРОВ, ВЫПОЛНЯЕМЫХ НА УСТЬЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН)

Таблица 3.2.0.4

Категории скважин	Промысловые технологические замеры						ГДИС		
	Дебит (расход) жидкости		Дебит газа	Обводненность продукции		Газовый фактор		Устьевые $T_y$ и $P_y$ (буферное, затрубное, межтрубн)	Динамические уровни, оценки $P_{зab}$
	до 5т/сут	более	по $\Delta P$	до 2%	более	при $P_{пл} > P_{нас}$	при $P_{пл} < P_{нас}$		
1.1 ДФ фонтанные		«ЕЖ»/ «ЕН»	«ЕЖ»/ «ЕН»	«ЕН»/ «ЕМ»	«ЕЖ»/ «ЕН»	«Г»	«ЕМ»	«ЕЖ»	«КВ»
1.2 ДФ газлифтные		«ЕЖ»/ «ЕН»	«ЕЖ»/ «ЕН»	«ЕН»/ «ЕМ»	«ЕЖ»/ «ЕН»	«Г»	«ЕМ»	«ЕЖ»	«КВ»
1.3 ДФ с ЭЦН		«ЕЖ»/ «ЕН»		«ЕН»/ «ЕМ»	«ЕЖ»/ «ЕН»	«КВ»	«ЕМ»	«ЕН»/КВ	«ЕЖ»/ «ЕМ»
1.4 ДФ ШГН	«ЕН»/2М	«ЕЖ»/ «ЕН»		«ЕН»/ «ЕМ»	«ЕЖ»/ «ЕН»	«КВ»	«ЕМ»	«ЕН»/КВ	«ЕМ»
2. НФ		«ЕЖ»/ «ЕН»						«ЕЖ»/«ЕН»	«КВ»
3. Водозаборные		«ЕМ»						«ЕН»	«ПГ»
Периодичность промысловых технологических измерений: «ЕЖ» – ежедневно, «ЕН» – еженедельно, «ЕМ» – ежемесячно, «2М» – 2 раза в месяц, «КВ» – раз в квартал, «Г» – раз в год, – / – – автоматизированный и ручной способы измерений.									

Периодичность промысловых технологических измерений: «ЕЖ» – ежедневно, «ЕН» – еженедельно, «ЕМ» – ежемесячно, «2М» – 2 раза в месяц, «КВ» – раз в квартал, «Г» – раз в год, -/- – автоматизированный и ручной способы измерений.

### ПЕРИОДИЧНОСТЬ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОБ ПРОДУКЦИИ

Таблица 3.2.0.5

Категории скважин	Отбор и химический анализ проб углеводородов:		Отбор и химический анализ воды	
	поверхностных	глубинных	минерализация, плотность, химический состав	твердые вещества в закачиваемой воде
1.1 ДФ	«НЕ»	«СП»	«НЕ»	
1.2 ОС в ДФ	«ПГ»	«2Г»	«КВ»	
1.3 ОС в ДФ, эксплуатирующем многопластовую залежь	«КВ»	«СП»	«КВ»	
2. НФ				«РВ»
3. Водозаборные			«ПГ»	
Периодичность промысловых технологических измерений: «РВ» – разово, «НЕ» – по необходимости, «КВ» – раз в квартал, «ПГ» – раз в полгода, «2Г» – раз в 2 года, «СП» – по специальной программе.				

### 3.3. РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ СИСТЕМНОГО КОНТРОЛЯ С ПОМОЩЬЮ КОМПЛЕКСНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Объемы и методы промыслово-геофизических исследований определяются назначением скважины, способом и режимом ее эксплуатации, решаемыми задачами. Эффективность ПГИ определяется многократностью проведения замеров при смене условий (режимов) в скважине. Обычно для технологий ПГИ используют следующие режимы работы скважины:

1. Скважина работает со стабильным расходом, находится в освоении, работает в режиме фонтанирования. Последовательно проводят измерения в технологическом режиме; серию замеров на установившемся режиме при различных депрессиях и непосредственно после прекращения эксплуатации; регистрацию на фиксированных глубинах КВД и температуры после прекращения эксплуатации; серию замеров после пуска или изменения дебита, запись на фиксированных глубинах во времени кривых стабилизации давления и температуры.
2. Скважина работает с нестабильным расходом или низко дебитная при освоении. Нестационарные условия исследований: регистрация разновременных диаграмм по глубине при изменении режима работы скважины или затухании притока; изменение во времени давления и температуры; регистрация кривых изменения давления на устье и на забое; фиксация текущего положения фазовых уровней.
3. Скважина работает в нестационарном режиме с нестабильным расходом, измерения повторяют в технологическом режиме эксплуатации и в остановленной скважине (после 5–10 часов и более) с одновременной фиксацией устьевых температуры, давления, дебита газа, нефти, воды; на нескольких установившихся режимах нагнетания (отбора), отличающихся депрессиями после их стабилизации; в простаивающих скважинах; замеры после пуска или изменения дебита через: 0,5, 1, 2, 3, 5 часов и т.д.

4. В малodeбитных скважинах, работающих в режиме пульсирующего потока, дополнительно проводят флуктуационные измерения (см. раздел 2.5.6).

### 3.3.1. Обеспечение оценок выработки запасов и их подтверждаемости

Из всех видов ПГИ системный подход наиболее важен для исследований, направленных на оценку параметров, позволяющих в итоге давать распределения в пластах остаточных запасов углеводородов.

Перед вводом месторождения в разработку производится подсчет и утверждение в ГКЗ запасов. Затем по мере разбуривания залежей запасы углеводородов обязательно уточняются (в том числе и поблочно) с учетом информации ГИС-ПГИ-ГДИС, полученной по более плотной сетке скважин (корректируются размеры залежи, положения контуров и значения петрофизических параметров). Также на этот момент времени оценивают наблюдаемые тенденции по выработке пластов, включая данные по лабораторным исследованиям кернового материала, пластовых флюидов, результаты анализа истории разработки (накопленные отборы и закачки). В этой связи в процессе кустового разбуривания площади рекомендуется применять расширенные комплексы ГИС (максимально приближенные к комплексам разведочных скважин); поинтервальные испытания, отбор и анализ керна в скважинах с малыми углами наклона ствола (одна скважина на куст), чтобы можно было оперативно скорректировать петрофизические зависимости, уточнить ФЕС и потенциальную энергию пластов. Угол наклона скважины должен позволять проводить исследования без применения специальных методов доставки приборов на забой. На поздней стадии разработки данная сеть скважин позволит составить более точную картину распределения остаточных запасов.

В основе оценок по выработке обычно лежит участок (объект), выбранный для опытно-промышленной эксплуатации. Для такого участка по геолого-промысловым данным может быть построена гидродинамическая модель, настройка которой должна производиться с учетом всех имеющихся здесь результатов ПГИ-ГДИС. В комплексах ПГИ на этой стадии исследований должно быть предусмотрено максимально возможное применение наиболее эффективных методов (ИННК с закачками МВ, С/О-каротаж, ВАК, механическая расходометрия в комплексе с ТМ и БМ на нескольких режимах отбора, опробователи пластов, др.).

Анализ выработки проводят комплексно (при настройке гидродинамической модели по результатам ГИС-ПГИ-ГДИС, данных керновых исследований). При необходимости могут быть проведены дополнительные межскважинные исследования (ВСП, ГДП, трассирования МВ) с целью выявления гидродинамической связи пластов и скважин, выявления непроницаемых барьеров и выклиниваний продуктивных толщин. Средствами анализа процессов выработки могут быть профили, карты, 3D-построения.

Также количественно оцениваются изменения положения контактов, коэффициенты вытеснения, текущей нефте- или газонасыщенности, охвата (выработкой, заводнением), нефте(газо)отдачи ( $\eta_{\text{тек}} = Q_{H.\text{тек}} / Q_{H.\text{нач}} = (K_{H.\text{нач}} - K_{H.\text{тек}}) / K_{H.\text{нач}}$ ). Расхождения

накопленных по объекту объемов добытой нефти, определенных методами материального баланса и по данным ГИС-ПГИ, не должны расходиться более, чем на 10–15% (иначе необходимо установить причину расхождения).

Для решения задачи о распределении остаточных запасов производят построения:

- профилей выработки запасов (для чего с учетом искривленности ствола скважины устанавливается соответствие разбивок продуктивных толщин по ГИС с результатами выполненных ПГИ, оценками ФЕС пласта по ГДИС и данными по накопленным отборам-закачкам),
- карт остаточных газо- и нефтенасыщенных толщин (учитываются только толщины, в которых  $K_{H.тек} > K_{H.o}$ ),
- карт текущей (средневзвешенной по толщине пласта) нефте(газо)насыщенности (в нагнетательной скважине принимается  $K_{H.тек} = K_{H.o}$ ),
- карт коэффициента вытеснения подвижной нефти (средневзвешенный по толщине параметр  $\beta_{выт\_пн} = (K_{H.нач} - K_{H.тек}) / (K_{H.нач} - K_{H.o})$ ).

### 3.3.2. Обеспечение оценок работающих толщин, состава и профиля притока, приемистости

Оценки *работающих толщин* пласта могут быть выполнены при включении в комплекс ПГИ методов: ТМ, ШИ и ШС-А,Э, НК, ГК (при фиксации эффекта РГЭ) в сопоставлении с результатами РМ, ТА, опробователей. Обязательным условием такой технологии является запись параметров на технологическом (или близких к нему) режимах работы скважины.

*Оценки профиля притока (приемистости)* для пласта могут быть получены на основании кривых методов РМ (лучше, если они при замере обеспечивают пакеровку пространства между прибором и обсадной колонной), реже ТА (только если поток – гомогенный), а также с использованием поточечных опробователей пласта (типа «MDT», «CHDT»).

*Состав притока* в скважине, эксплуатирующей (опробующей) один пласт, интегрально может быть определен по устьевому дебиту. Дифференциально состав притока оценивают *косвенно* (распространяя измеряемые параметры состава в стволе с возможным распределением флюидов в пласте). В измерительный комплекс обычно входят методы: БМ (оценки по градиенту давления с учетом гидравлических потерь), ВЛ, РИ, ПЛ, ТА, а также ШС (по амплитудно-частотным характеристикам). Оценки состава флюида в стволе возможны также методами НК при использовании малых зондов (доинверсионных).

*Фазовые профили притока* (2-х и 3-х фазного потока) допускается оценивать только при использовании метрологически обеспеченных датчиков: РМ, МН, ТМ и состава (например, ПЛ, РИ, ВЛ, «GHOST»). Другим обязательным условием выполнения таких оценок является применение аппаратуры, оснащенной многодатчиковой измерительной системой (несколько датчиков состава распределены по сечению потока), что позволяет определить распределение состава потока в стволе наклонных и горизонтальных скважин (дополнительно здесь используются результаты инклинометрии). Наконец, программа интерпретации должна оценивать необходимые поправки за струк-

туру потока смеси (а для технологии с БМ-РМ, и гидравлические потери). Таким образом, измеренные датчиками состава профили истинных объемных долей продукции в стволе должны быть преобразованы в профили расходных фазовых параметров с дальнейшим их пересчетом в профили фазовых дебитов.

*Источник обводнения* может быть оценен, если известны профили притока фаз в отсутствии в стволе скважины заколонных перетоков. Иначе необходимо использовать методы, способные определить направление перетока (ТМ, КНАМ) и состав перетока (ШС-А,Э).

Системный характер данных исследований заключается в необходимости оценки в околоскважинном пространстве характеристик работы пласта. Чем в большем количестве скважин будут изучены и сопоставлены с гидродинамической моделью характеристики работы продуктивных толщин, тем проще будет настроить модель и давать оптимальные рекомендации на проведение ГТМ или РИР в скважинах, работающих с нарушениями.

### 3.3.3. Обеспечение оценок заколонных межпластовых перетоков

Основной способ выявления и оценки заколонных перетоков флюидов – серия замеров ТМ на режимах (включая статику). Оценивают как видимые изменения градиента термограмм, так и эффекты инверсии в локальном интервале при восстановлении теплового поля к геотермическому. На качественном уровне относительно просто по форме термоаномалий определяют *направление перетока*.

Программы интерпретации таких данных, дающих количественные оценки *расхода перетока*, основаны на решении упрощенного уравнения теплопроводности в скважине, учитывающем как влияние тепловых свойств флюида, вмещающих пород и конструкции скважины, так и эффект теплопереноса, вызванный движением масс флюида при перетоке. Для заколонных перетоков снизу предел чувствительности данной методики с использованием многорежимных записей ТМ – для газа порядка  $500 \text{ н.м}^3/\text{сут.}$ , для жидкости порядка  $0.5 \text{ м}^3/\text{сут.}$  Для заколонных перетоков сверху соответственно: для жидкости критический расход – свыше  $3 \text{ м}^3/\text{сут.}$ , а для газа – свыше  $3000 \text{ н.м}^3/\text{сут.}$  [5, 6].

Количественные оценки *интенсивности и состава перетока* возможны также с помощью метода спектральной акустической и электромагнитной шумометрии. Обрабатываются амплитудно-частотные спектры обоих типов шумов, измеренные индивидуально для каждой точки глубинного профиля (исходный результат измерений – волновые картины). По пиковым частотам оценивают шумы, вызванные перетоком (с учетом возможного размера каналов в негерметичном цементном пространстве). По спектрам электромагнитной шумометрии (в сравнении с сигналами акустической спектральной шумометрии) разделяют шумы, вызванные заколонным движением воды, от шумов фильтрации нефти и газа. Кроме того, заколонные движения воды интенсивностью выше  $5 \text{ м}^3/\text{сут.}$  могут быть разделены при использовании прибора, имеющего прямой (50 см) и обратный (25 см) зонд метода наведенной активности по

кислороду (типа КНАМ), а также при использовании МВ или ИР (по показаниям НК или ГК), если технологией исследований предусмотрена закачка активированного флюида в скважину с негерметичным ЦК.

Системный характер данных исследований состоит в необходимости выявления заколонных циркуляций (особенно с большими расходами) как можно в большем количестве объектов, где они имеют место. Это позволит своевременно принять меры как по проведению РИР с целью ликвидации выявленных перетоков, так и учесть при гидродинамическом моделировании существующие между залежами массопереносы флюидов.

### **3.3.4. Обеспечение оценок фильтрационно-емкостных свойств и энергетики пласта**

Совместно с комплексами ПГИ могут выполняться исследования по методике ГДИС. Результаты этих измерений помогают оценить в скважинах *текущие режимы работы пласта*, его продуктивность, наличие *скин-фактора* (зон кальматации или трещин) *в ближней зоне*, а также выйти на оценку *проницаемости дальней зоны*, *определить пластовое давление*, а при длительном замере даже и *типа резервуара* вокруг скважины. Все это делает технологии ГДИС незаменимыми при мониторинге эксплуатации пласта и скважины.

Другие задачи ПГИ (оценки технического состояния скважин, выявление негерметичностей и т.п.) не являются предметом системных исследований и могут выполняться на месторождении по необходимости.

## **3.4. ПЛАНИРОВАНИЕ И ОРГАНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Одной из целей системных исследований пластов и скважин является учет уже полученных ранее результатов ПГИ-ГДИС при составлении программ последующих исследований. Таким образом, оптимально, если в сервисном и на добывающем предприятиях при планировании новых исследований действует эффективная обратная связь, учитывающая результаты ПГК как в конкретных скважинах, так и с учетом всей системы геомониторинга. Основным условием осуществления системного контроля является наличие согласованного плана исследований между проектирующими, добывающими и геофизическими организациями. Этим планом предусматривается система мероприятий, содержащая четкую формулировку задач по контролю, способы их решения, периодичность исследований. Многообразие особенностей геологического строения месторождений, типов залежей, систем разработки исключает возможность единого подхода при планировании системных исследований.

Выбор скважин для проведения комплексов ПГИ-ГДИС осуществляется с учетом особенностей распределения коллекторов и типов разрезов, расположения нагнетательных скважин, доступности скважин для исследований. Так, для исследования

глубинными приборами доступны в основном фонтанные и газлифтные скважины, а скважины с ЭЦН и ШГН требуют определенной корректировки в конструкции ГНО.

Вследствие опасности прихвата приборов, исследования скважин приборами повышенных габаритов (при соотношении диаметра прибора к внутреннему диаметру колонны свыше 1/2 и при длине прибора свыше 5 м) в интервалах ствола с углами более 30° могут быть ограничены (решение о проведении ПГИ принимается индивидуально в зависимости от технического состояния ствола конкретной скважины и по результатам соответствующего шаблонирования). В ГС стандартный комплекс ПГИ малоэффективен и требует привлечения специальных технических и технологических средств.

Опорная сеть скважин выбирается в зависимости от задачи, для решения которой она используется, и может меняться во времени и по площади. Периодичность исследований для каждой залежи может отличаться и устанавливается по результатам, которые были получены для сходных месторождений или имеющегося объема информации. Периодичность исследований во времени, в зависимости от сложностей геологического строения, может меняться. Минимальная периодичность исследований по основным задачам ГИС-контроля приведена в табл.3.2.0.3–3.2.0.5. Исследования по изучению керна, вопросам фильтрации, анализу проб нефти ведутся в основном соответствующими лабораториями НИПИ на постоянной основе. Системный контроль за разработкой месторождений подразумевает проведение различных исследовательских операций (ГИС, ПГИ, ГДИС, анализ керна, проб нефти и пр.), выполняемых в зависимости от решаемых задач.

Планирование комплексного контроля разработки промысловыми и геофизическими методами производится в соответствии с техническим заданием утвержденных в установленном порядке проектных технологических документов, которые согласовываются с органами Госгортехнадзора РФ, проектной организацией, добывающей компанией и ее территориальными производственными предприятиями. Техническое задание включает:

- обоснование целей и задач контроля за разработкой на лицензионном участке,
- обоснование опорных сетей (с указанием номеров скважин, базовых комплексов и технологий ПГИ-ГДИС, принятых с учетом стадии разработки),
- обоснование периодичности базовых исследований в скважинах ОС,
- обоснование объемов базовых и прочих исследований комплексами ПГИ-ГДИС,
- обоснование необходимых непрофильных исследований (промысловых, ГХИ),
- требования по авторскому надзору со стороны проектной организации.

Разработчики технического задания (проектная организация) обязаны принимать непосредственное участие в контроле за выполнением их требований по различным направлениям исследований, равно как и супервайзерская служба добывающей компании.

Работы по промыслово-геофизическому контролю разработки на месторождении организуются территориальными производственными предприятиями добывающей компании (ТПДН). Для проведения как скважинных, так и лабораторных исследований, помимо подразделений добывающей компании, могут привлекаться на условиях подряда специализированные сервисные организации («исполнитель», «подрядчик»),



имеющие лицензию Госгортехнадзора на право ведения соответствующего вида деятельности и удовлетворяющие по качеству исследований «заказчика» работ. Мероприятия ПГИ-ГДИС-ГИС-ПВР проводятся на основе договоров или контрактов, в которых должны быть оговорены все условия, связанные с выполнением этих работ. Ежегодно в рамках бизнес-плана геологическая служба «заказчика» (или «оператора» объекта) на основе технического задания составляет планы проведения ПГИ и ГДИС как в опорной сети скважин, так и для всех остальных объектов.

Перед началом выполнения ПГИ сервисная компания должна получить от «заказчика» (подразделения добывающей компании) надлежащим образом оформленную заявку на исследования скважины с указанием всей необходимой для подготовки к исследованиям информации (объект, его состояние и краткая характеристика, задачи ПГИ и т.п.). При отсутствии каких-либо данных, предусмотренных в форме заявки, сервисная компания имеет право потребовать от заказчика их оперативного предоставления и задержать начало выполнения ПГИ. Если заявка была принята без предоставления в ней полной информации об объекте, сервисная компания сама несет ответственность за правильность выполнения ПГИ.

Заявка на ПГИ вместе с заключением и геофизическим планшетом входят в пакет обязательных документов, необходимых для документирования по каждому из исследований. Дополнительно к этому пакету должны быть приложены акты, устанавливающие причину невыполнения различных видов измерений в скважине. Работы по ГИС-ПГИ-ГДИС-ПВР должны проводиться в присутствии представителя «заказчика». Кроме того, к указанным мероприятиям может привлекаться оборудование или персонал (для вспомогательных работ) «заказчика», если это оговорено технологией полевых работ (при этом общее руководство совместных работ возлагается на «исполнителя», а привлекаемые работники должны пройти необходимый инструктаж по безопасному ведению работ).

Если для проведения исследований и геофизических работ на скважинах «заказчиком» одновременно привлекаются представители сразу нескольких подрядных компаний, то общая координация должна возлагаться на представителя «заказчика», который обязан обеспечить дополнительные меры промышленной безопасности на объекте.

Согласно ст.24 «Закона о Недрах»: «Все работы, связанные с повышенной опасностью при пользовании недрами, проводятся на основании лицензий на соответствующий вид деятельности». Сервисные организации при выполнении исследований и работ на скважинах должны руководствоваться требованиями и положениями действующих на территории проведения работ нормативных документов по технике промышленной безопасности.

Все ГИРС должны быть обеспечены сертифицированным оборудованием, геофизическим кабелем, скважинной и наземной аппаратурой, технические характеристики которых удовлетворяют геолого-техническим условиям в бурящихся и эксплуатируемых скважинах. В исключительных случаях с разрешения «заказчика» допускается использование опытно-экспериментальных образцов АО и скважинного оборудования. Расстановка техники и оборудования на кустовой площадке должна произво-

диться «исполнителем» в строгом соответствии со схемами, утвержденными «заказчиком».

При проведении ГИРС в условиях нахождения скважины под давлением в комплект скважинного оборудования должны входить лубрикаторы (испытанные под соответствующим давлением), монтаж и работа которых обеспечивается «исполнителем» с предоставлением ему при необходимости специального грузоподъемного агрегата. Спуск и подъем кабеля должен сопровождаться контролем глубины, натяжения кабеля и соблюдением технологически оправданной скорости.

Представитель «заказчика» вправе потребовать от «исполнителя» строгого выполнения требований по обеспечению безопасности работ на скважине, пожарной безопасности, охраны окружающей среды, промышленной санитарии, а при необходимости – запретить дальнейшее выполнение ГИРС. Аварийные ситуации разрешаются при взаимодействии «исполнителя» геофизических работ с «заказчиком» согласно условиям договорных документов с привлечением технических средств обеих.

«Исполнитель» (подрядная организация) при проведении ГИРС *ответственен* за своевременное оформление, согласование и утверждение у «заказчиков» необходимых заявочных документов, обеспечение работ специальными техническими средствами, выполнение всех требований соответствующих нормативных документов.

«Заказчик» ГИРС *ответственен* за предоставление сервисной организации всей необходимой геолого-технической документации об объекте и его текущем состоянии (включая полностью заполненную заявку), обеспечение своевременной подготовки скважины и кустовой площадки к планируемым исследованиям (согласно требованиям действующих технологических норм), контроль за проведением ГИРС в соответствии с требованиями по безопасности работ и охраны окружающей среды.

ГИРС разрешается выполнять только после подготовки территории и ствола скважины, что должно быть задокументировано двусторонним актом представителями «заказчика» и «исполнителя» (соответствующие требования по подготовке скважин и порядок их проверки к готовности изложены в перечисленных выше нормативных документах: Правила ГИРС-99 [7], РД 153-39.0-072-01 [8]).

Полученные при исследованиях первичные материалы ПГИ, ГДИС, ГИС являются собственностью добывающей компании («заказчика») и не могут использоваться или тиражироваться без разрешения компании.

Сервисная компания, производящая измерения, обязана выполнить первичную обработку материалов (увязка, редактирование и т.п.), что необходимо для проведения дальнейшей интерпретации. Если программой работ предусматривалась также выдача исполнителем заключения по оперативной интерпретации, то оно должно быть передано в комплекте с исходными материалами. Кроме того, «исполнитель» может быть привлечен «заказчиком» к интерпретации (особенно когда выполнялись специальные программы исследований нестандартной аппаратурой или по новым технологиям).

*Обработка данных* выполняется исключительно на компьютерах с документированием результатов как в цифровом виде, так и при необходимости на бумажных но-

сителях («твердые копии»). Количество экземпляров материалов исследований, передаваемых «исполнителем» (или «соисполнителем») работ на бумажных носителях, предварительно согласовывается с заказчиком.

Применяемые при обработке и интерпретации программные средства должны быть многократно адаптированы, заранее согласованы с «заказчиком» и супервайзером компании, иметь лицензионное удостоверение (например, выданное в РосАПО, РосПатент и т.п.) или быть сертифицированным в ГосОрганах РФ.

Не допускается применение устаревшего программного обеспечения, не обеспечивающего сохранение конечных результатов в общепринятых стандартных форматах (LAS, XLS, JPEG, TIFF, GIF, BMP и т.п.). Документирование цифровых массивов и результатов интерпретации по методам ПГИ-ГДИС в обязательном порядке производится в базе данных ГДИС-ПГИ).

Рекомендуется проводить интерпретацию стандартных данных технологических, базовых и экспресс-исследований ТИ-ГДИС-ПГИ в соответствующих системах специализированных АРМов непосредственно силами сотрудников добывающей компании. Эти же специалисты должны оценивать качество исходных материалов и полностью выполнения программ ПГИ-ГДИС.

Окончательное заключение о полноте и качестве передаваемых «заказчику» результатов выполненных ПГИ-ГДИС может быть выдано супервайзерской службой добывающей компании, либо специализированным подразделением компании, ответственным за анализ и обобщение материалов (в том числе и накопленных в БД) с целью обоснования и информационного обеспечения «Проекта разработки» или другого проектного документа по месторождению.

Стандартное заключение по результатам комплекса ПГИ-ГДИС (направленных на решение задач оценки характеристик работы пластов и скважины) должно содержать данные о

- интервалах притока (отдельно по каждой фазе);
- параметрах работы фильтра (работающих толщинах);
- профилях притока (приемистости) жидкости или газа;
- пластовом давлении;
- величине депрессии (репрессии);
- гидропроводности, текущей проницаемости, фазовой продуктивности;
- неоднородности объекта эксплуатации (скин-факторе, степени вскрытия);
- плотности флюидов в стволе скважины и объемной доле каждого флюида смеси, заполняющей ствол скважины.

При оценке результативности ГТМ в заключение необходимо отразить как результаты определения эксплуатационных характеристик пласта, так и эффективность проведенных мероприятий по интенсификации: прирост дебита (удельного дебита), порядок изменений скин-фактора, степени вскрытия, восстановления проницаемости в ближней зоне пласта, параметры трещины ГРП и т.п.

ЛИТЕРАТУРА К ГЛАВЕ 3

1. Коноплев Ю.В. Организация системного геофизического контроля за разработкой нефтегазовых и нефтяных месторождений. Каротажник, 1996, № 22, стр. 93–100.
2. Масленников В.В., Ремизов В.В. Системный геофизический контроль разработки крупных газовых месторождений. М., Недра, 1993, 303 с.
3. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. М., 2002, 75 с.
4. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153.0-047-00. МинТопЭнерго РФ. М., 2000.
5. Газодинамический контроль за эксплуатацией скважин на месторождениях и подземных хранилищах газа промыслово-геофизическими методами. Методические рекомендации. Газпром. М., 1991.
6. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник под ред. Добрынина В.М. М., Недра, 1988.
7. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. Минтопэнерго РФ при МПР РФ. М., 1999.
8. РД 153-39.0-072-01. Техническая инструкция по проведению ГИРС на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. М., 2001, 270 с.

## Глава 4

### ТЕХНОЛОГИИ

### ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

Проблемы технологического обеспечения промыслово-геофизического контроля нельзя рассматривать в отрыве от условий, созданных в скважине в процессе проведения исследований ПГИ. Именно разнообразие условий определяет богатую палитру технологических средств, используемых современным промыслово-геофизическим контролем при решении своих задач. Следовательно, условия проведения ПГК определяют результативность исследований скважин.

#### 4.1. ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЙ

Под условиями проведения исследований ГИС-контроля понимают совокупность геолого-промысловых характеристик скважины и вмещающих пород, включая физические параметры протекающих в стволе и пластах процессов. В целом условия исследований определяются геологическими особенностями залежи, назначением скважины, особенностями ее конструкции, техническим состоянием, физическими свойствами заполнителя ствола, состоянием и поведением вскрытых скважиной пластов. Они характеризуются диапазонами и тенденциями изменений во времени геофизических параметров.

При классификации условий измерений ГИС-контроля наиболее важно *учитывать особенности (режимы) поведения системы «скважина-пласт»*, причем прежде всего *во времени*, а уже потом по набору признаков (составу притока и пр.).

Этому есть несколько причин. Во-первых, разновременные исследования несут дополнительную информацию о динамике изменения свойств исследуемых объектов. Во-вторых, сравнение разновременных исследований без учета фактора времени приводит к ошибкам интерпретации. И в-третьих, целенаправленный выбор последовательности времен проведения скважинных замеров – это один из основных путей повышения информативности ГИС-контроля эксплуатационных пластов и скважин.

По особенностям *поведения скважины во времени* различают стационарные, нестационарные и квазистационарные условия проведения геофизических исследований. *Стационарные* условия характеризуются отсутствием зависимости изучаемых параметров во времени. Они характерны для неработающих скважин. *Нестационарные* характеризуются существенной зависимостью состояния скважины и пласта от времени. Они наиболее типичны для большинства объектов ГИС-контроля. В случае, если состояние скважины стабильно или меняется во времени медленно (в рамках решения конкретной задачи), то такие условия называются *квазистационарными*. Они характерны для скважин, которые длительное время простаивают или длительно эксплуатируются на технологическом режиме.

Наиболее характерные для объектов ГИС-контроля нестационарные условия проведения измерений наблюдаются непосредственно после пуска скважины, ее освоения, резкого изменения дебита или депрессии на пласты, остановки, глушения и т.п. Сейчас, в условиях перехода большинства месторождений на этап падающей добычи и при широком использовании различных методов интенсификации притока, появилось большое число эксплуатационных объектов, работа которых в стационарном режиме не возможна (малодебитные фонтанные скважины; скважины, работающие в режиме накопления; скважины, осваиваемые свабированием или компрессированием).

Классификация условий проведения исследований очень важна, поскольку определяет методику проведения геофизических исследований, а значит и эффективность интерпретации материалов ГИС-контроля (как и ПГК в целом). Условия и технология исследований в скважине при ГИС-контроле в зависимости от особенностей ее поведения даны ниже в табл. 4.1.0.1.

#### ОСНОВНЫЕ ТИПЫ УСЛОВИЙ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

Таблица 4.1.0.1

№	Особенности поведения скважины	Индекс	Тип поля	Особенности полей геофизических параметров
1	Длительно простаивающие	«СТЦ»	Стационарное естественное	Сепарация компонент флюидов по слоям в соответствии с их плотностью. Близкий к геотермическому температурный режим и гидростатическое распределение давления в большей части ствола
		«КВЗ»	Квазистационарное искусственное	Локальные аномалии в интервалах перетоков, пластов, дренируемых соседними скважинами и пр.
2	Длительно работающие с установившимся расходом	«ДИН»		Нарушение естественного распределения геофизических параметров вследствие движения жидкости и газа по стволу и эксплуатируемым пластам
3	Работающие с циклически меняющимся расходом	«РЕЖ»		
3	Кратковременно простаивающие (остановленные)	«ОСТ»	Нестационарное искусственное	Расформирование искусственных полей геофизических параметров, возникших в стволе и в окружающих породах в процессе эксплуатации
4	Кратковременно работающие после пуска на квазистационарный режим эксплуатации	«ПУС»		Формирование искусственных полей геофизических параметров и стабилизация их значений, обусловленная началом движения жидкости и газа по стволу
5	Кратковременно работающие после смены квазистационарного режима	«РЖС»		Расформирование полей геофизических параметров, возникших в предшествующем режиме, формирование полей нового режима
6	В процессе смены нестационарного режима другим	«РЖН»		Расформирование полей геофизических параметров, предшествующего режима, формирование полей нового режима

В другой табл. 4.1.0.2 классифицирована встречаемость названных условий в скважинах различного типа (индексы режима даны согласно табл. 4.1.0.1). Данная таблица иллюстрирует информативные возможности ГИС-контроля, связанные с конкретными условиями.

**РАСПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВИЙ ИЗМЕРЕНИЙ МЕТОДАМИ ГИС-КОНТРОЛЯ  
В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТИПОВ СКВАЖИН**

Таблица 4.1.0.2

Тип скважины	Возможные условия исследований	Индекс	Основные информативные эффекты
1. Неработающие наблюдательные, контрольные, геофизические	Длительный простой	«СТЦ»  «КВЗ»	Нарушение естественной температуры в интервалах межпластовых перетоков, пластов, дренируемых соседними скважинами. Локальные аномалии давления и скорости в интервалах внутри колонных перетоков
2. Работающие в стабильном режиме (нагнетательные, фонтанные добывающие скважины)	Длительная работа на установившемся режиме  Последовательная смена установившихся режимов Кратковременный простой. Работа непосредственно после пуска (изменения режима)	«ДИН»  «РЕЖ»  «ОСТ»  «ПУС»	Связь значений геофизических параметров с составом, структурой и динамическими характеристиками потока флюида в стволе. Аномалии, обусловленные притоком в скважину. Особенности изменения параметров от режима к режиму, обусловленные пластовыми давлениями и фильтрационными характеристиками пласта. Связь темпа изменения параметров во времени с особенностями поведения скважины и свойствами пластов
3. Работающие в циклическом режиме скважины подземных хранилищ газа (ПХГ)	Условия по п.2, но с чередованием циклов закачки и отбора	«РЖС»	Аналогично п.2, наблюдается влияние на тепловое поле предшествующих циклов эксплуатации
4. Работающие в нестационарном режиме (в накоплении, компрессируемые и т.п.)	Закономерная спонтанная смена нестационарных режимов	«РЖН»	Аналогично п.2, взаимовлияние режимов усиливает информативность методов оценки приток-состава
5. Работающие в циклическом нестационарном режиме (при специальных работах)	Незакономерная смена нестационарных режимов	«РЖН»	Аналогично п.2, 3, 4

Следующая табл. 4.1.0.3 характеризует взаимосвязь задач ПГК с типом условий в скважине в процессе проведения исследований (индексы режима даны согласно табл. 4.1.0.1). Каждый тип условий специфичен по решаемым задачам и уровню результативности промыслово-геофизических исследований.

**ВЗАИМОСВЯЗЬ ОСНОВНЫХ ЗАДАЧ ПГК С УСЛОВИЯМИ  
ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ**

Таблица 4.1.0.3

<b>ОСОБЕННОСТИ (РЕЖИМ) ПОВЕДЕНИЯ СКВАЖИНЫ / ИНДЕКС РЕЖИМА</b>					
Длительный простой /СТЦ	Длительная работа с установившимся расходом / «ДИН» / «РЕЖ»	Кратковременный простой / «ОСТ»	Кратковременная работа после пуска / «ПУС»	Кратковременная работа после смены режима / «РЖС»	Нестационарные режимы / «РЖН»
<b>ЗАДАЧИ ГИС-КОНТРОЛЯ</b>					

## Продолжение таблицы 4.1.0.3

I. Технические параметры скважины (для выбора оптимального режима эксплуатации, определения возможностей и способа дальнейшей эксплуатации скважины, обоснования мероприятий по подземному ремонту)			
Уточнение местоположения элементов конструкции скважины – контроль перфорации, оценка совершенства вскрытия, уточнение глубины подвески НКТ, интервала установки пакеров, фильтров и других элементов конструкции и подземного оборудования			
Техническое состояние обсадных колонн, цементного камня и подземного оборудования: определение негерметичности обсадных колонн и НКТ; изучение текущего состояния колонн (смятие, коррозия); оценка текущего состояния цементного камня (плотность, качество сцепления, распределение за колонной); герметичность искусственного забоя; гидрато- и солеобразование в стволе			
Состояние забоя скважины: текущая глубина, герметичность, пробки			
II. Состояние, поведение и технологические параметры скважины (для получения исходной информации при учете продукции скважин, оптимизации режима работы скважины и залежи, интенсификации притока)			
Термобарические условия в стволе скважины			
Уровни раздела фаз		Режим работы подземного оборудования	
	Динамика изменения уровней раздела фаз во времени		
	Изменение параметров продукции скважины во времени. Интегральные (за время исследований) дебиты по фазам		
	Профили истинных и расходных фазовых содержаний	Профили истинных фазовых содержаний	Динамика изменения профилей истинных и расходных фазовых содержаний во времени
III. Поведение и геолого-технологические параметры пластов в разрезе скважины (для контроля процесса отработки продуктивных пластов, оптимизации режима работы скважины, обоснования мероприятий по восстановлению производительности скважин и увеличению нефтегазоотдачи пластов, оценки эффективности мероприятий по интенсификации притока)			
Работающие толщины пластов, эксплуатируемых соседними скважинами		Работающие толщины	
	Интервалы притока (поглощения)		Интервалы притока (поглощения)
	Интервалы поступления воды в ствол		
	Профиль притока (поглощения) и фазовые дебиты по пластам	Профиль поглощения	Динамика изменения профиля притока (поглощения) и фазовых дебитов по пластам во времени
Перетоки в открытом стволе и по внутриколонному пространству между совместно эксплуатируемыми пластами.			
	Пластовые давления, фильтрационные характеристики пластов, термодинамические параметры пластового флюида.		
Характер насыщения продуктивных пластов: коэффициенты нефтегазонасыщения по пластам, текущее и остаточное насыщение продуктивных пластов, степень вытеснения нефти и газа из коллекторов. Текущее положение газовой и водонефтяной контактов по пластам.			
Поведение пласта в процессе и после технологических операций по повышению нефтегазоотдачи (ГРП, кислотная обработка СКО, обработка ПАВ, АВ и др. МУН)			
IV. Перетоки и утечки по негерметичному заколонному пространству скважин (для оценки экологической ситуации, обоснования мероприятий по ремонту или ликвидации скважин)			
Движение жидкости и газа между пластами по негерметичному заколонному пространству			
Движение флюида через негерметичности обсадных колонн и муфтовых соединений и их поглощение пластами.			
Искусственные скопления жидкости и газа в цементном камне и проницаемых пластах за пределами залежи			



Продолжение таблицы 4.1.0.3

<i>У. Поведение и технологические параметры залежи</i>
Для контроля выработки запасов нефти и газа в залежи, оптимизации процесса разработки залежи, обоснования местоположения новых эксплуатационных и наблюдательных скважин, контроля технологических мероприятий по повышению нефтегазоотдачи (искусственное заводнение, сайклинг-процесс и т.п.)
Динамика отработки залежи по площади (определение охвата залежи разработкой, оценка энергетического состояния залежи, перемещение контактов, контура нефтегазоносности, обусловленного перемещением контурных пластовых вод, локальные обводнения вследствие прорыва воды и неравномерного вытеснения нефти и газа водой, изменения нефтегазонасыщенности пластов, пространственное распределение остаточных запасов нефти и газа)
Динамика процесса искусственного заводнения залежи (направление движения закачиваемой жидкости, скорость и характер движения жидкости, перемещение контуров нефтеносности, обусловленное внедрением закачиваемых вод при внутриконтурном и законтурном заводнении, определение объема закачанной в залежь воды и ее распределения по пластам, степени промывки пласта водой, динамики процесса вытеснения нефти водой и коэффициента нефтеотдачи)
Динамика перераспределения углеводородов в залежи (перемещение нефти в газовую шапку, формирование искусственных газовых залежей, перемещение углеводородов за пределы контура нефтегазоносности)

#### 4.2. УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ, КАК ОСНОВНОЙ ФАКТОР РЕЗУЛЬТАТИВНОСТИ

Представленный выше обзор возможностей ПГК показывает, в частности, что промыслово-геофизические исследования можно использовать для решения очень широкого диапазона задач. Среди них: определение технических параметров и технологических характеристик скважины, изучение поведения и геолого-технологических параметров пластов в разрезе скважины, выявление перетоков и утечек по негерметичному заколонному пространству, контроль технического состояния ствола и подземного оборудования, др. Данные материалы иллюстрируют существенное влияние на эффективность ГИС-контроля условий геофизических исследований, а также чрезвычайное разнообразие и динамизм самих условий. Это определяет высокие потенциальные возможности исследований в эксплуатационных скважинах, однако одновременно является и одной из основных причин неоднозначности интерпретации получаемых результатов.

Эффективность интерпретации данных ГИС-контроля может быть повышена путем увязки материалов конкретного геофизического исследования с условиями проведения измерений в скважине. Однако это пассивный путь. Наиболее радикально будет *целенаправленное формирование условий геофизических исследований и выбор способа обработки результатов для усиления изучаемого информативного эффекта и подавления помех.*

Другими словами, *основой повышения результативности ГИС-контроля является управление условиями проведения исследований и повышение помехоустойчивости интерпретации получаемых результатов, в том числе:*

- оптимизация условий проведения геофизических исследований с целью более контрастного проявления изучаемого эффекта;
- целенаправленная технология работы с объектом исследований для создания или усиления информативных эффектов и нивелирования помех;
- привлечение дополнительной информации о поведении и состоянии скважины, полученной независимо – для упрощения методики обработки результатов измерений;

- обработка результатов измерений, позволяющая подавить помехи или разделить эффекты на основе специфических особенностей их проявления (по величине, времени возникновения, характеру поведения с глубиной или временем и т.п.).

Геофизическую технологию, реализующую перечисленные принципы, называют «активной». Другими словами, под активной технологией понимается *оптимальная совокупность действий по проведению измерений и обработок результатов, позволяющая повысить достоверность и однозначность интерпретации.*

Для реализации активных технологий в ГИС-контроле наиболее благоприятны эксплуатируемые скважины, предоставляющие богатые возможности как выбора, так и управления условиями исследований. Следует подчеркнуть, что активная технология авторами понимается несколько шире, чем просто направленное воздействие на скважину (как, например, при известном способе исследований открытого ствола по принципу «фон-воздействие-измерение») [1].

Большой удельный вес в активной технологии имеет оптимизация способа обработки и интерпретации. В этом смысле к активным технологиям можно отнести обработку избыточной информации, многовариантную обработку с использованием разных исходных данных и различных способов расчетов.

Итак, существенную роль в совершенствовании методики и технологии ГИС-контроля играет повышение удельного веса в комплексе *активных технологий.* Подобные технологии предусматривают целенаправленное создание в скважине благоприятных условий для изучаемых эффектов, а их основное назначение состоит в *придании информативному эффекту признаков, выделяющихся на фоне помех,* и повышении за счет этого достоверности интерпретации геофизических исследований.

Основой научного обоснования активной технологии является *анализ информативности* геофизического исследования. Такой анализ необходим, поскольку эффективность ГИС-контроля при изучении любого процесса в скважине и пластах определяется не только его значимым влиянием. Влияние должно быть различимо на фоне прочих, воздействующих на геофизическое поле факторов, что возможно в двух случаях. Либо *интенсивность изучаемого процесса* должна быть существенно больше, чем остальных факторов, либо этот процесс должен вызывать *специфические, легкоузнаваемые особенности геофизического поля.*

Но *анализ информативности* не исчерпывается пассивным поиском подобных ситуаций. Он предполагает исследование *возможности искусственного воздействия на изучаемое поле,* чтобы установить, нельзя ли подбором режима и параметров воздействия усилить полезный эффект или придать ему специфические черты. Анализ информативности призван также изучить возможности повышения достоверности ГИС-контроля выбором оптимальной *технологии исследований скважин* (количества замеров, времени проведения, т.п.) и *специальных приемов обработки результатов.*

Одним из способов обоснования информативности скважинных исследований является *обобщение и анализ результатов экспериментов в скважине.* Но особенно существенным для решения этой проблемы является анализ аналитических зависимостей, количественно описывающих процессы в системе «скважина-пласт».

Обобщая вышесказанное, можно сформулировать следующие *принципы анализа информативности*.

- Классификация факторов, влияющих на результаты геофизических измерений, по характеру и степени воздействия.
- Поиск специфических (аномальных) черт воздействия на результаты измерений изучаемого процесса и обоснование информативных признаков его выявления.
- Анализ возможности разделения одновременно воздействующих факторов на основе выявленных для них информативных признаков в условиях исследуемой скважины.
- Поиск способов усиления контрастности информативного эффекта или придания ему специфичных черт целенаправленным воздействием на скважину и пласты или выбором оптимальных способов получения и обработки информации.

Следует остановиться на одном из основных направлений изучения информативности и совершенствования системы промыслово-геофизического контроля за эксплуатацией. Речь идет о повышении эффективности *методов изучения «приток-состава»*, которые составляют основу современного комплекса ГИС-контроля эксплуатационных скважин. Эта область ПГИ в настоящее время активно развивается. Развитие происходит в двух направлениях.

Первое направление касается создания и внедрения новых способов и датчиков для измерения параметров потока флюида в стволе скважины. Второе направление связано с разработкой нестандартных технологий проведения скважинных измерений и способов интерпретации получаемых материалов.

В последующих разделах книги будут приведены результаты оригинальных разработок авторов в области создания активных технологий ГИС-контроля в газонефтяных и газоконденсатных скважинах. Цель публикации названных материалов состоит в иллюстрации на конкретных примерах перечисленных выше принципов работы с промыслово-геофизической информацией. Каждая из описываемых методик строится на универсальных принципах и одновременно нестандартна тем, что основана на специфичном, иногда уникальном способе усиления и фиксации информативных эффектов.

Основное внимание авторы уделили нестационарным методам исследований скважин. Именно эти методы обладают сейчас наибольшим потенциалом повышения информативности ГИС-контроля.

#### 4.3. СПОСОБЫ ИЗМЕРЕНИЙ

Разнообразие исследуемых объектов и задач промыслово-геофизического контроля диктует использование большого числа технологий проведения измерений.

Технология проведения ПГК характеризуется в первую очередь используемым способом измерения геофизических параметров. При промыслово-геофизическом контроле исследуется как характер изменения геофизических параметров по глубине, так и динамика их изменения во времени. В зависимости от условий исследований в скважине и решаемой задачи применяются следующие способы измерений.

## ОСНОВНЫЕ СПОСОБЫ ИЗМЕРЕНИЙ

Таблица 4.3.0.1

N	Способ измерений		Индекс условий исследований (согласно табл.4.1.0.1)
1	«Параметр – глубина»	Единовременное измерение на фиксированной глубине	«СТЦ» «КВЗ» «ДИН»
2		Единовременные дискретные измерения на различных фиксированных глубинах	
3		Непрерывный замер по глубине при фиксированном времени	
4		Серия непрерывных замеров по глубине	
5	«Параметр – время»	Дискретные измерения на заданной глубине при различных фиксированных временах	«ОСТ»
6		Непрерывный замер во времени при фиксированной глубине	«ПУС»
7	«Параметр – глубина – время»	Серия непрерывных замеров во времени на нескольких фиксированных глубинах	«РЖС»
8		Серия непрерывных замеров по глубине при нескольких фиксированных временах	«РЖН»

В каждой технологии ПГК, как правило, используется несколько из перечисленных способов, такие технологии называются *сложными*. Важной составляющей «сложной» технологии является временная последовательность реализации составляющих ее способов, а также особенностями взаимосвязи между способами и условиями проведения измерений.

При реализации активной технологии не только выбирают лучший способ измерений для изучаемого объекта, но и целенаправленно формируют оптимальные условия исследований для решения конкретной поставленной задачи.

Рассмотрим далее более конкретно основные технологии методов ПГК.

#### 4.4. ТЕХНОЛОГИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Геофизические исследования в открытом стволе формально не относятся к методам промыслово-геофизического контроля, поскольку в первую очередь используются для решения задач информационного обеспечения статической модели месторождения на этапе его разведки и подсчета запасов.

Но фактически эта группа методов является неотъемлемой частью ПГК, поскольку значительный их объем производится на этапе эксплуатации месторождения при бурении новых скважин (например, при «сгущении» сетки скважин), а также бурении боковых и горизонтальных стволов (например, с целью довыработки остаточных локальных запасов). При этом решаются не только задачи доразведки залежи, но и осуществляется контроль за изменением положения водонефтяного и газонефтяного контактов, производится оценка текущей насыщенности коллекторов, ведется контроль обводнения пластов и пр.

Сопоставление вновь полученных данных с исходными результатами ГИС в изначально пробуренных скважинах позволяет оценить динамику изменения ФЕС с момента начала разработки и дать рекомендации по оптимизации системы разработки и технологии выработки остаточных запасов.

Все большее применение находят методы оценки текущего насыщения пластов в интервалах, обсаженных стеклопластиковой колонной.

При этом большая часть работ проводится в стационарных и квазистационарных условиях измерений. Поэтому основу технологий ГИС составляют одиночные и периодические замеры изменения комплекса параметров по глубине.

#### **4.5. ТЕХНОЛОГИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПЛАСТОВ И СКВАЖИН**

При проведении ГДИС используют следующие технологии измерений:

- снятие кривой стабилизации давления (КСД);
- снятие кривой восстановления давления (КВД);
- снятие кривой падения давления (КПД);
- снятие индикаторной кривой (ИД);
- снятие кривой восстановления уровня (КВУ);
- снятие кривой изменения давления во времени (КД);
- снятие кривой изменения давления по глубине (ДГ);
- комплексные циклические исследования (ИД-КВД), (ИД-КСД);
- комплексные исследования при опробовании (с применением ИПТ, ИПК, зарубежных комплексов типа «RFT», «MDT» Schlumberger);
- снятие кривой гидропрослушивания (ГДП).

##### **4.5.1. Технология исследований методом стабилизации давления**

Исследования методом КСД предполагают запись кривой изменения давления во времени после пуска скважины на стабильный режим эксплуатации (отбор или закачку) или при переводе с одного стабильного режима на другой. Исследования по данной технологии относятся к разряду базовых.

Скважина в процессе регистрации КСД должна работать со стабильным расходом не менее 2–3 суток (флуктуации дебита и депрессии должны составлять не более 5–10%).

Исследованиям КСД должен предшествовать период простоя или стабильной работы скважины длительностью того же порядка, что и длительность КСД.

В течение всего периода исследований прибор находится в скважине на фиксированной глубине. В добывающей скважине измерения давления проводятся на забое в максимальной близости к исследуемому пласту. В нагнетательной скважине возможны измерения вблизи устья.

Измерения давления в обязательном порядке сопровождаются данными о дебите на исследуемом режиме, а также данными о предыстории эксплуатации за период, как минимум в 3–5 раз превышающий период исследований. Данные о предыстории включают значения дебитов и продолжительности предшествующих проведению ГДИС циклов эксплуатации.

Кривые изменения давления и дебита во времени для технологии КСД изображены на рис. 4.5.1.1 (добывающая скважина) и рис. 4.5.1.2 (нагнетательная скважина).

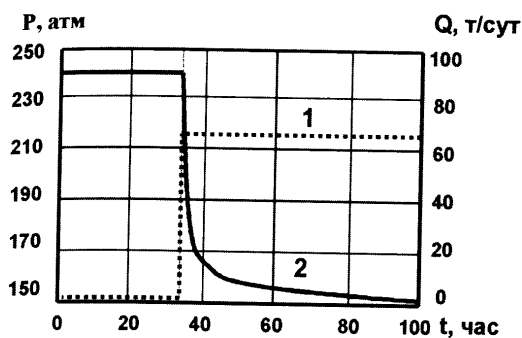


Рис. 4.5.1.1. Технология КСД, пуск добывающей скважины. 1, 2 – кривые изменения во времени соответственно расхода  $Q$  и давления  $P$

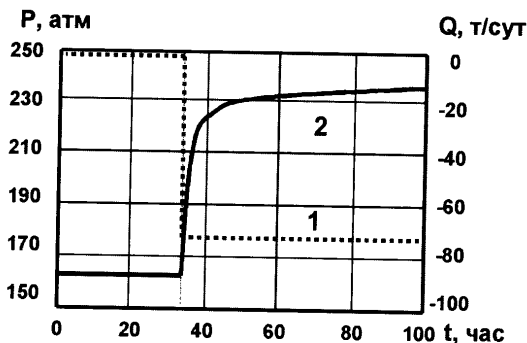


Рис. 4.5.1.2. Технология КСД, пуск нагнетательной скважины: 1, 2 – кривые изменения во времени соответственно расхода  $Q$  и давления  $P$

#### 4.5.2. Технология исследований методом восстановления давления

Исследования методом КВД предполагают запись кривой изменения давления во времени после остановки стабильно работающей в режиме отбора скважины. Исследованиям способом КВД должна предшествовать стабильная или циклическая работа скважины. Исследования по данной технологии относятся к разряду базовых.

При исследованиях прибор находится в скважине на фиксированной глубине в максимальной близости от испытуемого пласта. Исследования могут быть выполнены при закрытии скважины на забое (КВД<sub>з</sub>) или при закрытии скважины на устье (КВД<sub>у</sub>).

Исследования методом КВД<sub>з</sub> предполагают перекрытие притока с помощью устройства пакера, расположенного в непосредственной близости к исследуемому пласту. Исследования обладают максимальной информативностью, так как сводят к минимуму искажающее влияние эффекта послепритока (поступления флюида из пласта после закрытия скважины). Данные исследования могут быть одинаково успешны в фонтанирующих и непереливающих скважинах. Учитывая минимальное влияние на данный способ исследований послепритока, для получения качественной информации достаточно длительности КВД 1–3 суток.

Исследования методом КВД<sub>у</sub> предполагают перекрытие притока на устье. Информативность исследования существенно снижена вследствие влияния послепритока. Данные исследования возможны только в фонтанирующих скважинах. При исследованиях методом КВД<sub>у</sub> наряду с забойным давлением синхронно регистрируются кривые изменения во времени буферного и затрубного давлений. Учитывая существенное влияние послепритока, длительность КВД должна быть не менее 3–5 суток.

В малопроницаемых коллекторах длительность исследований должна быть увеличена в 1.5–2 раза. Длительность исследования увеличивается также при необходимости получения информации о геометрии строения пласта. Необходимое применительно к этому случаю время выдержки скважины определяется расстоянием от исследуемой скважины до предполагаемой неоднородности (границы) пласта.

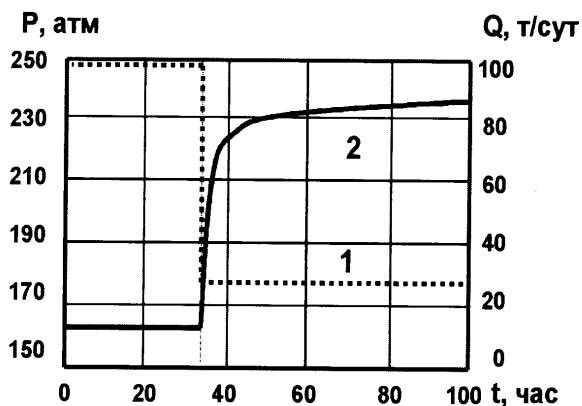


Рис. 4.5.2.1. Технология КВД, остановка добывающей скважины: 1, 2 – кривые изменения во времени соответственно расхода  $Q$  и давления  $P$

Измерения давления в обязательном порядке сопровождаются данными о предыстории эксплуатации (продолжительности и дебитах циклов предшествующей работы) за период, как минимум в 5–10 раз превышающий период исследований. Если скважина эксплуатируется на упругом режиме (без поддержания пластового давления), необходимо учитывать всю предысторию работы скважины.

Кривые изменения давления и дебита во времени применительно к этому случаю изображены на рис. 4.5.2.1.

#### 4.5.3. Технология исследований методом падения давления

Исследования методом КПД предполагают запись кривой изменения давления во времени после остановки стабильно работающей в режиме нагнетания скважины (закачки). Остановка скважины производится ее закрытием на устье. Исследованиям должна предшествовать стабильная или циклическая работа скважины длительностью не менее, чем в 3–5 раз превышающей время регистрации кривой.

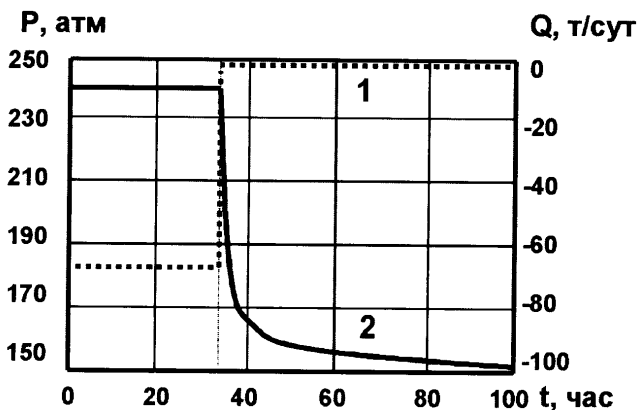


Рис. 4.5.3.1. Технология КПД, остановка нагнетательной скважины. 1, 2 – кривые изменения во времени соответственно расхода  $Q$  и давления  $P$

Учитывая высокую вероятность искусственного разрыва пласта при нагнетании, время КПД должно составлять не менее 7–10 суток.

Измерения давления в обязательном порядке сопровождаются данными о предыстории эксплуатации за период, как минимум в 3–5 раз превышающий период исследований. Кривые изменения давления и дебита во времени применительно к этому случаю изображены на рис. 4.5.3.1.

#### 4.5.4. Технология исследований методом индикаторной диаграммы

Исследования методом ИД предполагают измерения давления и расхода на нескольких стабильных режимах работы скважины, отличающихся дебитом (депрессией на пласты).

При исследованиях прибор находится в скважине на фиксированной глубине в максимальной близости к испытываемому пласту. При исследованиях нагнетательных скважин прибор может находиться вблизи устья скважины, но обязательно ниже уровня жидкости.

Минимальное количество режимов при исследовании методом ИД – 3, оптимальное количество режимов – 4–5. Режимы минимального и максимального дебита должны отличаться по дебиту в 3–5 раз. Время работы скважины на каждом режиме должно составлять от нескольких часов до нескольких суток в зависимости от дебита скважины. По прошествии названного периода работы скважины на фиксированном режиме регистрируется значение давления на забое. По каждому режиму определяется средний дебит. По результатам исследований оформляется таблица значений забойного давления и соответствующего среднего дебита для каждого режима. Существует оптимальное соотношение между временами текущего и предшествующих режимов для того, чтобы замеры по технологии ИД можно было сопоставлять друг с другом [2]. Согласно этому соотношению при изменении дебита от режима к режиму на одинаковую величину длительность каждого последующего режима должна быть меньше предыдущего примерно на 10%.

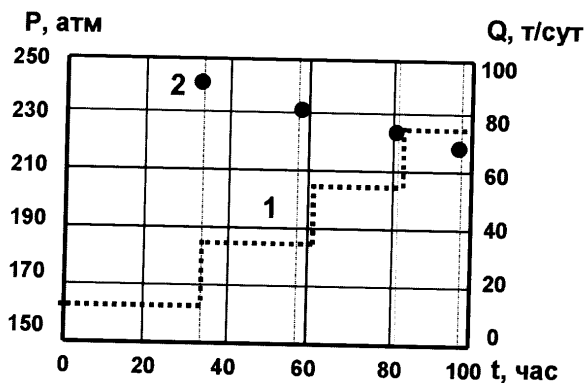


Рис. 4.5.4.1. Технология ИД, циклическое увеличение расхода: 1 – кривая изменения расхода  $Q$  во времени, 2 – дискретные замеры давления  $P$

Индикаторной диаграммы позволяет судить о процессах, интенсивность которых зависит от депрессии на пласт.

Кривые изменения давления и дебита во времени при реализации данной технологии приведены на рис. 4.5.4.1.

При соблюдении всех перечисленных условий данные исследования входят в разряд базовых, хотя их информативность в штатном режиме ограничена оценкой пластового давления и фильтрационных сопротивлений пласта (при фильтрации жидкости – коэффициента продуктивности). Кроме этого, при увеличенном количестве режимов данная технология несет информацию о факторах, вызывающих дополнительную информативную нагрузку. Характер нелинейности индикаторной диаграммы позволяет судить о процессах, интенсивность которых зависит от депрессии на пласт.



#### 4.5.5. Технология исследований методом восстановления уровня

Исследования методом КВУ проводятся в нефонтанируемых скважинах после снижения уровня жидкости в стволе: в процессе эксплуатации (насос, газлифт и пр.) или после цикла освоения (свабирование, опробование и пр.)

Исследования могут быть выполнены путем регистрации кривой изменения давления на забое скважины во времени (КВУ<sub>з</sub>, штатный режим) и/или регистрации кривой изменения динамического уровня в затрубье на устье (КВУ<sub>у</sub>, экспресс исследования).

При исследованиях методом КВУ<sub>з</sub> регистрируется непрерывная кривая изменения давления во времени на забое скважины. Если вынос жидкости на устье маловероятен, измерения проводятся при открытом устье. При интенсивном подъеме уровня измерения проводятся при полностью закрытом устье. В последнем случае выполняется синхронная запись кривых изменения давления во времени забойного, буферного и затрубного давлений.

Проведение измерений в скважине, подключенной к выкидной линии при открытом устье, недопустимо.

При исследованиях методом КВУ<sub>у</sub> регистрируются дискретные значения изменения динамического уровня на забое скважины.

Шаг дискретизации выбирается исходя из следующих требований:

- не менее 1–3 мин. при времени простоя скважины до 1 часа;
- не менее 5–10 мин. при времени простоя скважины до 3 часов;
- не менее 15 мин. при времени простоя скважины до 10 часов;
- не менее 1 часа при времени простоя скважины до суток;
- 1–3 часа в последующем.

Исследования методом КВУ<sub>у</sub> недопустимы в нефтяных скважинах с высоким газовым фактором при обводненности продукции менее 80%.

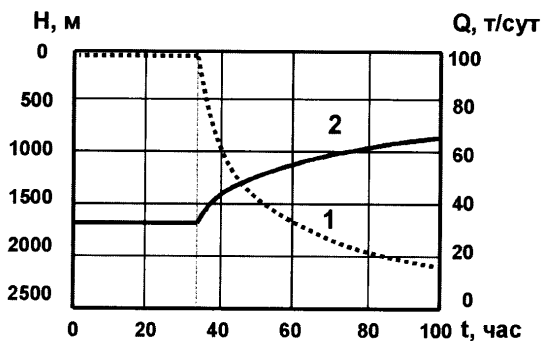


Рис. 4.5.5.1. Технология КВУ<sub>у</sub>, рост динамического уровня в скважине: 1, 2 – кривые изменения во времени соответственно расхода  $Q$  и уровня  $H$

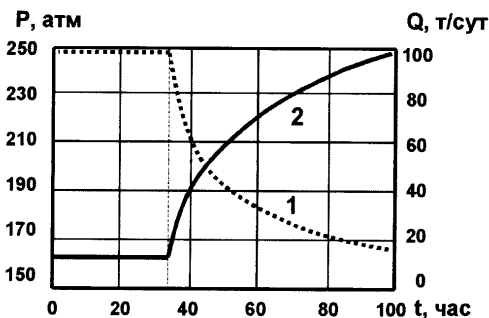


Рис. 4.5.5.2. Технология КВУ<sub>з</sub>, измерения забойного давления в процессе роста динамического уровня в скважине: 1, 2 – кривые изменения во времени соответственно расхода  $Q$  и давления  $P$

Длительность регистрации КВУ должна быть не менее 1–2 суток. Кратковременные КВУ, длительностью несколько часов, должны быть исключены из комплекса ГДИС, как абсолютно неинформативные.

Кривые изменения давления, динамического уровня и дебита во времени при реализации технологий КВУ<sub>у</sub> и КВУ<sub>з</sub> приведены на рис. 4.5.5.1, 4.5.5.2.

#### **4.5.6. Технология регистрации непрерывных кривых изменения давления и дебита во времени при произвольном изменении дебита**

Сущность технологии КД состоит в синхронном определении кривых изменения во времени давления и дебита в условиях, когда дебит может меняться произвольным образом.

Данный тип исследований характеризуется ограниченными возможностями по регулированию режима работы скважин. Его применяют в исключительных случаях, когда вмешательство в работу скважины либо нежелательно по условиям эксплуатации, либо вообще невозможно.

Исследования стабильно работающих скважин предполагает непрерывный контроль за изменением давления и дебита в течение межремонтного периода работы скважины. В скважинах механизированного фонда подобные исследования проводят с помощью специальных глубинных датчиков, устанавливаемых под насосом или автономными приборами, помещаемыми на межремонтный период под прием насоса.

В последние годы широкое применение на практике приобрели ЭЦН, оснащенные встроенными датчиками температуры и давления на приеме. Технические характеристики современных контрольных датчиков ЭЦН близки к характеристикам специальных ИИС (например, датчики «Phoenix» Schlumberger имеют чувствительность по каналу давления 0.067 атм (точность – 0.3 атм), по каналу температуры – 0.1°C). Функционирование этих датчиков осуществляется дистанционно по питающему насосу кабелю, накопленная за фиксированный период времени (например, месяц) информация периодически может считываться на поверхности на флэш-карту и передаваться для проведения обработки записанных кривых.

Опыт работы авторов показывает, что проведение непрерывного мониторинга забойных параметров с помощью указанных датчиков не только возможно, но в ряде случаев более эффективно и дешево, чем применение автономных регистрирующих устройств. Основная выявленная проблема – низкий уровень обслуживания датчиков при эксплуатации, но и она устранима при организации на предприятии должного метрологического и технологического контроля. Неоспоримыми преимуществами такого мониторинга являются: 1) длительные циклические записи параметров, увязанные со всеми текущими изменениями дебитов скважин (т.е. реализация возможности наиболее полного учета пре-дыстории работы объекта при совмещении зарегистрированных и модельных кривых); 2) отсутствие потерь добычи нефти, связанных с периодом монтажа дополнительных скважинных ИИС; 3) принципиальная возможность контроля параметров в режиме реального времени (например, при выводе скважины на режим). Наличие частотного преобразователя в ЭЦН позволяет изменять режим работы скважины для построения ИД и изучать

переходные режимы работы скважины. В моменты различных технологических остановок ЭЦН осуществляются циклы записи КВД.

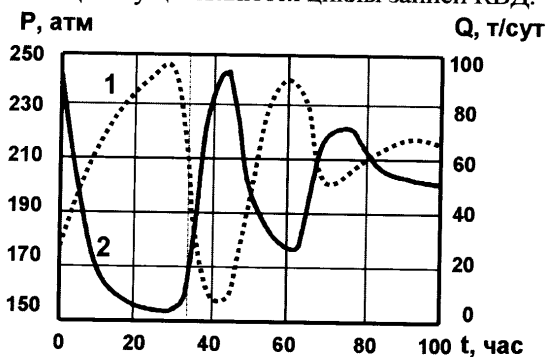


Рис. 4.5.6.1. Технология К Д: 1, 2 – кривые изменения во времени соответственно расхода  $Q$  и давления  $P$

Исследования нестабильно работающих скважин (где дебит не может регулироваться) предполагают выполнение контроля за динамикой изменения давления и дебита в процессе всего цикла проводимых в скважине технологических операций, включая вызов притока, изменение дебита, восстановление давления (с фиксацией динамического уровня), нестабильный излив в режиме накопления, поглощение и пр. Одновременно производится синхронная запись изменения во времени затрубного и буферного давлений, а также положения

динамического уровня в затрубье. При наличии достоверных данных о дебитах и при большой длительности исследования входят в разряд базовых, однако их информативная ценность существенно ниже по сравнению с технологиями, основанными на закрытии скважины.

Кривые изменения давления и дебита во времени при реализации технологии КД приведены на рис. 4.5.6.1.

#### 4.5.7. Технология комплексных циклических исследований

При циклических исследованиях регистрируется непрерывная кривая изменения давления на забое скважины во времени при смене различных циклов работы скважины (пуске, остановке, изменении дебита и пр.). Циклические исследования проводятся по следующим технологиям.

- Регистрация непрерывной кривой изменения давления во времени в процессе смены режимов стабильной работы скважины (ИД-КСД).
- Регистрация непрерывной кривой изменения давления во времени в процессе смены режимов стабильной работы и остановки скважины (ИД-КВД).
- Регистрация непрерывной кривой давления во времени в процессе циклической смены режимов стабильного отбора и восстановления уровня (ИД-КВУ).

Исследования в процессе смены режимов стабильной работы скважины (ИД-КСД) выполняют по следующей технологии (рис. 4.5.7.1).

- В скважине регистрируется непрерывная кривая изменения давления во времени при переходе из одного режима работы на другой.
- По каждому режиму работы определяется средний дебит. Данные о средних дебитах в процессе исследований оформляются в виде таблицы.
- Исследования в процессе смены режимов стабильной работы и остановки скважины (ИД-КВД) выполняют по следующей технологии (рис. 4.5.7.2):

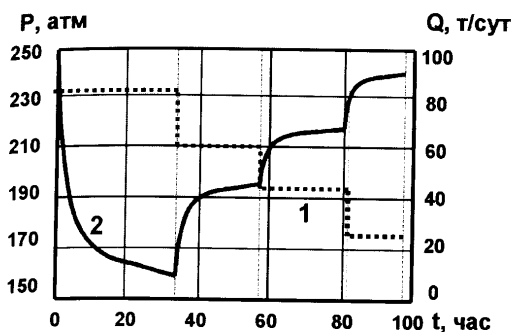


Рис. 4.5.7.1. Технология ИД-КСД, циклическое уменьшение расхода. 1, 2 — кривые изменения соответственно расхода  $Q$  и давления  $P$  во времени

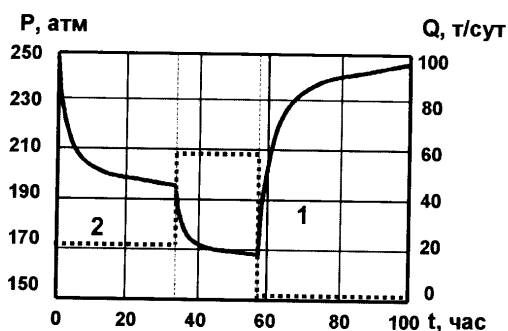


Рис. 4.5.7.2. Технология ИД-КВД, циклическое уменьшение расхода с последующим полным закрытием скважины. 1, 2 — кривые изменения соответственно расхода  $Q$  и давления  $P$  во времени

- В скважине регистрируется непрерывная кривая изменения давления во времени при переходе из одного режима работы на другой.
- Дебиты режимов выбираются в порядке возрастания.
- По окончании последнего режима (с максимальным дебитом) регистрируется КВД в остановленной скважине.
- Исследования в процессе циклической смены режимов стабильного отбора и восстановления уровня (ИД-КВУ) выполняют по следующей технологии:
- В скважине регистрируется непрерывная кривая изменения давления во времени при переходе из одного режима работы на другой.
- Дебиты режимов выбираются в порядке возрастания.
- По окончании последнего режима (с максимальным дебитом) регистрируется КВУ в остановленной скважине.

Конкретные особенности технологии работ (количество, временная последовательность, продолжительности циклов и пр.) определяются условиями работы скважины и выбираются для каждой скважины.

Общее технологическое требование к данным работам — наличие цикла стабильного поведения скважины (КВД, КСД и пр.), длительность которого отвечает требованиям п. 4.5.1–4.5.3. Исследования по данным технологиям входят в разряд базовых с максимальной информативностью.

#### 4.5.8. Комплексные исследования при испытаниях пласта с применением опробователей, включая зарубежные комплексы «RFT», «MDT»

##### 4.5.8.1. Компонировка подземного оборудования при испытании пластов на бурительных трубах

Одна из наиболее типичных компоновок оборудования на бурительных трубах с изоляцией испытываемого пласта снизу включает (рис. 4.5.8.1):

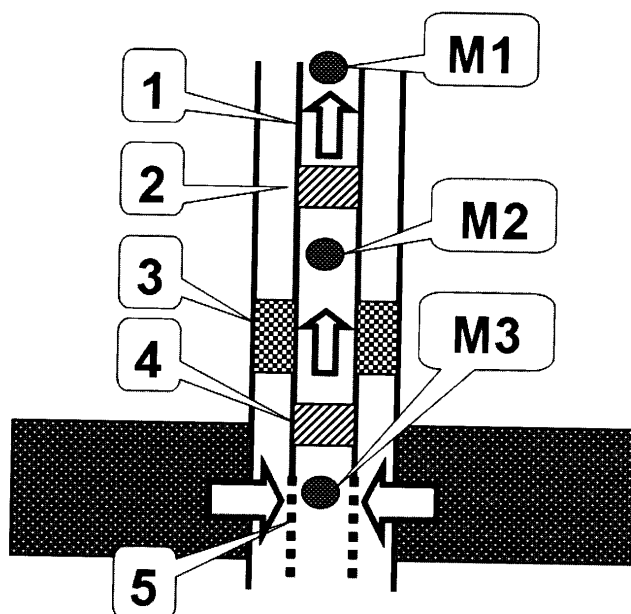


Рис. 4.5.8.1. Компоновка подземного оборудования при испытаниях пластов: 1 – бурильные трубы; 2 – запорно-поворотный клапан; 3 – пакер; 4 – циркуляционный клапан; 5 – фильтр; M1, M2, M3 – глубинные манометры

- запорно-поворотный клапан («ЗПК»), открытый в процессе спуска оборудования, (в том числе в промежутках заливки флюида в бурильные трубы в процессе спуска) и в процессе притока пластового флюида в бурильные трубы, закрываемый во время регистрации КВД;
- циркуляционный клапан («ЦКЛ») для гидравлической связи испытываемого пласта и внутренней полости бурильных труб, а также внутритрубного и затрубного пространства бурильных труб;
- пакер («ПК»), препятствующий притоку флюида в затрубное пространство;
- фильтр («ФИЛ») в интервале пласта.

В компоновку включается несколько манометров, в частности: *M1* – в начале компоновки – до запорно-поворотного клапана (верхний), *M2* – между запорно-поворотным и циркуляционным клапанами (нижний), *M3* – на глубине фильтра.

Идея опробования состоит в том, что при спуске компоновки оборудования на забой давление в бурильных трубах ниже, чем в пласте. В процессе спуска в бурильные трубы наливают жидкость. Количество (высота столба) жидкости является регулятором величины депрессии на пласт, создаваемой при опробовании. После спуска оборудования в скважину затрубное пространство бурильных труб изолируется пакером и производится один или несколько циклов опробования. Каждый такой цикл включает временной интервал притока флюида из пласта в бурильные трубы и последующий временной интервал закрытия скважины на забое. В процессе всех этих операций несколькими датчиками регистрируются непрерывные кривые изменения давления во времени.

#### 4.5.8.2. Технология проведения испытаний пластов на буровых трубах

Рассмотрим последовательность технологических операций в процессе проведения испытания пласта. Обратим внимание на закономерности изменения показаний манометров  $M1$ ,  $M2$ ,  $M3$  в процессе каждой операции (рис. 4.5.8.2).

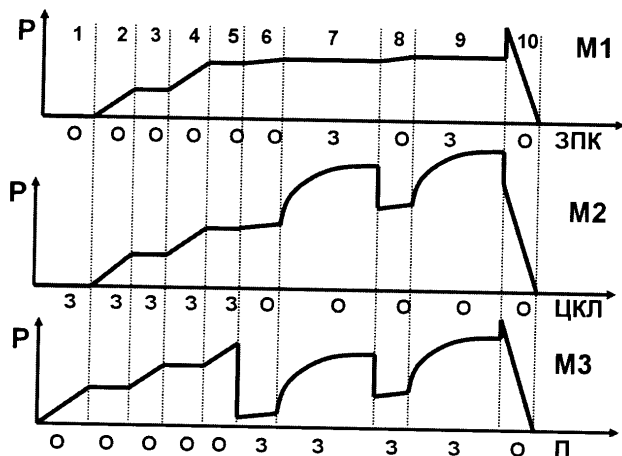


Рис. 4.5.8.2. Технология исследования испытателем пластов на трубах: 1–10 – технологические операции; « $P_{M1}$ ,  $P_{M2}$ ,  $P_{M3}$ » – кривые давления, регистрируемые манометрами « $M1$ ,  $M2$ ,  $M3$ »; состояние запорно-поворотного («ЗПК»), циркуляционного («ЦКЛ») клапанов и пакера («П»): «О» – открыт, «З» – закрыт

Этапы испытания 1–10 на рис. 4.5.8.2 характеризуются следующими моментами:

- 1) *спуск колонны*: запорно-поворотный клапан открыт, клапан испытателя пластов закрыт, пакер не установлен, давление выше испытателя пластов  $P_{M1}$  и  $P_{M2}$  не меняется, давление ниже испытателя пластов соответствует гидростатическому и растет по мере увеличения глубины спуска;
- 2) *долив жидкости в буровые трубы*: запорно-поворотный клапан открыт, клапан испытателя пластов закрыт, давление выше испытателя пластов  $P_{M1}$  и  $P_{M2}$  растет вместе с ростом высоты столба налитой жидкости, давление ниже испытателя не меняется;
- 3) *спуск колонны*, аналогичный п. 1;
- 4) *долив жидкости в буровые трубы*, аналогичный п. 2;
- 5) *спуск колонны*, аналогичный п. 1;
- 6) *приток жидкости в буровые трубы в первом цикле испытания* после установки пакера и открытия приемного клапана испытателя: запорно-поворотный клапан открыт, клапан испытателя пластов открыт, все манометры фиксируют поступление жидкости в буровые трубы;
- 7) *закрытие запорно-поворотного клапана*: давление  $P_{M1}$  выше этого клапана перестает меняться, давление ниже этого клапана экспоненциально растет (происходит восстановление пластового давления);
- 8) *второй цикл испытания*, в том числе:

– приток жидкости в бурильные трубы во втором цикле испытания после повторного открытия приемного клапана испытателя; запорно-поворотный клапан и клапан испытателя пластов открыты, все манометры фиксируют поступление жидкости в бурильные трубы;

– закрытие запорно-поворотного клапана: давление  $P_{M1}$  выше этого клапана перестает меняться, давление ниже этого клапана экспоненциально растет (происходит восстановление пластового давления;

– окончание испытания, снятие пакера и подъем инструмента: за счет выравнивания давления выше и ниже пакера после его снятия происходит скачок давления  $P_{M3}$  далее в процессе подъема инструмента; запорно-поворотный клапан открыт, клапан испытателя пластов открыт, пакер не установлен, давления  $P_{M1}$ ,  $P_{M2}$  и  $P_{M3}$  синхронно снижаются в соответствии с высотой подъема.

Соотношение между показаниями манометров являются одним из основных критериев качества испытаний.

При исследованиях с применением ИПТ в открытом стволе наиболее информативны непрерывная кривая изменения давления на забое в процессе притока и восстановления давления. Недостатком стандартной технологии работ является ограниченные времена притока (0,5–1 час) и восстановления давления (до 2 часов), что уменьшает радиус исследования. Тем не менее при герметичности используемого инструмента можно получать качественные данные о скин-факторе и других свойствах призабойной зоны пласта.

Исследования с применением ИПТ в колонне проводят по аналогичной технологии, но время КВД может быть увеличено до 24 часов, что существенно повышает надежность интерпретации.

И, наконец, производя периодическое извлечение жидкости из бурильных труб (например, путем свабиrowания) можно осуществить длительную (несколько десятков часов) работу пласта при циклической депрессии с последующим его закрытием на забое. Такие исследования имеют очень высокую информативность и глубинность.

#### **4.5.8.3. Особенности устройства и технология использования опробователей пластов на кабеле**

Типичными представителями опробователя пластов на кабеле являются отечественные разработки («ОПТ», «ОПД») и их зарубежные аналоги (например, «RFT», Schlumberger). Основным конструктивным элементом данного типа опробователя является измерительная камера, куда и происходит приток флюида из пласта в процессе опробования. Депрессия на пласт создается за счет того, что в начальный момент измерительная камера изолирована от пласта и в ней находится воздух при атмосферном давлении. Опробователь опускается на глубину опробуемого участка пласта. Изоляция этого участка от остальной части пласта производится с помощью прижимного герметизирующего устройства. Затем обеспечивается гидродинамическая связь камеры с пластом (при этом возможно создание искусственного дренажного канала в пласте) и наблюдается приток флюида в камеру. Ее небольшие размеры обуславливают быстрое затухание притока, после чего происходит восстановление давления в пласте в условиях практически полной

изоляции пласта от скважины. По окончании опробования производится герметизация отобранной в камеру пробы жидкости и газа из пласта и подъем прибора на поверхность. Как и в случае опробования на трубах, в процессе всего цикла исследований производится регистрация непрерывной кривой изменения давления на глубине пласта.

Несомненным преимуществом опробования на кабеле является наличие измерительной камеры, что дает возможность отбора представительной пробы флюида из исследуемого пласта. Однако малый объем измерительных камер резко снижает время испытания, что ограничивает радиус исследований прискважинной зоны.

В современной модификации пластоиспытателя на кабеле («MDT», Schlumberger [3]) для открытого ствола реализовано ряд новых возможностей. Основное из них – это наличие совершенной системы для поинтервального отбора и анализа высококачественных проб пластового флюида, а также оценки динамических и фильтрационных свойств пласта. В устройстве предусмотрена также возможность проведения испытания пласта (без ограничения диапазона проницаемости) с использованием двойного пакера, т.е. по технологии ИПТ (DST).

Система включает цепочку мультипроботборных модулей, позволяющих отбирать (в ходе одной спуско-подъемной операции) и хранить несколько (12 проб по  $450\text{см}^3$ ) качественных проб в условиях, приближенных к пластовым (под гидростатическим давлением с сохранением термодинамических параметров). Представительные пробы необходимы для определения PVT-свойств пластовых флюидов ( $P_{\text{нас}}$ ,  $\mu$ , др.). Отбор пробы производится с помощью глубинного насоса с предварительной откачкой неинформативного фильтрата из призабойной зоны, процесс отбора пробы контролируется в режиме реального времени. Для контроля качества пробы непосредственно в процессе отбора используются анализаторы электрических (УЭС) и оптических «OFA» (спектр оптического светопоглощения в видимом и инфракрасном диапазонах и показатели преломления) свойств откачиваемой жидкости.

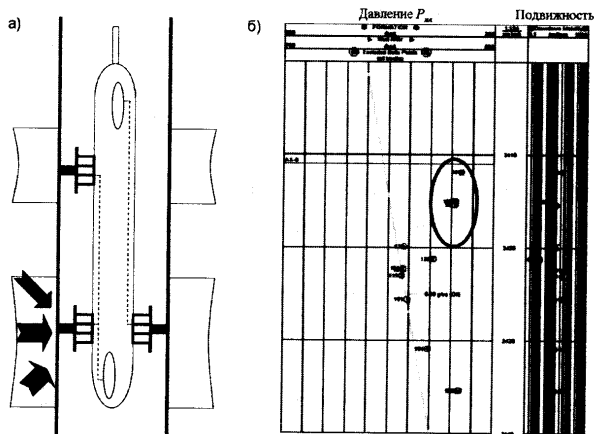


Рис. 4.5.8.3. Принцип опробования устройством «MDT» продуктивных толщин: (а) результаты испытаний в точках разреза продуктивного интервала с оценками пластового давления и подвижности (б) – овалом обведены оценки в толщинах с АВГД

Изоляция локального исследуемого пропластка при отборе пробы обеспечивается путем прижатия измерительного зонда к стенке скважины (рис. 4.5.8.3.а). Таким образом, обеспечивается практически полная герметичность камеры от влияния ствола.

Не менее важной функциональной возможностью пластоиспытателя «MDT» является проводимая параллельно с отбором проб поинтервальная оценка динамических и фильтрационных параметров пласта. Для этой



цели могут быть использованы однозондовый и мультizonдовый измерительные модули.

*Однозондовый измерительный модуль* представляет собой зонд, прижимаемый на пакере к стенке скважины. Одна из основных функций подобного зонда состоит в поинтервальной оценке пластового давления и фильтрационных параметров пласта. Технология измерений с помощью зонда включает поинтервальную регистрацию циклов: падения давления в процессе притока жидкости из пласта при отборе пробы (КСД); восстановления давления (КВД). Методика анализа получаемых результатов аналогична используемой при стандартных ГДИС. Специфика обработки обусловлена тем, что ввиду малой толщины интервала отбора флюида по сравнению с толщиной исследуемого пласта в начальной фазе КСД (КВД) реализуется режим течения флюида, близкий к сферическому. Это позволяет оценить по результатам исследований (обычно так испытываются низкопроницаемые коллекторы) сферическую подвижность флюида  $k/\mu$  и, следовательно, проницаемость  $k$  (без возможности учета скин-фактора). Дополнительно, при условии наблюдения радиального режима течения флюида на заключительной фазе КСД (КВД), возможна оценка гидродоупроводности пласта, зависящей от радиальной проницаемости. По соотношению этих параметров оценивают анизотропию пласта в горизонтальном и вертикальном направлениях.

Поскольку цикл отбора жидкости при опробовании КСД, как правило, характеризуется существенно меньшей продолжительностью (при сферической временной функции зона исследования составляет не более десятков см), чем цикл КВД (при продолжительном испытании и обеспечении интенсивного отбора по радиальной функции зона исследования достигает несколько м), результаты совместной обработки кривых давления в этих циклах могут быть использованы для оценки радиальной неоднородности пласта в зоне исследования.

При анализе результатов следует учитывать, что радиусы исследования КСД и КВД могут отличаться, вследствие чего оценки  $k$  по обоим методам будут не совпадать как из-за влияния скин-зоны, так и из-за того, что сферическая подвижность (по КСД) обычно не равна радиальной подвижности (по КВД). Если указанные оценки хорошо согласуются между собой, это говорит об однородности пласта. Если же, предположим, отношение горизонтальной (радиальной  $k=k_r=50$  мД) проницаемости к вертикальной  $k_v$  (сферической) проницаемости составляет  $k_r/k_v=100$ , то опробователь пласта при испытаниях ближней зоны даст только сферическую проницаемость  $k_s = \sqrt[3]{k_r^2 \cdot k_v} = \sqrt[3]{50^2 \cdot 0.5} = 10.8$  мД и тем самым существенно занизит реальную проницаемость пласта  $k$ , а коэффициент продуктивности, оцениваемый по  $k_s$ , будет заведомо ниже рассчитанного по  $k$  [4].

*Мультizonдовый измерительный модуль* включает два дополнительных датчика. Один из дополнительных датчиков ориентирован относительно базового в горизонтальной плоскости, а другой – по вертикали. Таким образом, обеспечивается дополнительная возможность оценки анизотропии проницаемости на основе прямых измерений точечных  $k_v$  и  $k_r$ .

Точечная оценка распределения пластового давления по разрезу пласта позволяет по изменению градиентов на профилях давления выделить пропластки с повышенным или пониженным  $P_{пл}$  (рис.4.5.8.3.б) и определить ГЖК и ВНК, а при сравнении текущих данных с начальными профилями давления – оценить характер вовлечения запасов в разработку. Сопоставление профилей давления по нескольким скважинам обеспечивает анализ гидродинамической сообщаемости разных частей залежи.

Для достоверной интерпретации результатов КСД и КВД очень важна реализованная в «MDT» возможность оценки дебита отбора жидкости с помощью модуля контроля потока.

Следует также отметить, что «MDT» может обеспечить поинтервальную закачку жидкости в пласт с помощью глубинного насоса, что позволяет создать в пласте искусственные микротрещины, по которым в целом можно спрогнозировать картину образования трещин ГРП, включая оценку направления развития трещины (если в последующем исследовать интервал микроимеджером или ВАК). По сопутствующим этой операции замерам изменения во времени давления оценивают параметры, необходимые для планирования мероприятий по гидроразрыву пласта (например, давление гидроразрыва в пластовых условиях).

И, наконец, нельзя не остановиться на реализации в комплексе «MDT» технологии испытаний пласта, аналогичной при испытании с помощью ИПТ с закрытием скважины на забое. Возможность компоновки комплекса двойным пакером позволяет полностью изолировать исследуемый пласт (толщины исследуемых интервалов могут варьировать в диапазоне от 1 до 3.4м) как со стороны устья, так и со стороны забоя скважины. В этом основное преимущество данного оборудования по сравнению со стандартным однопакерным испытателем пластов. Важной особенностью испытания является то, что создание депрессии на пласт производится путем работы модуля откачки. Многократные испытания не требуют дополнительных спуско-подъемных операций, поскольку в данном случае объем выкачиваемой жидкости не ограничивается объемом камеры пробоотборника (как при ГДИС в процессе отбора проб). Следовательно, исследования могут быть более длительными, а значит, и более глубинными. Глубинность исследования по рассматриваемой технологии (DST) может достигать несколько десятков метров. В целом этого недостаточно для оценки свойств дальней зоны и геометрических параметров пласта, но позволяет уверенно диагностировать свойства скин-зоны и прилегающей к ней прискважинной зоны.

Модуль двойного пакера рекомендуется применять при изучении трещиноватых и нецементированных пород после предварительной фиксации положения трещины с помощью пластовых микроимеджеров (например, «FMI-FMS», Schlumberger).

Динамический испытатель пластов для обсаженного ствола («CHDT», Schlumberger [4]) осуществляет сверление обсадной колонны, цементного камня и породы, что дает возможность отбирать пробы и определять параметры пласта в интервалах обсаженных скважин, не вскрытых перфорацией. После проведения

испытания производится закупорка всех просверленных отверстий с помощью специальной пробки. За одну спуско-подъемную операцию производятся исследования с последующей герметизации колонны в шести точках. Перед проведением испытания скважины рекомендуется выполнить оценку герметичности ЦК в затрубном пространстве (оптимально – методами ВАК).

Оценив в обсаженной эксплуатационной скважине текущий профиль  $P_{пл}$  и отобранные пробы флюидов, возможно выполнить потолщинные оценки потенциальной добычи (включая и не вовлеченные в разработку горизонты), выявить гидродинамическую связь между пропластками, зафиксировать продуктивные зоны с высокой степенью истощения. Однако следует иметь в виду, что на получаемые по «MDT» оценки  $P_{пл}$  могут оказывать влияние проникновение в пласт бурового фильтрата (приводит к локальному повышению  $P_{пл}$ ) и капиллярное давление, возникающее вследствие подъема воды в нефтеносную часть низкопроницаемого пласта [3]. В этих случаях рекомендуется производить усиленную откачку флюида из ближней зоны пласта и контролировать состав потока.

#### 4.5.9. Комплексные технологии при освоении скважин способами компрессирования, свабирования

Технология компрессирования путем закачки газа в затрубное пространство проиллюстрирована на схемах на рис. 4.5.9.1. Перед началом работ в скважине

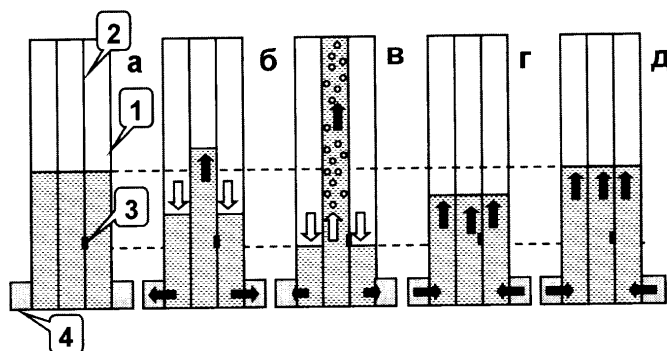


Рис. 4.5.9.1. Технология освоения скважин компрессированием: «а» – начальное состояние; «б» – начало закачки газа в затрубье с задавкой жидкости в пласт; «в» – работа пусковой муфты; «г» – стравливание газа; «д» – восстановление уровня. 1 – обсадная колонна, 2 – НКТ, 3 – пусковая муфта, 4 – осваиваемый пласт, стрелками показано направление движения флюида в скважине и пласте

фиксируется статический уровень, уравнивающий пластовое давление (рис. 4.5.9.1.а). Начало закачки газа в затрубное пространство характеризуется резким ростом давления в скважине, что создает репрессию на пласт. При этом жидкость вытесняется из затрубья в трубки НКТ и частично поступает в пласт (рис. 4.5.9.1.б). При дости-

жении раздела «жидкость-газ» пусковой муфты газ начинает поступать из затрубья в трубки. Одновременно плотность флюида в трубках уменьшается, уровень жидкости в трубках достигает устья скважины, и скважина начинает работать на излив. При этом вследствие формирования депрессии наблюдается приток жидкости из пласта в скважину (рис. 4.5.9.1.в). При продолжении закачки газа можно заставить скважину работать в режиме квазистационарного отбора. При прекращении закачки газа наблюдается затухающий приток жидкости из пласта,

который сопровождается выравниванием уровней жидкости между НКТ и межтрубьем с последующим ростом динамического уровня вплоть до восстановления его начального статического состояния (рис. 4.5.9.1.в, г, д).

Смена циклов сопровождается синхронными изменениями давления на забое (рис. 4.5.9.2). Давление на забое близко к пластовому в начале компрессирования («ФОН»). В цикле закачки газа в затрубье и поглощения закачиваемой жидкости пластом наблюдается рост давления («ПГЛ»). Срабатывание пусковой муфты и вынос жидкости из скважины сопровождается резким падением давления («ПМУ»). При стабильном квазистационарном притоке давление практически не меняется («КМП»). Стравливание газа из межтрубья вызывает новое скачкообразное падение давления («СТР»). Затем синхронно с ростом динамического уровня и его приближением к статическому наблюдается плавное экспоненциальное приближение давления на забое к пластовому («УРО»).

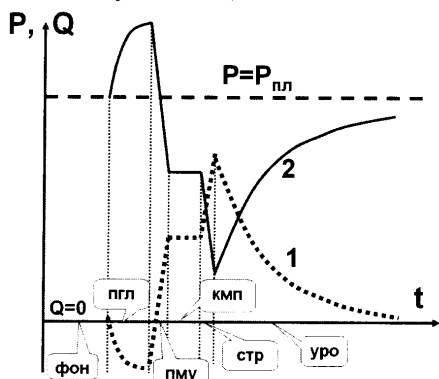


Рис. 4.5.9.2. Освоение скважины компрессированием: 1, 2 – кривые изменения расхода  $Q$  и давления  $P$  во времени  $t$

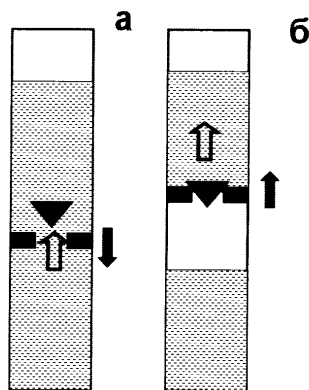


Рис. 4.5.9.3. Технология освоения скважины сваби́рованием: «а» – сваб движется вниз, клапан сваба открыт; «б» – сваб движется вверх и захватывает часть жидкости, клапан сваба закрыт

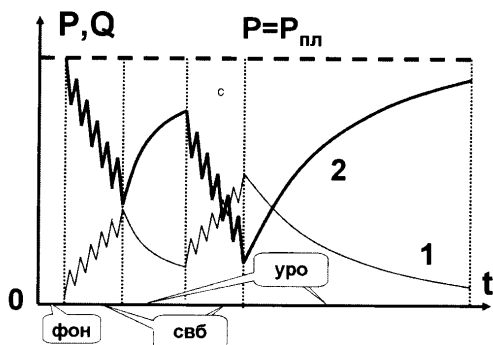


Рис. 4.5.9.4. Освоение скважины сваби́рованием: 1, 2 – кривые изменения расхода  $Q$  и давления  $P$  во времени  $t$

Основной проблемой при использовании описанного способа освоения пласта является отрицательное воздействие на пласт в начальной стадии закачки газа через межтрубье за счет созданной репрессии.

В этом смысле сваби́рование является более щадящей технологией, поскольку в течение всех циклов освоения скважины давление в стволе остается ниже пластового. Технология

свабирования заключается в циклическом вычерпывании жидкости из скважины с помощью специального устройства (сваба) – рис. 4.5.9.3.

Как правило, технология свабирования включает несколько циклов снижения уровня (циклы «СВБ» на рис. 4.5.9.4) и последующего восстановления динамического уровня (циклы «УРО» на рис. 4.5.9.4). Каждый такой цикл освоения включает несколько операций спуска-подъема сваба.

#### **4.5.10. Исследования методом гидропрослушивания**

Гидропрослушивание относится к классу межскважинных гидродинамических исследований и проводится с целью определения гидродинамической связи между скважинами по исследуемому пласту и оценки гидродинамических параметров пласта.

Технология гидропрослушивания предполагает синхронное проведение работ в нескольких скважинах. В одной из скважин (возмущающей) меняют режим работы, в остальных (реагирующих) фиксируют связанное с этим изменение давления.

Возмущающей может быть действующая, либо простаивающая добывающая, либо нагнетательная скважина.

До начала исследований действующая скважина должна работать на постоянном режиме не менее 10–15 суток, простаивающая не должна эксплуатироваться в течение этого же срока. Нагнетательная скважина должна быть либо предварительно выключена, либо работать в стабильном режиме.

Возмущение состоит в изменении состояния скважины (при остановке, пуске, изменении дебита). Достаточность возмущения подтверждается обязательным специальным расчетом или оценкой характера взаимодействия скважин с помощью гидродинамического моделирования (например, с помощью программ «Eclipse» или «Well Test»).

Реагирующими могут быть пьезометрические, простаивающие и специально остановленные добывающие скважины вблизи возмущающей скважины.

Реагирующие скважины должны простаивать перед исследованиями не менее 10–15 суток. При выборе реагирующих скважин должны обязательно соблюдаться условия:

- возможность спуска манометра под уровень жидкости;
- наличие связи скважины с пластом.

В длительно простаивающих скважинах перед установкой в них контрольно-измерительной аппаратуры должны быть выполнены специальные исследования по оценке сообщаемости ствола с вмещающим пластом путем долива жидкости или способом «оттатривания». В скважинах с загрязненным забоем перед ГДП необходимо выполнить дополнительные работы по его очистке.

В реагирующих скважинах проводится непрерывная запись кривых изменения давления на забое во времени. Регистрация давления начинается не менее, чем за сутки до изменения режима работы возмущающей скважины, и продолжается в течение расчетного времени реагирования.

#### 4.6. КОМПЛЕКСНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В разделе 4.3 были рассмотрены основные способы измерений промысловых и геофизических параметров, используемых при промыслово-геофизическом контроле. Конкретные особенности их реализации зависят от условий проведения исследований, которые в первую очередь определяются способом эксплуатации скважины.

##### 4.6.1. Общая характеристика используемых технологий

В *длительно простаивающих скважинах* (неработающих, наблюдательных, контрольных, пьезометрических) выполняются текущие фоновые замеры, определяются отдельные фоновые значения геофизических параметров, а также выявляются локальные аномалии, связанные с выработкой продуктивных пластов и нарушениями технического состояния ствола. С этой целью проводятся одиночные замеры методами ПГК с периодичностью от нескольких недель до нескольких месяцев. В наблюдательных скважинах ПХГ время проведения замеров привязывается к циклам эксплуатации (закачка, отбор, нейтральные периоды).

В *эксплуатируемых скважинах* проводится весь комплекс мероприятий по геолого-промысловому, эксплуатационному, технологическому и техническому контролю. Для этой цели используются следующие технологии измерений.

В *работающих со стабильным расходом скважинах* (нагнетательных, фонтанных добывающих) проводится:

- регистрация диаграмм изменения геофизических параметров по глубине на технологическом режиме эксплуатации и в остановленной скважине (при простое скважины после остановки 5–10 часов и более) с одновременной фиксацией на устье параметров технологического режима (температура, давление, дебиты по фазам);
- регистрация диаграмм изменения геофизических параметров во времени на серии установившихся режимов нагнетания (отбора), отличающихся депрессиями на пласты (после стабилизации параметров на каждом режиме в течение 5–10 часов и более) с одновременной фиксацией на устье параметров технологического режима (температура, давление, дебиты по фазам);
- регистрация серии разновременных диаграмм по глубине в простаивающей после эксплуатации скважине с выбором промежутков между временами регистрации замеров примерно равными по логарифмической шкале (через 0.5–2, 3–5, 7–10, 15–24 часов после прекращения эксплуатации);
- регистрация на фиксированной глубине кривых изменения во времени давления – КВД (КПД), КСД, ИД-КВД, ИД-КСД и пр. (продолжительность и технология работ определяется в соответствии с критериями раздела 4.5 в зависимости от режима работы в скважине и фильтрационных характеристик пласта);
- регистрация серии разновременных диаграмм по глубине непосредственно после пуска или изменения дебита скважины, причем промежутки между временами

регистрации замеров выбирают примерно равными по логарифмической шкале (например, через 0,5, 1, 2, 3, 5, 10 часов после изменения режима работы скважины).

В *работающих со стабильным расходом в циклическом режиме скважинах ПХТ* перечисленные выше технологии исследований привязываются к конкретным циклам эксплуатации хранилища (закачка, отбор).

В *работающих в нестационарном режиме с нестабильным расходом скважинах* (компрессируемых, свабируемых, работающих в режиме накопления и пр.) проводят весь комплекс мероприятий по геолого-промысловому, эксплуатационному, технологическому и техническому контролю. Для этой цели используются следующие основные элементы технологии измерений:

- регистрация серии разновременных диаграмм по глубине в процессе изменения режима работы скважины (или ее возбуждения), а также на последующем этапе затухания притока;
- регистрация на фиксированной глубине непрерывных кривых изменения во времени параметров ПГИ на забое скважины (температуры, давления, параметров «приток-состава») в процессе последовательной смены циклов освоения скважины;
- одновременная регистрация кривых изменения во времени параметров ПГК во времени на устье скважины (на буфере, в межтрубье);
- фиксация текущего местоположения фазовых уровней (уровней жидкости и раздела «вода-нефть») эхолотом или путем регистрации непрерывных диаграмм методов оценки состава в интервале перемещения уровней;
- регистрация на фиксированной глубине кривых изменения давления во времени при росте динамического уровня – КВУ<sub>з</sub>, регистрация непрерывных кривых в процессе нескольких циклов вызова притока и роста динамического уровня – КД, КВД после закрытия скважины на забое.

Названные элементы технологии могут сочетаться в зависимости от конкретной геолого-промысловой задачи, поставленной перед геофизическими исследованиями.

В *малодобитных скважинах, работающих в режиме пульсирующего газожидкостного потока с пробковой или кольцевой структурами*, дополнительно проводят регистрацию временных флуктуаций параметра давления и других методов изучения «притока-состава». Продолжительность цикла регистрации флуктуаций составляет 10–20 минут. Флуктуационные измерения проводятся в перерывах между профильными измерениями на динамическом режиме в характерных интервалах конструкции скважины (в НКТ, в колонне выше продуктивной толщи, между основными совместно эксплуатируемыми объектами, в зумпфе при подозрении на его негерметичность). Параллельно с записываемой кривой фиксируются метки времени (начало записи принимается за нулевой отсчет времени).

Названные элементы технологии могут сочетаться в зависимости от конкретной геолого-промысловой задачи, поставленной перед геофизическими исследованиями.

- Технология геофизических исследований осваиваемых скважин, работающих в режиме фонтанирования, аналогична применяемой в эксплуатационных скважинах со стабильным расходом. Технология геофизических исследований осваиваемых

малодебитных скважин аналогична технологии, применяемой в эксплуатационных скважинах, работающих в нестабильном режиме. Промыслово-геофизические исследования осваиваемых скважин дополняются испытаниями пластов, проводимых с помощью устройств на бурильных трубах или кабеле.

- В скважинах, исследуемых в процессе капитального ремонта или интенсификации притока, названные технологические приемы увязываются с операциями воздействия на скважину и вмещающие пласты, а также с изменениями в конструкции.

В эксплуатируемых скважинах дополнительно используются различные способы воздействия на пласт или скважину в целом с помощью закачек различных меченых веществ (МВ), а также химического, термического, гидродинамического и других типов воздействия. Исследования выполняются в виде серии замеров (фоновые – до воздействия; в процессе и сразу после воздействия; в процессе расформирования эффектов, вызванных воздействием). Количество, порядок и частота проведения перечисленных технологических операций определяются условиями проведения исследований и решаемой геолого-промысловой задачей.

#### **4.6.2. Специальные технологии мониторинга состояния объектов при сложных условиях эксплуатации**

Многие нефтяные компании по экономическим соображениям вынуждены вести *эксплуатацию двух или более залежей нефти единой сеткой добывающих скважин*. При этом обычно допускается совместная разработка только близко расположенных объектов с близкими ФЕС разрабатываемых пластов (в первую очередь проницаемостями). Указанный способ разработки в целом не рекомендован ЦКР и другими государственными контролирующими органами и может быть применен, если добывающая компания сможет гарантированно обеспечить надежный контроль за добычей каждого из пластов [4]. Госорганами России в случае применения совместной разработки нескольких пластов установлены жесткие требования по обеспечению компанией *ежедневного контроля за индивидуальной добычей продукции из каждого пласта* с целью не допустить их выборочной разработки.

Таких средств контроля разработки многопластовых объектов нет в числе обычно предлагаемых компаниями, как то:

- обустройство скважин опорной сети специальным скважинным оборудованием типа «Y-Tool», позволяющим независимо от работы ЭЦН проводить замеры ПГИ в интервале продуктивных пластов;
- спуск геофизического прибора на кабеле, закрепленном муфтами с внешней стороны НКТ, под ЭЦН на весь период эксплуатации насоса;
- геохимический анализ проб продукции на устье скважины с целью разделения объемов притока из пластов (по концентрации неуглеводородных элементов, входящих в химический состав компонентов нефти: ванадия, никеля, кобальта, титана, золота, серы и др.) – см. раздел 2.4.1.



Условия проведения ПГК при совместной эксплуатации нескольких пластов одним стволом будут оптимальны, если интервал исследований не перекрывается НКТ и комплекс ГИС-контроля может быть максимально полным. Но и в этом случае получению информативного результата может помешать малый или нестабильный приток, сложный состав и структура потока флюида в стволе скважины, другие факторы. Основная проблема в том, что в указанных условиях проводимый в ограниченное время стандартный комплекс ПГК характеризует лишь текущее состояние объектов разработки. Непредставительными являются и устьевые замеры, характеризующие интегральные параметры работающих пластов.

Все это позволяет ряду специалистов достаточно аргументированно ставить под сомнение саму возможность обеспечения контроля за разработкой совместно эксплуатируемых одной скважиной пластов [4]. До настоящего времени попытки организовать на производстве мониторинг за раздельной добычей совместно эксплуатируемых объектов сводились к геохимическим или спектрофотометрическим исследованиям проб нефти продукции. Однако использование этих косвенных методов наблюдения в качестве обоснованных критериев раздела добычи пока не получило одобрения в государственных контрольных органах и подвергается активной критике. Независимые оценки [4] показывают, что данные методики не вполне корректны и неоправданно оптимистичны. Далеко не все пласты многопластовых объектов, проэкспертированные с помощью глубинной расходомерии, в действительности участвовали в разработке (несмотря на то, что по результатам спектрофотометрии давалось их пропорциональное участие в добыче). В то же время необходимых мероприятий для коррекции эксплуатации по результатам поверхностного мониторинга обосновать не удалось. Некоторые же системы совместной разработки пластов вообще нельзя считать правильно сформированными, т.к. допускается объединение объектов с заведомо различными ФЕС.

Решением данной проблемы могли бы стать профильные исследования ПГИ (с обязательным применением высокочувствительной механической расходомерии и методов количественной оценки состава), но, в соответствии с требованиями технологического контроля за добычей, – практически ежедневные, что, естественно, мало реально. Проблема осложняется еще и тем, что большинство скважин эксплуатируются в условиях механизированной добычи, когда без сложных мероприятий по подъему подземного оборудования спуск геофизических приборов на забой исключен, хотя в принципе современные устройства «Y-tool» позволяют выполнить необходимые замеры ПГИ при технологическом режиме работы насосного оборудования с ЭЦН, не извлекая из ствола подземного оборудования. На рис. 4.6.2.1 схематично показан принцип действия такого специализированного устройства.

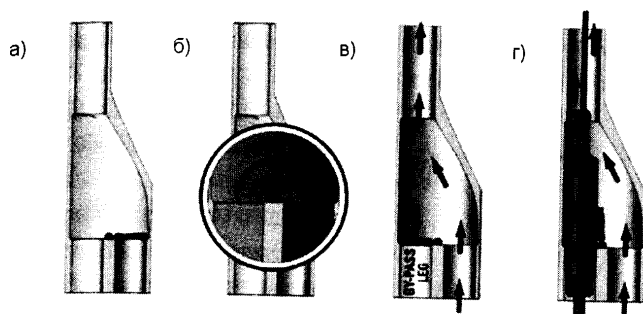


Рис. 4.6.2.1. Принцип работы системы «Y-tool»: а) ЭЦН выключен; б) момент включения ЭЦН; в) стабильная работа ЭЦН; г) стабильная работа ЭЦН, геофизический кабель с прибором спущен на забой для выполнения ПГИ

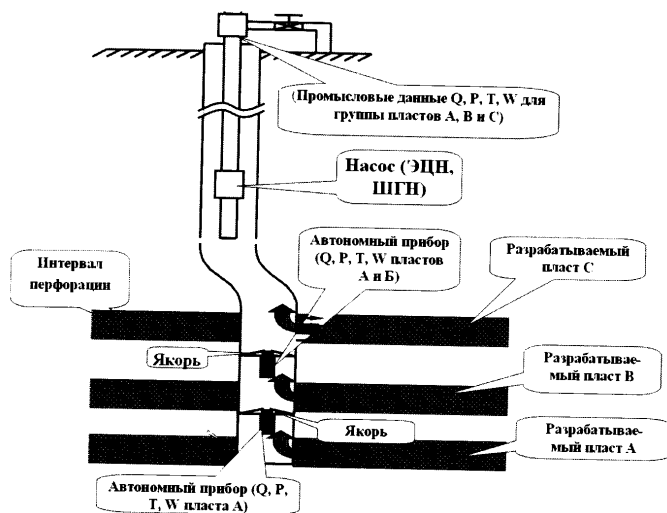


Рис. 4.6.2.2. Система мониторинга скважин, совместно эксплуатирующих многопластовую залежь

Авторы считают, что в сложившихся условиях эффективность контроля должна быть повышена за счет использования *глубинных стационарных систем непрерывного мониторинга* параметров, характеризующих продуктивность пластов. Современные технические средства позволяют сделать такой проект реальным и технологичным. На рис. 4.6.2.2 проиллюстрирован разработанный авторами способ исследования для скважины, совместно эксплуатирующей многопластовую залежь насосным способом. При измерениях используется автономная аппаратура. Несколько автономных комплексных приборов размещаются на якорях между совместно эксплуатируемыми пластами. Подъем приборов и считывание информации производится в межремонтный период сразу же после подъема насоса.

Ограничением данной схемы мониторинга является возможность считывания измеренных данных только в период смены насоса при подъеме ЭЦН (т.е. примерно раз в 3–9 месяцев). Однако применение автономных измерительных систем значительно удешевляет систему мониторинга (по сравнению с аналогами на кабеле) и делает ее доступной для массового применения на месторождениях. В первую очередь можно рекомендовать применение данной системы для опорной сети скважин (примерно 20–30% от добывающего совместного фонда) в относительно высокодебитных скважинах (дебиты жидкости на уровне свыше  $50 \text{ м}^3/\text{сут}$ ). Параллельно система мониторинга обеспечивает высокоточную регистрацию кривых ГДИС (забойного давления, ИК, КСД, КВД) для их последующей количественной обработки (с выходом на достоверные значения попластовых проницаемостей, скин-факторов, пласто-

вых давлений, обоснование оптимальных дебитов). Новизна предложенного способа состоит в применении якорных и автоотцепных устройств в трубах большого диаметра (в обсадных колоннах 146–168 мм), чего ранее в России не практиковалось.

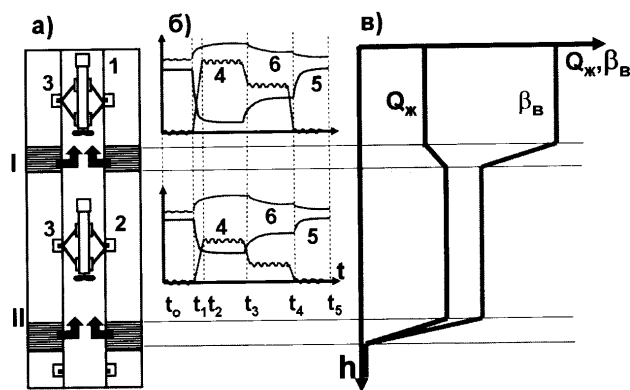


Рис. 4.6.2.3. Принцип работы системы мониторинга скважины, совместно эксплуатирующей двухпластовую залежь (пласты I и II): а) схема расположения измерительных приборов (1, 2 – модули ИИС в кровле пластов I и II, 3 – муфты НКТ); б) показания измерительных приборов 1 и 2 (4 – расход, 5 – давление, 6 – температура)  $t_0$  – включение прибора;  $t_1$  – запуск скважины на технологический режим;  $t_2$   $t_3$  – перевод скважины на режим уменьшенного отбора;  $t_4$  – остановка скважины;  $t_5$  – выключение прибора; в) профили изменения дебита жидкости  $Q_{ж}$  и расходного содержания воды  $\beta_v$  по стволу

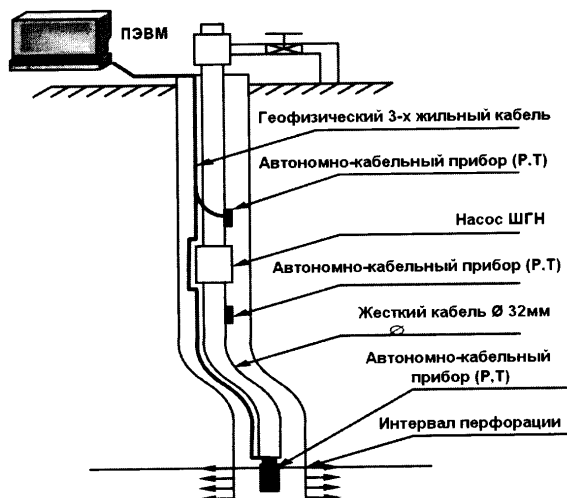


Рис.4.6.2.4. Схема обустройства скважины механизированного фонда группой автономных и кабельных дистанционных приборов (по Павленко Г.А.)

В ОАО СИБНЕФТЬ применение забойных ИИС позволило в течение всего межремонтного периода получать качественные непрерывные кривые изменения забойного давления, температуры, а также состава и расхода, отражающие циклическую работу отдельных объектов. С этой целью в ОАО СИБНЕФТЬ-Ноябрьскнефтегазгеофизика разработана многодатчиковая мобильная система измерения расхода, давления и др. параметров, устанавливаемая в кровле каждого вскрытого пласта на якорях с помощью устройств автоотцепов. Полный комплект модифицированного глубинного измерительного оборудования включает: управляемый автоотцеп, якоря для удержания измерительных приборов в обсадной колонне 6”–7”, ловушку для снятия якоря с прибором, автономные измерительные приборы с центратором и датчиками расхода (высокочувствительный тахометр), влажности, давления и температуры.

Установка измерительного прибора на забое в скважине осуществляется с помощью управляемого устройства автоотцепа (спускаемого на проволоке или каротажном кабеле). После достижения необходимой глубины автоотцеп раскрыва-

ется.

ется и якорь с удерживаемым им прибором опускается до ближайшего межтрубного зазора в муфтовом соединении обсадных труб, где закрепляется с помощью фиксаторов. Контроль фиксации прибора с якорем в колонне осуществляется путем шаблонирования автоотцепом, после чего последний поднимается на поверхность и может быть использован для установки других приборов на якорь. После завершения измерительного цикла на геофизическом кабеле в скважину спускается ловушка для снятия кабеля, которая при контакте с головкой якоря захватывает его. Затем осуществляется подъем якоря с прибором на поверхность для считывания информации.

Принцип работы системы мониторинга скважины, совместно эксплуатирующей двухпластовую залежь, и характерные результаты иллюстрирует рис.4.6.2.3.

Представленные материалы могут быть обработаны согласно критериям, изложенным в разделах 11.3.2–11.3.3, в том числе и при отсутствии данных механической расходомерии.

Другим, более дорогим и сложным вариантом стационарной измерительной системы обустройства оборудованной насосом скважины, является пример на рис.4.6.2.4.

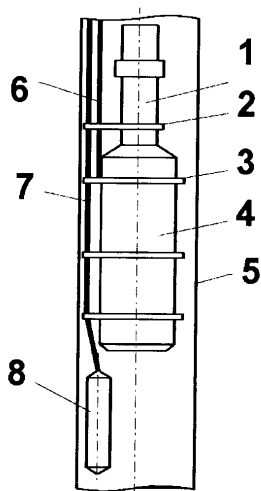


Рис. 4.6.2.5 Технология проведения ПГИ в скважине механизированного фонда, оборудованной децентраторами: 1 – НКТ; 2, 3 – децентраторы на НКТ и на насосе; 4 – насос (ЭЦН); 5 – обсадная колонна; 6 – силовой кабель ЭЦН; 7 – геофизический прибор

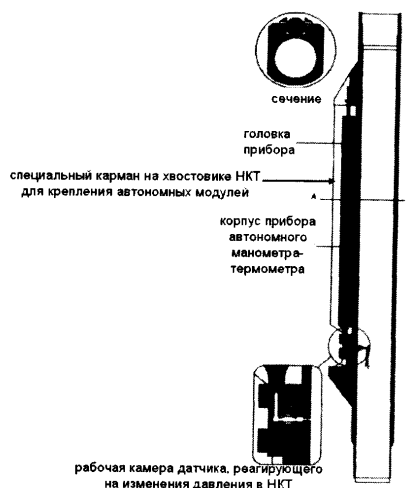


Рис. 4.6.2.6 Принцип крепления автономного модуля манометра а «кармане» хвостовика НКТ

Здесь контрольно-измерительная аппаратура состоит уже из группы автономных и кабельных (дистанционных) приборов, помещаемых как в интервале перфорации, так и в затрубье НКТ. Данный вариант обустройства обеспечивает мониторинг состояния объекта эксплуатации и насосного оборудования как в режиме автономной записи, так и в режиме реального времени.

Кроме того, могут быть реализованы и другие варианты организации измерений на забое параметров потока в многопластовой скважине. На рис. 4.6.2.5 показана принципиальная воз-

возможность проведения ПГИ в скважине, оборудованной насосом, с использованием специальных устройств «децентраторов», позволяющих увеличить проходное сечение для обеспечения перемещения скважинного прибора в интервале ствола под насосным оборудованием.

Наиболее же простым и распространенным способом измерения забойных термобарических параметров является схема крепления автономного модуля манометра-термометра на хвостовике под НКТ (на приеме насоса) посредством предварительного монтажа прибора в специально предусмотренном «кармане» – см. рис.4.6.2.6.

#### **4.6.3. Специальные технологии непрерывных измерений по стволу**

В последние годы в мире активно развиваются стационарные системы мониторинга работы продуктивных интервалов с помощью оптических волоконно-оптических систем. Как правило, изучается поведение во времени температурного поля с помощью U-образного волоконно-оптического кабеля, одновременно являющегося каналом передачи и распределенным датчиком температуры (т.е. измерителем теплового поля по всей длине кабеля). Измерения могут выполняться в режиме реального времени в условиях многолетней эксплуатации ИИС. Монтаж системы возможен в скважинах со сложной схемой заканчивания (ГС, многоствольные, включающие внутри-скважинное оборудование типа пакеров, муфт, клапанов и т.п.).

Признанным лидером в данном направлении (Distributed Temperature Sensors – DTS) является компания Sensa (вошла в состав Schlumberger), существуют и отечественные разработчики (например, фирма ИнСис [5]).

Среди решаемых задач: контроль работы продуктивных пластов, контроль перемещения контактов, контроль межпластовых перетоков, обнаружение негерметичностей, мониторинг работы ЭЦН и другого погружного оборудования. По результатам DTS в принципе можно температурные данные представить в виде, аналогичном показаниям расходометрии.

В основе температурного анализа лежит знание начального геотермического распределения температуры, а также продолжительность работы скважины (чем она дольше, тем стабильнее температура). Разрешение и точность измерения в системах DTS обычно не хуже  $0.1^{\circ}\text{C}$  и  $0.5\text{--}1^{\circ}\text{C}$  соответственно, дискретность по глубине – 1 м, время опроса – 1–2 минуты, диапазон измерения температуры может достигать в зависимости от применяемого отражающего покрытия стекловолокна 100 или  $400^{\circ}\text{C}$ . Измерительное устройство представляет собой одномодовое оптическое волокно или многомодовый жгут (диаметром 125  $\mu\text{m}$ ) из нескольких волокон, а также углеродный композиционный материал (усиливающий волокно), заключенные в трубку из нержавеющей стали с лазерным сварным швом, образующую кабель диаметром примерно 3.3 мм. Длина кабеля практически не ограничена.

Принцип работы устройства состоит в измерении и обработке спектра отраженного светового импульса, генерируемого лазером длительностью 10нс. Отраженное излучение несет информацию о температуре среды вокруг оптического волокна, измеряется специальным оптическим устройством. Контроль данных об

изменении температуры по глубине скважины достигается предварительным нанесением (с помощью перестраиваемого лазера) на волокно кабеля в фиксированных точках так называемых «брэговских решеток» (микродатчиков в виде молекулярных уплотнений, которые способны реагировать на изменения температуры или деформацию в стекловолкне, а также характеризуются индивидуальными длинами отраженного оптического излучения). Обычно изучаются бриллюэновское или рамоновское обратные типы рассеяния. После цифровой обработки фиксируемых спектров сигналов одного из этих рассеяний оценивается распределение температуры (или деформации).

Разработаны также геофизические кабельные оптико-волоконные системы с длиной кабеля от 1.5 до 5–10 км, диаметром от 5 до 9 мм (типовой – 6.7 мм), спускаемые в скважину традиционным способом с помощью геофизического подъемника. Оптическое волокно здесь вмонтировано в кабель, состоящий из полиэтиленовой оболочки и силовой брони из стальной проволоки. Тепловая инерционность кабеля (ИнСис)  $2^{\circ}\text{C}/\text{мин}$ .

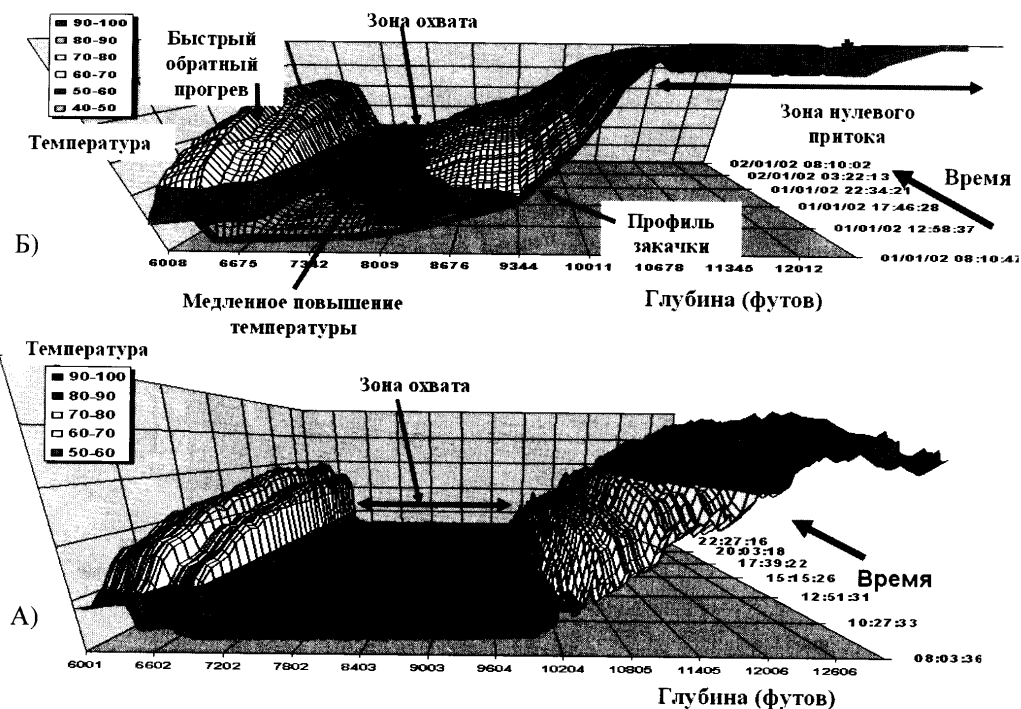


Рис. 4.6.3.1. Изменение во времени теплового поля в пласте после прекращения закачки в нагнетательной скважине: А) сразу после остановки работы скважины, Б) по прошествии 16 час. статики (по Заули З., Sensa-Schlumberger)

Стационарно кабель DTS обычно устанавливается после или на этапе заканчивания скважины, он может быть прикреплен с помощью «клямс» на внешней стороне

НКТ (хвостовика НКТ) или даже смонтирован снаружи обсадной эксплуатационной колонны. В этом случае материал оптического волокна «продавливается» в несущую трубку уже после окончания монтажа, а при U-образной конструкции возможно и его последующее извлечение без риска обрыва волокна при демонтаже. При необходимости забойная часть кабеля может быть замурована в цементный камень и соединяться в стволе через специальный гидравлический коннектор. В этой связи уникальны возможности DTS при исследованиях ГС в процессе их эксплуатации. Однако в России данные способы пока не апробированы как ввиду их сложности, так и необходимости модернизации оборудования закачивания скважины (при монтаже проходных каналов через пакер, герметизации устьевой головки и др.).

При установке на постоянной основе срок службы DTS может варьировать от времени межремонтного периода (при креплении на НКТ) до десятков лет (при монтаже на ЭК).

В процессе мониторинга выполняются периодические или непрерывные записи распределения теплового поля, интервалы притока характеризуются наличием типичных аномалий дросселирования или калориметрического смешивания, кроме того, форма кривизны термограммы (относительно геотермы) будет также определяться и расходами потоков (см. раздел 7.2.3).

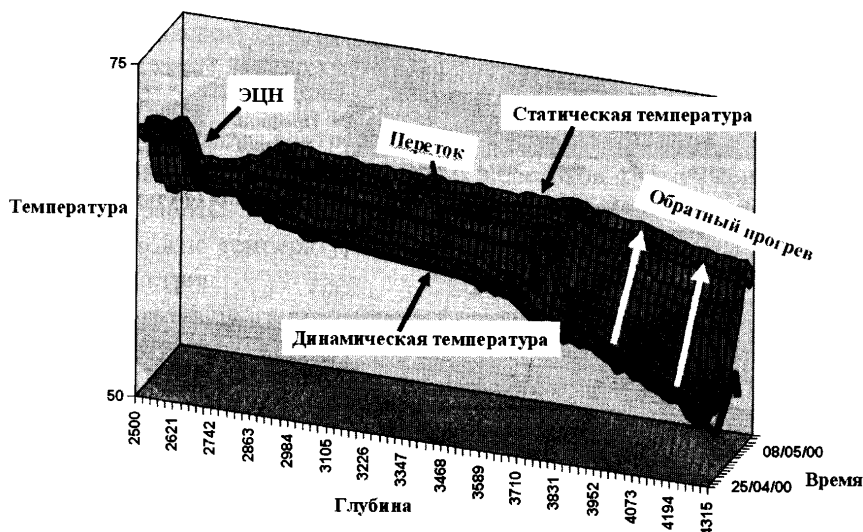


Рис. 4.6.3.2. Изменение во времени теплового поля в эксплуатационной скважине с межпластовым перетоком (по Заули З., Sensa-Schlumberger)

В число задач, решаемых DTS, входят: оценки работы пластов в газовых и нагнетательных (рис. 4.6.3.1) скважинах (для нефтяных скважин в ряде случаев температурный эффект может быть не достаточен или размыт), выявление межпластовых перетоков (рис. 4.6.3.2) и интервалов водопритока, мониторинг нагнетания пара (рис. 4.6.3.3), контроль ГРП (рис. 4.6.3.4), мониторинг работы глубиннонасосного оборудования (рис. 4.6.3.5), оценки скорости потока по стволу и др.

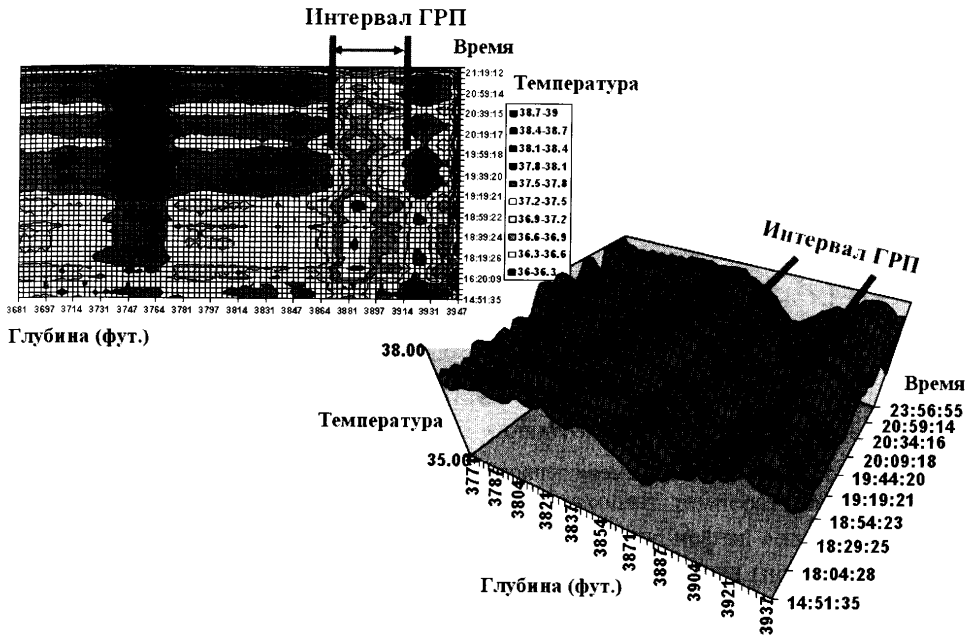


Рис. 4.6.3.3. Изменение во времени теплового поля в процессе контроля гидроразрыва пласта ГРП (по Заули З., Sensa-Schlumberger)

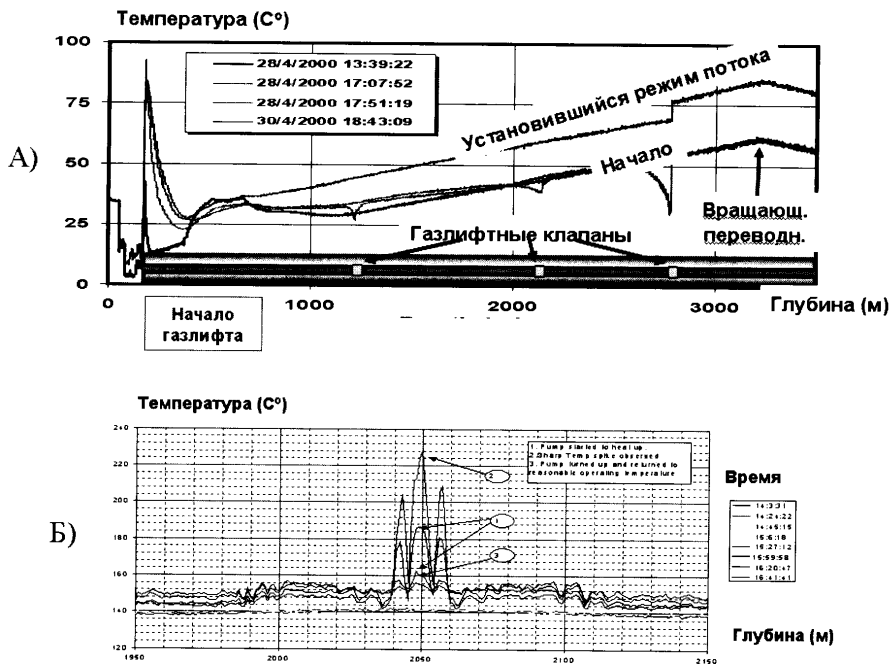


Рис. 4.6.3.4. Изменение во времени теплового поля в случае работы газлифтного (А) и насосного ЭЦН (Б) оборудования (по Заули З., Sensa-Schlumberger)



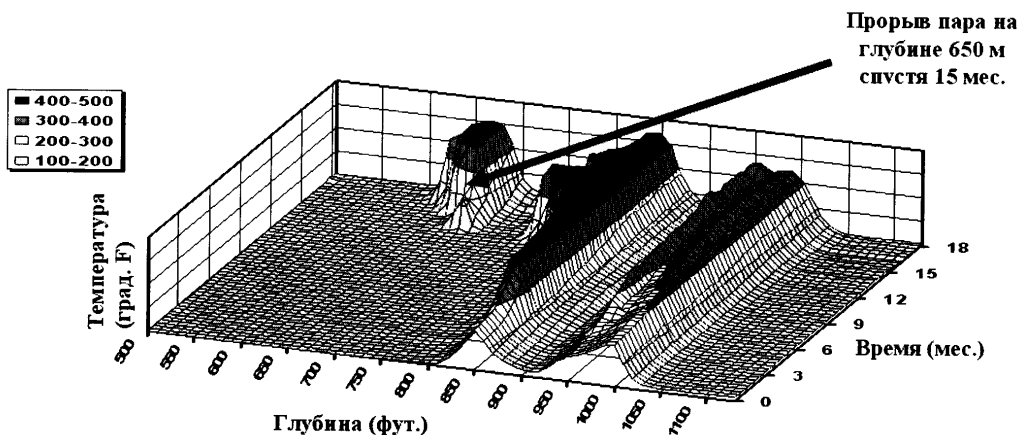


Рис. 4.6.3.5. Изменение во времени теплового поля в случае закачки в пласт пара (по Заули З., Sensa-Schlumberger)

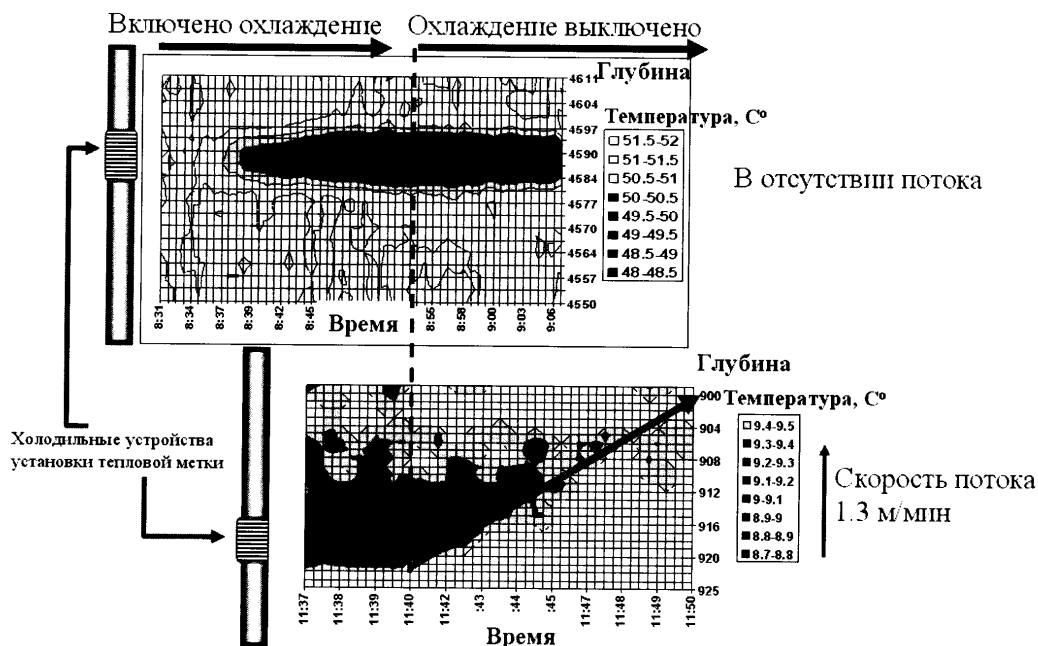


Рис.4.6.3.6. Изменение во времени теплового поля в скважине в отсутствии и при смещении тепловой метки под влиянием массопереноса флюида в стволе (по Заули З., Sensa-Schlumberger)

Преимуществом метода является принципиальная возможность установки специальным охлаждающим устройством тепловой метки, по темпу расформирования которой или сносу движущимся по стволу потоком можно судить о расходах притока (перетока) – рис. 4.6.3.6.

В России указанные системы в настоящее время только начинают апробировать-ся (испытаны на объектах ОАО Газпром и ряда нефтяных компаний в кабельной модификации).

#### 4.7. ТЕХНОЛОГИИ ПРОМЫСЛОВОГО КОНТРОЛЯ

Базовой составляющей промыслового контроля являются технологические исследования (ТИ), предназначенные для определения параметров, характеризующих в целом текущий режим работы скважины, пластов и технологического оборудования, включая:

- состав и свойства флюида продукции;
- текущие динамические характеристики скважины, пласта и оборудования.

Основой данного типа исследований являются периодические измерения параметров режима на забое и устье скважины.

В число измеряемых *устевых параметров* входят: температура, буферное, затрубное и межколонное давления, расходы жидкости, газа, нефти, воды и твердых частиц (песка), уровни раздела фаз в рабочих пространствах ствола (по эхолокации). Основными параметрами, контролируруемыми *на забое*, являются давление и температура.

По величине давления *на забое длительно простаивающих скважин* судят о пластовом давлении.

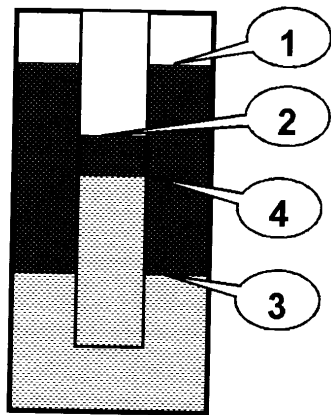


Рис. 4.7.0.1. Статические уровни раздела фаз: 1, 2 – газожидкостной (ГЖР) в затрубном пространстве и в НКТ, 3, 4 – водонефтяной (ВНР) в НКТ и в затрубном пространстве.

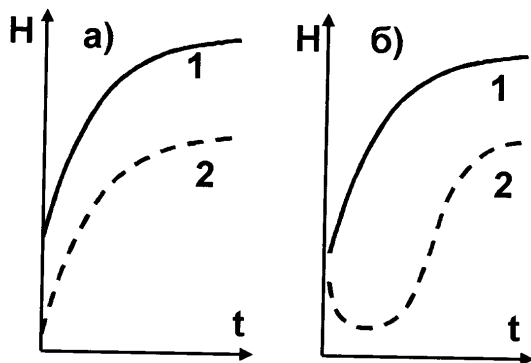


Рис. 4.7.0.2. Поведение динамических фазовых уровней ГЖР (1) и ВНР (2) в остановленной скважине в зависимости от времени  $t$  остановки: а) при притоке однокомпонентной смеси, б) при притоке водонефтяной смеси

Важными параметрами, характеризующими режим работы непереливающих эксплуатационных скважин, являются уровни раздела фаз в трубах и затрубном пространстве. Наиболее важной характеристикой состояния скважины является уровень «жидкость-газ» (газожидкостной раздел ГЖР), а в нефтяной скважине, кроме того, уровень «вода-нефть» (водонефтяной раздел ВНР). Уровень в неработающей или дол-

го простаивающей скважине называют «статическим». Замеры статического уровня производят в длительно простаивающих скважинах (не менее 3–5 суток).

Следует отметить, что при наличии в скважине с многофазным заполнением НКТ статические уровни в трубах и затрубье, как правило, отличаются по глубине. Это связано с различиями в характере заполнения этих пространств (рис. 4.7.0.1).

Уровень в работающей или в кратковременно простаивающей скважине называют «динамическим». В работающей со стабильной депрессией и составом продукции скважине величина динамического уровня не меняется. При смене режима отбора величина динамического уровня меняется синхронно с депрессией.

Непосредственно после пуска или остановки скважины в ней наблюдаются переходные процессы, обуславливающие существенные перемещения уровней во времени. При однокомпонентном заполнении ствола перемещение уровня (ГЖР) происходит синхронно с изменением забойного давления (рис. 4.7.0.2.а).

При остановке скважины, заполненной водонефтяной смесью, в стволе начинается сегрегация фаз. При этом ГЖР ведет себя практически так же, как при однофазном заполнении. Видимое же положение водонефтяного раздела (ВНР) изменяется вследствие выделения и всплывания вверх содержащейся в смеси нефти. При этом непосредственно после остановки скважины может наблюдаться не только замедление подъема ВНР, но и кратковременное снижение этого уровня (рис. 4.7.0.2.б).

И наконец, на поведение уровня влияет наличие перетоков флюида между внутриколонным и межколонным пространствами НКТ. Как правило, этот процесс затухает через несколько часов после остановки скважины. Однако в случае, когда сообщение между НКТ и затрубьем затруднено, переток может продолжаться длительное время. При этом внутри и за НКТ наблюдаются синхронные изменения ГЖР разного знака (рис. 4.7.0.3).

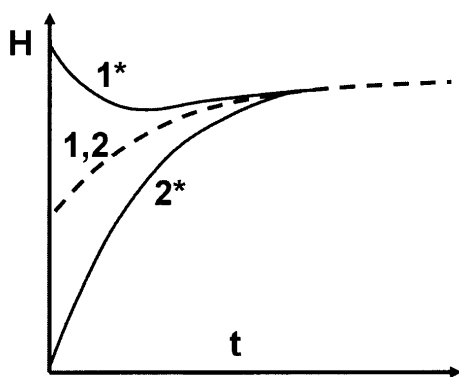


Рис. 4.7.0.3. Поведение газожидкостного раздела в трубах (1, 1\*) и в затрубье (2, 2\*) при однофазном притоке. Кривые 1, 2 – в отсутствие перетока между НКТ и затрубьем; 1\*, 2\* – при перетоке из НКТ в затрубье

Основным средством определения положения ГЖР является эхолокация.

Для фиксации положения статических уровней производятся одиночные замеры эхолотом. Основные погрешности таких замеров связаны с тем, что скорость звука в газовой среде, необходимая для определения положения уровня по результатам эхолокации, далеко не всегда достоверно известна. В не последнюю очередь это связано с существенной зависимостью скорости звука от термобарических условий в скважине, состава газа, других факторов.

Технология одиночных замеров используется и при фиксации динамического газожидкостного раздела в стабильно работающей скважине. Для изучения ди-

намики перемещения ГЖР при изменении режима работы выполняется серия замеров эхолотом во времени.

Однако эхолотация успешна лишь в случае существования резко выраженной поверхности раздела фаз. Это условие соблюдается далеко не всегда. Нередки случаи наличия в продукции свободного газа. Не менее часто газ выделяется из нефти вследствие снижения давления в скважине ниже давления насыщения. И в том, и другом случае четкой границы раздела жидкой и газовой фаз не наблюдается вследствие вспенивания жидкости. Этот эффект наиболее ярко выражен при работе скважины нефтью с высоким газовым фактором. В таких условиях эхолот обнаружит лишь верхнюю границу подъема пены (рис. 4.7.0.4) [6].

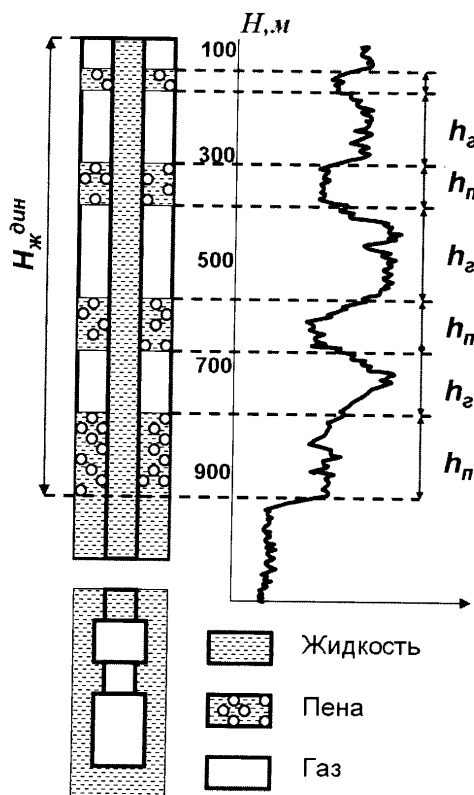


Рис. 4.7.0.4. Формирование пены в затрубном пространстве (по [5]):  $h_2, h_2', h_2''$  – высота столба попутного газа,  $h_n, h_n', h_n''$  – высота столба пены в затрубном пространстве  $H_{\text{дин}}$  – высота динамического столба уровня жидкости

Одновременно с уровнями фиксируют величину затрубного давления, дебита жидкости и обводненности продукции.

На основе результатов проведенных замеров по величине динамического уровня иногда производят расчет давления на забое скважин. Для этой цели известен очень широкий спектр аналитических и эмпирических связей. Самые примитивные из них основаны на расчете веса столба жидкости на основе данных о ее средней плотности. Самые сложные учитывают такие тонкие эффекты, как взаимодействие и различие в расходных содержаниях жидкой и газовой фаз и пр. Опыт практического использования подобных связей показывает, что даже самые сложные из них не являются универсальными и их использование может привести к существенным ошибкам в оценке забойного давления. Причиной этого является то, что многие входящие в такие зависимости параметры могут быть оценены лишь экспериментально. Поэтому предварительно приходится «обучать» используемые методы расчетов на выборке прямых измерений на забое скважины. Эффективность такого обучения, как правило, не высока, т.к. значения названных параметров существенно зависят от конкретных условий проведения исследований и законо-

мерно меняются от скважины к скважине.

Поэтому для мониторинга за изменением забойного давления необходимы его непосредственные замеры.

В скважинах механизированного фонда, оборудованных насосами типа ШГН, выполняют динамометрирование. При этом определяют число качаний насоса в минуту и длину хода насоса. Одновременно обязательно фиксируют величины затрубного и буферного давлений, динамического уровня и дебита жидкости.

Наряду с единовременными и периодическими измерениями в настоящее время все большее распространение находят технологии и технические средства непрерывного мониторинга за технологическими параметрами. Разрабатываются и внедряются системы постоянного слежения за устьевыми параметрами режима работы скважины. Начинает практиковаться контроль над температурой и давлением на забое скважины с помощью автономных приборов, устанавливаемых под прием насоса на время межремонтного периода. Современные насосы оборудуются дистанционными датчиками, позволяющими практически непрерывно контролировать температуру и давление на приеме.

И, наконец, развиваются суперсовременные системы непрерывного контроля за параметрами режима работы скважины по технологии «глубина-время». Здесь в первую очередь следует назвать оптоволоконные системы для контроля над температурой и давлением в стволе скважины. Широкому внедрению таких систем пока препятствует очень высокая стоимость их установки и сопровождения, а также ограниченный набор измеряемых параметров. Однако ценность получаемой при этом информации несомненна и не ограничивается только задачами промыслового контроля. Это прекрасный инструмент для промыслово-геофизических и гидродинамических исследований.

#### ЛИТЕРАТУРА К ГЛАВЕ 4

1. Неретин В.Д., Петросян Л.Г., Юдин В.А. Физические предпосылки использования управляемых воздействий при геофизических исследованиях скважин. Обзор ВИЭМС «Региональная, разведочная и промысловая геофизика», М., 1977, 56 с.
2. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. М., Недра, 1993, 416 с.
3. Акрам Х., Ашуров В. Обзор гидродинамических исследований скважин в открытом и обсаженном стволе модульными испытателями пластов на кабеле. Каротажник, 2004, №122, с. 162–196.
4. Дияшев Р.Н. Исследование эффективности совместной и раздельной разработки неоднородных нефтенасыщенных коллекторов многопластовых нефтяных месторождений. Каротажник, №109, 2003, с. 147–166.
5. Карлов Р.Г., Карлов К.Р. Волоконно-оптические технологии телеметрии для геофизических исследований скважин. Каротажник, 2005. №129, с. 53–64.
6. Валиуллин А.В. Определение наличия пены в затрубном пространстве при добыче нефти центробежными насосами. В кн. «Повышение уровня добычи нефти на месторождениях ОАО Ноябрьскнефтегаз». Ноябрьск, 1997, с. 339–345.

## **5.1. ПРОМЫСЛОВЫЙ И ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ПРИ ИЗУЧЕНИИ МЕЖСКВАЖИННОГО ПРОСТРАНСТВА**

### **5.1.1. Постановка задачи**

При разработке нефтяных и нефтегазовых месторождений возникают проблемы, связанные с неравномерной выработкой запасов из пластов из-за различной проницаемости отдельных прослоев и наличия зон ухудшенной проводимости (барьеров) в межскважинном пространстве. Однако современные технологии не исключают возможности выработки отдельных целиков со значительными запасами нефти из межскважинного пространства.

В залежах с простым геологическим строением представление о параметрах межскважинного пространства можно получить при корреляции по простиранию пластов результатов геофизических исследований скважин, а также по результатам сейсморазведки.

Названные группы методов являются информационной основой для подсчета запасов углеводородов, составления технологических схем и проектов разработки месторождений, а также применяются при контроле за процессом их выработки. Обычно сейсмические данные имеют относительно грубое разрешение в привязке по глубине, а каротажные измерения, выполняемые в скважинах, хотя и обеспечивают высокую плотность данных (с шагом в 15 см), не дают возможность достоверного описания коллекторов в межскважинном пространстве. То же самое можно сказать и о данных, полученных при отборе керна. Они надёжно описывают пласт и его фильтрационно-емкостные параметры в очень малом масштабе, так как их объём составляет порядка одной пятимиллиардной части от всего объёма коллектора.

Поэтому результаты исследований скважин и керна обязательно должны быть дополнены данными высокоинформативных наземных и скважинных геофизических и промысловых методов, таких как 3D-сейсморазведка, вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП), гидропрослушивание, исследования по трассированию фильтрационных потоков с использованием закачки индикаторных веществ и пр. Каждый из этих известных методов позволяет на практике в определенной мере изучить межскважинное пространство коллектора, а в комплексе с другими геолого-промысловыми данными может в значительной степени расширить наши представления о геологическом строении исследуемого объекта и его текущих фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС).

Учитывая, что основой для сопоставления и анализа информативности указанных специальных геофизических и промысловых методов служит геологическая модель месторождения, ниже схематично рассмотрен процесс построения детальной геологической модели нефтяных и газонефтяных месторождений, описаны методы, позволяющие сделать эту модель наиболее достоверной по результатам геомониторинга и на базе специальных промысловых и геофизических исследований. Основное внимание уделено применению специальных методов и технологий, позволяющих непосредственно исследовать ФЕС в межскважинной области, так как именно эта часть моделей месторождений почти всегда остается «зоной неопределенности».

### **5.1.2. Сейсмические методы исследования межскважинного пространства**

На первом этапе построения геологической модели исследуемого объекта изучаются геологические разрезы скважин по данным ГИС, керна, и результатам испытаний скважин. Полученные сведения о составе пород, о глубине их залегания, наличии в них полезных ископаемых и их петрофизических характеристиках представляют собой дискретные величины, которые не дают полного представления о пространственном положении объекта, что может быть компенсировано проведением сейсмических исследований.

#### **5.1.2.1. Сейсмические исследования с применением технологии 3D**

На сегодняшний день наиболее информативными считаются сейсмические исследования по технологии 3D. Метод трехмерных сейсмических исследований появился в первой половине 80-х годов в США. В России первые опыты пространственных съемок начали проводить в это же время, но до начала 90-х годов их объем держался на ровном невысоком уровне, составляя от 3 до 5% годовых объемов работ в этой области. Уже первые работы по 3D-сейсморазведке показали ее существенные возможности для уточнения геологической модели нефтяных месторождений.

Применение сейсморазведки по методике 3D позволяет:

- повысить соотношение сигнал/помеха, динамическую разрешенность основных отражающих границ
- улучшить прослеживаемость отражений от поверхностей наклонных границ, стратиграфических несогласий и выклиниваний,
- детально изучить внутреннее строение клиноформ, выделить малоамплитудные нарушения,
- а также повысить эффективность интерпретации и качество полученной информации.

Пространственные системы наблюдений 3D по сравнению с традиционной линейной сейсморазведкой 2D имеют следующие преимущества:

- вместо отдельных изолированных профилей получают объемные сейсмические изображения среды,

- объекты могут быть рассечены по характерным направлениям, по которым отсутствуют профили по методике 2D,
- по конкретным объектам можно построить карту динамических параметров разреза, что расширяет круг решаемых нефтегазопромысловых задач,
- обладает возможностью более детального изучения строения месторождения с целью оптимизации поисково-разведочного бурения на этапах оценки запасов УВ или разработки.

Если с помощью акустических скважинных методов удастся обнаружить изменения насыщенности в скважине, то можно предположить, что с помощью сейсмических волн подобные результаты можно получить и по всему месторождению. С помощью сейсмических изображений среды, полученных в ходе четырёхмерной съёмки (3D + время), можно картировать перемещение флюидов в продуктивном пласте-коллекторе. Однако это возможно только при соблюдении идентичности входных параметров, таких как положение сейсмоприёмников, положение источников, форма импульса источника, а также любые эффекты направленности или воздействия окружающей среды.

Экономическая же эффективность результатов 3D-сейсморазведки заключается в:

- сокращении затрат на бурение непродуктивных и экономически нерентабельных скважин на этапе оптимизации эксплуатационного бурения и технологических схем разработки месторождения;
- приросте извлекаемых запасов категории «С<sub>1</sub>» и «С<sub>2</sub>», а также перспективных ресурсов категории «С<sub>3</sub>» на новых объектах, обоснованных без привлечения дополнительных затрат на бурение оценочных скважин.

#### 5.1.2.2. Вертикальное сейсмическое профилирование

Как уже было отмечено ранее, скважинные данные отражают свойства породы коллектора и флюида в близлежащей зоне от скважины. Для того, чтобы распространить эти данные в стороны от скважин, интервал пласта-коллектора, в частности его кровля, должны быть точно определены с учетом данных сейсмической съёмки. Вторым шагом является описание сейсмических данных в месте расположения скважины, которые отражают свойства коллектора, определённые в скважине. После этого сейсмические характеристики рассматриваются с точки зрения их связи с определёнными классами свойств коллектора. Цель интерпретации данных сейсмомониторинга заключается в получении представления о межскважинном пространстве на основе полученных в скважинах данных для того, чтобы прогнозировать свойства тех частей коллектора, где нет пробуренных скважин.

Итак, переход от точечных скважинных данных к распределённым сейсмическим – это прежде всего вопрос нахождения соответствия между данными различного масштаба, поэтому большое значение имеет точность их привязки. Важную роль на этом этапе играют данные вертикального сейсмического профилирования (ВСП), которое представляет собой соотношение «время-глубина» в точке скважины в соответствии с данными волновых полей отраженных волн. Многолучевые разрезы ВСП использу-



ются для уточнения строения околоскважинного пространства. Суть метода ВСП и его информативность проиллюстрированы рис. 5.1.2.1 [1].

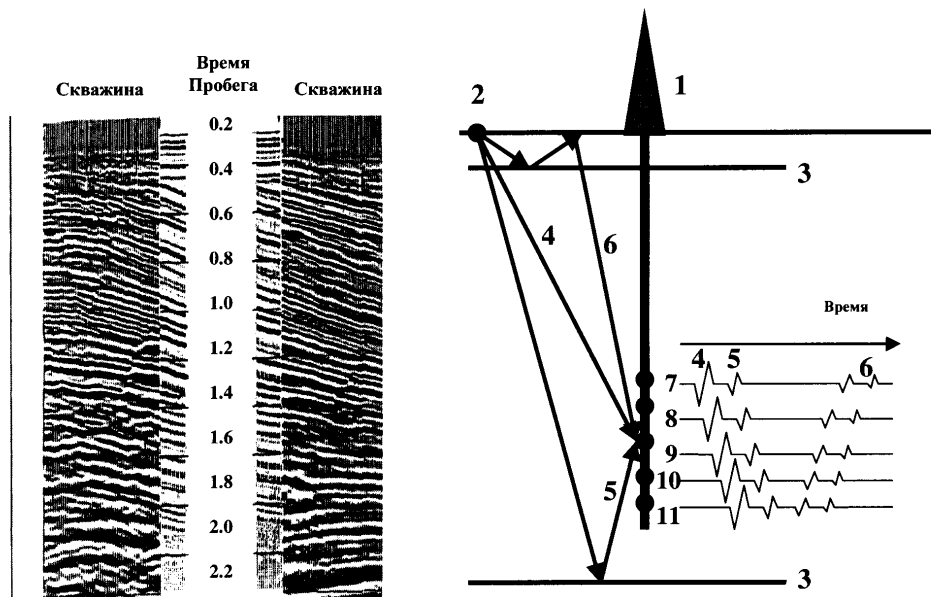


Рис. 5.1.2.1. Результаты вертикального сейсмического профилирования (а) и принцип получения разреза волновой картины (б) – по [1]: 1 – скважина; 2 – источник на поверхности Земли; 3 – отражающие границы; 4 – прямая (направленная) волна; 5 – многократно отраженная волна; 6 – отраженная волна; 7–11 – регистрирующие датчики

Для изучения петрофизических характеристик пласта на значительном удалении от скважин используется сейсмогеологическое моделирование, позволяющее выяснить, как изменения коллекторских свойств отображаются в волновом поле. На основе такого комплекса данных становится возможным прогноз распределения в межскважинное пространство определенных в точках скважин петрофизических свойств (осуществляется с помощью статистических методов через нахождение корреляционных связей с сейсмическими атрибутами).

Также в последние годы интерес к ВСП возрос в связи с необходимостью снижения риска бурения непродуктивных скважин, т.к. ВСП является методом опережающего изучения строения разбуриваемой ловушки углеводородов и свойств коллекторов в околоскважинном пространстве. Результаты ВСП порой могут приводить к существенному изменению представлений о разбуриваемом объекте. Основными требованиями к ВСП при этом являются достаточно большой охват околоскважинного пространства, увязка системы наблюдений с расположением проектных скважин, высокая готовность представления результатов (не позднее одной-двух недель после окончания работ на скважине), высокая точность и достоверность геологических выводов. Существенно повысить достоверность геологических результатов при одно-

кратных наблюдениях удаётся с одновременным использованием отражённых волн разных классов: продольных, поперечных, обменных. Особую проблему в ВСП представляет увеличение дальности прослеживания околоскважинного пространства, требующее тщательного подбора эффективной скоростной модели. В значительной мере решению проблемы помогает введение моделей, учитывающих зависимость скорости от направления распространения волны в слое. Повышение достоверности геологических результатов обеспечивается также представлением сложно построенных нефтегазовых объектов гетерогенными моделями и выбором соответствующих приёмов обработки и интерпретации.

При изучении околоскважинного пространства методом ВСП дальность прослеживания разреза достигает 1.5 км. Существенное влияние на формирование отражений при ВСП оказывает изменение размеров зоны Френеля с изменением глубины регистрации, а также рассеяние волн (особенно на резких сейсмических границах) и изменение условий интерференции с всё возрастающим снизу вверх потоком кратных волн. Задачей исследования часто является прослеживание локальных объектов (нефтенасыщенных пластов) с недостаточно контрастными акустическими свойствами в неоднородной тонкослоистой среде. Нефтегазовые объекты в волновом поле проявляются, как правило, не контрастно, их прослеживание представляет собой решение чрезвычайно тонкой задачи. Получить правильное представление об объекте часто помогает совместное рассмотрение сейсмических изображений среды в продольных, обменных или поперечных волнах. Большой практический интерес (и наибольшую трудность) в ВСП представляет определение контуров маломощных нефтяных залежей.

Исходя из имеющегося опыта, можно отметить следующее:

1. Характер и интенсивность сейсмических эффектов от нефтяных залежей в значительной мере зависят от условий возбуждения, и для разных пунктов возбуждения они могут быть различными. Контрастность проявления эффектов возрастает с повышением частотного диапазона записи, поэтому в практике поисков и прослеживания залежей по сейсмическим данным необходимо применять технологии и аппаратуру, обеспечивающие получение как можно более высокочастотных записей.
2. Влияние нефтяной залежи сказывается в некотором интервале времени (обычно не менее 0.1 с) на нескольких фазах записи, что затрудняет глубинную привязку.
3. Уверенная идентификация изменений формы записи с наличием залежи и глубинная привязка сейсмических эффектов от залежи возможны только на основе моделирования и решения обратной динамической задачи с использованием формы реальных импульсов от источника.
4. Для достоверной интерпретации данных ВСП необходим анализ и учёт одновременного влияния на форму записи различных геолого-геофизических факторов, сопутствующих наличию и изменениям мощности и насыщения коллектора, но связанных с изменениями во вмещающих породах.

Обработка материалов ВСП при детальном изучении околоскважинного пространства, по терминологии Кондратьева О.К., является «объектно-ориентированной», то есть

экспертной. Условно могут быть выделены два этапа: первый – собственно обработка, ориентированная на получение наиболее контрастного изображения целевого объекта и включающая традиционный набор процедур анализа волнового поля, выделения волн, несущих основную информацию о строении среды, преобразования записи в глубинные сейсмические изображения среды; второй – интерпретация, включающая анализ геологической ситуации и возможных вариантов её развития по имеющимся геолого-геофизическим данным, формирование представления о геосейсмической модели объекта с обязательным привлечением данных акустического и плотностного каротажа, геологическое истолкование результатов ВСП. При этом успешная обработка невозможна без анализа геологической ситуации и широкого использования решения прямой задачи, а геологическая интерпретация данных требует постоянного обращения к моделированию и повторения обработки с откорректированными представлениями о модели объекта. В результате процесс обработки и интерпретации является многократно повторяющимся.

Широкое применение ВСП в наклонно направленных скважинах позволяет удовлетворительно решать задачи уточнения геологического строения с целью прогнозирования направления бурения разведочных и эксплуатационных скважин в сложных техногенных условиях текущей разработки нефтяных месторождений.

#### **5.1.2.3. Межскважинное сейсмическое прозвучивание**

В последние годы наряду с традиционными методами разведки подземных структур получает широкое распространение сейсмоакустическая томография. Достоинство этой технологии заключается в возможности дистанционного детального исследовании геологического объекта, находящегося в межскважинном пространстве.

Первые работы по межскважинному прозвучиванию были проведены в СССР в 1947 году в Институте физики Земли Академии Наук СССР (Карус Е.В., Пасечник И.П.). Эти работы можно считать началом развития метода геоакустических стационарных колебаний.

Метод межскважинного сейсмического прозвучивания основан на возбуждении и приеме упругих колебаний внутри объекта исследования. Перенесение пунктов возбуждения и приема во внутреннюю часть среды позволяет избавиться от мешающих факторов, присущих сейсмокаротажу и ВСП, и проводить исследования в широком динамическом диапазоне. Внутрипластовую томографию можно проводить как в открытом, так и в обсаженном стволе.

Технология межскважинного прозвучивания включает возбуждение импульсного, гармонического или квазигармонического сигнала в одной из скважин и приём возникших упругих колебаний в другой скважине или группе скважин. Возможны и более сложные системы наблюдения, когда приём колебаний осуществляется не только в скважине, но и на поверхности Земли.

Метод МП по диапазону рабочих частот занимает промежуточное положение между акустическим каротажом и сейсморазведкой. Используемые в нём частоты находятся преимущественно в пределах 0.5–10 кГц, в то время как в акустическом каротаже они ограничиваются интервалом 5–30 кГц, а в сейсморазведке – 5–200 кГц.

Энергия излучения составляет около 1500 Дж, что создает ударную волну длительностью  $10^{-6}$  с. В зависимости от условий залегания пластов, их характеристик (плотности, проницаемости, насыщенности) и состояния скважин (наличие газа в пластах, обводненность) расстояние, на которое распространяются волны от источника, изменяется от 200 до 450 м. Глубина исследования составляет 1500–1800 м и зависит от температуры скважины (не более  $85^{\circ}\text{C}$ ) и давления (60 МПа).

В отличие от традиционных методов сейсморазведки при межскважинном прозвучивании в импульсном режиме используют в основном волны в области первых вступлений.

Путем специальной обработки сигналов, исключающей влияние помех, определяют скорость прохождения прямой волны и коэффициент затухания. Скорость волны характеризует местоположение пластов в межскважинном пространстве в зависимости от их плотности и насыщенности, коэффициент затухания – насыщенность пластов в межскважинном пространстве. Совместное распределение этих параметров в комплексе с данными промыслово-геофизических методов позволяет оценить насыщение пластов между скважинами, например, выделить невыработанные нефтяные прослои, оценить их текущую толщину.

Поскольку породы изучаемой среды обычно имеют субгоризонтальное пластовое залегание, в скважинных исследованиях часто применяется система межскважинного прозвучивания на параллельных лучах, при которой возбуждение и прием производятся на одних и тех же глубинах. Технология исследования заключается в следующем: в скважинах на заданной одинаковой глубине устанавливаются источники и приемники упругих колебаний. Проводится возбуждение сигнала и его прием от 8 до 16 кВ с шагом дискретизации сигнала 2 кВ при шаге регистрации на сейсмостанции 0.122 мс. Затем аналогичную операцию проводят при шаге дискретизации сейсмического сигнала 0.061 мс. После этого источник и приемник перемещают на следующую точку исследования, находящуюся на расстоянии 1 м. Такая технология скважинных исследований позволяет контролировать стабильность сейсмического сигнала источника, его форму, частотный состав в точке возбуждения по контрольному сейсмоприемнику, установленному вблизи скважины возбуждения, и установить погрешность измерений. Несмотря на свою простоту, такая система наблюдений может использоваться для решения широкого круга геологических задач.

#### **5.1.2.4. Сейсмо-акустический мониторинг**

*(совместно с Рыжковым В.И.)*

Технология сейсмо-акустического мониторинга разработана группой ученых РГУНГ, ИПНГ, ВНИГНИ и базируется на возможностях комплексирования ГИС, ВАК, ВСП и 3D-сеймики. С помощью данных ГИС и ВАК уточняются нефтенасыщенность и проницаемость пласта, гидродинамическая связь скважины с пластом. Путем переинтерпретации сейсморазведки 3D выявляются возможные нефтяные целики с невыработанной нефтью.

Помимо стандартного атрибутного анализа, основанного на выявлении эмпирических связей между сейсмическими параметрами и свойствами горных пород, данная комплексная технология интерпретации сейсморазведки дополнена методиками:

- 1) оптимизационной сейсмической инверсии (прогнозирование детальной акустической модели среды по форме отраженных волн и динамическая интерпретация с построением детальных разрезов (по акустическим жесткостям), карт эффективных толщин и эффективной пористости, обнаружением рифов);
- 2) прогноза зон развития коллекторов (построение синтетического волнового поля с предварительным расчетом по эталонным моделям синтетических трасс, приведение их к синтетическим профилям, которые адаптируются к реальным сейсмическим данным, и в итоге – построение карт зонального строения объекта с оконтуриванием наиболее перспективных участков);
- 3) прогноза насыщения углеводородов на основе изучения поглощения сейсмических волн (на основании обнаруженного по данным ВСП явления сейсмической неупругости залежей нефти и газа изучаются частотнозависимые поглощения и дисперсии фазовой скорости сейсмических волн по данным 2D и 3D, что позволяет использовать эти атрибуты сейсморазведки в качестве индикаторов углеводородов; среди решаемых задач – оценка контуров нефтегазоносности по сейсмическим данным при наличии эталонных скважин, определение перспективных мест бурения в слабоизученных районах).

### **5.1.3. Использование результатов промыслово-геофизических исследований**

На этапе эксплуатации месторождений появляется новый вид информации – промысловые данные о дебитах, продуктивности скважин, пластовых давлениях, об обводненности объектов эксплуатации. Анализ промысловых данных позволяет оценить геологическую модель с позиции, существенной для организации процесса извлечения продукции из пласта. Так, на основе анализа взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин выявляются дополнительные характеристики геологических элементов модели нефтяного пласта: линии экранов (непроводящие нарушения, границы выклинивания коллекторов), высокопроводящие направления потоков, квазиоднородные зоны. Геологическая модель, построенная по результатам сейсморазведки, данным ГИС и с учетом промысловых данных, может служить основой для прогнозирования полей продуктивности скважин и извлекаемых запасов в межскважинном пространстве. Такой прогноз и построение детального распределения зон с разной продуктивностью позволяют оптимизировать процесс бурения новых скважин.

Для выполнения работ используются данные о строении объекта эксплуатации, добычи, ГИС в открытом стволе при бурении уплотняющей сетки, ГИС-контроль. После того, как определена работа нагнетательных и добывающих скважин, отдающих обводненную продукцию в определенный момент времени, строятся профили по линиям скважин от нагнетательных к добывающим, чтобы сопоставить их перфорированные прослои. Данная работа проводится с целью выяснения возможного влияния на-

нагнетательных скважин на добывающие. Однако это действительно только для случаев, когда исключено поступление пластовой воды за счет подтягивания ВНК, работы водонасыщенных пластов из-за негерметичности эксплуатационной колонны или законных перетоков, что уточняется по данным ГИС в открытом и закрытом стволе.

Другим подходом является моделирование линий тока. Примеры адаптации модели линии тока (например, рассчитанные с применением ПО «FrontSim») могут использоваться для оценки взаимодействия нагнетательных и добывающих скважин и количественного определения потоков в пространстве между скважинами. В этом случае непромытые целики четко выделяются в незатронутой линиями тока части пласта [2].

Таким образом, если воздействие конкретной нагнетательной скважины на добывающую установлено, то можно с достаточной уверенностью судить о правильности корреляции межскважинного пространства.

#### **5.1.4. Гидродинамические исследования скважин в процессе разработки нефтяных месторождений**

Также большое количество информации о строении и параметрах межскважинной зоны можно получить из результатов обработки гидропрослушивания. Метод гидропрослушивания основан на наблюдениях изменения давления в реагирующих простаивающих скважинах или наблюдениях режимов работы реагирующих эксплуатационных скважин при изменении режимов работы возмущающих скважин. При этом режим возмущающих скважин может изменяться произвольно. Этим методом определяют средние значения параметров гидропроводности и пьезопроводности на участке между двумя исследуемыми скважинами. Сам факт обнаружения влияния изменения отбора жидкости из одной скважины на характер изменения давления в другой скважине говорит о наличии гидродинамической связи между этими скважинами. С помощью последовательного попарного прослушивания всех скважин на той или иной площади можно выявить положение и протяженность непроницаемых границ, влияющих на процесс разработки залежи, т.е. изучить прерывистость пласта на данной площади.

#### **5.1.5. Промысловые исследования по трассированию фильтрационных потоков с помощью индикаторных веществ**

В последнее время в самостоятельный вид контроля за разработкой нефтяных залежей выделяют индикаторный метод, под которым понимают контроль за распределением нагнетаемой воды, меченной искусственным индикатором, ранее в жидкости не присутствующим.

Фундаментальные исследования по развитию индикаторного метода проводились в СевкавНИПИнефть под руководством Соколовского Э.В. Также интерес представляют работы по подборке новых индикаторов, расширяющие возможности этого метода.

Сущность индикаторного метода состоит в добавлении заранее выбранного количества индикатора в поток нагнетаемой в пласт жидкости, а затем регистрации мо-

мента появления и концентрации индикатора в потоке жидкости, поступающем из добывающих скважин. Параметры, полученные в результате такого рода исследований, отражают характеристики всего межскважинного пространства, тогда как большинство традиционных геофизических методов позволяют определять параметры пласта в его ограниченной прискважинной зоне. На основе теоретических и экспериментальных исследований в России разработаны технологии и методики интерпретации индикаторных методов. Наиболее информативным считается вариант технологии по схеме «исследование – воздействие – исследование».

Как известно, дискретная информация по скважинам и ее экстраполяция на большие расстояния порой приводит к недоучету деталей строения пластов и это может существенно повлиять на эффективность разработки залежей. Индикаторные исследования исключают этот недостаток, характеризуя пласт и вытеснение нефти на всем участке между нагнетательной и эксплуатационной скважинами.

Метод позволяет:

1. Получать данные о строении, степени неоднородности и коллекторских свойствах объектов.
2. Устанавливать направление распространения нагнетаемой воды и области влияния отдельных нагнетательных скважин.
3. Выявлять перетоки жидкости между блоками структур, пластами и пропластками.
4. Изучать характер вытеснения нефти нагнетаемой водой.
5. Определять истинную скорость перемещения флюидов; распределение нагнетаемых объемов воды по пластам; толщинам, между отдельными эксплуатационными скважинами; охват залежи заводнением и влияние на него различных факторов; степень проявления капиллярной пропитки нефтенасыщенных пород нагнетаемой водой.

Исследования могут проводиться параллельно с контролем за процессом вытеснения нефти водой практически в любых нефтегазоносных районах.

Технология проведения исследований с применением радиоактивных индикаторных веществ заключается в регистрации гамма-излучения после закачки соответствующего индикаторного вещества и последующем сопоставлении с фоновой кривой естественной гамма-активности ствола скважины. Гамма-излучение измеряют непосредственно в выходящем из пласта потоке жидкости специальными приборами или обычной геофизической скважинной аппаратурой. Однако необходимо учитывать, что адсорбция индикатора на стенках обсадных и насосно-компрессорных труб может приводить к получению в значительной степени искаженным представлениям о месторождении и мощности проницаемых интервалов изучаемого пласта. Также ложная радиоактивность может отмечаться при исследовании эксплуатационных скважин из-за наличия нефти на их стенках.

Содержание изотопов с мягким и стабильным индикатором определяют путем анализа проб, которые отбирают 1–7 раз в неделю из каждой подконтрольной эксплуатационной скважины. Для получения данных в полном объеме необходимы детальные графики поступления

индикатора в пласт. Поводом для окончания работ служит прекращение выхода на дневную поверхность МВ. Как правило, полные исследования длятся не менее 0.5–1 года [3].

#### 5.1.5.1. Индикаторные вещества

На практике опробованы и используются несколько десятков индикаторов. Например, такие как тритий, карбомид, аммиачная селитра, флуоресцеины, радиоактивные углерод, сера и другие.

Вещества, используемые в качестве индикаторов для прослеживания нагнетаемой воды, должны хорошо растворяться в воде, не выпадать в осадок, не сорбироваться горной породой и нефтью, сохраняться в пластовых условиях весь период исследований, регистрироваться в широком интервале концентраций, не загрязнять окружающую среду.

Практически всем перечисленным требованиям отвечает тритиевый индикатор. Это объясняется тем, что по своим физико-химическим свойствам окись трития мало отличается от обычной воды, а радиоактивность трития обеспечивает высокую чувствительность методов его анализа. Впервые тритиевый индикатор был использован в 1956 году на Октябрьском месторождении, затем на месторождениях Татарии, Северного Кавказа, Сибири.

Оптическая плотность всех исследованных растворов, кроме флуоресцеина, в пределах продолжительности эксперимента (30 дней) не меняется. Интенсивность флуоресценции раствора флуоресцеина концентрацией  $1 \cdot 10^{-3} \text{ кг/м}^3$  и менее после 5 суток выдержки на свету уменьшается. Следовательно, при хранении проб жидкости на свету определение данного индикатора при опытно-промысловых работах должно быть проведено не позднее 5 суток с момента отбора проб.

Для изучения влияния температуры на оптическую плотность (интенсивность флуоресценции) индикаторов стандартные растворы всех веществ выдержали в термостате при температурах 293, 313, 333°K в течение  $25.2 \cdot 10^{-3} \text{ с}$ . Результаты показывают, что в исследованном интервале температура не влияет на стабильность индикаторов.

Одним из важнейших процессов, приводящих к уменьшению концентрации индикатора, является его адсорбция поверхностью горных пород.

Оценку пригодности индикатора можно получить по следующему выражению:

$$R_{\text{нач}} - \frac{L \cdot S \cdot \alpha}{l \cdot K_{\text{П}}} > R_{\text{кри}}, \quad (5.1.5.1)$$

где  $R_{\text{нач}}$  – начальная концентрация индикатора,  $\text{кг/м}^3$ ;  $R_{\text{кри}}$  – пороговая концентрация, ниже которой уменьшение концентрации индикатора недопустимо,  $\text{кг/м}^3$ ;  $L$  – длина пути фильтрации, м;  $S$  – удельная поверхность породы,  $\text{м}^2/\text{м}^3$ ;  $\alpha_A$  – адсорбционная способность горной породы,  $\text{кг/м}^2$ ;  $l$  – начальная длина оторочки меченого флюида, м;  $K_{\text{П}}$  – пористость породы, относительных единиц.

Вторым процессом, уменьшающим концентрацию индикатора в меченой жидкости, для радиоактивных или химически неустойчивых веществ является их распад или превращение в результате химического взаимодействия с пластовыми флюидами и минералами горных пород, а также выпадение в осадок за счёт уменьшения раство-



римости при изменении термодинамических условий в пласте (в первую очередь – температуры). Если основной причиной уменьшения концентрации индикатора в меченой жидкости является распад, то индикатор считается пригодным для рассматриваемых измерений при периоде его полураспада, который удовлетворяет условию:

$$T_{1/2} \geq \frac{t}{\ln(R_{\text{нач}} / R_{\text{кри}})}, \quad (5.1.5.2)$$

где  $t$  – время движения от нагнетательной к добывающей скважине.

Поскольку время  $t \cong 1$  года, а  $\ln(R_{\text{нач}}/R_{\text{кри}}) \cong 10$ , то пригодным является индикатор с периодом полураспада  $T_{1/2}$  не менее 1 месяца (если данная причина снижения концентрации – единственная). Если же учесть наличие и других процессов, то желательно, чтобы величина  $T_{1/2}$  составляла не менее года, хотя пригодность конкретного вещества (изотопа) зависит от скорости и геометрии потока на исследуемом участке.

Третий процесс, уменьшающий концентрацию индикатора, разбавление последнего немеченой водой. Существует несколько причин, которые вызывают подобный эффект: геометрическая неоднородность потока в пласте, фильтрационная неоднородность пласта, конвективная диффузия, наличие сливающихся пластов разной проницаемости, разбавление в стволе нагнетательной скважины, в фильтре и в стволе добывающей скважины. В тех случаях, когда необходимо установить сам факт появления индикатора на основании описанных выше оценок, рекомендовано использовать объемы закачиваемого раствора порядка  $10^{-2} - 10^{-1}\%$  порового объема исследуемой части пласта; закачивать индикатор максимальной концентрации, допустимой требованиями радиационной безопасности. При соблюдении этих правил с большой вероятностью можно считать, что отсутствие индикатора в добывающей скважине свидетельствует об отсутствии гидродинамической связи между ней и нагнетательной скважиной.

#### 5.1.5.2. Интерпретация результатов метода трассирования

Определяемыми величинами могут быть:

- 1) появления индикатора в конкретной добывающей скважине;
- 2) время движения индикатора в пласте;
- 3) изменение концентрации индикатора во времени;
- 4) изменение во времени общего количества индикатора, отобранного из данной добывающей скважины.

Наиболее проста интерпретация первой из указанных величин, поскольку сам факт появления индикатора в добываемой продукции однозначно свидетельствует о наличии гидродинамической связи между интервалами закачки и отбора из пласта. Но в этом случае необходимо учитывать наличие порога чувствительности, используемого метода регистрации индикатора, поскольку существуют различные процессы, уменьшающие концентрацию индикатора по мере его продвижения к добывающей скважине. Вследствие этого его концентрация в последней может стать меньше минимально регистрируемой и отсутствие индикатора будет ошибочно интерпретировано как отсутствие связи между скважинами или горизонтами.

Время движения индикаторов между нагнетательными и эксплуатационными скважинами определяется по выходу меченой воды из пласта. По времени и известным длинам путей можно рассчитать среднюю скорость движения агента в коллекторе [3].

Почти везде появление индикатора в добываемой жидкости обнаружено значительно быстрее, чем ожидалось. Фактическое время движения меченой воды превышает расчетное в десятки и сотни раз. Скорость перемещения нагнетаемой воды в пластах достигает весьма больших величин, исчисляемых сотнями и тысячами метров в сутки. Высокие скорости движения индикатора возможно объяснить только тем, что вода продвигается не по всему пласту, а по отдельным высокопроницаемым пропласткам или трещинам.

Периодическое появление индикатора в обводненных нефтяных скважинах говорит о том, что в пласте работает несколько пропластков с различной проницаемостью. Это подтверждается неравномерностью работы пластов в добывающих и нагнетательных скважинах, которая обычно обнаруживается с помощью глубинных расходомеров.

Поэтому при рассмотрении результатов индикаторных исследований необходимо учитывать роль путей фильтрации с аномально высокой проницаемостью. Так, например, пласт проницаемостью в 10 раз больше средней при толщине 0.02–0.2 % от общей практически не влияет на динамику обводнения добывающей скважины и перенос меченой жидкости, но вызывает заметный максимум на кривой «концентрация индикатора – время».

При интерпретации времени появления индикатора в добывающей скважине можно с привлечением других данных определить характеристику пласта по проницаемости и поровый объём, из которого произошло вытеснение нефти.

Индикатор попадает в пласт вместе с жидкостью за счет гидродинамических сил, капиллярной пропитки и проявления молекулярной диффузии. Максимальное влияние на проникновение индикатора в пористую среду оказывает молекулярная диффузия, а влияние капиллярных сил менее значительно. По мере увеличения пористости горных пород возрастает степень диффузионного проникновения индикатора. Наибольшее влияние на диффузионное проникновение индикатора в пористую среду оказывает температура. С ее ростом происходит более резкое изменение концентрации. При незначительных диффузионных процессах возможны три измеряемые временные характеристики: время прихода переднего фронта меченой жидкости ( $t_{нач}$ ), заднего фронта ( $t_{кон}$ ) и поступление максимума концентрации ( $t_{max}$ ).

Если отдельные пласты изолированы, то указанные временные параметры составляют:

$$t_{нач\_i} = t_{кон\_i} - \Delta t_i \quad (5.1.5.3)$$

$$t_{кон\_i} = \frac{\mu L^2}{k_i \cdot \Delta P}, \quad (5.1.5.4)$$

$$t_{max\_i} = t_{кон\_i} - \frac{\Delta t_i}{2}, \quad (5.1.5.5)$$

$$\Delta t_i = Q \frac{\mu L}{K_{\pi i} \cdot \Delta P \cdot \Sigma k_i h_i}, \quad (5.1.5.6)$$

где:  $\mu$  – вязкость фильтрующей жидкости;  $L$  – длина пути фильтрации;  $k_i$  – проницаемость  $i$ -го пласта (пропластка);  $\Delta P$  – перепад давления;  $Q$  – объем закачиваемой меченой жидкости;  $K_{\pi i}$  – пористость  $i$ -го пласта;  $h_i$  – толщина  $i$ -го пласта.

Предполагается, что индикатор поступает в пропластки пропорционально их гидропроводности. Если выполняется неравенство:

$$\frac{1}{k_{i+1}} - \frac{1}{k_i} > \frac{Q}{L \cdot K_{\pi i+1} \cdot \sum_i k_i h_i}, \quad (5.1.5.7)$$

то «импульсы» концентрации не перекрываются, и можно выделить сигнал от каждого пласта. Следовательно, распределение времени  $t_{max}$  дает картину распределения эффективных проницаемостей, которые определяются как истинными фактическими проницаемостями пласта, так и их длиной, объемом, величиной водонефтенасыщенности. Фактически распределение эффективных проницаемостей отражает как геометрическое распределение линий тока, зависящих от схемы расположения скважин и величины перепадов давления между нагнетательными и добывающими скважинами, так и влияния реальной физической неоднородности среды (послойной или зональной).

Вести отбор проб необходимо до прихода в добывающую скважину основной оторочки меченой жидкости. Обычно скорость ее движения незначительно отличается от определенной гидродинамическими методами скорости фильтрации воды на участке. Приход основной оторочки характеризуется повышением содержания индикатора в добываемой воде в течение 10 суток и более. После прихода основного фронта меченой воды индикатор будет поступать в скважину из пропластков, которые до начала закачки были нефтенасыщены.

Помимо уже перечисленных параметров пласта по результатам индикаторных методов можно определить источник обводнения. Такой анализ можно представить на графике: по оси абсцисс откладывается относительный отбор воды (отношение отбора воды из данной скважины за определенный промежуток времени к общему количеству воды, закачанной в нагнетательную скважину за это же время), а по оси ординат относительный отбор индикатора (отношение активности жидкости, извлеченной из  $i$ -ой скважины, к общему количеству закачанного индикатора). Каждой скважине будет соответствовать одна точка. Точки на биссектрисе угла и ближе к оси абсцисс характеризуют скважины, обводняемые только этим очагом; точки ближе к оси ординат характеризуют скважины, обводняемые также и другими источниками нагнетаемой воды. Превышение ординаты точки над значением, отсекаемым биссектрисой, характеризует долю «посторонней» воды.

Описанная методика требует достаточно длительных исследований. Так, если расстояние между скважинами 500 м, а скорость движения основного фронта меченой жидкости 1 м/сут, то исследование занимает более 500 суток. В течение такого длительного промежутка времени трудно обеспечить постоянный режим эксплуатации участка и ежедневный отбор проб. Поэтому интерес представляет приближенная методика, позволяющая ограничить время исследований до 70–100 суток после закачки.

В этом случае вычисляется отношение количества индикатора, извлеченного из данной добывающей скважины, к суммарному отбору индикатора из всех добывающих скважин участка за время исследований. Затем рассчитывается отношение отбора воды из данной скважины к суммарному отбору воды по всем скважинам участка за это же время. Далее проводится анализ отношения этих величин (численно или графически). Указанная приближенная методика справедлива при следующих условиях. Предполагается, что доля индикатора, попавшего в  $i$ -ю добывающую скважину, от всего извлеченного количества индикатора будет равна доле отбора воды (дебита) из данной скважины относительно суммарного отбора воды (дебита) из всех действующих скважин очага.

Совместный анализ времени появления пиков концентрации индикатора и суммарных его количеств, добываемых за определенное время, позволяет оценить коэффициент охвата пласта процессом вытеснения.

Возможны следующие варианты:

- обводненность пласта мало меняется со временем, временное распределение индикатора узкое и максимальное значение близко к начальному, т.е. обводнение идет по одному или нескольким наиболее проницаемым трубкам тока или пропласткам;
- обводненность пласта мало меняется со временем, добыча нефти невелика, концентрация индикатора во времени распределена по логнормальному закону, т.е. пласт практически полностью промыт водой, нефть осталась либо в виде целиков, либо в виде остаточной;
- обводненность пласта мало меняется со временем, но добыча нефти значительна, концентрация индикатора распределена во времени по логнормальному закону, т.е. пласт сильно неоднороден, его наиболее проницаемая часть обводнилась полностью, по менее проницаемой еще идет вытеснение нефти;
- обводненность пласта растет со временем: концентрация индикатора, за исключением незначительного начального участка, постоянна во времени, при повторной закачке индикатора максимальное значение концентрации снижается, причем уменьшение коррелируется с ростом обводненности, т.е. идет нормальное вытеснение нефти из неоднородного пласта.

Итак, пусть  $Q_3(t)$  – количество закачиваемой воды за время  $t$ , отсчитываемое от начала закачки в пласт индикатора. В момент  $t_1$  в добываемой продукции появляется индикатор, прошедший по наиболее проницаемой трубке тока. Факт появления индикатора означает, что трубка полностью заполнена закачиваемой водой. Если добытое количество индикатора равно  $M$ , то, согласно сделанному предположению, в трубку зашел объем воды:

$$V_1 = Q_3(t_1) \cdot \frac{M_1}{M}. \quad (5.1.5.8)$$

Если следующий пик концентрации наблюдается в момент  $t_2$ , то это означает, что заполнена следующая трубка тока и можно вычислить ее объем:

$$V_2 = Q_3(t_2) \cdot \frac{M_2}{M} \quad (5.1.5.9)$$

Окончательно можно определить коэффициент охвата пласта по объему:

$$\beta_{\text{оох}} = \frac{\sum Q_3(t_i) \cdot \frac{M_i}{M}}{V_{\text{пор}}}, \quad (5.1.5.10)$$

где  $V_{\text{пор}}$  – поровый объем исследуемого участка, определенный другими методами.

### 5.1.6. Методика комплексного изучения межскважинного пространства в процессе разработки месторождений

Помимо перечисленных методов изучения межскважинного пространства, которые на сегодняшний день хорошо себя зарекомендовали, были разработаны и внедрялись в производство другие методы изучения пластов. Одним из них был метод высокочувствительной термометрии, позволяющий на базе исследований неперфорированных наблюдательных скважин определять степень отработки пластов и положение ГВК в процессе разработки на газовых месторождениях. Данный подход считался перспективным для оценки динамики изменения работающих запасов и должен был позволить определять вклад скважины в суммарный дебит куста при отсутствии замерных устройств на устье скважины. Однако на практике для этого метода был выявлен ряд недостатков, которые ограничивали его применение в промышленном масштабе. В частности, для проведения такого рода исследований необходим постоянный фонд наблюдательных скважин, а также для получения значимого изменения теплового поля в пласте необходим длительный срок, который может составлять несколько месяцев. В связи с этим данный метод межскважинных исследований нельзя рекомендовать для повсеместного использования на производстве.

Учитывая то, что наши знания о коллекторе всегда ограничены, гидродинамическая модель может существенно улучшить его описание. За последние 10 лет с применением гидродинамического моделирования получены решения различного уровня сложности задач фильтрации флюидов, что помогает оценить достоверность и обоснованность самих геологических моделей коллекторов.

Итак, во многом успех разработки нефтяных залежей зависит от степени изученности продуктивного пласта и надежности контроля за извлечением нефти. Для этой цели опробовано много различных геологических, петрофизических, геофизических и гидродинамических способов, при использовании которых получают ценные результаты. Однако ни один из этих способов не является универсальным и не может полностью удовлетворить современные требования, предъявляемые к качеству и объему промыслово-геофизической информации. Поэтому на разведываемых и особенно на разрабатываемых площадях нефтяники вынуждены применять комплексный способ исследования залежей.

Среди последних разработок в области исследований межскважинного пространства можно выделить технологию реализации промысловых и геофизических методов изучения залежей нефти и газа в зависимости от геолого-промысловых условий и конкретных технико-экономических возможностей [4].

## **5.2. ПРИЧИНА ВЫСОКИХ СКОРОСТЕЙ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ ПРИ ТРАССИРОВАНИИ МЕЖСКВАЖИННОГО ПРОСТРАНСТВА ИНДИКАТОРАМИ**

Для оценки текущего характера насыщения пластов на сегодняшний день может применяться широкий набор отечественных и зарубежных комплексов промысловых и геофизических исследований. В открытом стволе: методы электрометрии, нейтронного каротажа, ядерно-магнитного резонанса, испытатели пласта на трубах или кабеле, а для скважин с обсаженным стволом – акустические методы, кислородно-углеродный каротаж, методы оценки профиля и состава притока, трассирование фильтрационных потоков в межскважинном пространстве индикаторными веществами и др.

Наибольшая необходимость в указанных исследованиях возникает на активно разрабатываемых месторождениях, где возможности применения методов оценки насыщения в необсаженных скважинах сильно ограничены или даже исключены. В то же время информативность имеющихся стандартных методов каротажа продуктивности обычно невысока, что не позволяет уверенно решать сложные промысловые задачи, связанные с избирательной обводненностью объектов разработки по трещинам или узким высокопроницаемым прослоям.

В настоящее время возможности выборочного заводнения пласта на различных участках месторождения анализируются преимущественно путем цифрового гидродинамического моделирования с учетом всей имеющейся информации по истории разработки и данных геофизического (ГИС) контроля. Безусловно, это правомерный способ изучения эксплуатационных характеристик разрабатываемых пластов, но он, в силу неопределенности большого числа исходных данных, не может дать требуемую детальность и однозначность модели (особенно в межскважинном пространстве).

В связи с этим, используя методы, позволяющие целенаправленно изучать межскважинное пространство, удастся выявить гидродинамические барьеры между отдельными скважинами (разломы или локальные зоны глинизации), оценить влияние вертикальных трещин на продуктивность, определить интегральные фильтрационные свойства по направлениям между отдельными скважинами.

Длительное время промысловые службы не находили объяснения фактам регистрации сверхбыстрых времен прихода индикаторных веществ при проведении на разрабатываемых нефтяных залежах массового межскважинного трассирования фильтрационных потоков с помощью индикаторных веществ. При закачке трассеров в пласт через нагнетательную скважину первые порции индикаторов могут появиться в соседних добывающих скважинах (обычно отстоящих от нагнетательной на расстоянии порядка 500 м) уже на первые или вторые сутки после закачки. На практике такой скорости фильтрации воды через поровое пространство существовать не может, даже если учитывать наличие в разрезе пласта отдельных высокопроницаемых прослоев, например, с проницаемостью порядка 100–200 мД при средней проницаемости 10–30 мД для всего пласта.

Указанные результаты наблюдаются практически повсеместно на многих нефтяных месторождениях Западной Сибири с терригенным разрезом независимо от типа приме-

няемого индикаторного вещества (флуоресценты или различные химические реагенты). Расчеты показывают, что для обеспечения фиксируемых скоростей фильтрации (сотни метров в сутки) в пласте должна присутствовать разветвленная сеть «суперканалов» протяженностью в несколько сотен метров и проницаемостью от 1 до 100 Д.

Ниже предлагается рассмотреть статистику исследований с применением трассирования на одном из месторождений Ноябрьского региона Западной Сибири. Приведены примеры расчетов величин проницаемостей прослоев для следующего типа скважин (табл. 5.2.0.1):

- 1) в которых первая порция индикатора была зарегистрирована через 1–2 суток после начала закачки (т.е. в работе принимал участие «сверхпроводник») – скв. №194–876.
- 2) в которых порции индикатора начинали поступать спустя значительный промежуток времени (т.е. вся фильтрация шла по поровому пространству) – скв. №201–857.

РЕЗУЛЬТАТЫ ТРАССИРОВАНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ С ПОМОЩЬЮ МВ ПО ОДНОМУ ИЗ ТИПИЧНЫХ ОБЪЕКТОВ НОЯБРЬСКОГО РЕГИОНА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Таблица 5.2.0.1

№ скв.	Среднее время прихода первой значимой порции, сут	Средняя скорость прихода первой значимой порции индикатора, м/сут	Фактическая проницаемость трубок тока, мД	№ скв.	Среднее время прихода первой значимой порции, сут	Средняя скорость прихода первой значимой порции индикатора, м/сут	Фактическая проницаемость наилучшего канала фильтрации, мД	Доля воды, поступающей по лучшему каналу фильтрации от общего объема воды, добываемой в скважине, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
карбамид				201	23	29.4	79.5	50.0
194	3	197	465.7	241	38	15.7	37.3	50.0
202	4	274	1201.2	250	16	42.3	114.6	4.2
205	2	539	2319.9	257	13	52.0	140.6	3.1
425	2	410	1344.8	283	22	31.0	84.8	20.0
534	3	351	1481.2	289	52	26.5	145.6	55.6
447	2	488	1901.3	291	21	30.0	79.7	8.0
873	2	436	1524.3	292	30	42.8	219.8	28.6
448	2	517	2138.3	563	39	19.7	60.5	40.0
нитрат аммония				850	42	23.8	94.9	13.3
362	2	343	938.5	852	45	34.3	212.2	20.0
449	3	347	1444.9	853	36	27.2	106.3	22.2

Продолжение таблицы 5.2.0.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
554	3	483	2803.3	854	41	13.3	28.9	12.5
833	4	195	603.7	856	46	25.6	120.5	22.2
876	3	313	1178.1	857	34	17.8	42.9	10.0

Во всех представленных скважинах величина проницаемости условного прослоя, по которому поступали первые порции индикаторов, в среднем на порядок отличается от проницаемостей, определенных по данным керна для этого пласта. Это доказывает тот факт, что поступление первой порции индикаторов в ствол добывающей скважины происходит не по поровому пространству пласта, а по отдельному сверхпроводящему каналу, которым, в частности, может служить либо вертикальная трещина, либо прослой «суперколлектора».

Проделанный авторами [5] анализ показал, что наличие в пласте суперпроводящих каналов может быть связано с присутствием в разрезе маломощных плотных прослоев. В этом случае каналы высокой проницаемости могут быть образованы как литологической неоднородностью на границе плотного прослоя, так и наличием внутри него сети трещин, которые частично могли возникнуть (либо увеличиться) под воздействием процессов закачки воды через нагнетательные скважины. Ведь обычно процесс закачки характеризуется высокими значениями репрессий и созданием в прискважинной зоне значительных отрицательных скин-факторов. Другим фактором влияния высоких репрессий (или ГРП) является увеличение степени раскрытости изначально существующей в горных породах системы трещин.

К аналогичным выводам пришли и другие авторы, выполнявшие анализ результатов индикаторных исследований в различных регионах Западной Сибири [6–7].

Таким образом, есть разные варианты объяснения фактов быстрого прихода индикаторов в добывающую скважину. Это и блочное строение геологического объекта, и наличие в разрезе «суперколлекторов», и литологические нарушения на границах залегания коллектора и неколлектора, и комбинация всех этих факторов. Отметим, что сверхпроводящими каналами в разрезе пластов могут являться в том числе вертикальные трещины, образуемые в процессе нагнетания вод непосредственно внутри маломощных (примерно 1 м) и ограниченных по простиранию (порядка 1 км<sup>2</sup>) плотных прослоев.

Ниже, в разделе 13.8.2, представлены результаты прямых скважинных исследований, подтверждающие эту гипотезу, суть которой состоит в следующем: 1) тонкие плотные прослои ограниченных размеров сами по себе подвержены различным деформационным воздействиям, в результате чего естественным образом в напряженных горных породах может образоваться внутренняя система микротрещин, 2) в процессе закачки относительно холодной воды в прискважинной зоне создается значительный перепад температуры (порядка 50–80°С), вследствие чего под действием температурных напряжений в зоне пластопересечения со скважиной образуются



дополнительные микро- и макротрещины (указанный эффект даже используется в промышленности [2] и особенно часто встречается на морских отложениях), 3) если репрессия на пласт становится значительной (обычно свыше 100–150 атм), то сеть трещин из околоскважинного пространства начинает развиваться вглубь по всему межскважинному пространству (наиболее активно – по толщине плотного пропластка, как наименее пластичной породе), способствуя при этом активной раскрываемости и увеличению протяженности в уже существующей системе трещин. Кроме того, если закачивается неочищенная вода, то крупные частицы примесей могут частично закупорить пласт, увеличив тем самым репрессию. При этом трещины, обеспечивая поддержание приемистости по мере засорения, растут как в длину, так и в высоту (до стабилизации процесса и прекращения роста трещин).

Фактически здесь имеет место «мини-гидроразрыв» пласта, только без закачки в трещину частиц пропанта. После остановки работы нагнетательной скважины такие трещины «схлопываются». Подтверждение этому неоднократно обнаруживалось в результатах обработки гидродинамических исследований скважин [8]. Увеличивая расход закачки, получают снижение скин-фактора ( $s$ ), т.е. уменьшение степени загрязнения призабойной зоны от положительного значения до значений  $(-2) - (-4)$ . Причем установлена связь между постепенной раскрываемостью трещин с увеличением отрицательного скина и ростом репрессии на пласт (см. ниже рис. 12.3.3.2–12.3.3). Обычно наиболее подходящей для таких данных гидродинамических исследований интерпретационной моделью является «неограниченный пласт с вертикальной трещиной», реже – «двойная пористость/проницаемость».

Многочисленные доказательства предположения, что наиболее быстрый приход первого фронта воды от нагнетательной скважины к добывающей происходит по техногенным трещинам в плотных маломощных пропластках, были получены авторами при сопоставлении картин прихода индикаторов в процессе межскважинного трассирования с распространением плотных прослоев в зонах исследований, фиксируемых по методам ГИС [5]. Конечно, в разных скважинах геологические и промысловые условия бывают неравнозначными. Если плотный горизонт примыкает к глинистым прослоям (предпосылка для ухудшения трещинообразования) или литологически неярко выражен между трассируемыми скважинами (предпосылка для ограничения по протяженности трещин), то эффект первых приходов индикатора может снижаться или даже пропадать.

На рис. 5.2.0.1 представлен пример результатов межскважинного трассирования фильтрационных потоков индикаторами. По всем скважинам приведены записи бокового электрического и нейтронного каротажей, по которым легко выделить в разрезе плотные пропластки (повышенные показания). Наглядным доказательством участия в межскважинной фильтрации именно трещин плотного прослоя является факт отсутствия «сверхвысоких» скоростей прихода трассеров в скважинах, где в разрезе отсутствует указанный плотный прослой.

Есть показательные примеры, когда в нагнетательной скважине по данным каротажа не было выделено какого-либо плотного прослоя (хотя вокруг в добывающих

скважинах они были). Тогда темпы движения фронта заводнения не превышали нормальных значений (нескольких метров в сутки), т.к. вся фильтрация воды происходила здесь исключительно по поровому пространству пласта (рис. 5.2.0.2).

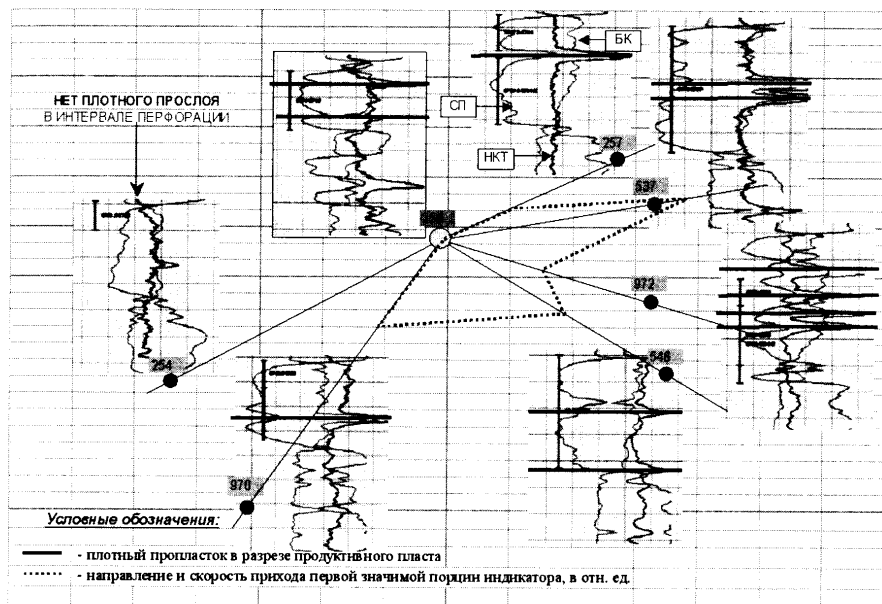


Рис. 5.2.0.1. Пример трассирования фильтрационных потоков от нагнетательной скважины (№256)

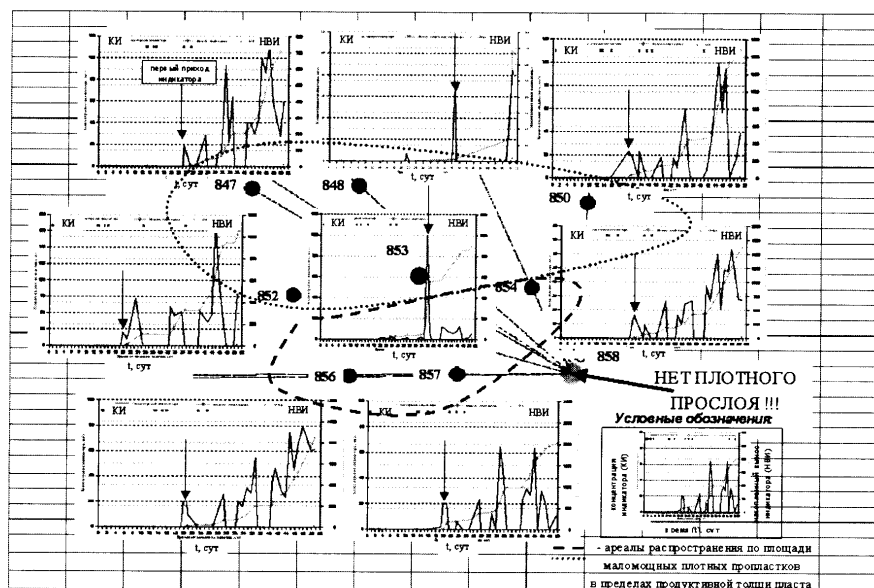


Рис. 5.2.0.2. Пример трассирования фильтрационных потоков от нагнетательной скважины №853 (КИ – концентрация индикатора, КВИ – накопленный вынос индикатора)

В результате обобщения результатов, полученных по нескольким десяткам скважин, была оценена связь условного комплексного параметра (КОП), характеризующего разрез в добывающей скважине, со скоростью прихода первой порции трассирующего вещества в эту скважину (рис. 5.2.0.3). Комплексный параметр разработан для оценки вероятности наличия в пласте сверхпроводящих каналов фильтрации по данным анализа разреза добывающих и нагнетательных скважин исходя из критериев, перечисленных в табл. 5.2.0.2.

СОСТАВЛЯЮЩИЕ КОМПЛЕКСНОГО КРИТЕРИЯ КП ДЛЯ ОЦЕНКИ  
ВЕРОЯТНОСТИ НАЛИЧИЯ В РАЗРЕЗЕ СВЕРХПРОВОДЯЩИХ КАНАЛОВ ФИЛЬТРАЦИИ

Таблица 5.2.0.2

Критерии	Слагаемые комплексного параметра (КОП)		
	НЕТ	ДА	
Выделение плотного пропластка по ГИС	0	1	
Корреляция плотного пропластка по площади	0	1	
Положение плотного пропластка относительно интервала перфорации	рядом	внутри	
	1	2	
Степень похожести плотного пропластка по ГИС в добывающей и нагнетательной скважинах	не похож	похож	идентичны
	0	1	2

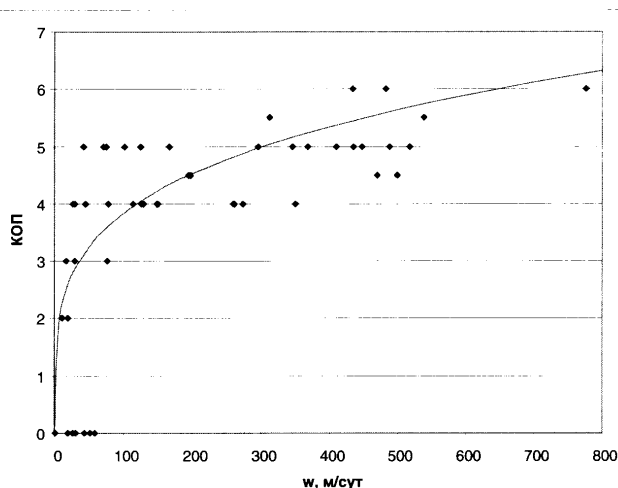


Рис. 5.2.0.3. Зависимость скорости прихода первой значимой порции индикатора ( $w$ ) от значения комплексного параметра (КОП)

Оцениваемые по ряду месторождений эффективные диаметры «суперпроводящих каналов фильтрации» в зоне залегания плотных прослоев составили от десятков до сотен мкм, диапазоны возможных проницаемостей — от 1 до  $10^3$  Д (при том, что у вмещающих продуктивных пород всего 0.01–0.05Д). Количество фильтруемой через них воды по оценкам индикаторного трассирования обычно не превышает

первых процентов от объемов добычи воды в продукции соседних скважин (особенно в случае полностью промытого межскважинного пространства). Однако есть примеры, когда от нагнетательной скважины к добывающей по такого рода каналам доходило до 15–20% объема закачиваемой воды, и тогда влияние «каналов фильтрации»

на темпы обводнения скважины становилось значительным (особенно на начальной стадии обводнения, когда обычно имеют место «кинжальные» прорывы воды).

Полученные к настоящему времени примеры обобщений свидетельствуют в пользу того, что основной тип наблюдаемых «каналов фильтрации» – это либо узкий слой на границе литологических разностей, либо же вертикальные трещины в плотном прослое, раскрываемые под воздействием закачки. Данный подход позволяет на основании распространения маломощных плотных прослоев в пластах объяснять и даже предсказывать высокие скорости фильтрации, достигаемые при трассировании межскважинного пространства индикаторными веществами. Поэтому справедливо сделать вывод о необходимости изучения и учета картины фильтрации воды по сверхпроводящим каналам, а также борьбы с этим явлением путем снижения репрессий при закачке или выравнивания профиля приемистости на основе применения специальных технологических средств (например, закачки полимеров, ПАВ и т.п.).

С указанной целью регулирования равномерности фронта вытеснения авторами также предложен способ увязки плотности перфорации (или степени вскрытия) прослоев в зависимости от их удельной проницаемости (плотность перфорации целенаправленно увеличивают в низкопроницаемых толщинах и соответственно уменьшают в высокопроницаемых).

#### ЛИТЕРАТУРА К ГЛАВЕ 5

1. Cased Hole Log Interpretation (Principles/Applications). Schlumberger, Houston, 1989.
2. Бейли Б., Крабтри М., Кучук Ф. и др. Диагностика и ограничение водопритоков. Нефтяное обозрение Schlumberger. Весна 2001, с. 44–67.
3. Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков Ю.И. Индикаторные методы изучения нефтегазового пласта. – М.: Недра, 1986.
4. Залётова Д.В., Ипатов А.И. Промысловые и геофизические методы изучения межскважинного пространства на месторождениях нефти и газа: учебное пособие. – М.: РГУНГ им. И.М. Губкина, 2003. – 68 с.
5. Ипатов А.И., Залётова Д.В. Причина высоких скоростей фильтрационных потоков при трассировании индикаторами. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004, №10, с. 57–62.
6. Никитин А.Ю., Бодрягин А.В., Куприянов Ю.Д., Корчнев А.В. Применение индикаторных исследований на нефтяных месторождениях в терригенных и карбонатных коллекторах. Каротажник, 2003. №110.
7. Саулей В.И., Хозяинов М.С., Тренчиков А.Ю. Комплексное изучение гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами индикаторными и геофизическими методами. Каротажник, 2004, №123-124, с. 96–109.
8. Дияшев И.Р., Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Мажар В.А., Гуляев Д.Н. Роль новых технологий в системе гидродинамических исследований компании «Сибнефть». Нефтяное хозяйство. 2003, №12.

Раздел III

**ТЕОРИЯ ПРОЦЕССОВ**

**ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ**

## Глава 6

### ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ

В настоящем разделе рассматриваются наиболее важные физические свойства горных пород и пластовых флюидов, влияющие на процессы, происходящие в пластах и скважинах в период эксплуатации месторождений. Эти параметры составляют информативную основу базовых методов промыслово-геофизического контроля.

#### 6.1. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

##### 6.1.1. Нефти и природные газы

Основными компонентами нефти и природного газа являются углеводороды типа алканов ( $C_nH_{2n+2}$ ). При стандартных условиях (давление 0.1013 МПа и температуре 20°C) углеводороды до  $C_4$  находятся в газообразном состоянии, от  $C_5$  до  $C_{16}$  – жидкости. Существенную роль в составе пластовых углеводородов играют циклоалканы ( $C_nH_{2n+2}$ ), а также неуглеводородные компоненты: углекислота ( $CO_2$ ), сероводород ( $H_2S$ ), азот ( $N_2$ ) – табл. 6.1.1.1.

ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ КОМПОНЕНТ  
НЕФТИ И ПРИРОДНОГО ГАЗА [1, 2, 3]

Таблица 6.1.1.1

N	Компонент	Химическая формула	Молекулярная масса	Критическая температура [K°]	Критическое давление [МПа]	Ацентрический фактор
1	Метан	$CH_4$	16.042	190.55	4.604	0.013
2	Этан	$C_2H_6$	30.068	305.43	4.880	0.0986
3	Пропан	$C_3H_8$	44.094	369.82	4.249	0.1524
4	Н-Бутан	$nC_4H_{10}$	58.120	425.16	3.796	0.201
5	Изо-Бутан	$iC_4H_{10}$	58.120	408.13	3.647	0.1848
6	Н-Пентан	$nC_5H_{12}$	72.151	469.65	3.369	0.2539
7	Изо-Пентан	$iC_5H_{12}$	72.151	460.39	3.381	0.2223
8	Гексаны	$C_6H_{14}$	86.178	507.35	3.013	0.3007
9	Гептаны	$C_7H_{16}$	100.198	540.15	2.736	0.3498
10	Октаны	$C_8H_{18}$	114.22	568.76	2.486	0.4018
11	Азот	$N_2$	28.016	126.26	3.398	0.040
12	Водород	$H_2$	2.016	33.25	1.296	0.0
13	Гелий	$He$	28.96	132.46	3.648	0.0
14	Водяной пар	$H_2O$	18.016	647.30	21.408	0.0
15	Кислород	$O_2$	32.00	154.78	5.08	0.019
16	Сероводород	$H_2S$	34.082	373.6	9.007	0.100
17	Углекислота	$CO_2$	44.011	304.2	7.381	0.231

Ацентрический фактор характеризует отклонение молекул вещества от шарообразной формы

### 6.1.2. Классификация залежей углеводородов по фазовому состоянию

Итак, природные нефть и газ представляют собой сложную смесь углеводородов, которые в зависимости от термобарических условий могут находиться в газообразном, жидком или двухфазном состоянии. В соответствии с этим залежи нефти и газа подразделяются на однофазные и двухфазные [1].

Однофазные залежи могут быть чисто газовые, газоконденсатные или нефтяные. Нефтью принято называть все углеводороды, которые в условиях пласта находятся в жидком состоянии. Углеводороды с атомами углерода в молекуле в количестве 5 и выше ( $C_5^+$ ) составляют основу товарной нефти.

Основные углеводородные компоненты природного газа – это метан, этан, пропан и бутаны (не выше  $C_5^+$ ), которые и в условиях пласта, и в стандартных условиях находятся в газообразном состоянии.

Газоконденсатные залежи наряду с природным газом содержат тяжелые углеводороды (выше  $C_5^+$ ). Углеводороды этой группы в условиях пласта могут находиться в газообразном состоянии, но переходить в жидкую фазу при снижении давления (т.е. при ретроградной конденсации).

Нефтяные пласты могут содержать газ. Но этот газ находится в растворенном состоянии и выделяется только при снижении давления в процессе разработки залежи.

Двухфазные залежи характеризуются совместным присутствием нефти и газа в условиях пласта. При этом газоносную область залежи называют «газовой шапкой». Из соотношения размеров нефтяной и газовой частей залежи подразделяют на газонефтяные и нефтегазовые. Если в составе газовой шапки газонефтяной (нефтегазовой) залежи содержится конденсат, залежь называют газоконденсатонефтяной (нефтегазоконденсатной).

Даже такая подробная классификация является условной, если учесть тот факт, что в природных условиях в пластах могут встречаться самые разнообразные смеси углеводородов, свойства которых меняются непрерывным образом. При обосновании таких классификаций ориентируются на разделение углеводородов на группы, находящихся в различном состоянии в условиях пласта, забоя скважины и поверхности (в так называемых стандартных условиях) [2–3].

### 6.1.3. Основные характеристики пластовых углеводородов как термодинамических систем

Природные нефти и газы являются сложными *термодинамическими системами*. Одной из наиболее важных характеристик термодинамической системы является ее *состояние*, то есть совокупность физических параметров, по которым можно отличить одну систему от другой, а также проследить за изменениями, которые протекают в системе при взаимодействии с окружающей средой [4–6].

Любая система обладает некоторым запасом энергии. Часть этого запаса « $E$ », определяемая внутренними свойствами системы (в противовес энергии, которая определяется внешними силовыми полями) называется «внутренней энергией».

Основными параметрами состояния термодинамической системы являются давление ( $P$ ), температура ( $T$ ) и компонентный состав. Они полностью и однозначно определяют состояние системы и потому называются «независимыми». Температура и давление относятся к числу так называемых *потенциалов взаимодействия*. Потенциал конкретного взаимодействия (передачи энергии в определенной форме) – это параметр, различие в котором вызывает именно данное взаимодействие. Температура определяет тепловое взаимодействие, давление – деформационное (механическое) взаимодействие.

Перечисленные независимые параметры определяют целую гамму свойств углеводородной смеси, таких как общий ( $V$ ), удельный ( $V_m$ ) и молярный ( $V_\mu$ ) объемы, энтропия ( $S_T$ ), энтальпия ( $I_T$ ), теплоемкость ( $C$ ) и пр. Названные физические величины могут быть выражены через параметры состояния, то есть являются *функциями состояния*.

Под «удельным объемом» понимают объем единицы массы вещества. «Молярный объем» – это объем 1 кмоль вещества, то есть количества килограммов вещества, численно равного его молекулярному весу.

Важным понятием термодинамики является понятие об обратимых и необратимых термодинамических процессах. При «обратимом» процессе можно изменить состояние системы, совершив некоторую работу, и вернуть систему в исходное состояние, затратив работу той же величины, но обратного знака.

Соответственно при «необратимом» процессе переход системы в исходное состояние невозможен. Второй закон термодинамики постулирует, что таковым является любой реальный процесс. Для его количественного описания вводится специальная термодинамическая характеристика системы – «энтропия».

*Энтропия* является термодинамической функцией, дифференциал которой для обратимого процесса равен отношению подведенной к системе теплоты ( $dQ_T$ ) к температуре ( $T$ ):

$$dS_T = \frac{dQ_T}{T} \quad \text{или} \quad dQ_T = T dS_T. \quad (6.1.3.1)$$

*Энтальпия* является суммой внутренней энергии и произведения давления на общий объем:

$$I_T = E_T + PV. \quad (6.1.3.2)$$

*Теплоемкость* определяется как отношение дифференциалов теплоты и температуры

$$C = \frac{dQ}{dT}. \quad (6.1.3.3)$$

Различают удельную ( $C_m$ ), молярную ( $C_\mu$ ) и объемную ( $C_\gamma$ ) теплоемкости.

Теплоемкость системы зависит не только от ее конкретного состояния, но и от того, каким способом система была переведена в это состояние. В частности, различают удельные теплоемкости при постоянном давлении ( $C_V$ ) (для изобарного процесса) и постоянном объеме ( $C_P$ ) (для изохорного процесса).



Если система не обменивается с окружающей средой ни веществом, ни энергией, она является «изолированной». Система, которая не обменивается с окружающей средой теплотой, называется «адиабатной».

В изолированной системе со временем прекращается видимый макроскопический обмен энергией и веществом, то есть система приходит в «равновесное» состояние.

Отдельные части термодинамической системы могут отличаться по компонентному и фазовому составу.

Термодинамическим процессом называется изменение состояния термодинамической системы при ее взаимодействии с окружающей средой. Если при термодинамическом процессе происходит нарушения внутреннего равновесия в системе, процесс называется «неравновесным». Если таковыми нарушениями в конкретном случае можно пренебречь – система считается «равновесной».

#### 6.1.4. Основные уравнения термодинамики

Энергетическое состояние термодинамической системы описывается *первым законом термодинамики* [4–5], согласно которому сообщаемая системой теплота ( $dQ$ ) равна сумме приращения внутренней энергии системы ( $dE_T$ ) и совершенной системой работы против внешних сил ( $A$ ). Принято считать работу положительной, если при ее совершении внутренняя энергия системы уменьшается (т.е. система совершает работу над окружающей средой)

$$dQ = dE_T + A. \quad (6.1.4.1)$$

Для частного случая расширения системы под действием внешних сил (именно так приближенно описывается поведение смеси углеводородов в пласте при его выработке) соотношение (6.1.4.1) принимает вид

$$dQ = dE_T + PdV. \quad (6.1.4.2)$$

Или с учетом (6.1.3.1):

$$TdS = dE_T + PdV. \quad (6.1.4.3)$$

Уравнение состояния определяет связь зависимых параметров состояния равновесной системы от независимых. Для описания поведения углеводородных смесей используется уравнение состояния «термического» типа  $f(P, V, T) = 0$ .

Для идеального газа уравнение состояния имеет вид:

$$PV = \mu_m \cdot RT \quad \text{или для 1 моля вещества} \\ PV_\mu = RT, \quad (6.1.4.4)$$

где  $R$  – универсальная газовая постоянная,  $\mu_m$  – количество молей вещества, занимающих объем  $V$ .

Для реального газа и жидкостных смесей это уравнение принимает вид:

$$PV = \mu_m Z \cdot RT \quad \text{или для 1 моля вещества} \\ PV_\mu = Z \cdot RT, \quad (6.1.4.5)$$

где  $Z$  – так называемый коэффициент «сверхсжимаемости». Этот параметр является сложной термодинамической функцией и зависит от состава углеводородной смеси, температуры и давления. Поэтому уравнение в форме (6.1.4.5) не раскрывает сложного процесса взаимодействия компонент углеводородной смеси.

Для решения этой задачи используются уравнения более сложной структуры. Одним из наиболее известных классических уравнений этого типа является уравнение Ван-дер-Ваальса, которое для 1 моля вещества имеет вид:

$$\left(P + \frac{a}{V_\mu^2}\right)(V_\mu - b) = RT, \quad (6.1.4.6)$$

где  $a$  и  $b$  – это так называемые постоянные Ван-дер-Ваальса. Параметр  $a$  характеризует внутреннее давление газа или жидкости, обусловленное силами сцепления между молекулами. Величина  $b$  учитывает уменьшение объема между молекулами, связанного с силами отталкивания.

Одной из наиболее совершенных современных модификаций данного уравнения является уравнение Пенга-Робинсона:

$$P = \frac{RT}{V_\mu - b} - \frac{a}{V_\mu(V_\mu + b) + b(V_\mu - b)}. \quad (6.1.4.7)$$

Значения параметра определяются параметрами компонент смеси: критической температурой, критическим давлением, акцентрическим фактором.

### 6.1.5. Термодинамические процессы

В задачу авторов не входило полное и подробное описание известных термодинамических процессов. Кратко рассмотрены лишь те из них, которые определяют особенности полей термодинамических параметров для объектов промыслово-геофизического контроля. К числу таких процессов относится в первую очередь «адиабатический», протекающий в так называемых «адиабатных» системах, не обменивающихся теплотой с окружающей средой ( $dQ=0$ ), то есть при постоянной энтропии.

Процесс изменения объема такой системы под воздействием внешних сил называется адиабатическим сжатием (расширением). В такой системе согласно первому закону термодинамики работа внешних сил полностью расходуется на изменение внутренней энергии системы. При ее адиабатическом расширении внутренняя энергия должна уменьшиться, что выражается в уменьшении температуры ее компонент.

Эта закономерность в дифференциальной форме выражается соотношением

$$dT = \eta_T dP, \quad (6.1.5.1)$$

где  $\eta_T$  (дифференциальный адиабатический коэффициент) является одной из важнейших термодинамических характеристик углеводородных систем и определяется соотношением:

$$\eta_T = \left(\frac{\partial T}{\partial P}\right)_s = -\frac{T \left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_P}{C_P}. \quad (6.1.5.2)$$

При адиабатическом расширении флюид охлаждается. В практике промысловых расчетов принято приращение давления при его снижении считать положительным. Поэтому значения адиабатического коэффициента всегда отрицательны. Его значение для воды составляет порядка 0.02°K/МПа, для нефти меняется в диапазоне от 0.02 до 0.4°K/МПа, а для газов – в диапазоне от –0.2 до –0.4°K/МПа.

Модель адиабатического процесса используется, в частности, для описания динамики изменения температуры на контуре питания действующих скважин в процессе выработки месторождения. Основанием для этого является факт того, что градиенты давления по простиранию пласта, а значит, тепловые эффекты, связанные с движением флюида в пласте, здесь очень малы. Преобладающим эффектом, определяющим изменение температуры, является изменение давления и удельного объема флюида во времени. Соотношение (6.1.5.1) позволяет оценить предельную величину аномалии температуры в предположении, что флюид не обменивается теплотой со скелетом коллектора и вмещающими породами. Реальная величина аномалии оценивается путем расчета релаксации этой аномалии с учетом конкретных тепловых свойств пласта и вмещающих пород.

Одним из важных для практики необратимых процессов является процесс, который характеризуется постоянством энтальпии, то есть является изоэнтальпийным. Такой процесс, как и адиабатический, протекает в изолированной системе. При этом совершается работа против внешних сил, которая превращается в теплоту и остается в системе.

Изменение температуры в этом процессе определяется соотношением:

$$dT = \varepsilon_T dP, \quad (6.1.5.3)$$

где коэффициент дросселирования  $\varepsilon_T$  определяется соотношением:

$$\varepsilon_T = \left( \frac{\partial T}{\partial P} \right)_I = \frac{\left\{ V - T \left( \frac{\partial V}{\partial T} \right)_P \right\}}{C_P}. \quad (6.1.5.4)$$

Знаки в соотношениях (6.1.5.3, 6.1.5.4) учитывают факт, что в практике промысловых расчетов принято приращение давления при его снижении считаться положительным.

Из соотношения (6.1.5.4) следует, что изменение температуры при изоэнтальпийном процессе складывается из двух составляющих:

- изменение температуры вследствие адиабатического эффекта,
- изменение температуры вследствие превращения в теплоту работы против внешних сил.

Для жидкостей влияние адиабатического эффекта пренебрежимо мало:

$$\frac{V}{C_P} \gg \frac{T}{C_P} \left( \frac{\partial V}{\partial T} \right)_P. \quad (6.1.5.5)$$

Поэтому при снижении давления жидкости нагреваются. Значения коэффициента  $\varepsilon_T$  составляет для воды порядка 0.2°K/МПа, а для нефти изменяется в диапазоне от 0.4 до 0.6°K/МПа. Согласно соотношению (6.1.5.4) для идеального газа  $\varepsilon_T=0$ . Реальный газ может как нагреваться, так и охлаждаться при снижении давления в зависимости от состава и термобарических условий. Для условий пласта влияние адиабатического расширения реального газа, как правило, преобладает. Значение коэффициента  $\varepsilon_T$  изменяются в зависимости от термобарических условий от 2 до 6°K/МПа.

Изоэнтальпийным с некоторой степенью приближения является процесс дросселирования, то есть снижения давления в движущемся стационарном потоке через сужение (если мы не учитываем изменения энтальпии вблизи сужения и пренебрегаем теплообменом потока газа с окружающей средой). Этот эффект получил название дроссельного эффекта или эффекта Джоуля–Томпсона. Поэтому коэффициент  $\varepsilon_T$  часто называют дифференциальным коэффициентом дросселирования.

Названный эффект используется также для описания динамики изменения температуры при фильтрации флюидов в прискважинной зоне пласта, где градиенты давления по простиранию пласта достигают максимальных значений. Соотношение (6.1.5.4) характеризует предельную величину аномалии температуры в предположении, что флюид не обменивается теплотой со скелетом коллектора и вмещающими породами.

Предельное изменение температуры ( $\Delta T_{пред}$ ) поступающего из работающего пласта флюида определяют с помощью соотношения

$$\Delta T_{пред} = T_c - T_{пл} + \varepsilon_T (P_{пл} - P_c), \quad (6.1.5.6)$$

где  $T_{пл}$  – пластовая температура,  $T_c$  – температура потока флюида на стенке скважины,  $P_{пл}$  – пластовое давление,  $P_c$  – давление на стенке скважины,  $\varepsilon_T$  – интегральный коэффициент дросселирования.

Реальная величина аномалии  $\Delta T$  оценивается путем расчета релаксации предельной аномалии с учетом конкретных тепловых свойств пласта и вмещающих пород. Для приближенной оценки этого фактора используется соотношение

$$T_c = T_{пл} + \varepsilon_T^* (P_{пл} - P_c), \quad (6.1.5.7)$$

где  $\varepsilon_T^*$  – так называемый эффективный коэффициент Джоуля–Томпсона.

### 6.1.6. Фазовые диаграммы

Фазовое состояние пластового флюида может меняться в зависимости от термобарических условий. Закономерности изменения фазового состояния удобно описывать фазовыми диаграммами. Фазовая диаграмма [2, 4] представляет собой зависимости между термодинамическими параметрами (температурой, давлением, удельным объемом и пр.), на которые дополнительно наносятся области существования разных фаз. Границы раздела между ними фактически определяют термобарические условия, при которых соответствующие фазы могут находиться в равновесии. Поэтому их называют «кривыми фазового равновесия». Фазовое состояние однокомпонентного (чистого) вещества описывается обычно диаграммами «давление–температура» и «давление – удельный объем».

Диаграмма «давление–температура» изображена на рис. 6.1.6.1. Кривая 1 (плавления) на этой диаграмме отделяет область существования вещества в твердом и жидком состоянии. Кривая 2 (парообразования) отделяет области жидкого и газообразного состояния, кривая 3 (сублимации) – твердого и газообразного состояния. Точка, где параллельно существуют три фазы, называется тройной (точка «Н» на рис. 6.1.6.1). Точка, соответствующая максимальной температуре и давлению, при которых жидкая и газовая фаза существуют совместно, называется критической (точка «С» на рис. 6.1.6.1).

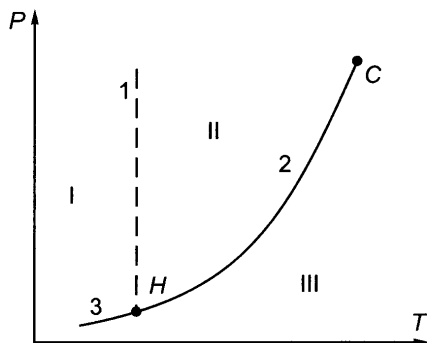


Рис. 6.1.6.1. Диаграмма «давление-температура» для однофазного вещества 1 — кривая плавления, 2 — кривая насыщенного пара, 3 — кривая сублимации; H — тройная точка, C — критическая точка; I, II, III — области существования твердой, жидкой и газовой фаз

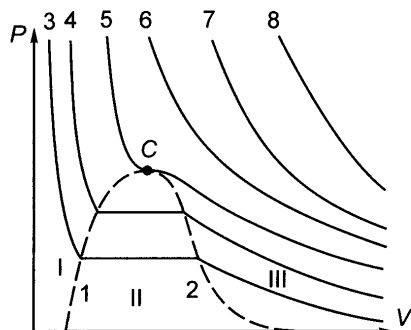


Рис. 6.1.6.2. Изотермы «давление-объем» для однофазного вещества: 1 — линия кипения, 2 — линия росы, 3-8 — изотермы, расположенные в порядке роста температуры; «C» — критическая точка; I, II, III — зоны нахождения вещества в жидком, двухфазном и газообразном состоянии

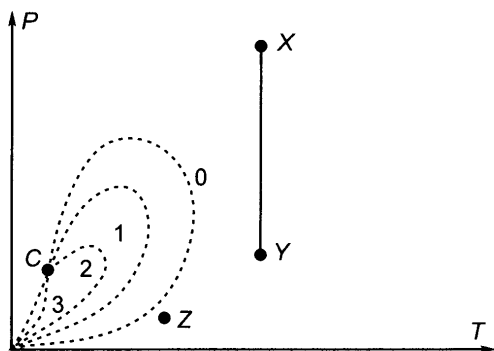


Рис. 6.1.6.3. Диаграмма «давление-температура» для смеси «сухой газ» 0 — линия точек росы; 1, 2, 3 — линии, соответствующие равновесной концентрации жидкой фазы (соответственно 1, 25 и 50%); C — критическая точка; X, Y, Z — точки, соответствующие условиям пласта, забоя скважины и сепаратора

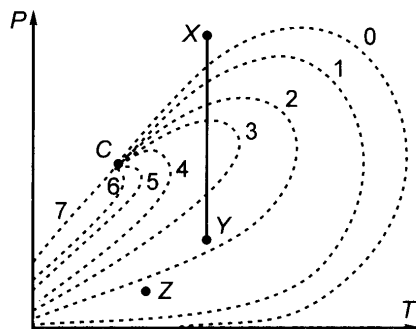


Рис. 6.1.6.4. Диаграмма «давление-температура» для смеси «конденсатный газ» 0 — линия точек росы; 1-6 — линии, соответствующие равновесной концентрации жидкой фазы (соответственно 5, 10, 15, 20, 30, 40%); 7 — линия точек кипения; «C» — критическая точка; X, Y, Z — точки, соответствующие условиям пласта, забоя скважины и сепаратора

На рис. 6.1.6.2 изображены изотермы в координатах «давление-объем». Область, ограниченная пунктирными кривыми 1 и 2, представляет собой область существования двухфазной смеси. При этом кривая 1 является геометрическим местом точек росы, а кривая 2 — геометрическим местом точек кипения для данного вещества. Кривые 1 и 2 пересекаются при критических температурах и давлениях («точка C»). Каждая изотерма, если ей соответствует температура ниже критической, делится этой областью на три участка: «I» и «III» — существования вещества в жидком и газообразном состоянии, «II» — существования вещества в двухфазном виде. В этой области по мере увеличения удельного объема происходит изменение соот-

ношения жидкой и газовой фаз (в диапазоне от чистой жидкости до чистого газа). При этом давление в смеси не меняется.

На рис. 6.1.6.3–6.1.6.5 изображены фазовые диаграммы для многокомпонентных смесей различного состава в координатах «давление – температура». Изображенные на рисунках кривые соответствуют различным равновесным концентрациям жидкой и газовой фаз. Все приведенные зависимости обладают сходной особенностью. На каждой диаграмме есть диапазон температур и давлений, где концентрация жидкости не уменьшается с падением давления, а, наоборот, возрастает. Существенное различие между приведенными типами смесей состоит в том, как расположены эта область и зоны, характеризующие термобарические условия, в скважине и пласте.

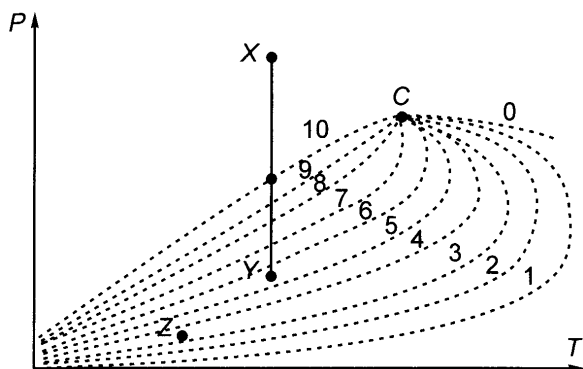


Рис. 6.1.6.5. Диаграмма «давление-температура» для смеси «черная нефть»: 0 – линия точек росы; 1–9 – линии, соответствующие равновесной концентрации жидкой фазы (соответственно 10–90%); 10 – линия точек кипения; «С» – критическая точка; {X, Y, Z} – точки, соответствующие условиям пласта, забоя скважины и сепаратора

Рис. 6.1.6.3 характеризует смесь, называемую «сухой газ». Такая смесь для типичных условий пласта (точка «X»), забоя скважины (точка «Y») и сепаратора (точка «Z») всегда находится в газообразном состоянии.

Рис. 6.1.6.4 характеризует смесь «конденсатный газ». Такая смесь находится в газообразном состоянии только в пласте. Термобарические условия скважины попадают в инверсную (так называемую ретроградную) зону, где снижение давления приводит к увеличению содержания жидкости (газоконденсата) в стволе.

Аналогичные ретроградные процессы характерны и для смеси

тяжелых углеводородов (нефти). Но они наблюдаются при температурах и давлениях существенно больших, чем типичные для скважины и пласта. Поэтому при снижении давления в процессе движения нефти по пласту и в стволе, объемное содержание жидкой фазы в смеси падает. На рис. 6.1.6.5 приведена фазовая диаграмма для смеси, которая известна как «черная нефть».

## 6.1.7. Методы исследования и основные физические характеристики многокомпонентных смесей

### 6.1.7.1. Нефтяные смеси

Как следует из раздела 6.1.6, характерной особенностью пластовой нефти является процесс выделения газа (*разгазирования*) при снижении давления ниже давления насыщения. Давлением насыщения ( $P_{\text{нас}}$ ) называют максимальное давление, при котором газ начинает выделяться из нефти при ее изотермическом расширении. При этом газожидкостная смесь должна находиться в равновесном состоянии.

Закономерности выделения газа из нефти характеризует рис. 6.1.6.5. Этот рисунок иллюстрирует существенную зависимость давления насыщения от температуры. Величина  $P_{нас}$  зависит также от состава углеводородной смеси (причем существенно влияет содержание как тяжелых, так и легких фракций), она растет с увеличением доли в нефти высокомолекулярных компонент, а также с увеличением доли легких компонент, плохо растворяющихся в нефти.

Процесс разгазирования характеризуется растворимостью газа в нефти. *Коэффициент растворимости* газа ( $\alpha$ ) определяет количество газа ( $V_g$ ), растворяющегося в единице объема ( $V_{ж}$ ) жидкости при увеличении давления ( $P$ ) на единицу:

$$\alpha = \frac{V_g}{V_{ж} P}. \quad (6.1.7.1)$$

Коэффициент растворимости для реального газа является функцией температуры и давления. Для изучения процесса разгазирования пробу пластовой нефти подвергают процессу снижения давления и температуры (так называемой сепарации) [2]. При «стандартной» сепарации пробу нефти, взятую в условиях пласта, подвергают однократному процессу дегазации при температуре 20°C и давлении 0.1013 МПа. При «ступенчатой» сепарации процесс снижения температуры и давления проводят в несколько этапов (циклов).

Важной характеристикой растворимости является газовый фактор ( $G_F$ ) или отношение объема газа, выделившегося при стандартной сепарации к объему дегазированной нефти.

От газового фактора зависят значения большинства наиболее важных характеристик нефти в условиях пласта. К их числу относится сжимаемость, определяющая упругие свойства флюида. Легкие компоненты нефти характеризуются большей сжимаемостью (до  $1.5 \cdot 10^{-2} \text{ МПа}^{-1}$ ), чем тяжелые (порядка  $5 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$ ). Сжимаемость растет с увеличением температуры нефти и падает с ростом давления.

От газового фактора нефти также существенно зависит *коэффициент объемного расширения* нефти. Этот параметр характеризует отношение объема нефти в пластовых условиях к объему нефти, дегазированной путем стандартной сепарации:

$$B = \frac{V_{пл}}{V_{дег}}. \quad (6.1.7.2)$$

При дегазации объем нефти уменьшается, поэтому величина коэффициента объемного расширения больше 1.

При дегазации изменяется и *плотность нефти*. Вследствие влияния растворенного газа плотность нефти в пластовых условиях, как правило, выше плотности дегазированной нефти. Это связано с тем, что в составе природного газа преобладают легкие углеводородные газы. Плотность нефти, насыщенной азотом или углекислым газом, растет с увеличением давления. Повышение плотности нефти с ростом давления происходит также, если давление дегазации выше, чем давление насыщения.

*Вязкость дегазированной нефти* существенно больше, чем в условиях пласта. Помимо увеличения количества растворенного газа к снижению вязкости приводит повышение температуры и снижение давления.

Диапазону изменения рассмотренных характеристик нефти посвящены работы многих исследований. Установлены эмпирические закономерности, описывающие взаимосвязь этих параметров, а также их зависимость от термобарических условий и состава углеводородной смеси [1–3, 6–8].

#### 6.1.7.2. Газоконденсатные смеси

Основным параметром, характеризующим газоконденсатную смесь, является коэффициент сверхсжимаемости. Зависимость этого параметра от температуры и давления для легкой (метановой) фракции хорошо описывается расчетной зависимостью [3]:

$$Z = (0.4 * \lg T_{np} + 0.73) P_{np} + 0.1 * P_{np}, \quad (6.1.7.3)$$

где  $P_{np}$  и  $T_{np}$  – так называемые приведенные температуры и давления,

$$P_{np} = \frac{P}{P_{нкр}}, T_{np} = \frac{T}{T_{нкр}}, \quad (6.1.7.4)$$

где  $P$  и  $T$  – текущие температуры и давления,  $P_{нкр}$  и  $T_{нкр}$  – так называемые псевдокритические значения параметров смеси, определяющие критические параметры гипотетического однородного флюида, который соответствует (с известной долей приближения) реальной смеси.

Известно много способов приближенной оценки псевдокритических параметров, наиболее удачными являются соотношения [3]:

$$\begin{aligned} P_{нкр} &= 0.006894(7.09.604 - \frac{M}{28.96} - 58.718) \\ T_{нкр} &= \frac{(170.491 + \frac{M}{28.96} - 307.44)}{1.8} \end{aligned} \quad (6.1.7.5)$$

При  $P < 30$  МПа

$$\begin{aligned} P_{нкр} &= (50 - 5.0 \frac{M}{28.96}) 0.0980665 \\ T_{нкр} &= 125(\frac{M}{28.96} + 1) \end{aligned} \quad (6.1.7.6)$$

где  $M$  – молекулярная масса смеси.

Среди наиболее важных характеристик природного газа следует также назвать *объемный коэффициент газа*, определяемый как отношение объемов, занимаемых газом при пластовых и стандартных условиях:

$$B_{o-z} = \frac{V_{z,нз}}{V_{z,см}}. \quad (6.1.7.7)$$

Расчетное соотношение для величины  $B_{o-z}$  легко получить из уравнения состояния (6.1.4.5):

$$B_{o-z} = \frac{Z \cdot T P_{cm}}{Z_{cm} T_{cm} P}. \quad (6.1.7.8)$$

Индекс «ст» (при температуре, давлении и коэффициенте сверхсжимаемости) относится к стандартным условиям (температура 20°C, давление 0.1013 МПа).



## 6.2. ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ И ЕМКОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КОЛЛЕКТОРОВ

К числу фильтрационных и емкостных характеристик коллекторов относятся гранулометрический состав, пористость, проницаемость, капиллярные свойства, удельная поверхность, упругие (механические) свойства.

### 6.2.1. Емкостные характеристики коллектора

*Гранулометрический состав* – это количественное содержание в породах частиц разного размера. Для типичного коллектора размер слагающих его частиц составляет от 0.01 до 1 мм. Размеры 0.001 мм и менее типичны для глинистых частиц. Основным и наиболее совершенным способом определения гранулометрического состава является седиментационный анализ. Его результаты могут быть представлены в виде кривой суммарного состава, кривой распределения частиц породы по размерам и гистограмме (рис. 6.2.1.1).

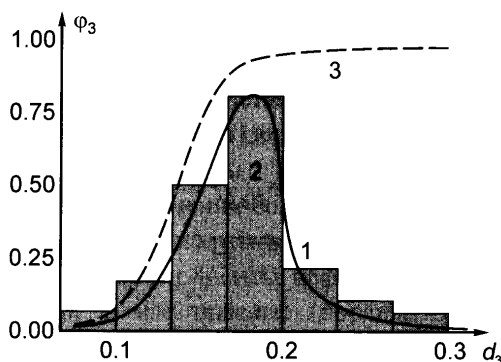


Рис. 6.2.1.1 Результаты гранулометрического анализа:  $d_z$  – диаметр зерен,  $\Phi_z$  – доля фракции в общем составе: 1 – распределение зерен по размерам, 2 – гистограмма, 3 – суммарный состав.

*Пористость* горной породы характеризует наличие в ней пустот (пор). Коэффициент *общей пористости* – это отношение суммарного объема пор в образце породы к общему объему этого образца:

$$K_{\Pi} = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{обр}}} \quad (6.2.1.1)$$

Коэффициент *открытой пористости* ( $K_{\Pi_{\text{отк}}}$ ) рассчитывается как отношение объема открытых (сообщающихся) пор к общему объему образца. Коэффициент *эффективной пористости* ( $K_{\Pi_{\text{эф}}}$ ) рассчитывается аналогичным образом, но принимаются во внимание открытые поры, по которым может происходить фильтрация флюида. Значение этого параметра зависит от типа фильтрующегося флюида.

Названные типы пористости характеризуются соотношением [9, 10]:

$$K_{\Pi} > K_{\Pi_{\text{отк}}} > K_{\Pi_{\text{эф}}} \quad (6.2.1.2)$$

### 6.2.2. Проницаемость коллекторов

Проницаемость горной породы характеризует способность породы к фильтрации флюида. Фильтрация *жидкости и газа* в пористой среде в первом приближении описывается законом Дарси [11-16]:

$$w = -\frac{k}{\mu} \text{grad} P \quad (6.2.2.1)$$

или

$$\text{grad} P = -\frac{\mu}{k} w, \quad (6.2.2.2)$$

где  $w$  [м/с] – скорость фильтрации;  $k$  [м<sup>2</sup>] – коэффициент проницаемости;  $\mu$  [МПа·с] – динамическая вязкость жидкости;  $\text{grad} P$  – градиент давления [МПа/м].

Фильтрация *реального газа* с высокой скоростью описывается *нелинейным законом фильтрации* [13]:

$$\text{grad} P = -\frac{\mu}{k} w + \beta^* w^2, \quad (6.2.2.3)$$

где:  $\beta^*$  [1/м] – коэффициент, определяемый *структурой порового пространства* (не путать со сжимаемостью).

Известна экспериментальная зависимость величины  $\beta^*$  от параметра  $k/K_n$ , пропорционального среднему радиусу поровых каналов пласта [16]:

$$\beta^* = 63 \cdot 10^6 \frac{k}{K_n^{3/2}}. \quad (6.2.2.4)$$

Пластовый флюид обычно имеет сложный компонентный и фазовый состав. *Компонентой* называется часть флюида, имеющая одинаковый вещественный (молекулярный) состав. *Фазой* называется часть флюида, не имеющая внутренних поверхностей раздела (то есть резких отличий по компонентному составу или агрегатному состоянию).

Под *абсолютной проницаемостью* понимают проницаемость пористой среды при фильтрации в ней одной фазы. Исходя из физического смысла закона Дарси, величина проницаемости не должна зависеть от того, какой тип однородного флюида фильтруется через породу. Однако данные экспериментов свидетельствуют, что такая зависимость имеет место. Это связано с тем, что любой флюид в той или иной степени взаимодействует с пористой средой. Это может проявляться в уменьшении сечения поровых каналов за счет разбухания глинистых частиц, закупоривания каналов и пр. Единственным типом флюида, фильтрация которого практически не влияет на пористую среду, является газ. Поэтому именно этот тип флюида используют для экспериментальной оценки коэффициента проницаемости, при этом абсолютную проницаемость обычно отождествляют с *проницаемостью по газу*.

«Абсолютной» называют также проницаемость, определенную для однофазной жидкости («*абсолютная проницаемость по нефти*», «*абсолютная проницаемость по воде*»). Но при этом необходимо понимать, что это не абсолютная проницаемость в строгом смысле, так как ее величина зависит от конкретного типа фильтрующегося флюида.

«Фазовой проницаемостью» называют проницаемость пород для конкретной фазы при наличии в порах других фаз. Смысл этого параметра для фильтрации водонефтяной смеси поясняется графиком на рис.6.2.2.1. На графике изображены кривые изменения фазовых проницаемостей по воде и нефти в зависимости от коэффициента нефтенасыщенности. При максимально возможной нефтенасыщенности (наличии в порах только связанной воды) проницаемость по нефти максимальна, а по воде равна нулю. При уменьшении нефтенасыщенности (росте водонасыщенности) проницаемость по нефти уменьшается, а по воде растет. При остаточной нефтенасыщенности проницаемость по нефти снижается до нулевого, а по воде достигает максимума.

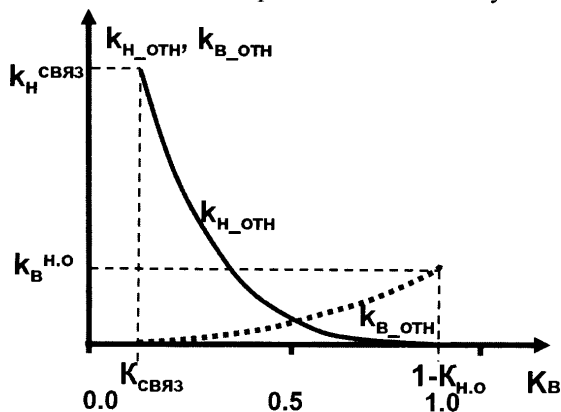


Рис. 6.2.2.1. Графическое представление результатов гранулометрического анализа: 1 – кривая распределения зерен по размерам; 2 – гистограмма, 3 – кривая суммарного состава,  $d_z$  – диаметр зерен,  $\phi_z$  – доля фракции в общем составе.

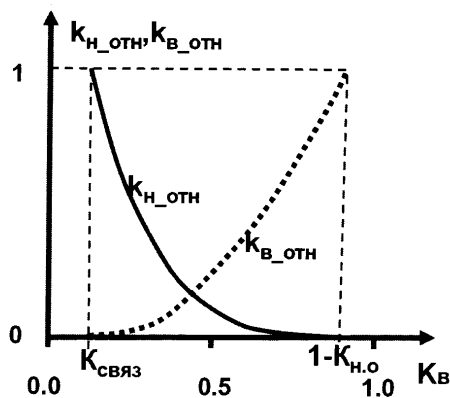


Рис. 6.2.2.2. Изменения относительных фазовых проницаемостей:  $k_{n\_отн}$ ,  $k_{v\_отн}$  – кривые изменения фазовых проницаемостей по нефти и воде в зависимости от коэффициента водонасыщенности  $K_v$ ;  $K_{н.о.}$  – доля остаточной нефти,  $K_{связ}$  – доля связанной воды

Относительной проницаемостью называется отношение фазовой проницаемости к абсолютной

$$k_{n\_отн} = \frac{k_n}{k}; k_{v\_отн} = \frac{k_v}{k}. \quad (6.2.2.5)$$

Иногда в качестве относительной проницаемости используют отношение текущей фазовой проницаемости к ее граничным значениям: значения проницаемости по нефти при связанной воде  $k_{n\_связ}$  и проницаемости по воде при остаточной нефти  $k_{v\_н.о.}$

$$k_{n\_отн} = \frac{k_n}{k_{n\_связ}}; k_{v\_отн} = \frac{k_v}{k_{v\_н.о.}}. \quad (6.2.2.6)$$

При подобной нормировке значения фазовых проницаемостей меняются от 0 до 1 (рис. 6.2.2.2).

Аналогичным образом могут быть описаны фазовые проницаемости при совместной фильтрации других пар компонент флюида: «вода + газ», «нефть + газ».

Распространен способ аналитической аппроксимации названных зависимостей:

$$k_{n\_отн} = \left( \frac{1 - K_{н.о.} - K_{связ}}{1 - K_{н.о.} - K_{связ}} \right)^{C1}; k_{v\_отн} = \left( \frac{K_{связ} - K_{н.о.}}{1 - K_{н.о.} - K_{связ}} \right)^{C2} (K_{выт})^{C3}, \quad (6.2.2.7)$$

где  $C_1$ ,  $C_2$  и  $C_3$  – коэффициенты,  $K_{связ}$  – водонасыщенность для связанной воды,  $K_{выт}$  – коэффициент вытеснения:

$$K_{выт} = \left( \frac{1 - K_{н.о.} - K_{связ}}{1 - K_{связ}} \right). \quad (6.2.2.8)$$

### 6.2.3. Капиллярные свойства

Физический смысл капиллярных явлений хорошо иллюстрируется известным примером изменения высоты подъема жидкости в капиллярной трубке радиуса  $R$ , частично погруженной в свободную жидкость [4].

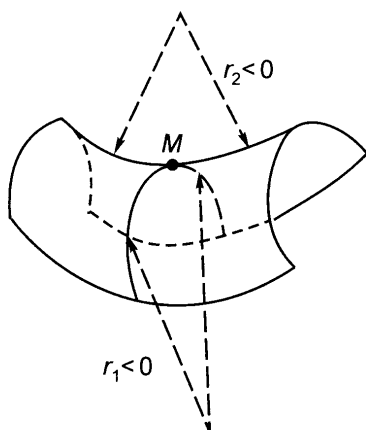


Рис. 6.2.3.1. К расчету капиллярного давления для точки «М» поверхности раздела фаз, имеющей два главных радиуса кривизны ( $r_1$  и  $r_2$ )

Под влиянием сил поверхностного натяжения жидкости и вследствие взаимодействия жидкости со стенкой капилляра поверхность раздела жидкой и газовой фаз (мениск) в капилляре приобретает кривизну. Если жидкость смачивает стенку капилляра, то мениск имеет вогнутую форму, если не смачивает, то выпуклую. В первом случае давление под мениском понижается по сравнению с давлением в газовой фазе, что приводит к образованию в капилляре столба жидкости. Во втором случае давление растет и уровень жидкости в капилляре ниже уровня свободной жидкости (рис. 6.2.3.1).

Дополнительное изменение давления, созданное силами поверхностного натяжения (капиллярное давление), определяется по формуле:

$$\Delta P_{\text{кап}} = \frac{2 \cdot \sigma}{r}. \quad (6.2.3.1)$$

Соответствующее изменение уровня рассчитывается по формуле

$$\Delta H = \frac{2 \cdot \sigma}{\gamma \cdot g \cdot r}, \quad (6.2.3.2)$$

где  $\sigma$  – поверхностное натяжение жидкости,  $\gamma$  – ее плотность,  $r$  – радиус капилляра ( $r > 0$  для вогнутой поверхности жидкости и  $r < 0$  для выпуклой),  $g$  – ускорение свободного падения.

Для сложной поверхности раздела фаз дополнительное давление, обусловленное силами поверхностного натяжения, зависит от двух главных радиусов кривизны:

$$\Delta P_{\text{к}} = \sigma \cdot \left( \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right). \quad (6.2.3.3)$$

В пористой среде коллектора аналогичные явления выражены очень ярко, что связано с малым размером пор и большим количеством кривых поверхностей. Вследствие этого при совместном течении двухфазной несмешивающейся жидкости давления в каждой фазе отличаются между собой на величину капиллярного давления, которое можно рассчитать по формуле (6.2.3.3). Капиллярное давление зависит от насыщенности вытесняющей фазы, и способа замещения одного флюида другим (рис. 6.2.3.2).

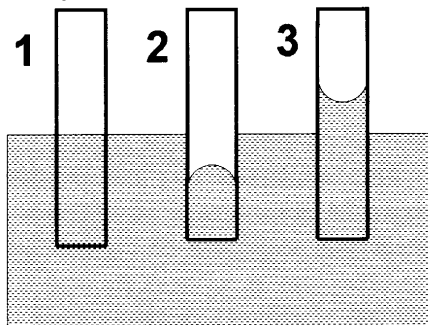


Рис. 6.2.3.2. Поведение жидкости в капиллярной трубке: 1 – в отсутствие смачивания, 2 – для не смачивающей жидкости, 3 – для смачивающей жидкости

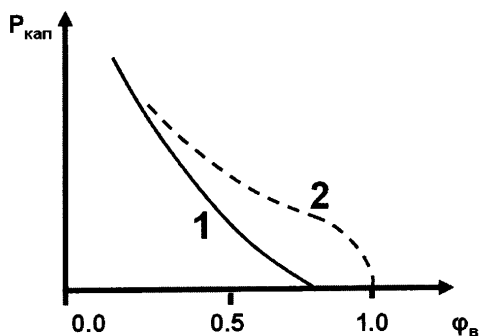


Рис. 6.2.3.3. Зависимость капиллярного давления от насыщенности. Кривые: 1 – при пропитке (смачивающая жидкость заменяется не смачивающей), 2 – при вытеснении (не смачивающая жидкость заменяется смачивающей)

На рис. 6.2.3.3 приведена зависимость капиллярного давления от насыщенности.

#### 6.2.4. Удельная поверхность

Удельной поверхностью называют суммарную поверхность поровых каналов, содержащихся в единице объема вещества.

Для коллектора, состоящего из частиц шарообразной формы одинакового диаметра ( $d_3$ ), удельная поверхность рассчитывается по формуле:

$$S_{уд} = \frac{6 \cdot (1 - K_{\Pi})}{d_3}. \quad (6.2.4.1)$$

Для гранулярного коллектора, твердая фаза которого состоит из нескольких фракций:

$$S_{уд} = \frac{6 \cdot (1 - K_{\Pi})}{m_{\Sigma}} \sum \frac{m_i}{d_{3,i}}; \quad (6.2.4.2)$$

где  $m_{\Sigma}$  – суммарная масса всех фракций,  $m_i$ ,  $d_{3,i}$  – общая масса и диаметр зерен  $i$ -й фракции.

Данные соотношения иллюстрируют факт существенной зависимости величины удельной поверхности от среднего диаметра частиц.

Удельная поверхность определяет такие важные характеристики горной породы, как адсорбционная способность, проницаемость и пр. В частности, чем больше удельная поверхность породы, тем меньше ее проницаемость. Это факт положен в основу попыток оценки величины проницаемости по величине пористости (см. раздел 6.1.6).

### 6.2.5. Взаимосвязь проницаемости и пористости

Между проницаемостью и пористостью не существует четкой функциональной зависимости. И это неудивительно, поскольку пористость является чисто объемным показателем, а проницаемость – динамический параметр, определяющий особенности движения флюида.

Для получения аналитических зависимостей для связи перечисленных параметров приходится идти на очень серьезные упрощения при описании фильтрации в пористой среде коллектора. Одним из первых и наиболее простых уравнений данного типа является уравнение Козэни–Кармана.

Вывод этого уравнения основывается на предположении, что поры коллектора представляют собой каналы с круговым сечением диаметра  $d$  и длины  $L$ . В этом случае скорость  $w$  движения флюида в канале описывается соотношением:

$$w = \frac{d^2 \cdot \Delta P}{32 \cdot \mu \cdot L}; \quad (6.2.5.1)$$

Уравнение Козэни–Кармана имеет вид:

$$k = \frac{K_{\Pi}^3}{8 \cdot \zeta \cdot (1 - K_{\Pi})^2 \cdot S_{\text{во}}^2}, \quad (6.2.5.2)$$

где  $\zeta$  – гидравлическая извилистость (отношение средней длины каналов к длине образца).

Более поздние и сложные модификации данного уравнения позволяют учесть размер зерен коллектора. Приведенное ниже уравнение справедливо, если коллектор состоит из шарообразных зерен диаметра  $d_z$  [17, 18]:

$$k = \frac{1}{72 \cdot \zeta} \frac{K_{\Pi}^3 \cdot d_z^2}{8 \cdot (1 - K_{\Pi})^2}. \quad (6.2.5.3)$$

Известны модификации уравнения для случая, когда в состав коллектора входят гранулы разного диаметра [4, 17]:

$$k = \frac{1}{72 \cdot \zeta} \frac{K_{\Pi}^3 \cdot d_{\text{з.ср}}^2}{8 \cdot (1 - K_{\Pi})^2} \left\{ \frac{\xi \cdot C_{Dp}^3 + \xi \cdot C_{Dp}^2 + 1}{(1 + C_{Dp}^2)^2} \right\}, \quad (6.2.5.4)$$

где  $\xi$ ,  $C_{Dp}$  – коэффициенты, характеризующие асимметрию и вариацию размеров частиц.

Даже из данных сравнительно простых соотношений следует, что связь проницаемости и пористости не является однозначной. В ее состав входят такие независимые параметры, как извилистость, удельная поверхность, размеры гранул и пр., которые могут существенно отличаться для разных типов коллекторов.

И действительно, экспериментальные связи типа «пористость–проницаемость» известны. Но они являются достаточно тесными для однородной коллекции, образцы которой, как правило, принадлежат к одной литофации. Только в этом случае разброс параметров, которые влияют на проницаемость помимо коэффициента пористости, не очень велик (рис. 6.2.5.1).

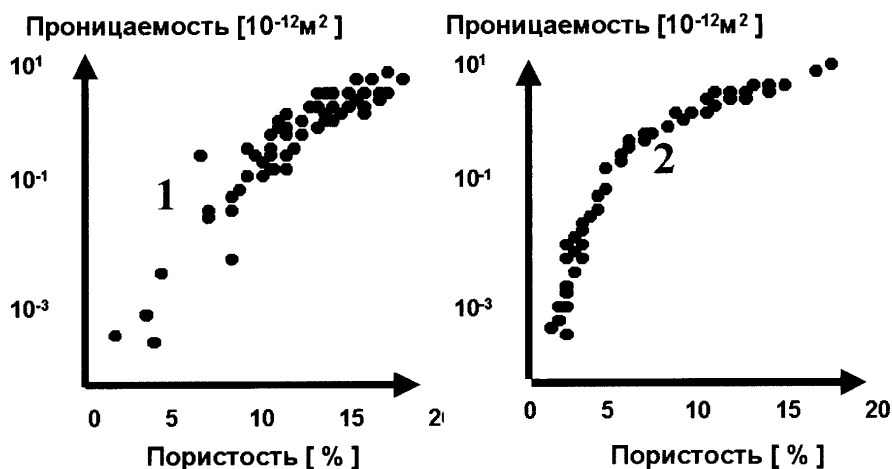


Рис. 6.2.5.1. Зависимости «пористость-проницаемость» при анализе образцов керна, принадлежащих к одной фракции

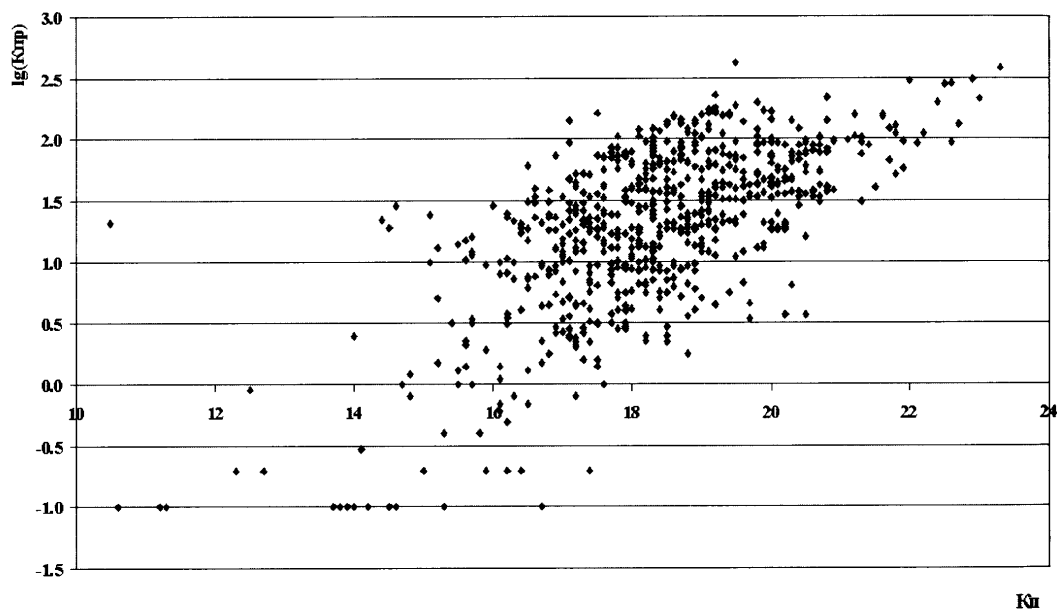


Рис. 6.2.5.2. Типичное распределение оценок пористости и проницаемости, полученное в результате петрофизических исследований кернов

Чаще же всего подобные связи получаются существенно менее тесными (рис. 6.2.5.2).

Причина этого состоит во влиянии независимых факторов. Приведенные ниже рисунки иллюстрируют данный факт.

1. Рис.6.2.5.3 показывает, как влияет на эту связь размер зерен коллектора.

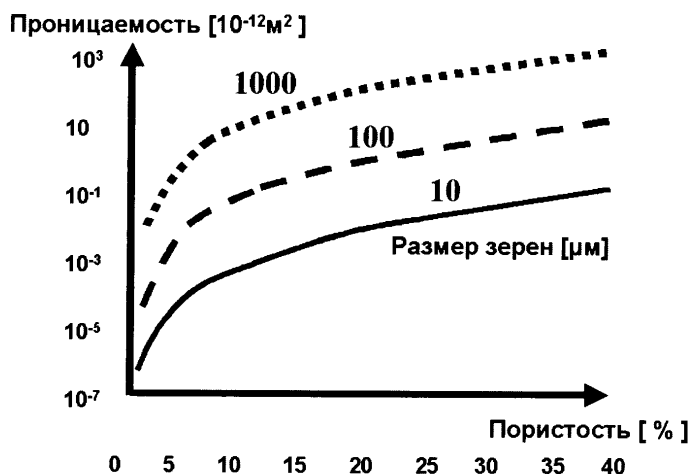


Рис. 6.2.5.3. Корреляционная связь «проницаемость-пористость». Влияние размеров зерен

2. Рис. 6.2.5.4 иллюстрирует влияние отсортированности зерен. По поводу последнего фактора следует сделать очень важное замечание – достаточно малейшего разброса в размерах зерен, чтобы существенно увеличить проницаемость. Дальнейшее увеличение разницы в размерах практически не сказывается на форме корреляционной зависимости.

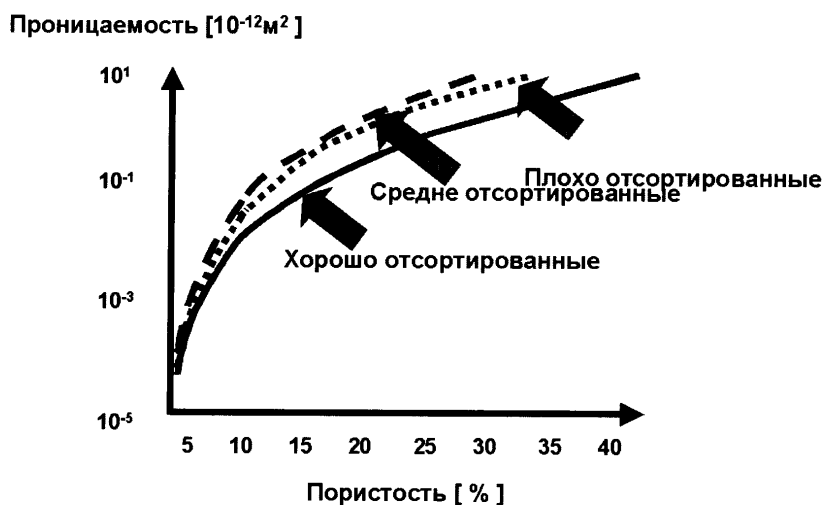


Рис.6.2.5.4. Корреляционная связь «проницаемость-пористость». Влияние отсортированности зерен (средний размер зерен – 100  $\mu\text{м}$ )



3. Существенно уменьшает проницаемость заполнение пор цементом (рис. 6.2.5.5).

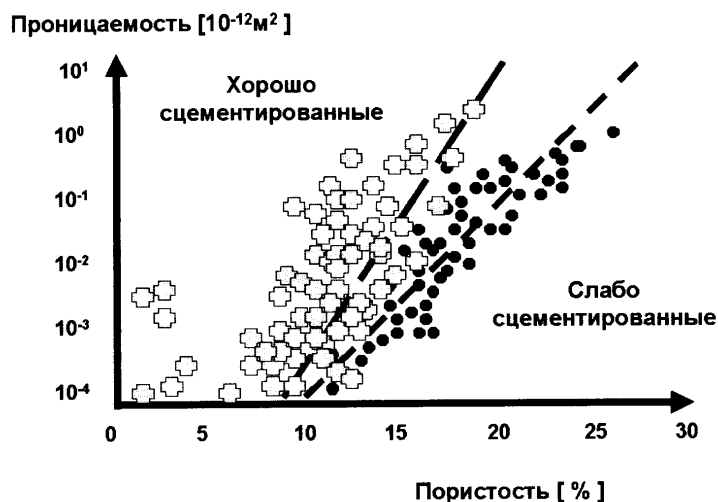


Рис.6.2.5.5. Корреляционная связь «проницаемость-пористость». Влияние заполнения пор цементом

4. Рис. 6.2.5.6 иллюстрирует тот факт, что связь «проницаемость-пористость» становится существенно более тесной, если учитывается принадлежность горной породы к конкретному литотипу.

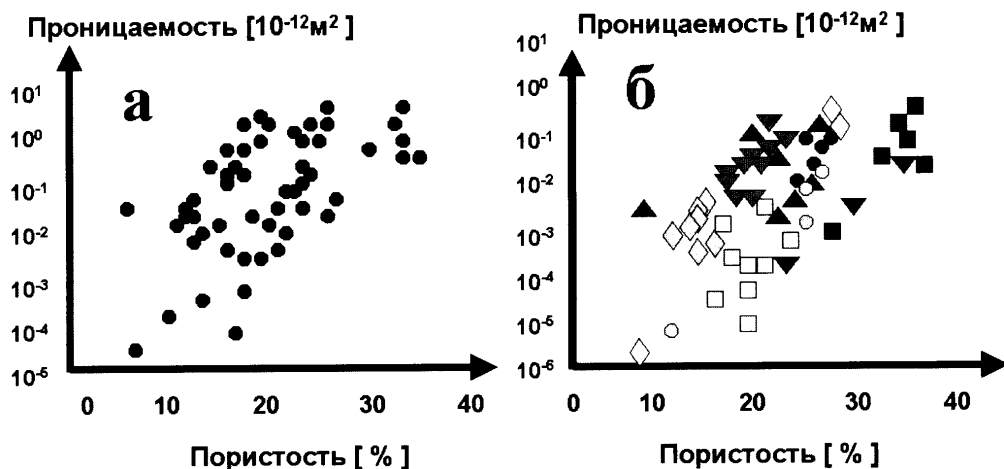


Рис. 6.2.5.6. Корреляционная связь «проницаемость-пористость» без учета (а) и с учетом (б) принадлежности образцов к различным литотипам

5. Рис. 6.2.5.7 иллюстрирует влияние среднего диаметра минимального проходного сечения поровых каналов.

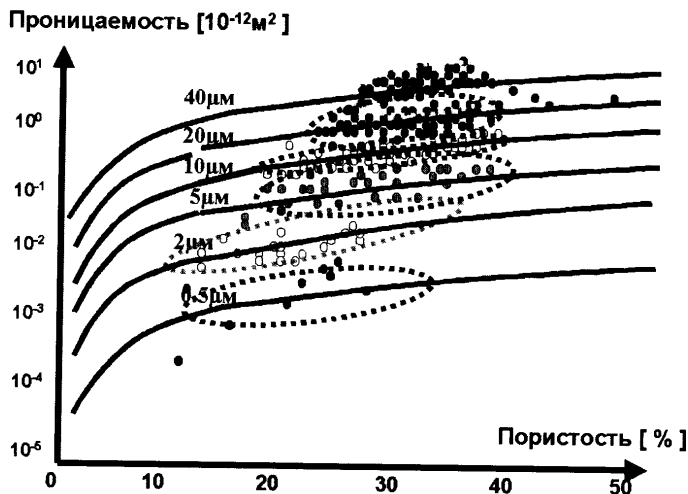


Рис. 6.2.5.7. Корреляционная связь «проницаемость-пористость». Влияние среднего диаметра минимального проходного сечения поровых каналов

Таким образом, при составлении корреляционных связей «пористость – проницаемость» необходимо предварительно производить разделение пород на классы на основе целого ряда литологических и петрофизических признаков.

### 6.2.6. Упругие свойства коллекторов

Среди упругих свойств коллектора, непосредственно отвечающих за динамику изменения напряженного состояния массива горных пород в процессе разработки месторождения, следует назвать модуль объемного сжатия (коэффициент сжимаемости), модуль сдвига, модуль продольной упругости (Юнга) и коэффициент Пуассона.

Коэффициент сжимаемости (рис. 6.2.6.1.а) определяется соотношением:

$$\beta = \frac{1}{V_{нач}} \cdot \frac{dV}{dP};$$

или  $\beta = \frac{1}{\gamma_{нач}} \cdot \frac{d\gamma}{dP};$  (6.2.6.1)

где  $V_{нач}$  – подвергаемый сжатию начальный объем,  $\gamma$  – плотность сжимаемого вещества ( $\gamma_{нач}$  – ее начальное значение),  $dV$  – приращение объема,  $dP$  – соответствующее изменение давления в объеме.

Модуль сдвига  $J$  определяется соотношением (см. рис. 6.2.6.1.б):

$$J = \frac{1}{L_{\gamma-нач}} \cdot \frac{dL_{\gamma}}{dP_{\gamma}},$$

(6.2.6.2)

где  $L_{\gamma-нач}$  – ширина элемента, подвергаемого сдвигу,  $dL_{\gamma}$  – изменение длины под воздействием сдвига,  $dP_{\gamma}$  – перепад давления.

Модуль Юнга определяется соотношением (рис. 6.2.6.1.в):

$$E = \frac{l}{L_{X-нач}} \times \frac{dL_X}{dP_X}, \quad (6.2.6.3)$$

где  $L_{X-нач}$  – ширина элемента, подвергаемого сжатию.

Коэффициент Пуассона  $\Omega$  определяется соотношением (см. рис. 6.2.6.1г):

$$\Omega = \frac{1}{L_{нач}} \times \frac{dL}{dP}, \quad (6.2.6.4)$$

где:  $L_{нач}$  – линейный размер элемента, подвергаемого всестороннему сжатию.

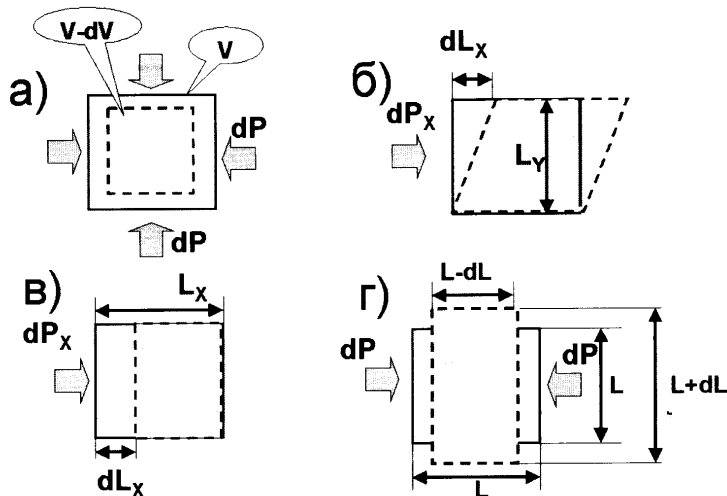


Рис. 6.2.6.1. Основные характеристики упругой среды: а) модуль объемного сжатия, б) модуль сдвига, в) модуль Юнга, г) коэффициент Пуассона

В однородной изотропной среде названные параметры связаны следующими зависимостями:

$$E = 2 \cdot (1 + \Omega) \cdot J; \quad \beta = \frac{E}{3 \cdot (1 - 2 \cdot \Omega)}. \quad (6.2.6.5)$$

Названные параметры очень важны для описания динамики изменения напряженного состояния и упругих свойств коллекторов в процессе разработки месторождения.

С точки зрения информативности ПГК (особенно акустических и гидродинамических исследований) наиболее важны данные о сжимаемости пористой среды  $\beta$ , определяемой соотношением:

$$\beta = K_{II} \cdot \beta_{см} + \beta_{пор}, \quad (6.2.6.6)$$

где  $\beta_{пор}$  – сжимаемость пор,  $\beta_{см}$  – сжимаемость смеси пластового флюида, определяемая аддитивным способом:

$$\beta_{см} = \sum K_i \cdot \beta_i, \quad (6.2.6.7)$$

где  $\beta_i$  – сжимаемость фазы (воды, нефти газа),  $K_i$  – коэффициент насыщенности пор соответствующей фазой.

Сжимаемость воды в условиях пласта составляет порядка  $0.0006 \text{ МПа}^{-1}$ . Сжимаемость нефти  $\beta_n$  в зависимости от состава, температуры и давления меняется в диапазоне от  $0.002$  до  $0.01 \text{ МПа}^{-1}$ . Значения  $\beta_n$  увеличиваются с ростом температуры и падают с ростом давления.

Сжимаемость пор карбонатного коллектора некоторые исследователи оценивают по приближенной формуле:

$$\beta_{\text{пор}} = 0.2546 \cdot 10^{-4} \cdot K_{\text{п}}^{-0.6822} \cdot 0.03556^{K_{\text{п}}}, \quad (6.2.6.8)$$

сжимаемость скелета терригенного коллектора:

$$\beta_{\text{пор}} = 0.2538 \cdot 10^{-4} \cdot K_{\text{п}}^{-0.4444}. \quad (6.2.6.9)$$

Из уравнения (6.2.6.1) следует, что плотность пористой среды  $\gamma$  линейно зависит от давления  $P$ :

$$\gamma = \gamma_{\text{нач}} \cdot [1 + \beta \cdot (P - P_{\text{нач}})], \quad (6.2.6.10)$$

где  $\gamma_{\text{нач}}$  — значение плотности при некотором начальном давлении ( $P_{\text{нач}}$ ).

#### ЛИТЕРАТУРА К ГЛАВЕ 6

1. Рид Р., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей. М.: Химия, 1971.
2. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа., Москва, 2002, 574 с.
3. Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойствам газоконденсатных смесей., М.: Недра, 1984, 264 с.
4. Физический энциклопедический словарь. М., 2003, 944 с.
5. Крутов В.И., Ивлев С.И., Кожин И.А. и др. Техническая термодинамика. М.: Высшая школа, 1991, 383 с.
6. Гиматулинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1982, 317 с.
7. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Под ред. Гиматулинова Ш.К. М.: Недра, 1983, 463 с.
8. Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. М., 2001, 736 с.
9. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М.: Недра, 1972, 362 с.
10. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Справочник под ред. Добрынина В.М., М., Недра, 1984.
11. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде, М., 2004, 628 с.
12. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д. Нефтегазовая гидромеханика, М., 2003, 479 с.
13. Промысловая геофизика. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю. и др., Москва: Нефть и газ, 2004, 397 с.
14. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М., Недра, 1970.
15. Добрынин В.М., Ковалев А.В., Кузнецов А.М., Черноглазов В.Н. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа. М., ВНИИОЭНГ, 1988, 54 с.
16. Ширковский А.И. Разработка и интерпретация газовых и газоконденсатных месторождений. М., Недра, 1987, 309 с.
17. Panda M.N., Lake W. Estimation of Single-Phase Permeability from Parameters of Particle-Size Distribution AAGP Bull (July 1994) 78, 7, p.1928–1039.
18. Panda M.N., Lake W. A Physical Model of Cementation and its Effects on Single-Phase Permeability AAGP Bull (March 1995) 79, 3, p. 431–443.

### **7.1. УСЛОВИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ И ИХ ОСНОВНЫЕ КОЛИЧЕСТВЕННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ**

Основой комплекса методов изучения «приток-состава» и оценки гидродинамических параметров пласта являются методы так называемой « $P$ - $w$ - $T$ »-группы: барометрия, механическая расходометрия и термометрия. Указанные методы являются метрологически обеспеченными, что позволяет на их основе осуществлять различные количественные оценки (вплоть до построения сложной модели многофазного движения флюидов в трубах). Используемые при указанных измерениях датчики относятся к классу измерителей, а не индикаторов. Процедура же обработки результатов соответственно не ограничивается формальными преобразованиями получаемых кривых, а включает этап редактирования (пересчет данных на основе предварительно полученных градуировочных кривых из условных в физические единицы измерений), а иногда (при цифро-аналоговом виде записи) еще и масштабирование.

Остальные методы оценки «приток-состава» преимущественно относятся к классу методов-индикаторов. Их количественная обработка весьма приближенна и более жестко привязана к конкретным условиям исследуемой скважины.

Особенностью условий исследований методами оценки «приток-состава» является многофазный (многокомпонентный) поток флюида. Этот поток часто имеет очень сложную структуру, изменяющуюся под влиянием состава, скорости движения компонент, термобарических условий и других факторов. Состав флюида характеризуется соотношением компонент веществ (воды, нефти, газа, конденсата) или фаз (твердой, жидкой и газообразной). По составу потоки подразделяются на однокомпонентные и многокомпонентные, однофазные и многофазные. По структуре потоки делятся на гомогенные и гетерогенные. Гомогенные потоки характеризуются непрерывным изменением в пространстве свойств (плотности, состава и пр.). Гетерогенные потоки состоят из различных по физическим свойствам частей. Смежные части гетерогенного потока отделены друг от друга поверхностями раздела, на которых скачком меняется одно или несколько свойств.

Гомогенный поток имеет наиболее простое строение, являясь однородным. Ближе всего к гомогенной структура однокомпонентных однофазных потоков. Поток флюида в реальных скважинах присущ пульсационный характер движения. Даже при стабильном, установившемся расходе скорость может меняться как по сечению, так и с глубиной, испытывая к тому же флуктуации во времени. Поэтому одной из наиболее важных характеристик потока является средняя скорость движения:

$$\bar{w} = \frac{Q}{S \times \Delta t}, \quad (7.1.0.1)$$

где  $Q$  – объем флюида, проходящего через сечение  $S$  за период времени  $\Delta t$ , величина которого существенно больше, чем период возможных флуктуаций дебита.

Особенности режима течения определяются физическими свойствами флюида, среди которых главенствующую роль играет вязкость (внутреннее трение) – свойство флюида оказывать сопротивление перемещению одной из частей относительно другой. Основной закон вязкого течения (Ньютона) имеет вид:

$$F_T = \mu \cdot S \frac{\partial w}{\partial x}, \quad (7.1.0.2)$$

где  $F_T$  [Н] – сила внутреннего трения при перемещении одного слоя жидкости относительно другого;  $S$  [м<sup>2</sup>] – площадь соприкосновения перемещающихся слоев,  $\partial w / \partial x$  [1/с] – градиент скорости в направлении, перпендикулярном перемещению,  $\mu$  [мПа·с] – динамическая вязкость.

Единицей измерения кинематической вязкости в системе СГС является Пуаз (П) [дин·с/см<sup>2</sup>] (1 П=0.1 Па·с=10<sup>2</sup> сП=10<sup>6</sup> мП).

Для углеводородных газов в зависимости от температуры и давления значения  $\mu$  изменяются в диапазоне от 0.01 до 0.05 – 10<sup>-3</sup> сП. Вязкость жидкости существенно выше, изменяется для воды от 0.2 до 2·10<sup>-3</sup> сП в зависимости от температуры. С повышением температуры вязкость жидкостей уменьшается, газов – растет.

Кинематическая вязкость определяется соотношением  $\nu = \mu / \gamma$ , где  $\gamma$  [кг/м<sup>3</sup>] – плотность флюида. Кинематическая вязкость в системе СИ измеряется в м<sup>2</sup>/с, в системе СГС – в стоксах [см<sup>2</sup>/с] (1 м<sup>2</sup>/с=10<sup>4</sup> см<sup>2</sup>/с).

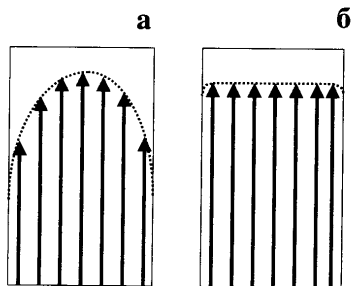


Рис. 7.1.0.1. Эпюра распределения скоростей для ламинарного (а) и турбулентного (б) потоков флюида в стволе скважины

В зависимости от скорости, диаметра потока и физических свойств наблюдается ламинарный или турбулентный режимы течения флюида (рис.7.1.0.1). Ламинарным называют режим течения при наличии внутреннего трения, но без образования вихрей. При ламинарном течении частицы жидкости и газа движутся упорядоченно, без перемешивания. Скорости отдельных частиц совпадают с направлением потока. Отдельные слои флюида движутся с различными скоростями, причем непосредственно у стенки колонны скорость течения равна нулю, а на оси канала – максимальна.

Когда флюид движется турбулентно, возникают вихри как дополнительные силы, препятствующие течению. При этом частицы жидкости и газа совершают неустановившиеся движения по сложным траекториям, что приводит к интенсивному перемешиванию отдельных слоев потока. При этом средние скорости частиц нивелируются по сечению потока.

Характер истечения жидкости и газа характеризуется параметром Рейнольдса  $Re$ , который определяется отношением сил инерции и сил вязкости:

$$Re = \frac{wL}{\nu}, \quad (7.1.0.3)$$

где  $L$  – характерный геометрический размер потока.

Когда  $w$  мало (в круглых трубах при  $Re < 2300$ ) движение жидкости и газа будет ламинарным. При  $Re > 10000$  режим течения турбулентный. Диапазон значений  $2300 < Re < 10000$  характеризует так называемый неустановившийся (переходный) режим течения.

Сопротивление движению жидкости или газа со стороны стенок канала называется гидравлическим сопротивлением. Оно характеризуется безразмерным коэффициентом гидравлического сопротивления, уменьшающегося с ростом скорости потока и зависящего от формы, чистоты поверхности канала, а также свойств движущейся среды.

Гетерогенный поток представляет собой совместное течение нескольких фаз или компонент (часто компоненты условно называются фазами и соответственно многокомпонентный поток – многофазным).

Задача о взаимодействии полей скоростей и давлений в условиях гетерогенного потока, характерного для движения многофазной (или многокомпонентной) среды значительно усложняется. При этом динамика течения в вертикальных трубах особенно сложна для газожидкостных смесей. Вследствие разнообразия форм энергетических превращений (нарастание и понижение потенциальной энергии, изменение кинетической и внутренней энергий из-за теплообмена с породами, смешивания пластовых жидкостей и газов, поступающих в ствол с разных горизонтов с разными исходными температурами), а также процессов дробления, испарения и конденсации. При совместном движении газа и жидкости преобладающим переходом энергии турбулентности является переход энергии пульсационного движения в энергию осредненного движения и давления. Этим объясняется отличие потоков однородной жидкости от двухфазных. В двухфазных системах обязательно наличие поверхностей раздела, на которых свойства меняются скачкообразно.

При рассмотрении стационарных задач движения газожидкостного потока в скважинах смесь компонентов можно было представить в виде псевдонепрерывной среды с усредненными свойствами. Но при этом совершенно не будет учитываться роль структуры потока, поэтому даже на уровне простых аналитических моделей необходимо вести рассмотрение характера движения фаз. Так, поля скоростей и концентраций могут быть описаны с помощью соответствующих дифференциальных уравнений, что применяется для средних по времени величин, т.е. рассматривают обычно лишь пространственные изменения. В более сложных модификациях теоретического моделирования может быть учтена и временная зависимость. При анализе определенного режима движения газожидкостного потока первоочередным по значимости является описание распределения компонентов, то есть структуры потока.

В настоящее время существует два основных подхода в рассмотрении движения и переноса массы и энергии в двухфазных потоках. При одном подходе процессы переноса рассматриваются для каждой фазы в отдельности и полученные при этом зависимости связываются в систему условиями, характеризующими протекание этих процессов на границе раздела фаз. Другой метод состоит в том, что фазы считаются распределенными

одна в другой по определенному закону. Тогда либо одна, либо обе фазы считаются во всем рассматриваемом объеме непрерывными и уравнения, характеризующие протекание процесса в них, записываются для среды в целом. Во всех случаях задаются условия на границах между средой и поверхностью твердого тела, ограничивающего ее.

Вне зависимости от способа описания течения смеси в основе различных способов определения параметров потока лежат результаты эксперимента (при оценке гидравлических сопротивлений смеси, градиентов давлений в потоке флюида и т.п.). Эмпирическим путем определяя градиент давления ( $dP/dH$ ), скорость смеси  $w_{см}$  и гидравлические потери  $\lambda_{см}$ , можно выйти на значение плотности смеси  $\gamma_{см}$ , зависящее от распределения фаз в потоке.

Основная трудность заключается в определении истинной величины  $\lambda_{см}$ , учитывающей влияние двухфазности потока на потери трения. Такие оценки могут быть выполнены с использованием критериев подобия Рейнольдса ( $Re$ ), Фруда ( $Fr$ ) и др., которые могут рассматриваться как обобщенные параметры уравнений движения двухфазного потока [1].

Использование сплошной модели оправдано лишь в тех случаях, когда двухфазный поток можно считать гомогенным, например, при дисперсном режиме течения смеси. Более точно, с учетом структуры потока описывают движение газожидкостной смеси разделенные модели, рассматривающие отдельно движение каждой фазы. Их аналитическое описание более сложно, чем сплошных моделей. В практике инженерных расчетов обычно используют экспериментальные корреляционные связи, позволяющие вводить поправки за воздействие состава, структуры и режима течения потока.

Учитывая большую сложность движения газожидкостных смесей в реальных условиях, эмпирические зависимости для определения объемного истинного газосодержания  $\phi_z$  (которое, в свою очередь, определяет истинные скорости фаз  $w_i$  и плотность смеси  $\rho_{см}$ ) устанавливались многими авторами для каждой структурной формы потока в отдельности. Границы режимов течения газожидкостных смесей устанавливались также на основе анализа критериев уравнения движения потока [1–2].

Основными характеристиками многокомпонентного потока являются:

- истинные объемные содержания компонент  $\phi$ ,
- расходные содержания компонент (объемные  $\psi$  или массовое  $X$ ),
- средние скорости движения  $w$  компонент, плотности  $\gamma$  компонент.

В частности, состояние трехкомпонентной газоводонефтяной (газоводоконденсатной) смеси описывается:

- фазовым объемным содержанием компонент (газа, нефти и воды)

$$\psi_z = \frac{Q_z}{Q_z + Q_n + Q_g}; \psi_n = \frac{Q_n}{Q_z + Q_n + Q_g}; \psi_g = \frac{Q_g}{Q_z + Q_n + Q_g}; \quad (7.1.0.4)$$

- фазовым массовым содержанием компонент

$$X_z = \frac{G_z}{G_z + G_n + G_g}; X_n = \frac{G_n}{G_z + G_n + G_g}; X_g = \frac{G_g}{G_z + G_n + G_g}, \quad (7.1.0.5)$$

где  $Q_z$ ,  $Q_n$ ,  $Q_g$  и  $G_z$ ,  $G_n$ ,  $G_g$  – соответственно объемные и массовые расходы газовой, нефтяной и водяной фракций);



- средними скоростями движения жидкой и газовой фаз ( $w_{ж}$ ,  $w_{г}$ );
- истинным объемным содержанием компонент:

$$\varphi_{г} = \frac{V_{г}}{V_{г} + V_{н} + V_{в}}; \varphi_{н} = \frac{V_{н}}{V_{г} + V_{н} + V_{в}}; \varphi_{в} = \frac{V_{в}}{V_{г} + V_{н} + V_{в}}; \quad (7.1.0.6)$$

где  $V_{г}$ ,  $V_{н}$ ,  $V_{в}$  – объемы газа, нефти и воды;

- плотностями смеси  $\gamma_{см}$  и ее компонент ( $\gamma_{г}$ ,  $\gamma_{н}$ ,  $\gamma_{в}$ ), связанные соотношением:

$$\gamma_{см} = \gamma_{г} \cdot \varphi_{г} + \gamma_{н} \cdot \varphi_{н} + \gamma_{в} \cdot \varphi_{в}; \quad (7.1.0.7)$$

- относительной плотностью жидкости  $\gamma_{ж}/\gamma_{г}$ .

Сумма всех расходных или истинных фазовых содержаний составляет

$$\sum_1^n \psi_i = 1; \sum_1^n \varphi_i = 1; \sum_1^n X_i = 1. \quad (7.1.0.8)$$

Совокупность перечисленных параметров определяет структуру течения газожидкостного потока. Различают следующие основные структуры течения: барботаж (схема 1 на рис. 7.1.0.2), пробковую (схема 2), кольцевую (схема 5) и дисперсную (схема 7).

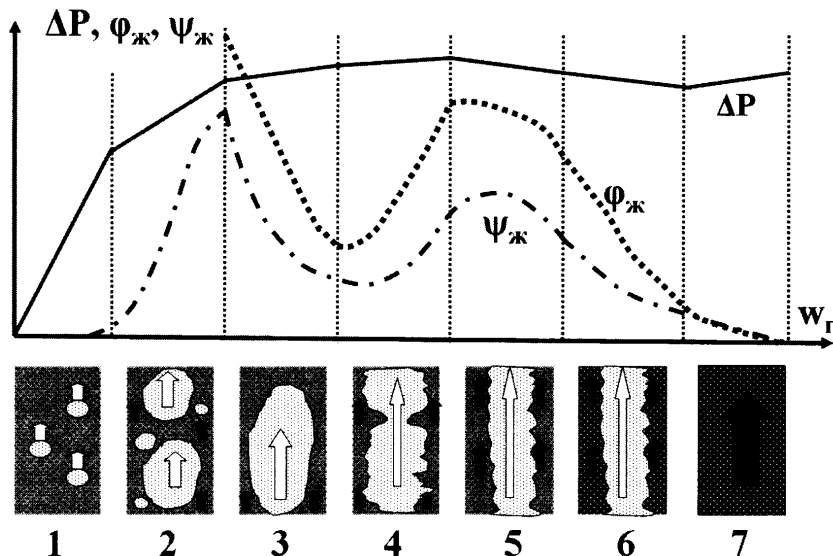


Рис 7.1.0.2. Зависимость потерь давления ( $\Delta P$ ), истинного ( $\varphi_{ж}$ ) и расходного ( $\psi_{ж}$ ) объемных содержаний жидкой фазы от средней скорости газа ( $w_{г}$ ) и структуры потоков при движении многокомпонентной смеси по стволу скважины. Структуры потока: 1 – пузырьковая; 2 – пробковая; 3 – снарядно-пробковая; 4 – пробково-кольцевая; 5 – кольцевая; 6 – дисперсно-кольцевая; 7 – дисперсная

Термином «барботаж» именуют режим течения, при котором газ движется через практически неподвижную жидкую фазу (пробулькивание).

К пробковому относят все виды течения, когда между фазами нет непрерывной границы раздела. Примерами пробковых течений является движение пузырьков газа в жидкости, микровключений жидкости в газе.

Для кольцевого режима характерно образование на стенках кольцевых слоев (пленок) жидкости. При этом в зависимости от скорости движения газа вся жидкость

будет двигаться совместно с газовым потоком вверх, либо реверсировать вниз с противоположным потоку газа направлением.

При дисперсном режиме жидкость и газ равномерно распределены по сечению канала.

Часто дополнительно к названным выделяют переходные режимы: снарядно-пробковый, пробково-кольцевой и дисперсно-кольцевой (см. схемы 3, 4 и 6 на рис. 7.1.0.2).

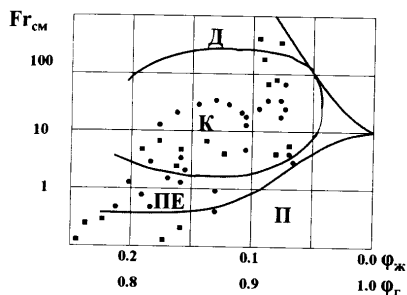


Рис. 7.1.0.3 Карта режимов (структур) для вертикальных восходящих потоков газожидкостной смеси. Режимы: Д – дисперсный, К – кольцевой, ПЕ – переходный, П – пробковый. Объекты расчетов авторов – скважины месторождений: □ – Восточной Туркмении, о – Западной Сибири

свойств (скорости, вязкости, плотности и т.п.). Чем однороднее поток, тем выше эффективность подобного приближения.

В более сложных случаях анализируется течение каждой фазы в отдельности. Приходится, в частности, учитывать различные режимы течения в фазах. Соответственно различают режимы течения смеси: турбулентно-турбулентный (турбулентный в жидкой и газовой фазах), ламинарно-ламинарный (ламинарный в жидкой и газовой фазах), ламинарно-турбулентный (ламинарный в жидкой и турбулентный в газовой фазе).

Как уже было показано выше, при движении однофазного потока коэффициент  $\lambda$  в основном зависит от критерия Рейнольдса и шероховатости труб. Для оценки величины  $\lambda$  при турбулентном движении используется эмпирическая зависимость вида:

$$\lambda = 0.25 / [\lg(5.62/Re^{0.9} + l_{отн}/7.41)]^2, \quad (7.1.0.9)$$

где  $l_{отн} = (2 \cdot l_{абс} / 10 \cdot d)$  – относительная шероховатость,  $l_{абс}$  – абсолютная шероховатость (обычно колеблется от 0.001 до 1.0 мм),  $d$  – диаметр трубы.

При больших скоростях наступает «турбулентная автомодельность» и тогда  $\lambda$  перестает зависеть от  $Re$ .

Когда требуется определить экспериментально относительную шероховатость труб, достаточно замерить забойное давление и определить  $\lambda$ , знание которого для зоны турбулентной автомодельности позволяет однозначно находить  $l_{отн}$ . В случае, когда по стволу эксплуатируемой скважины движется газожидкостная смесь, аналитическое определение параметра гидравлических потерь смеси  $\lambda_{см}$  существенно усложняется. Приходится использовать эмпирические зависимости, определенные для

Подробно условия существования различных режимов течения отражены авторами в работе [3]. Условия существования различных структур течения характеризуются эмпирическими связями. Пример подобной зависимости представлен на рис. 7.1.0.2. Графическим отображением условий является также так называемая «карта режимов», пример которой представлен на рис. 7.1.0.3

Для приближенного определения параметров двухфазного потока его считают эквивалентным однофазному. Тогда поток характеризуется средними значениями физических

условий одного из известных приближений движущегося потока – сплошной или разделенной модели.

Решающее значение при выборе или составлении эмпирической связи играет приемлемость для конкретных условий измерений заложенных в зависимости диапазонов характеристик потока (типа структуры и направления потока, фазовых скоростей, фазовых содержаний, сечения потока). Иногда незначительное содержание жидкости в потоке газа за счет эффекта смазки поверхности труб может привести даже к снижению параметра  $\lambda_{см}$ , однако более вероятно для газожидкостного потока все же

увеличение общих потерь давления на трение и рост  $\lambda_{см}$ .

В конечном итоге измерение скорости смеси в стволе действующей скважины и определение на базе результатов замеров забойных давлений таких параметров, как  $\gamma_{см}$  и  $\lambda_{см}$ , позволяет решить уравнение движения двухфазной смеси.

Рассмотренные выше принципы описания многофазных потоков используются и в горизонтальных скважинах. Однако специфической особенностью этих объектов является более сложная структура движущейся в стволе смеси (рис. 7.1.0.4, рис. 7.0.1.5)

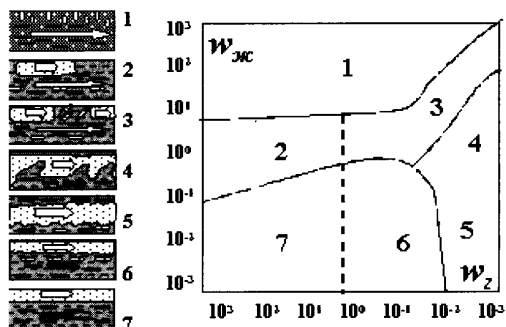


Рис. 7.1.0.4. Структуры Schlumberger для горизонтального потока «газ-жидкость». 1 – диспергированная пузырьковая; 2 – снарядно-пробковая; 3 – пробковая; 4 – волновая-кольцевая; 5 – кольцевая; 6 – расслоенно-волнообразная; 7 – расслоенно-норовная;  $w_g$  – скорость газа;  $w_{жс}$  – скорость жидкости (в фут/сек).

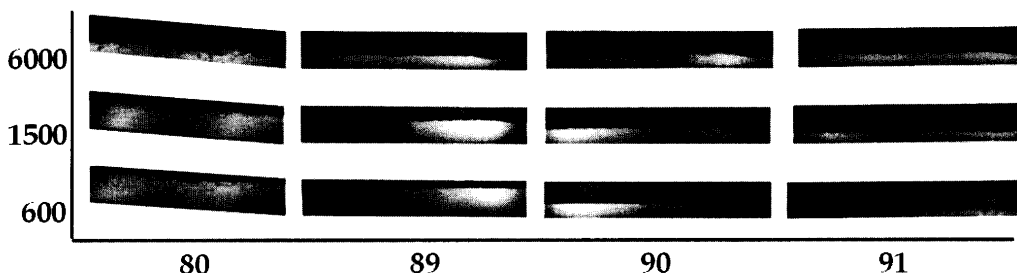


Рис. 7.1.0.5. Результаты Schlumberger по экспериментальному изучению структур горизонтального потока. По оси абсцисс – отклонение ствола от вертикали в градусах; по оси ординат – расход жидкости

## 7.2. БАЗОВЫЕ МЕТОДЫ ОЦЕНКИ «ПРИТОК-СОСТАВА», ОСНОВНЫЕ ИНФОРМАТИВНЫЕ ЭФФЕКТЫ

К числу основных (базовых) методов оценки «приток-состава» относят расходомерию (РМ), термометрию (ТМ) и барометрию (БМ). Ведущая роль этих методов в комплексе ПГИ обусловлена большим диапазоном решаемых задач и высокой информативностью. Этому есть несколько причин.

Во-первых, измеряемые в скважине параметры (скорость  $w$ , температура  $T$ , давление  $P$ ) меняются в большом диапазоне и измеряются с достаточно высокой точностью.

Во-вторых, эти методы существенно лучше других обеспечены метрологически.

В-третьих, на результаты измерений влияет очень большое число информативных эффектов, что позволяет использовать широкий и разнообразный набор методов проведения измерений и интерпретации полученных результатов.

В-четвертых, на настоящий момент создана хорошая теоретическая база не только для реализации многочисленных методов качественной и количественной интерпретации, но и для анализа достоверности полученных результатов в конкретных условиях исследуемой скважины.

В данном разделе рассмотрена сущность и возможности количественного описания основных физических процессов в системе «скважина-пласт», влияющих на результаты исследований названными методами.

### 7.2.1. Расходомерия механическая

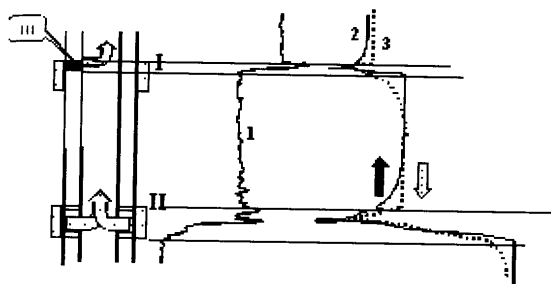


Рис. 7.2.1.1. Диаграммы механического (1) и термокондуктивного (2, 3) расходомера при притоке вследствие негерметичности колонны (I) и в перфорации (II); 2 – при записи снизу вверх; 3 – при записи сверху вниз

Основным параметром, измеряемым механическим расходомером, является скорость потока. В эксплуатационных скважинах, как правило, наблюдается турбулентный режим течения. Средняя скорость потока  $w$  мало меняется по сечению (рис.7.2.1.1) Поэтому результаты измерения скорости в стволе могут быть использованы для оценки расхода флюида.

Если расходограмма отредактирована в единицах скорости (м/с), то по величине скорости можно рассчитать суммарные объемный расход жидкости  $Q_{ж}$  или приведенный к стандартным условиям расход газа  $Q_2^{cm}$  для любой глубины:

$$Q_{ж} = w \cdot S, \quad (7.2.1.1)$$

$$Q_2^{cm} = \frac{w \cdot S \cdot P_{заб} \cdot Z_{Г_{заб}} \cdot T_{cm}}{P_{cm} \cdot T_{заб}}, \quad (7.2.1.2)$$

где  $S$  – площадь сечения потока,  $T_{заб}$ ,  $P_{заб}$  – температура и давление на забое скважины,  $P_{cm}=1.033$  МПа,  $T_{cm}=293^\circ\text{K}=20^\circ\text{C}$ ,  $Z_{Г_{заб}}$  – сверхсжимаемость газа для условий забоя скважины.

Интервалы притока (поглощения) характеризуются изменением профиля скорости по глубине. Подобные аномалии могут быть связаны с продуктивными пластами в открытом стволе, работающими интервалами перфорации и фильтра, интервалами негерметичности обсадных колонн или НКТ (рис. 7.2.1.1, кривая 1).

При интенсивном притоке на расходограме фиксируются локальные экстремумы, связанные с воздействием на турбинку радиальных струй притекающего флюида. При этом может фиксироваться как увеличение, так и уменьшение скорости потока. Локальные аномалии на расходограммах характерны также для многокомпонентного потока, где на скорости вращения турбинки сказываются резкие изменения состава и структуры заполнителя ствола по глубине и во времени.

Показания расходомера зависят от площади сечения потока и вне работающих интервалов меняются синхронно с изменением диаметра проходного сечения подземного оборудования скважины:

$$\frac{w_i}{w_j} = \frac{D_j^2}{D_i^2}. \quad (7.2.1.3)$$

По одиночной расходограмме нельзя определить скорость движения флюида. Для решения этой задачи регистрируют несколько кривых при разных скоростях записи.

К достоинствам метода относят повышенную чувствительность в области высоких скоростей потока, а к недостаткам – низкую чувствительность в области низких скоростей.

### 7.2.2. Расходометрия термокондуктивная

Термокондуктивная расходометрия основана на применении в качестве индикатора движения флюида термоанемометра с прямым или косвенным подогревом. При этом датчик представляет собой нагревательный элемент, у которого измеряют температуру.

С увеличением скорости потока при прочих равных условиях потери теплоты датчиком возрастают и его температура падает. Поэтому в стабильном однородном потоке показания термоанемометра падают с увеличением дебита скважины. Непосредственно в интервалах притока на диаграммах фиксируются глубокие отрицательные экстремумы. Затем температура постепенно стабилизируется. Протяженность участка стабилизации зависит от дебита. Наличие такого участка является основной причиной различия диаграмм, зарегистрированных при спуске и подъеме прибора (рис. 7.2.1.1, кривые 2 и 3).

Количественная оценка скорости потока флюида в скважине ненадежна по нескольким причинам, главными из которых являются сильная зависимость показаний от состава флюида, направления движения флюида в скважине (повышенная чувствительность к радиальной составляющей потока), температуры сред.

Обычно практикуется выполнение только качественной интерпретации, хотя обоснована возможность количественных оценок интервальных притоков для однородных и однокомпонентных сред.

Термокондуктивный принцип измерения скорости основан на измерении температурных потерь нагретого тела, помещенного в движущийся поток, точнее – на измерении разности температур стенки *нагретого* датчика  $T_\delta$  и движущейся среды  $T_\phi$ :  $\Delta T = T_\delta - T_\phi$ .

Для беспакерного термоанемометрического расходомера типа СТА (СТД) зависимость между  $\Delta T$  и средней  $\bar{w}$  имеет вид:

$$w = \left[ \frac{N_\delta \cdot l^{0.2}}{S_\delta \cdot K_{\text{тур}} \cdot \Delta T \cdot n} \right]^{-1.25}, \quad (7.2.2.1)$$

$$n = \frac{\gamma_\phi^{0.8}}{\mu_\phi} \cdot \frac{C_{\text{т.ф}}^{0.43}}{\mu_\phi^{0.57}} \cdot \frac{\lambda_{\text{т.ф}}^{0.57}}{\mu_\phi}, \quad (7.2.2.2)$$

где  $K_{\text{тур}}$  – численный коэффициент для турбулентного режима обтекания,  $N_\delta$  – мощность, рассеиваемая датчиком,  $l$  – расстояние между нагревателем и термочувствительным элементом,  $S_\delta$  – поверхность датчика,  $\gamma_\phi$  – плотность флюида,  $C_{\text{т.ф}}$  – массовая теплоемкость флюида,  $\lambda_{\text{т.ф}}$  – теплопроводность флюида,  $\mu_\phi$  – динамическая вязкость флюида.

Как следует из приведенных формул, для определения скорости многокомпонентного, а тем более, многофазного потока, необходимо знать его состав и учитывать особенности структуры потока в стволе скважины. Поэтому современная аппаратура термоанемометра не поддается градуировке.

К достоинствам метода относят повышенную чувствительность в области низких скоростей потока, а к недостаткам – низкую чувствительность в области высоких скоростей потока. То есть механическая и термокондуктивная расходомерия дополняют друг друга. Поэтому для расширения динамического диапазона эффективной работы расходомерии рекомендуется технологическое комплексирование этих методов.

### 7.2.3. Термометрия

Изучаемая температура в стволе скважины и горных породах представляет собой скалярную функцию координат и времени:  $T = T(x, y, z, t)$ . Поле температур характеризуется также градиентом температуры  $\text{grad}T$  и плотностью теплового потока  $q_T$ . Для количественного описания закономерностей поведения перечисленных параметров используются основные положения и расчетные соотношения классической и неравновесной термодинамики.

На тепловое поле в скважине и горных породах наиболее сильно воздействуют два механизма переноса теплоты – кондукция и вынужденная конвекция, а также термодинамические процессы, связанные с выделением (поглощением) теплоты.

Основным законом кондуктивного теплопереноса является закон Фурье:

$q_T = \lambda_T \cdot \text{grad}T$ , где  $\lambda_T$  – теплопроводность пород. Следствием названного закона является уравнение теплопроводности:

$$\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} = \frac{1}{a} \frac{\partial T}{\partial t}, \quad (7.2.3.1)$$

где  $a = \lambda_m / C_\gamma$  – температуропроводность,  $C_\gamma$  – объемная теплоемкость.

Вынужденный конвективный теплоперенос теплоты связан с перемещением флюида (воды, нефти, газа) под воздействием внешних сил. Теплоперенос в скважине описывается уравнением:

$$\overline{w} \cdot \text{grad}T = \frac{\partial T}{\partial t}, \quad (7.2.3.2)$$

где  $\overline{w}$  – вектор скорости движения флюида.

Вынужденный конвективный перенос при движении флюида в пористой среде (коллекторах, цементном камне и пр.) описывается аналогичным уравнением, где вместо параметра  $w$  используется скорость конвективного теплопереноса  $u$ :

$$u = \frac{w \cdot C_{\gamma\phi}}{C_{\gamma\phi} + C_{\gamma\text{ск}}}, \quad (7.2.3.3)$$

где  $w$  – скорость фильтрации флюида в пористой среде,  $C_{\gamma\phi}$  – объемная теплоемкость среды,  $C_{\gamma\text{ск}}$  – объемная теплоемкость скелета пористой среды.

Выделение (поглощение) теплоты происходит вследствие физико-химических реакций и термодинамических процессов в стволе и пластах, прежде всего, дроссельного и адиабатического эффектов (см. раздел 6.1.5).

Теплообмен между поверхностью твердого тела (например, массивом горных пород) и соприкасающимся с ним флюидом (например, заполнителем ствола скважины) называется *теплоотдачей*. Теплоотдача может быть осуществлена как кондуктивным, так и конвективным теплопереносом. Ее интенсивность определяется *коэффициентом теплоотдачи* ( $\alpha_T$ ) – количеством теплоты, переданным через единицу поверхности соприкосновения между флюидом и твердым телом, когда разность температур между ними равна 1 К°.

Теплообмен между двумя теплоносителями (газами и жидкостями), разделенными твердой стенкой, называется *теплопередачей* (например, теплообмен между потоком жидкости или газа внутри и за пределами колонны бурильных или насосно-компрессорных труб). Интенсивность теплопередачи оценивается *коэффициентом теплопередачи*, численно равным количеству теплоты, которое передается через единицу площади поверхности стенки в единицу времени при разности температур между теплоносителями 1°K:

$$K_T^{-1} = \alpha_{T1}^{-1} + \frac{\Delta l}{\lambda_T} + \alpha_{T2}^{-1}, \quad (7.2.3.6)$$

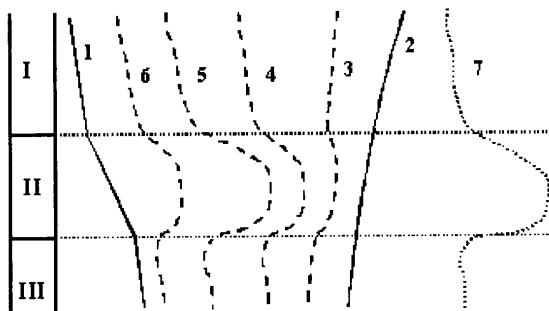


Рис. 7.2.3.1. Искусственное тепловое поле в простаивающей после теплового воздействия (промывки, эксплуатации и пр.) скважине: 1 – геотермограмма, 2 – термограмма в процессе теплового воздействия, 3–6 – термограммы в остановленной скважине, отличающиеся временем, прошедшим после окончания промывки, 7 – диаграмма изменения по глубине относительной температуры. Теплопроводность пласта II существенно выше, чем вмещающих пластов I и III

где  $\alpha_{T1}$ ,  $\alpha_{T2}$  – коэффициенты теплоотдачи между флюидами и контактирующими между ними поверхностями стенки,  $\Delta l$  – толщина,  $\lambda_T$  – теплопроводность стенки.

Ниже собраны основные аналитические зависимости, описывающие распределение температуры в скважине и вмещающих пластах (упрощенные физические модели поля температур).

*Длительно простаивающие скважины.* Температура характеризует естественное (геотермическое) тепловое поле Земли (кривая 1 на рис. 7.2.3.1).

Геотермическое поле характеризуется следующими параметрами:

- Геотермическая (естественная) температура  $T_G$ .
- Геотермическая поверхность (поверхность равной естественной температуры).
- Геоизотерма – линия равной естественной температуры (например, на заданной глубине, или в пределах кровли, подошвы пласта).
- Геотермический градиент  $\Gamma$ , его вертикальная составляющая  $\Gamma_z$ .

$$\Gamma = \frac{\partial T_G}{\partial n} \vec{n}; \Gamma_z = \frac{\partial T_G}{\partial z} \vec{z}, \quad (7.2.3.7)$$

где  $\vec{n}$ ,  $\vec{z}$  – единичные векторы, направленные по нормали к геоизотерме и по вертикали.

- Плотность геотермического теплового потока  $q_G$ , ее вертикальная составляющая  $q_{Gz}$

$$q_G = -\lambda_n \Gamma; q_{Gz} = -\lambda_n \Gamma_z, \quad (7.2.3.8)$$

где  $\lambda_n$  – теплопроводность горных пород.

Поверхность, ниже которой амплитуда годовых колебаний температуры меньше погрешности измерений называют нейтральным слоем.

Геотермическая температура совокупности слоев, характеризуемых толщинами  $h_i$  и геотермическими градиентами  $\Gamma_i$  ( $i=1, n$ ) с плоскими горизонтальными поверхностями раздела, как функция глубины  $H$ , отсчитываемая от отметки нейтрального слоя может быть выражена:

- через температуру  $T_{кри,n}$  и глубину  $H_{кри,n}$  кровли  $n$ -го пласта:

$$T_G(H) = T_{кри,n} + \Gamma_n (H - H_{кри,n}), \quad (7.2.3.9)$$

- через температуру нейтрального слоя:

$$T_G(H) = T_{нс} + \sum_{i=1}^{n-1} \Gamma_i (H_{под,i} - H_{кри,i}) + \Gamma_n (H - H_{кри,n}). \quad (7.2.3.10)$$

Естественное распределение температуры может быть аппроксимировано линейной функцией

$$T_G(H) = T_{нс} + \Gamma_{cp} \cdot H, \quad (7.2.3.11)$$

где  $\Gamma_{cp}$  – среднее значение геотермического градиента в интервале  $(0, H)$ .

*Строящиеся скважины, простаивающие после промывки.* Температура характеризует восстановление естественного теплового поля, нарушенного промывкой (кривые температуры 3–6, относительной температуры – 7 на рис. 7.2.3.1)

Тепловое поле описывается следующими параметрами:

- Температура в скважине  $T(H, t)$  на глубине  $H$ , меняющаяся во времени  $t$  от наблюдаемой в конце промывки  $T(H, 0) = T_c$  до естественной  $T_G$ . (момент  $t=0$  соответствует прекращению промывки).
- Темп восстановления естественной температуры:

$$T'(H, t) = \frac{\partial T(H, t)}{\partial t}. \quad (7.2.3.12)$$

- Относительная температура:



$$\theta_T(H, t) = \frac{T(H, t) - T_{\Gamma}}{T_c - T_{\Gamma}}. \quad (7.2.3.13)$$

- Разностная относительная температура, рассчитываемая по разновременным замерам в процессе восстановления естественного поля:

$$\Delta\theta_T(H, t) = \frac{T(H, t_2) - T(H, t_3)}{T(H, t_1) - T(H, t_2)}. \quad (7.2.3.14)$$

*Строящиеся скважины, простаивающие после заливки цемента.* Температура характеризует восстановление естественного теплового поля, нарушенного в процессе цементирования (рис. 7.2.3.2, 7.2.3.3).

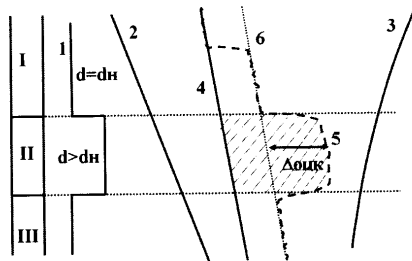


Рис. 7.2.3.2. Искусственное тепловое поле в цементруемой скважине. 1 – кавернограмма; 2 – геотермограмма, 3 – термограмма в процессе промывки скважины, предшествующей цементированию; 4 – термограмма в простаивающей после промывки скважине (если бы цемент не выделял теплоту), 5 – то же при выделении теплоты цементом, 6 – термограмма ОЦК для номинального диаметра скважины ( $d=d_n$ ); аномалия ОЦК заштрихована.

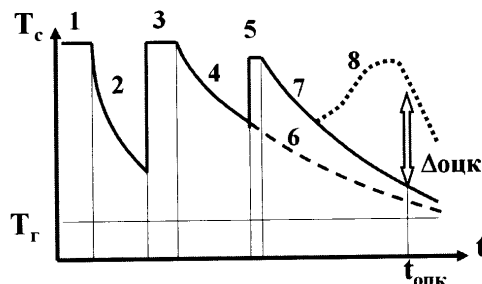


Рис. 7.2.3.3. К определению понятия о фоновой температуре в цементруемой скважине (изменение температуры в скважине  $T_c$  во времени  $t$  на фиксированной глубине. Температура:  $T_c$  – геотермическая; 1, 3 – в процессе промывки; 2, 4 – в остановленной скважине; 5 – при промывке, непосредственно предшествующей цементированию; 6 – в остановленной скважине, если бы в ней не было последней промывки; 7 – в остановленной скважине, если бы в ней не было проведено цементирования; 8 – в цементруемой скважине (вследствие задавки цемента и выделения им теплоты);  $\Delta\theta_{\text{ОЦК}}$  – аномалия ОЦК как функция времени  $t_{\text{ОЦК}}$

Тепловое поле описывается следующими параметрами.

- Термограмма ОЦК, регистрируемая по окончании заливки цементного раствора в процессе выделения им теплоты при схватывании.
- Температура ОЦК  $T_{\text{оцк}}(H)$  – отсчет по термограмме ОЦК на некоторой глубине  $H$ .
- Фоновая температура ОЦК  $T_{\text{оцк}_\phi}(H)$  – температура, которая наблюдалась бы в скважине в отсутствие выделения теплоты цементом.
- Аномалия ОЦК –  $\Delta T_{\text{оцк}}(H) = T_{\text{оцк}}(H) - T_{\text{оцк}_\phi}(H)$ .
- Усредненная для интервала аномалия ОЦК – площадь  $S_{\text{оцк}}$  между термограммами  $T_{\text{оцк}}(H)$  и  $T_{\text{оцк}_\phi}(H)$  – в пределах интервала, отнесенная к его толщине  $h_{\text{оцк}}$ :  $\Delta T_{\text{оцк}} = S_{\text{оцк}} / h_{\text{оцк}}$ .
- Относительная аномалия ОЦК  $\Delta\theta_{\text{оцк}} = \Delta T_{\text{оцк}} \cdot C_{\gamma_{\text{цем}}} / q_{\text{мах}}$  ( $C_{\gamma_{\text{цем}}}$  – объемная теплоемкость цементного камня,  $q_{\text{мах}}$  – максимум зависимости изменения интенсивности тепловыделения от времени).

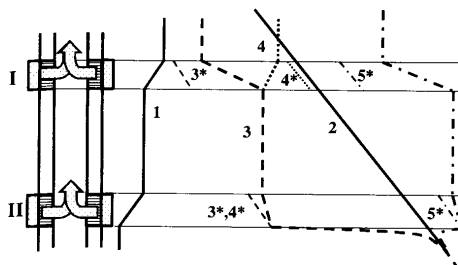


Рис. 7.2.3.4. Основные информативные температурные эффекты в интервалах притока. I, II – работающие пласты; 1 – расходограмма; 2 – геотермограмма; 3, 4 – термограммы при работе пластов газом (3\* – соответствующие температуры выходящего из пласта газа); 5 – термограмма при работе пластов жидкостью (5\* – температура выходящей из пласта жидкости)

Действующие скважины со стабильным расходом (динамика). Температура характеризует тепловое воздействие движения флюида по стволу на скважину и окружающий массив горных пород.

Тепловое поле описывается следующими параметрами:

- отличие ( $\Delta T_{прит}$ ) температуры притекающего из пласта флюида ( $T_{прит}$ ) от естественной ( $T_{г}$ ) вследствие дроссельного эффекта и конвективного теплопереноса (рис. 7.2.3.4, кривые 3\*, 4\*, 5\*).

Работающий продуктивный пласт не является изолированной системой. Поэтому дросселирование нельзя рассматривать в отрыве от конвективного переноса теплоты движущимся флюидом и теплообмена флюида в пласте со скелетом коллектора и вмещающими породами. Как показали исследования [4–5], при квазистационарном притоке влияние теплообмена стабилизируется. Это позволяет ввести понятие об эффективном коэффициенте дросселирования  $\varepsilon_T^*$  [5], который можно считать константой. По абсолютной величине он может быть существенно меньше истинного значения  $\varepsilon_T^* < \varepsilon_T$ ,

$$T_{прит} - T_{г} = \Delta T_{прит} = \varepsilon_T^* (P_{пл} - P_c), \quad (7.2.3.15)$$

где  $P_{пл}$ ,  $P_c$  – пластовое давление и давление в стволе скважины.

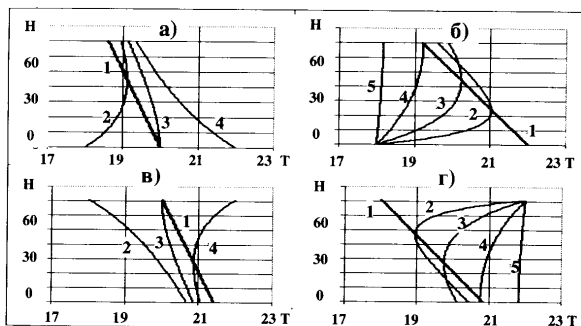


Рис. 7.2.3.5. Термограммы в действующей скважине вне работающих пластов: а) добывающая скважина, 2, 4 – термограммы для  $B=30$ ,  $\Delta T_o = -2,0, 2^\circ\text{C}$ ; б) добывающая скважина, 2, 5 – термограммы для  $\Delta T_o = -2^\circ\text{C}$ ,  $B=10, 30, 100, 1000$ ; в) нагнетательная скважина, 2, 4 – термограммы для  $B=30$ ,  $\Delta T_o = -2,0, 2^\circ\text{C}$ ; г) нагнетательная скважина, 2, 5 – термограммы для  $\Delta T_o = 2^\circ\text{C}$ ,  $B=10, 30, 100, 1000$ . 1 – геотермограмма,  $\Delta T_o = T_{с.о} - T_{г.о}$ ,  $T_{с.о}$  и  $T_{г.о}$  – соответственно температура в стволе и геотермическая температура на глубине поступления флюида в скважину,  $B$  – нормированный коэффициент теплоотдачи

- Различие температуры в подошве и кровле интервала притока, обусловленное калориметрическим смешиванием потоков флюида (движущегося по стволу и поступающего из пласта) – аномалия калориметрического смешивания (рис. 7.2.3.4, аномалии на термограммах 3–5 в интервале пласта I).

$$\Delta T = T_{см} - T_c = - \frac{C_{T, прит} Q_{прит}}{C_{T, c} Q_c + C_{T, прит} Q_{прит}} (T_{прит} - T_c), \quad (7.2.3.16)$$

где  $C_{m.c}$ ,  $Q_c$ ,  $T_c$  – массовая теплоемкость, расход и температура флюида, поступающего к интервалу притока по стволу,  $C_{T.прит}$ ,  $Q_{прит}$ ,  $T_{прит}$  – те же параметры флюида из пласта,  $T_{см}$  – температура смеси.

- Температура в стволе скважины при движении по нему флюида с установившимся весовым расходом  $G_i$  (рис. 7.2.3.5):

$$T_c = T_{г.о} + \Gamma \cdot H + \Gamma \cdot B_T \cdot (1 - e^{-\frac{H}{B_T}}) + (T_o - T_{г.о}) e^{-\frac{H}{B_T}} \quad (7.2.3.17)$$

$$B_T = \frac{C_{m.ф} \cdot G_i \cdot f(t_{раб})}{2\pi \cdot \lambda_{т.н}}, \quad (7.2.3.18)$$

где  $H$  – вертикальная координата, увеличивающаяся в направлении движения флюида, значение  $H=0$  соответствует глубине поступления флюида в ствол скважины,  $T_{г.о}$ ,  $T_o$  – геотермическая температура и температура в скважине при  $H=0$ ,  $\Gamma$  – средний геотермический градиент,  $C_{m.ф}$  – массовая теплоемкость флюида,  $\lambda_{т.н}$  – теплопроводность пород,  $f(t_{раб})$  – функция времени, зависящая от продолжительности работы скважины  $t_{раб}$  и определяемая соотношениями:

- при движении флюида в открытом стволе радиуса  $r_c$

$$f(t_{раб}) = \ln \left[ 1 + \frac{\pi \cdot a_n \cdot t_{раб}}{r_c^2} \right] + \frac{\lambda_{т.н}}{\alpha_{т.с} \cdot r_c}; \quad (7.2.3.19)$$

- при движении флюида внутри не перекрытой НКТ обсадной колонне радиуса  $r_{кол}$  или по межтрубному пространству НКТ

$$f(t_{раб}) = \frac{\lambda_{т.н}}{\lambda_{т.с} l} \ln \frac{r_c}{r_{кол}} + \ln \left[ 1 + \frac{\pi \cdot a_n \cdot t_{раб}}{r_c^2} \right] + \frac{\lambda_{т.н}}{\alpha_{т.кол} \cdot r_c}; \quad (7.2.3.20)$$

- при движении флюида по НКТ радиуса  $r_{нкт}$

$$f(t_{раб}) = \frac{\lambda_{т.н}}{\lambda_{т.с}} \ln \frac{r_{кол}}{r_{нкт}} + \frac{\lambda_{т.н}}{\lambda_{т.с} l} \ln \frac{r_c}{r_{кол}} + \ln \left[ 1 + \frac{\pi a_n t_{раб}}{r_c^2} \right] + \frac{\lambda_{т.н}}{\alpha_{т.нкт} \cdot r_c}; \quad (7.2.3.21)$$

где  $a_n$  – температуропроводность горных пород,  $\lambda_{т.с}$ ,  $\lambda_{т.с} l$  – теплопроводности заполнителей заколонного и межтрубного пространств,  $\alpha_{т.с}$ ,  $\alpha_{т.кол}$ ,  $\alpha_{т.нкт}$  – коэффициенты теплоотдачи на стенке скважины, обсадной колонны и НКТ.

- Температура в непроницаемых породах вокруг работающей скважины:

$$T_n = T_c + (T_r - T_c) \frac{\ln \frac{r}{r_c}}{\ln \frac{r_{вл}}{r_c}}, \quad (7.2.3.22)$$

где  $r$  – радиальная координата,  $T_c$  – температура на стенке скважины,  $r_{вл}$  – радиус теплового влияния

$$r_{вл} = r_c + \frac{\pi a_n t_{раб}}{\alpha_{т.с}} \quad (7.2.3.23)$$

- Температура в непроницаемых породах, вмещающих работающий пласт:

$$T_n = T_r + (T_{nl} - T_r) \left(1 - \frac{H}{H_{вл}}\right), \quad (7.2.3.24)$$

где  $H$  – глубина,  $T_{nl}$  – температура на границе пласта,  $H_{вл}$  – размер зоны теплового влияния:

$$H_{вл} = r_c + 2 \cdot \frac{a_n t_{раб}}{\dots} \quad (7.2.3.25)$$

*Простаивающие после эксплуатации скважины.* Тепловое поле характеризуется релаксацией температурного воздействия на скважину и окружающие породы связанного с предшествующей работой скважины. Оно может быть, в частности, описано изменением температуры в непроницаемых пластах в зависимости от времени, прошедшего после остановки скважины:

$$\theta = \frac{T - T_r}{T_o - T_r} = 1 - \frac{1}{\ln \frac{r_{вл}}{r_c}} \left\{ Ei \frac{1}{4Fo_{ост}} - Ei \frac{r_{вл}^2}{r_c^2} \frac{1}{4Fo_{ост}} \right\}, \quad (7.2.3.26)$$

где  $Fo_{ост} = a_n \cdot t_{ост} / r_c^2$  – относительное время,  $Ei(x)$  – интегральная показательная функция аргумента  $x$ .

#### 7.2.4. Барометрия

Вплоть до недавнего времени барометрия скважин реально не рассматривалась как многоцелевой, сложившийся метод геофизических исследований.

Как только уменьшилась значимость преимуществ используемой промышленными службами автономной аппаратуры (дешевизна, точность и чувствительность измерений), решающими факторами стали достоинства промыслово-геофизической информации: большая наглядность, комплексность и информативность в связи с возможностью оперативно изменять условия измерений, вмешиваться в процесс регистрации параметров. Вследствие этого на производстве начали более широко использовать результаты, получаемые геофизическими службами, а удельный вес метода барометрии в комплексе ПГИ стал стремительно расти. В настоящее время без датчика давления уже невозможно представить современную конкурентоспособную аппаратуру РЛТ(ПГИ), предназначенную для контроля разработки нефтяных и газовых скважин.

Повышение объема и качества информации стимулировало в свою очередь исследования в области теории и практики метода. В частности, были созданы новые технологии исследований и способы комплексной обработки получаемых результатов, где данные барометрии и других геофизических методов тесно увязаны между собой. Это привело к разработке ряда новых приемов автоматизированной интерпретации результатов ПГИ. Эти приемы реализованы авторами в известной системе автоматизированной интерпретации данных ГИС-контроля «Геккон» [6–7] и в разработанном на основе названной системы более совершенном комплексе «Камертон-Контроль» [8].

Основные достижения в области применения метода барометрии в ПГИ были в 1997 году обобщены авторами в монографии [3] и специальном обзоре [9].

Изучаемое в методе барометрии гидростатическое давление является отношением силы, действующей перпендикулярно поверхности, к площади этой поверхности. Это есть скалярная функция координат:  $P=P(x,y,z)$ .

Рассмотрим основные аналитические зависимости, описывающие распределение давления по стволу скважины (упрощенные физические модели поля давления в стволе скважины).

Распределение давления по стволу *длительно простаивающей скважины (статика)* обусловлено весом столба флюида в стволе скважины и определяется по формулам:

- для несжимаемой жидкости:

$$P = \gamma \cdot g \cdot (H_{уст} - H), \quad (7.2.4.1)$$

где  $\gamma$  – плотность,  $g=9.81$  м/с – ускорение свободного падения,  $H, H_{уст}$  – вертикальная проекция текущей глубины и глубины устья;

- для газа:

$$P = P_{уст} \exp \left[ \frac{0.03415 \gamma_{отн} (H_{уст} - H)}{\bar{Z} \bar{T}} \right], \quad (7.2.4.2)$$

где:  $P_{уст}$  – давление на уровне глубины  $H_{уст}$ ,  $\bar{T}$  – средняя температура в интервале глубин  $[H_{уст}, H]$ ,  $\bar{Z}$  – коэффициент сверхсжимаемости для средних температуры и давления в интервале  $[H_{уст}, H]$ ,  $\gamma_{отн}$  – относительная плотность газа по воздуху.

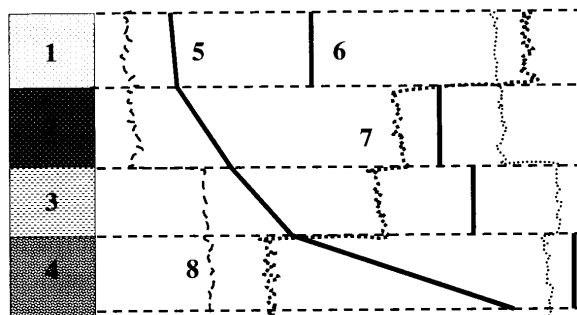


Рис.7.2.4.1. Выявление уровней раздела компонент заполнителя ствола в простаивающей скважине 1-4 – интервалы ствола, заполненные газом (1), нефтью (2), водой (3), осадком бурового раствора (4); 5 – кривая давления; 6 – кривая градиента давления; 7 – гамма-гамма-плотностеметрия; 8 – влагометрия (дизелькометрическая), 9 – резистивиметрия (индукционная)

В соответствии с соотношениями (7.2.4.1, 7.2.4.2), барограмма в простаивающей скважине имеет вид ломаной линии, градиенты отрезков которой изменяются пропорционально плотности заполняющей ствол среды (кривые 5,6 на рис.7.2.4.1).

Давление в *действующей скважине (динамика)* обусловлено весом жидкости в стволе скважины и эффектами, связанными с движением жидкости.

Полное давление в потоке движущегося флюида, складывается из двух составляющих: статического и скоростного (динамического). Статическая составляющая складывается в свою очередь из гидростатической и гидравлической:

$$\begin{aligned} P_{\Sigma} &= P_{ста} + P_{дин}; \\ P_{ста} &= P_{гст} + P_{гид}. \end{aligned} \quad (7.2.4.3)$$

Удельную (отнесенную к единице веса) механическую энергию потока флюида в данной точке называют напором  $H_p=P/(\gamma g)$ .

Гидростатический напор  $H_{P\_ста}$  определяет удельную (на единицу массы) потенциальную энергию флюида в поле сил тяжести, определяемый по формулам гидростатики.

Гидравлический напор  $H_{P\_гид}$  представляет собой часть удельной потенциальной энергии флюида, которая необратимо расходуется на работу сил сопротивления движению (то есть определяется гидравлическими потерями).

Динамический напор  $H_{P\_дин}$  определяет удельную кинетическую энергию движущегося флюида:

$$H_{P\_дин} = 0.5 \cdot \gamma \cdot w^2 \quad (7.2.4.4)$$

Статическое давление измеряет манометр, установленный перпендикулярно направлению потока, полное давление измеряет манометр, установленный против направления. Разность соответствующих показаний равна динамическому давлению.

В скважинных условиях обычно измеряется только статическая составляющая. В интервалах притока газа с мощными радиальными струями возможно влияние динамической составляющей.

Уравнение неразрывности потока (закон Бернулли) выражает постоянство полного давления вдоль линии тока в отсутствии гидравлического сопротивления и внутреннего трения  $P_\Sigma = const$ .

Гидравлическое сопротивление – это сопротивление движению жидкости, вызванное влиянием стенок каналов (стенок обсадной колонны, НКТ и пр.).

Различают «гидравлическое сопротивление трения», пропорциональное длине рассматриваемого участка линии тока и «местные гидравлические сопротивления», связанные с изменением структуры потока (отрывы, вихри). Последние связаны с обтеканием препятствий или с резким изменением диаметра потока (обычно в интервалах установки клапанов, пакера и другого подземного оборудования).

Для учета сил сопротивления (трения) используются следующие расчетные соотношения:

- формула Дарси–Вейсбаха, определяющая потери энергии на трение  $P_{гидр} = P_{трени}$  при ламинарном движении флюида в круглой трубе диаметра  $d$  и длиной  $L$ :

$$P_{трени} = \lambda \cdot \frac{L \cdot w^2}{2 \cdot g \cdot d}, \quad (7.2.4.5)$$

где  $\lambda$  – безразмерный коэффициент (коэффициент гидравлического сопротивления).

- формула, определяющая гидравлическое сопротивление вследствие трения для струйной модели турбулентного потока в круглой трубе с площадью сечения  $S$ :

$$P_{трени} = \lambda \cdot \frac{S \cdot \gamma \cdot w^2}{2}; \quad (7.2.4.6)$$

- зависимость для определения величины  $\lambda$ :

$$\lambda = \frac{0.25}{\left[ 2.303 \cdot \ln(5.62/Re^{0.8}) + l_{отн}/7.41 \right]^2}, \quad (7.2.4.7)$$

где  $l_{отн} = (2 \cdot l_{абс}/10 \cdot d)$  и  $l_{абс}$  – относительная и абсолютная (мм) шероховатость;

- формула Вейсбаха для расчета местного гидравлического сопротивления:

$$P_M = \lambda_M(Re) \cdot \frac{L \cdot w^2}{2g \cdot d}, \quad (7.2.4.8)$$

где  $\lambda_M(Re)$  – коэффициент местного сопротивления, зависящий от числа Рейнольдса  $Re$ .

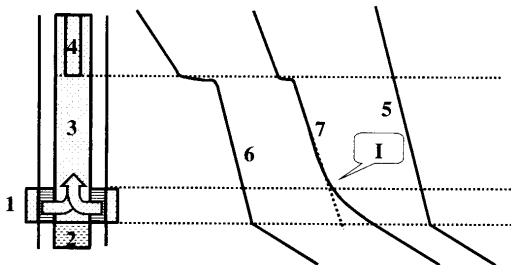


Рис. 7.2.4.2. Распределение давления в действующей газовой скважине: 1 – работающий газовый пласт; 2 – зумпф, заполненный жидкостью; 3 – ствол; 4 – НКТ, заполненные газом; 5 – барограмма в статике; 6 – барограмма при притоке газа; 7 – барограмма при притоке жидкости в отсутствие полного выноса жидкости из интервала ниже НКТ (по мере удаления от кровли пласта наблюдается экспоненциальное снижение содержания жидкости и плотности смеси в стволе – интервал I)

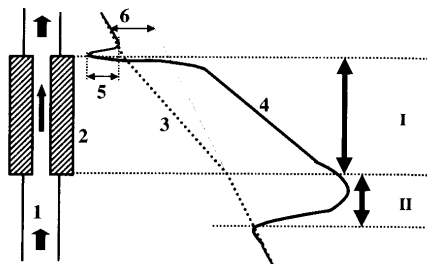


Рис. 7.2.4.3. Особенности кривой давления при движении газа через сужение в интервале пакера: I – интервал пакера; II – длина скважинного прибора с грузами; 1 – НКТ; 2 – пакер; 3, 4 – барограммы без учета и с учетом перекрытия проходного сечения пакера скважинным прибором; 5 – приток давления из-за перехода кинетической энергии потока обратно в потенциальную; 6 – безвозвратные потери давления после преодоления потоком интервала сужения

Перечисленные закономерности проявляются в действующей скважине в зависимости градиента давления от диаметра потока (рис. 7.2.4.2), а также в формировании локальных аномалий градиента в местах резкой смены диаметра, например входа в НКТ, движения через сужения потока в интервалах пакера и др. (рис. 7.2.4.3).

Частным случаем рассмотренных соотношений является формула для расчета градиента давления в вертикальной круглой трубе, учитывающая вес столба флюида и потери на трение:

$$\frac{dP}{dH} = \gamma \cdot g + \frac{\lambda \cdot \gamma \cdot w^2}{2D}. \quad (7.2.4.9)$$

### 7.2.5. Информативные возможности барометрии в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах

Теоретические и методические проблемы, связанные с практической интерпретацией результатов барометрии в ГС пока еще не изучены до конца. Тем не менее на сегодняшний день вполне понятны общие информативные возможности этого метода. Аналитические зависимости, описывающие распределение давления в стволе наклонных скважин, не имеют принципиальных отличий по сравнению с условиями вертикальной скважины. Особенность интерпретации состоит в том, что при расчете проекции градиента давления по вертикали по величине измеренного градиента вводится поправка за угол наклона ствола.

Основная проблема здесь видится в том, что при движении многофазной смеси в наклонных скважинах с увеличением угла наклона создаются условия, способствующие образованию расслоенных структур потока. Поэтому резко снижается информативность других, используемых совместно с барометрией, средств измерения параметров потока.

### 7.2.6. Гамма-гамма плотностеметрия

Гамма-гамма плотностеметрия – количественный метод для определения плотности жидкости в стволе скважины. Метод позволяет разделять по плотности притоки воды, нефти, газа при высоких дебитах или определять плотность нефтегазоводяных эмульсий, плотность растворов ниже интервала перфорации.

По величине измеренной гамма-гамма плотномером плотности газожидкостной смеси возможна оценка объемного содержания компонент. В частности, содержание нефти и воды в смеси определяется из соотношения  $\gamma_{см} = \gamma_в \cdot \varphi_в + \gamma_n \cdot (1 - \varphi_в)$ , где  $\gamma_{см}$ ,  $\gamma_в$ ,  $\gamma_n$  – плотность смеси, воды, нефти соответственно,  $\varphi_в$  – относительное содержание воды в жидкости.

При наличии в продукции газа для решения задачи используется соотношение

$$\gamma_{см} = \gamma_в \cdot \varphi_в + \gamma_n \cdot (1 - \varphi_в - \varphi_г) + \gamma_г \cdot \varphi_г \quad (7.2.6.1)$$

Обычно данное соотношение используется для оценки содержаний нефти и газа в смеси. При этом независимая оценка влагосодержания осуществляется с помощью диэлькометрической влагометрии и других методов оценки состава. Однако следует иметь в виду, что при высоком содержании газа в потоке смеси (при снижении плотности до 0.5–0.7 кг/м<sup>3</sup>) эффективность плотностеметрии резко падает. Поэтому метод практически не используется в эксплуатационных газовых скважинах.

Одной из причин, вследствие которых гамма-гамма плотностеметрия может входить также и в разряд индикаторов, является точечный характер измерения плотности. В этом смысле данный датчик весьма схож с датчиком влагомера (камерное устройство).

Метод весьма эффективен при прослеживании пачек газированной нефти, воды, для определения интервалов разгазирования нефти в интервале пласта (при низких пластовых давлениях) и в верхней части ствола скважины. Результативность решения задач выделения нефтенасыщенных и обводненных интервалов в скважинах с большим процентом обводнения продукции и низким дебитом, а также при освоении пластов, слабо работающих нефтью через воду, – невелика. Пример диаграммы плотностеметрии дан на рис. 7.2.4.1 (кривая 7).

Более эффективно задача оценки истинных содержаний компонент смеси решается при использовании вместо гамма-гамма плотностемера датчика манометра. К числу несомненных преимуществ барометрии при решении названной задачи является высокая чувствительность, существенно меньшее влияние структуры потока, а также практически полное отсутствие показаний от положения прибора относительно оси скважины.



### **7.3. ИНДИКАТОРНЫЕ МЕТОДЫ ОЦЕНКИ »ПРИТОК-СОСТАВА», ОСНОВНЫЕ ИНФОРМАТИВНЫЕ ЭФФЕКТЫ**

#### **7.3.1. Влагометрия дизелькометрическая**

Результаты влагометрии калибруются в единицах влажности (объемного содержания воды) смеси. При этом точность калибровки в водонефтяных смесях невысока, а калибровку в газоводяных смесях не проводят из-за сложности эталонировочного устройства.

Показания дизелькометра существенно зависят от структуры газожидкостного потока флюида в стволе (рис.7.1.0.2, 7.1.0.3).

Одной из основных причин недостоверности калибровки стандартного (без пакерного устройства) влагомера являются существенно меньшие, чем диаметр потока флюида в стволе, размеры измерительной камеры. Вследствие этого показания датчика сильно зависят от положения прибора в скважине, особенно в неоднородном многокомпонентном потоке при отсутствии центрирующего устройства и в наклонной скважине.

Не менее значимой помехой является экспоненциальная форма градуировочной зависимости датчиков дизелькометров. Данная зависимость характеризуется практически полным отсутствием влияния влагосодержания на показания датчика в диапазоне содержания воды в продукции выше 40–60%. Тем не менее оценка объемного истинного влагосодержания дизелькометрическим методом весьма полезна при низких и средних обводненностях продукции (см. кривую 8 на рис. 7.2.4.1).

#### **7.3.2. Резистивиметрия индукционная**

Величина удельной электропроводности флюида в стволе зависит от состава флюидов, структуры потока в стволе скважины; наличия в составе смеси воды, а также ее минерализации. При этом одной из наиболее существенных характеристик структуры потока, влияющих на показания метода, является гидрофильность или гидрофобность движущейся по стволу водогазонефтяной эмульсии. Для гидрофильной смеси существенно, является ли структура течения капельной или четочной. В последнем случае по результатам измерений возможна количественная оценка солености (минерализации) воды.

Однако вследствие одновременного влияния на результат большого числа факторов (влагосодержания смеси, минерализации вод, структуры потока, температуры среды) метод относится к числу индикаторов. Пример кривой резистивиметрии (9) дан на рис. 7.2.4.1.

В условиях гидрофобной смеси показания индукционного резистивиметра близки к нулевым значениям удельной электропроводности.

## 7.4. МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ТЕКУЩЕГО НАСЫЩЕНИЯ ПЛАСТОВ В ОБСАЖЕННЫХ СКВАЖИНАХ, ОСНОВНЫЕ ИНФОРМАТИВНЫЕ ЭФФЕКТЫ

### 7.4.1. Нейтронные методы

Известны следующие основные типы взаимодействия нейтронов с ядрами вещества горных пород и заполнителей скважины.

1. *Неупругое рассеяние* происходит, если «быстрый» нейтрон обладает энергией от 1 до 20 МэВ, достаточной для отрыва нуклонов от ядер. При этом нейтрон временно объединяется с ядром, а затем покидает его, оставляя ядро возбужденным. Переход ядра в стабильное состояние сопровождается испусканием гамма  $\gamma$ -квантов. Энергия  $\gamma$ -квантов определяется химическим составом вещества. Поэтому по спектру длины волны гамма-излучения неупругого рассеяния можно судить о концентрации в горных породах различных элементов. Среди наиболее распространенных в стволе скважины и горных породах элементов аномальным спектром характеризуются углерод (C), кислород (O), кальций (Ca), кремний (Si) и др. (рис. 7.4.1.1).

Время пребывания нейтрона в высокоэнергетическом состоянии не превышает 10  $\mu$ s.

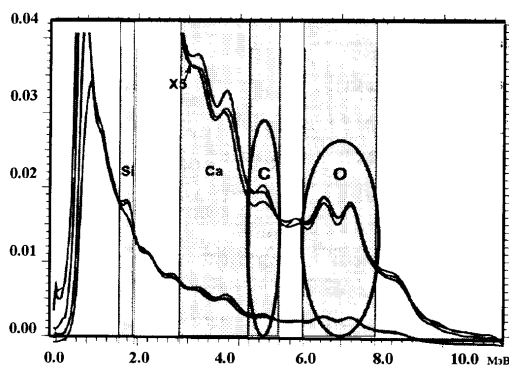


Рис. 7.4.1.1 Пример энергетического спектра при неупругом рассеянии быстрых нейтронов. (по оси X — энергия вторичного гамма-излучения), выделены области поглощения на: Si, Ca, C, O

2. *Упругое рассеяние* является основным типом взаимодействия нейтронов с веществом и происходит во всем диапазоне энергий. При этом нейтрон взаимодействует с ядром, не возбуждая его и теряя энергию. Потеря энергии наиболее ощутима, если масса ядра и нейтрона сравнимы. Поэтому аномальным замедлителем в скважине является водород (H), масса ядра которого равна массе нейтрона.

3. С момента падения замедления начальной энергии быстрых нейтронов ( $E_n=1-14$  МэВ) до энергии

около 0.025 эВ, сравнимой с тепловой, наблюдается *диффузия* нейтронов. При этом нейтроны не только отдают, но и получают энергию. В процессе диффузии нейтроны и среда находятся в тепловом равновесии и средняя энергия нейтронов остается стабильной. Средняя продолжительность диффузии определяет *время жизни* тепловых нейтронов. Оно составляет порядка 5 мс, после чего практически все нейтроны поглощаются.

4. *Поглощение* (радиационный захват) вероятен после замедления нейтронов до уровня тепловой энергией среды (0.025 эВ). При захвате нейтрона ядро воз-

буждается, испуская гамма-кванты. По энергии гамма-излучения радиационного захвата судят о содержании элементов с большим сечением захвата: хлора, бора, кремния и др. Среднее число квантов, испускаемых при захвате одного нейтрона, называется излучающей способностью.

5. После облучения нейтронами ядро не всегда остается в стабильном состоянии. Возможна искусственная активация элемента. В частности, при облучении кислорода нейтронами с энергией не ниже 10.2 МэВ образуется изотоп азота  $N^{16}$  с периодом полураспада 7.3 с.

Количественными характеристиками взаимодействия нейтронов с веществом являются *эффективные сечения рассеяния и захвата*, определяемые вероятностью конкретного взаимодействия (упругого и неупругого рассеяния, поглощения, активации и пр.). Полное сечение определяет вероятность того, что происходит любое из названных взаимодействий.

Различают микроскопическое и макроскопическое сечения. *Микроскопическое сечение*  $\sigma_n$  характеризуется вероятностью взаимодействия нейтрона с ядром при условии, что ядро расположено на плоской поверхности с площадью, равной единице (попадание нейтрона в любую точку этой поверхности равновероятно). Единицей измерения сечения является  $1\text{ м}^2$  или 1барн ( $1\text{б} = 10^{-28}\text{ м}^2$ ). *Макроскопическое сечение*  $\Sigma_n$  [ $\text{м}^{-1}$ ] представляет собой произведение параметра  $\sigma_n$  на количество ядер в единице объема:

$$\Sigma_n = \sigma_n \cdot N, \quad (7.4.1.1)$$

где  $N$  – плотность ядер (количество ядер в единице объема).

К числу элементов с аномальным макроскопическим сечением захвата относится хлор (Cl), у которого величина  $\Sigma_n$  в 70–100 раз больше, чем, например, у водорода (H) или натрия (Na). Еще большим сечением захвата характеризуется бор (B).

Различают сечения рассеяния  $\sigma_{n,\text{рас}}$ ,  $\Sigma_{n,\text{рас}}$  и захвата  $\sigma_{n,\text{зах}}$ ,  $\Sigma_{n,\text{зах}}$ .

Средняя длина пробега нейтрона является величиной, обратной макроскопическому сечению:

$$L_n = \Sigma_n^{-1}. \quad (7.4.1.2)$$

Различают длину замедления ( $L_{n,z}$ ) и диффузии ( $L_{n,d}$ ) нейтронов.

Длина замедления характеризуется средним удалением нейтрона от источника  $r_{n,z}$  в процессе замедления от начальной энергии (1-14 МэВ) до тепловой (0.025 эВ)

$$L_{n,z} = \frac{r_{n,z}^2}{6}. \quad (7.4.1.3)$$

Длина диффузии характеризуется средним удалением нейтрона от источника  $r_{n,d}$  с момента возникновения до поглощения:

$$L_{n,d} = \frac{r_{n,d}^2}{6}. \quad (7.4.1.4)$$

Общая длина миграции нейтронов при замедлении и диффузии определяется, как:

$$L_{n,\Sigma} = L_{n,z}^2 + L_{n,d}^2. \quad (7.4.1.5)$$

Общая длина миграции нейтронов и образующихся при их поглощении вторичных гамма-квантов определяется как

$$L_{n\gamma\Sigma} = L_{n.\Sigma}^2 + L_{n.\partial}^2 + L_{n.\gamma}^2, \quad (7.4.1.6)$$

где  $L_{n\gamma}$  – средняя длина миграции гамма квантов.

К числу важнейших нейтронных характеристик относят также коэффициент диффузии ( $D_n$ ), время жизни ( $\tau_n$ ) и нейтронопоглощающую активность ( $A_n$ ), определяемые следующим образом:

$$D_n = \frac{u_n}{3 \cdot \Sigma_{n.p}}, \quad (7.4.1.7)$$

$$A_n = u_n \Sigma_{n.\Sigma}, \quad (7.4.1.8)$$

$$\tau_n = \frac{1}{A_n}, \quad (7.4.1.9)$$

где  $u_n$  – скорость тепловых нейтронов (для стандартных условий – 2200 м/с [10]).

Нейтронные параметры горных пород и пластовых флюидов существенно зависят от концентрации ядер водорода, характеризуемой водородным индексом или водородосодержанием ( $W$ ). Водородосодержание определяется как отношение концентрации атомов водорода в исследуемой среде к их концентрации в пресной воде.

Учитывая, что водородосодержания углеводородов (нефти, газа, конденсата) очень близки, взаимозависимость суммарного водородосодержания коллектора  $W_\Sigma$  и его компонент определяется формулой:

$$W_\Sigma = (1 - K_\Pi) (1 - C_{\Sigma l}) \cdot W_{ск} + (1 - K_\Pi) \cdot C_{\Sigma l} \cdot W_{\Sigma l} + K_\Pi \cdot W_в (1 - K_{H.G}) + K_\Pi \cdot K_{H.G} \cdot W_{н.г} + \Delta W, \quad (7.4.1.10)$$

где  $W_{ск}$ ,  $W_{\Sigma l}$ ,  $W_в$ ,  $W_{н.г}$  – водородосодержания скелета коллектора, глины, воды, углеводородов;  $K_\Pi$ ,  $K_{H.G}$  – коэффициенты пористости и нефтегазонасыщенности;  $C_{\Sigma l}$  – объемная глинистость.

Поправка  $\Delta W = \Delta W_{пл} + \Delta W_{лит} + \Delta W_{Cl}$  учитывает влияние плотности  $\Delta W_{пл}$ , литологии пласта  $\Delta W_{лит}$  и хлорсодержания  $\Delta W_{Cl}$ .

При отсутствии водорода в скелете горной породы  $W_{ск} = 0$ , малой глинистости  $K_{\Sigma l} = 0$ , насыщении пор либо углеводородами  $W_{н.г} = W$ ,  $W_в = 0$ , либо водой  $W_в = W$ ,  $W_{н.г} = 0$  водородосодержание пропорционально коэффициенту пористости.

#### 7.4.2. Стационарный нейтрон-нейтронный метод

Нейтрон-нейтронный метод предполагает облучение пород быстрыми нейтронами и их регистрацию после замедления. В практике ГИС используются две модификации метода, основанные на регистрации тепловых (ННК-Т) и надтепловых (ННК-НТ) нейтронов.

Зонд для ННК включает источник нейтронов и находящийся на фиксированном расстоянии от него (длина зонда) детектор нейтронов. Источник и детектор разделены экраном, препятствующим регистрации прямого нейтронного и гамма-излучения источника.

Основным информативным эффектом метода является замедление нейтронов, определяемое концентрацией в горных породах ядер водорода (водородным индексом или водородосодержанием  $W$ ). В серийной скважинной аппаратуре расстояния между

источником и детектором нейтронов (длина зонда) обычно составляет 35–55 см. В этих условиях (так называемые «послеинверсионные» зонды) показания ННК уменьшаются с ростом величины  $W$ . Для таких зондов показания ННК обратно пропорциональны логарифму водородосодержания. Линейность этой связи сохраняется в диапазоне значений  $W$  от 0.02 до 0.5.

На фоне этого фактора существенно сказывается эффект поглощения. Степень воздействия данного эффекта определяет различия между модификациями ННК-т и ННК-нт.

Сечения рассеяния нейтронов для большинства породообразующих элементов существенно больше, чем сечения захвата. Поэтому надтепловые нейтроны быстро теряют энергию, переходят в разряд тепловых и относительно долго пребывают в состоянии диффузии. Вследствие этого:

- интенсивность регистрируемого методом ННК-т излучения существенно больше, чем ННК-нт;
- на показания ННК-т влияют не только замедляющие, но и диффузионные и поглощающие свойства горных пород, определяемые коэффициентом диффузии и времени жизни тепловых нейтронов.

Основным поглощающим компонентом породы является высокоминерализованная пластовая вода. Это связано с аномальной поглощающей способностью содержащегося в ней хлора. Хлор уменьшает плотность тепловых нейтронов и снижает показания в водоносных пластах по сравнению с нефтеносными. Таким образом, преимуществом ННК-т является его более высокая информативность. Однако в ряде случаев это затрудняет однозначное разделение пород по водородосодержанию.

Общим недостатком всех модификаций ННК является влияние ствола скважины, которое наиболее существенно для модификации ННК-т. Не менее важным недостатком метода является значительно меньшая, чем у НГК, глубинность. Это ограничивает применение метода в обсаженных скважинах.

### 7.4.3. Стационарный нейтронный гамма метод

Стационарный нейтронный гамма метод (НГК) предполагает облучение горных пород стабильным источником быстрых нейтронов ( $E_n$  энергии порядка 3–5 МэВ) и регистрацию возникающего при этом гамма-излучения. Зонд для НГК включает источник нейтронов и находящийся на фиксированном расстоянии от него (длина зонда) детектор гамма-излучения. Источник и детектор разделены экраном, препятствующим регистрации прямого нейтронного и гамма-излучения источника.

Основной вклад в регистрируемое гамма-излучение дает радиационный захват нейтронов ядрами элементов горных пород и вещества скважины. Радиационному захвату предшествует замедление и диффузия нейтронов в скважине.

*Интегральная* модификация стационарного НГК предполагает измерение суммарной интенсивности гамма-излучения всех энергий. Этот параметр зависит от замедляющих и поглощающих свойств горных пород и их плотности.

Основным информативным эффектом метода является замедление нейтронов, определяемое водородосодержанием  $W$ . В серийной скважинной аппаратуре расстояния между

источником нейтронов и детектором гамма-квантов (длина зонда) составляет 50 см и более. В этих условиях («послеинверсионные» зонды) показания НГК уменьшаются с ростом величины  $W$ . Поэтому показания НГК максимальны в плотных разностях, нефтегазо-насыщенных породах (среды с аномально низким водородосодержанием) и уменьшаются с ростом глинистости пород и водонасыщенности порового пространства.

Дополнительный вклад в показания НГК вносят процессы поглощения нейтронов, в основном определяемые содержанием хлора в пластовой воде. Влияние этого фактора имеет специфику по сравнению с ННК. С одной стороны, наличие хлора приводит к уменьшению плотности тепловых нейтронов. Соответственно уменьшается количество захватов нейтронов и обусловленное захватами испускание гамма-квантов протекает с меньшей частотой. С другой стороны, количество гамма-квантов, приходящихся на один захват для хлора, существенно больше, чем для водорода. Причем при малой пористости превалирует первый из названных эффектов и показания НГК в водоносных пластах меньше, чем нефтегазоносных. При высокой пористости показания НГК в водоносных пластах, наоборот, максимальны.

При малой ( $C_m$  до 100 г/л) минерализации воды воздействие этого фактора невелико. В этом случае нефте- и газонасыщенные породы практически не отличаются по нейтронным свойствам. Колонны обсадных или насосно-компрессорных труб, элементы подземного оборудования уменьшают интенсивность гамма-излучения радиационного захвата. Поэтому показания НГК при прочих равных условиях в обсаженной скважине меньше, чем в открытом стволе, и занижены в интервалах НКТ, фильтра пакера и пр. Увеличение количества жидкости в стволе также приводит к уменьшению показаний НГК.

#### **7.4.4. Импульсный спектрометрический нейтронный гамма метод («С/О–каротаж»)**

Данный метод называют также методом неупругого рассеяния быстрых нейтронов (ГИНР). Его сущность состоит в облучении породы импульсами нейтронов высокой энергии (порядка 14 МэВ) и регистрации энергетического спектра вторичного гамма-излучения неупругого рассеяния. При неупругом рассеянии нейтрон отскакивает от бомбардируемого ядра вещества, возбуждает его и ядро испускает так называемое неупругое гамма-излучение, по энергии которого оценивают состав вещества. При активации углерода образуются гамма-кванты с энергией около 4.4 МэВ, а на ядре кислорода – с энергией около 6 МэВ. Импульсы испускания быстрых нейтронов при исследованиях создают с помощью скважинного генератора нейтронов путем ускорения ионов дейтерия, бомбардирующих мишень из трития. Использование разных временных окон при регистрации позволяет различать гамма-излучение от разных типов взаимодействия, т.к. неупругое гамма-излучение возникает и может быть зафиксировано фактически только в процессе нейтронной посылки (порядка 10 мкс).

Параллельно регистрируется гамма-излучение радиационного захвата быстрых нейтронов (ГИРЗ), для которого неупругое гамма-излучение является помехой (фоном). Поэтому его, наряду с естественным гамма-излучением, вычитают из общего спектра. По полученному таким образом чистому спектру неупругого рассеяния оп-

ределяют относительное содержание углерода (С) и кислорода (О) в породе или их отношение С/О. Содержание углерода связано с наличием в среде углеводородов (нефти, газа, конденсата). Содержание кислорода обусловлено присутствием воды и окислов в минеральном скелете.

Таким образом, отношение этих параметров является функцией соотношения их концентраций. Оно зависит от пористости, литологии и нефтенасыщенности пород. Эффективность изучения этих параметров не зависит от минерализации пластовых вод.

Технология подобных измерений является достаточно сложной. Излучатель нейтронов работает в импульсном режиме. Длительность импульса составляет около 10–20 мс, период излучения импульсов – 50–100 мс. Поскольку длительность процесса замедления нейтронов не превышает первых микросекунд, спектры гамма-излучения регистрируются в процессе излучения импульса. В процессе измерения наряду с информативным спектром неупругого рассеяния нейтронов регистрируется фоновый спектр гамма-излучения захвата и наведенной активности. Фоновый спектр связан с нейтронами, образовавшимися в процессе текущего и предшествующих импульсов. Для регистрации фонового спектра производят периодические (раз в несколько секунд) измерения гамма излучения при выключенном генераторе.

Чтобы обеспечить достаточную достоверность измерения спектра, скорость записи должна быть не более 100 м/час.

Недостатком метода является присутствие в породах элементов с близким к изучаемому энергетическим спектром вторичного гамма-излучения.

Так, полоса спектра углерода достаточно узкая. Энергия гамма-квантов неупругого рассеяния составляет  $E_{\gamma}=4.43$  МэВ, микроскопические сечения взаимодействия  $\sigma_n=164.5$  мб (миллибарн).

При неупругом рассеянии на атомах кислорода (О) наиболее вероятно образование гамма-квантов с энергией  $E_{\gamma}=6.13$  МэВ ( $\sigma=283.8$  мб). Но одновременно вероятно возникновение гамма квантов с энергией  $E_{\gamma}=7.12, 6.92$  и  $3.68$  МэВ ( $\sigma_n=62.8, 47.7$  и  $69.1$  мб соответственно). Близкими спектрами характеризуются кальций (Ca) ( $E_{\gamma}=3.9$  и  $3.73$  МэВ,  $\sigma_n=47.7$  и  $113$  мб) и кремний (Si) ( $E_{\gamma}=6.89$  и  $5.9$  МэВ,  $\sigma_n=46.5$  и  $49$  мб). Этот эффект является серьезной помехой, так как при интерпретации необходимо учитывать степень карбонатности цемента скелета пород. С другой стороны, аномалии спектра, обусловленные присутствием в породах других, реже встречаемых элементов (Fe, Cl, S и др.), несут дополнительную информацию о литологии и коллекторских свойствах пород.

Глубинность метода меньше, чем у ННК (не более 10–12 см), что делает его использование для оценки текущей насыщенности в обсаженных скважинах весьма проблемным.

#### 7.4.5. Импульсный нейтрон-нейтронный метод

При импульсном нейтрон-нейтронном методе породу облучают прерывистым потоком быстрых нейтронов, а в перерывах между циклами облучения изучают динамику изменения параметров поля нейтронов во времени. Плотность тепловых нейтронов  $N_n$  убывает со временем  $t$  по экспоненте. Основными количественными характеристиками этого

процесса являются среднее время жизни тепловых нейтронов  $\tau_n$  и коэффициент диффузии  $D$ . Величина  $\tau_n$  определяет темп временного затухания потока нейтронов:

$$N_n = N_{n\_нач} \cdot \exp(-t/\tau_n). \quad (7.4.5.1)$$

Величину, обратную времени жизни, называют декрементом временного затухания

$$\lambda_n = -d(\ln N_n)/dt = \tau_n^{-1}. \quad (7.4.5.2)$$

Величина  $D$  определяет динамику изменения во времени пространственного распределения нейтронов, характеризуемую пространственным декрементом затухания:

$$\chi = D \cdot f(l, t)/dt, \quad (7.4.5.3)$$

где  $f(l, t)$  – функция ширины зоны распространения нейтронов в пространстве  $l$  и времени  $t$ .

#### 7.5. МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ РАБОТАЮЩИХ ТОЛЩИН ДРЕНИРУЕМОГО ПЛАСТА ПУТЕМ СПЕКТРАЛЬНОГО АНАЛИЗА ВЫСОКОЧАСТОТНЫХ СИГНАЛОВ АКУСТИЧЕСКОЙ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ ЭМИССИИ

Скважинные исследования на основе анализа спектральных характеристик шумов эмиссии у некоторых физических полей позволяют в процессе фильтрации в горной породе оценить тип дренируемого флюида и характер порового пространства в отдельных толщинах пласта. Обоснование наблюдаемых явлений было получено авторами путем физического и математического моделирования фильтрации жидкости и газа в породах в широком диапазоне изменения петрофизических свойств расходов фильтрации, а также для различных термобарических условий. С учетом выявленных закономерностей проведена также широкая апробация методов шумовой эмиссии в нефтяных и газовых скважинах (см. раздел 13.8).

Теоретические вопросы возникновения звука при движении потока жидкости впервые были рассмотрены еще в монографии Рэлея, 1877г. В 1973г. была опубликована работа McKinley R.M., Bower F.M., Rumble R.C. [11], посвященная информативности амплитудно-частотных спектров акустических шумов при изучении характеристик турбулентного движения флюидов в стволе и в заколонном пространстве эксплуатационных скважин. Эти результаты стали толчком для последующих многочисленных исследований в области применения пассивной акустики в нефтяной и газовой промышленности, включая исследования в России.

Появление сигналов шумовой эмиссии (в первую очередь акустической) обычно связывают с турбулентными процессами фильтрации флюидов в горных породах, или они вызываются движением продукции непосредственно в стволе скважины. Остановимся подробнее на изучении эмиссионных явлений в пластах.

В России низкочастотные (0.2-8.0кГц) записи пассивного акустического метода, ограниченные узкой частотной полосой регистрации шума в 0.05–2.0 кГц, применяются в эксплуатационных скважинах начиная с 80-х годов прошлого века. Основной целью этих измерений является косвенная оценка интенсивности и зон притока пластовых флюидов в ствол, выявление интервалов заколонных перетоков газа, обнару-



жение негерметичности обсадных труб или других технических нарушений подземного оборудования [12–15].

С появлением технической возможности для широкополосной регистрации волновых акустических и других сигналов шумовой эмиссии в скважинах на практике начался реализовываться способ исследования, основанный на количественной обработке и анализе спектров амплитудно-частотных характеристик (АЧХ) сигналов [12, 16–18]. В частности, доступными для скважинных исследований стали и высокочастотные (ВЧ) диапазоны акустических шумов (5–100 кГц), что позволяет изучить информативность метода пассивной акустики при оценках характера фильтрации и типа порового пространства пород.

На практике при анализе шумовых сигналов основой для выполняемых по АЧХ оценок параметров работы скважины или пласта обычно служат различные эмпирические связи, полученные для потоков газовых смесей с использованием простейших имитационных установок, либо же установленные в условиях фактической эксплуатации [13, 16].

Также на эмпирическом уровне были изучены открытые Ипатовым А.И. [19] явления возникновения шумов электромагнитной эмиссии, образующихся в процессе движения пластовых вод или их смесей через трубное или внутрипластовое пространство работающих нефтяных и газовых скважин. Данные эффекты связывались автором с образованием электрокинетических зарядов (зарядов фильтрации) у молекул воды и их перемещением в процессе движения флюидов по поровому пространству пород [17]. Оказалось, что АЧХ сигналов электромагнитной эмиссии хорошо согласуются с условиями образования турбулентности потоков. Далее, в процессе развития технологии исследований волновых полей для ВЧ-диапазонов сигналов электромагнитной эмиссии непосредственно на образцах горных пород была установлена взаимосвязь амплитудно-частотных спектров (АЧС) и характеристик фильтрации флюидов. Однако, в связи со слабой научно-теоретической обоснованностью и достаточно редкой в России практикой применения указанных методов в их спектральных модификациях, пассивные акустические и электромагнитные исследования до недавнего времени рассматривались на производстве лишь в качестве вспомогательных методов каротажа продуктивности. В данной области наблюдается явное несоответствие потенциальных возможностей методов измерения шумовой эмиссии и областью их применения.

Результаты ранее выполненных авторами исследований позволили предположить, что путем воспроизведения условий фильтрации на физических и математических моделях, можно более детально изучить связи АЧ-сигналов акустического и электромагнитного эмиссионных полей с петрофизическими характеристиками пород, а также со свойствами флюидов продукции. В связи с этим в 1999 г. компанией Schlumberger была инициирована специальная исследовательская программа по изучению и обоснованию факторов влияния пластовой фильтрации на АЧ-спектры (АЧС) сигналов акустической и электромагнитной эмиссии. Данная работа была выполнена в РГУНГ группой российских специалистов под руководством проф. Ипатова А.И. [20–21].

Изучение явлений шумовой эмиссии в процессе фильтрации флюидов включало:

- серию экспериментов с кернами пород и различными имитаторами пород и элементов скважины на модифицированной петрофизической установке высокого давления – с регистрацией во времени специальными акустическими и электромагнитными датчиками полных волновых картин шумов фильтрации, преобразуемых при обработке в АЧС сигналов эмиссии;
- математическое описание и численное моделирование с воспроизведением условий фильтрации, соответствующих наблюдаемым в кернах акустическим и электромагнитным явлениям;
- апробацию способов пассивной акустической и электромагнитной локации фильтрационных шумов в нефтяных и газовых пластах – с регистрацией в скважинах реальных волновых картин с последующей обработкой соответствующих АЧ-спектров сигналов эмиссии и с сопоставлением их с результатами методов каротажа.

#### **7.5.1. Возникновение полей шумовой эмиссии при движении флюидов в пластах и скважинах**

Шумовая эмиссия акустических или других физических полей в пластах и скважинах вызывается различными процессами дестабилизации их исходного состояния. Наиболее ярким примером возникновения нестационарных полей эмиссии акустических и электромагнитных полей в породах является фильтрация флюидов, образуемая при эксплуатации.

Традиционно основные исследования различных импульсов поля давления и создаваемых ими акустических шумов были связаны с трубным пространством эксплуатационных скважин. Шумы фильтрации в самих пластах изучались в меньшей степени. Полагалось, что метод пассивной акустики (так называемая «шумометрия») будет достаточно информативен для оценки профиля притока продукции в скважину (даже в случае, когда лифтовые трубы опущены ниже интервалов перфорации). Оценки дренируемых толщин продуктивного пласта по относительно слабым акустическим шумам (на фоне интенсивных шумов в самой скважине) выглядели (в отсутствии широкополосного способа регистрации волновых сигналов) малоэффективными.

Шумы, вызываемые движением флюидов в поровом пространстве пород (см. рис. 7.5.1.1), могут быть значительными (особенно при наличии газовой фракции). Но даже для относительно низких значений граничных чисел Рейнольдса  $Re_{кр}=1+12$  (согласно Щелкачеву В.Н. [22] и др.) движение флюидов в поровых каналах уже приобретает турбулентный характер, что существенно отличает эти потоки от движения в гладких трубах. Кроме того, шумы в поровом пространстве дренируемого пласта или в цементном камне заколонного пространства скважины могут создаваться не только при турбулизации потока благодаря вихревым эффектам, возникающим на краях каналов, но и вследствие акустических колебаний непосредственно в микрорезонаторах (порах) горной породы, а также вследствие пульсаций потока, формирующихся за счет упругости самого порового пространства.

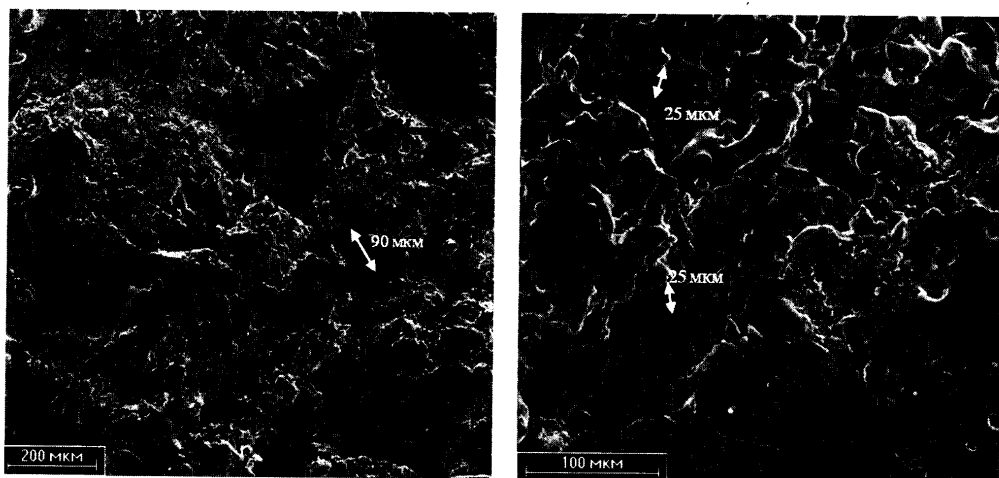


Рис. 7.5.1.1. Иллюстрация поровых каналов для одного из образцов ядра (при разном увеличении способом электронной микроскопии). Стрелками показаны размеры пор в микронах

Для потоков в гладких трубах действует известная зависимость:

$$F = \frac{w}{\omega} = \frac{v}{\chi_F} \text{Re}^{0.75}, \quad (7.5.1.1)$$

где  $F$  – частота акустических шумов,  $\omega$  – длина волны,  $w$  – скорость,  $\chi_F$  – масштаб пульсаций.

Из этой зависимости следует, что для одинаковых каналов и типов флюидов (т.е. при постоянном масштабе турбулентных пульсаций) чем больше скорость потока, тем выше предельная «пиковая» частота акустической эмиссии. Для пористых сред образцов горных пород в экспериментах этого фактически не наблюдалось, т.к. с увеличением общего расхода фильтрации происходило перераспределение потоков в структуре порового пространства и возрастали потери давления на трение в каналах пор (преимущественно за счет охвата фильтрацией более мелких пор). Для зависимости (7.5.1.1) не соблюдалась стабильность параметра  $\chi_F$ , и, следовательно, эта формула не годится для описания рассматриваемых явлений в породах.

Обобщение данных эксперимента, полученных в шероховатых каналах и в порах пород, показало, что для значений пиковых частот  $F$  амплитудно-частотных (АЧ) спектров акустической эмиссии, равно как и для сигналов электромагнитной эмиссии, наиболее значимо влияние шероховатости поверхности и особенно формы каналов, влияние же от  $v$  обычно сказывается только на амплитуде сигналов  $A$ . Важным моментом в процессе фильтрации флюидов через мелкие поры является пульсационный характер течения за счет влияния сужений поперечных сечений капилляров. Места таких сужений то раскрываются под действием образующегося напора и перепада давления на них, то схлопываются, перекрывая сечение потока. Таким образом, течение флюидов в мелких порах приобретает импульсный характер, а высокочастотные колебания твердой фазы в узких каналах пор вносят определенный вклад в шумовую эмиссию пород при фильтрации.

### 7.5.1.1. Связь эффективных размеров пор и параметров фильтрации с амплитудно-частотными спектрами сигналов эмиссии

Амплитудно-частотные распределения сигналов пассивной акустики для образцов терригенной породы (рис. 7.5.1.2.b) близки по форме спектрам распределениям в образцах эффективных диаметров  $D$ , оцениваемых по ртутной порометрии (рис. 7.5.1.2.a) или по электронной микроскопии (см. рис. 7.5.1.1). В последнем случае с помощью компьютерной программы анализировалось распределение эффективных размеров видимых на снимках поровых каналов:

$$\lg(D) = f[\lg(F); (k/\mu)], \quad (7.5.1.2)$$

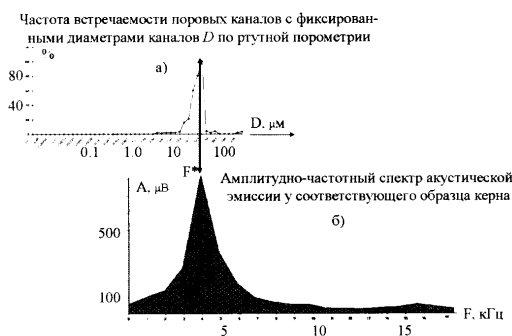


Рис. 7.5.1.2. Сравнение определенных методом ртутной порометрии эффективных диаметров поровых каналов  $D$  исследуемого керна с амплитудно-частотным спектром акустических шумов эмиссии, возникающих в образце высокопроницаемого керна при фильтрации газа. Частота пиковых шумов  $F^*$  обратно размеру генерирующих шумы каналов пор  $D$ . Пример показателен тем, что в структуре порового пространства данного образца преобладают каналы с примерно одинаковыми геометрическими размерами

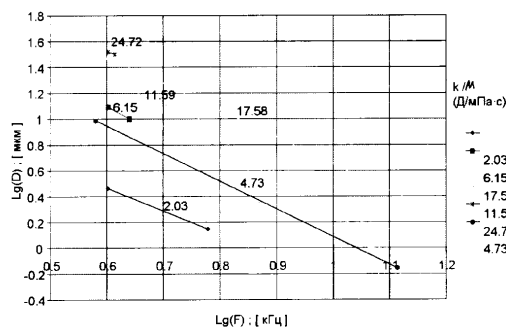


Рис. 7.5.1.3. Зависимости амплитудно-частотных характеристик сигналов пассивной акустики (частоты  $F$ ) от эффективных размеров пор  $D$ , экспериментально полученные для шести различных коллекций керна терригенных пород. Шифр кривых – подвижность, Д/мПа·с

где  $F$  [кГц] – значения пиковых частот сигналов акустической эмиссии для известных  $D$  [μм];  $k/\mu$  [Д/сПа] – гидродинамическая подвижность флюида в образцах.

Авторами по результатам исследований шести коллекций кернов была количественно оценена данная связь (рис. 7.5.1.3).

При количественной оценке выявленной связи у данного кросс-плота было получено:

$$D = \frac{10^6 (\lg k/\mu)^p}{F^v} \quad (7.5.1.3)$$

Эффективный диаметр  $D$  подобен масштабу пульсаций  $\chi_F$  в формуле (7.5.1.1) и характеризует длину генерируемой потоком волны акустической эмиссии  $\omega$  и соответствующую частоту  $F$  поля акустического шума. Согласно (7.5.1.3) следует, что с ростом параметра подвижности флюида (т.е. с ростом проницаемости  $k$ ) одному и тому же диаметру пор  $D$  будут соответствовать все большие частоты  $F$  акустического поля, генерируемого потоком флюида.

Таким образом, по амплитудно-частотной характеристике (АЧХ) спектра акустических шумов для проницаемой породы может быть оценена структура каналов (эффективный диаметр), преимущественно участвующих в процессе фильтрации (при известных  $k/\mu$ ), или, наоборот, при наличии данных о  $D$  можно оценивать параметр подвижности.

Упрощенная модель фильтрации флюида через породу по результатам анализа спектров акустических шумов выглядит как плоскопараллельный поток несмешивающегося флюида по отдельным группам каналов с фиксированными эффективными размерами пор ( $D$ ). Это позволяет выделять на наблюдаемых АЧХ соответствующее число «пиковых» частот  $F$ , которые могут быть условно увязаны с фиксированными  $D$ . При этом подвижность и проницаемость породы рассматриваются как интегральные величины для всего образца породы.

На рис. 7.5.1.4 показано сопоставление независимых оценок  $D$ , выполненных по результатам обработки АЧС зарегистрированных акустических шумов с использованием формулы (7.5.1.3) и методом обработки снимков электронной микроскопии.

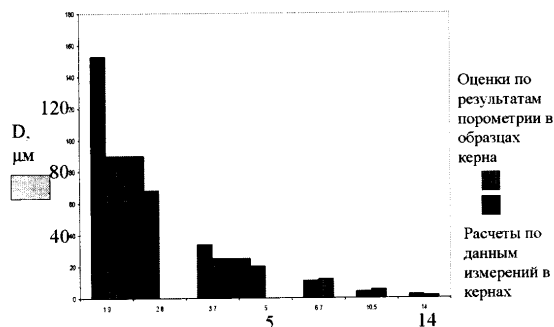


Рис. 7.5.1.4. Сопоставление оценок эффективных размеров пор  $D$  породы, полученных по данным прямым измерений методом электронной микроскопии, с результатами расчетов, выполненных по зависимости (7.5.1.3) на основании измерений амплитудно-частотных характеристик сигналов пассивной акустики (частоты  $F$ ) при фильтрации флюидов через образцы породы

### 7.5.1.2. Математическая модель процессов фильтрации и связь результатов моделирования с акустическими измерениями амплитудно-частотных спектров на образцах кернов (совместно с Ипатовым С.И., Городновым А.В.)

Остановимся теперь на результатах математического моделирования.

Были реализованы два подхода. *Первый подход* состоит в том, что изучалась генерация акустических волн при воздействии жидкостей на стенки мелких пор. Модель генерации акустических волн в одной поре включала две сферы радиуса  $R$ , соединенные каналом радиуса  $r$  и длиной  $l$ . Считалось, что жидкость движется ламинарно порциями из-за скачков давления  $\Delta P$  в поре и что движение жидкости не происходит, пока разность давлений не достигнет некоторого критического значения.

Относительное изменение объема жидкости зависит от сжимаемости поры ( $\beta_{\text{пор}}$ ). Изменение радиуса  $R$  можно выразить через величину  $a_R = R \cdot \beta_{\text{пор}} \cdot \Delta P / 3$  и  $a_R = c_a \cdot R \cdot (l + R)$ , где  $c_a$  одинаково для всех пор одного образца. Первое соотношение получено на основе изменения объема поры при поступлении порции жидкости. Характерное время между выбросами жидкости получено равным  $(64/3) \cdot \beta_{\text{пор}} \cdot \mu \cdot (l/R) \cdot (R/r)^3$ . Во всех этих расчетах были приняты следующие условия:  $l/R = 0.75$ ,  $\beta_{\text{пор}} = 0.8 \cdot 10^{-9}$  1/Па,  $\mu = 10^{-3}$  Па·с и  $\Delta P \propto (l + R)$ . Распределение радиусов  $R$  пор было взято согласно данным ртутной поро-

метрии. Рис.7.5.1.5.а иллюстрирует пример исходного распределения пор в образце, использованном для создания математической модели. В данном примере число пор максимально при  $D=2R=10$  мкм. Распределение имеет также локальные максимумы при 200, 0.7 и 0.07 мкм.

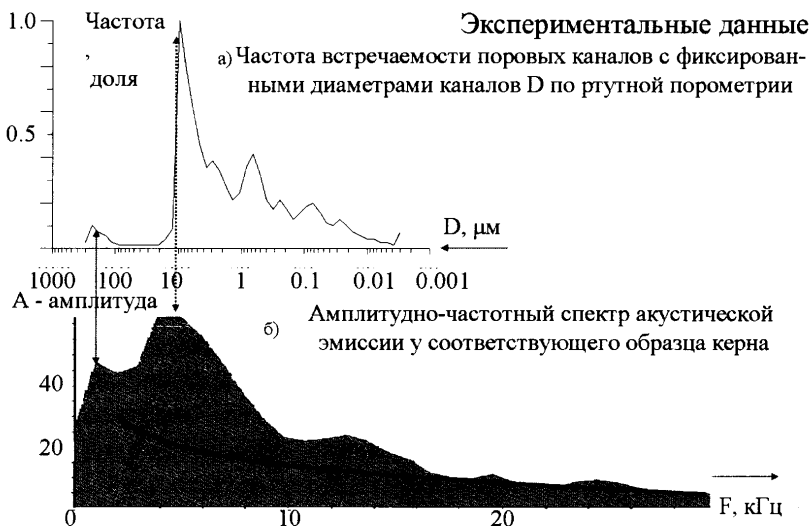


Рис. 7.5.1.5. Сравнение определенных методом ртутной порометрии эффективных диаметров поровых каналов  $D$  исследуемого керна (а) с амплитудно-частотным спектром акустических шумов эмиссии (б), возникающих в образце среднепроницаемого керна при фильтрации газа. Пример показателен тем, что в структуре порового пространства данного образца присутствуют каналы с несколькими различными типами геометрических размеров пор

Для первой серии расчетов для каждого значения диаметра пор  $D$  (при каждом расчете рассматривалось  $\sim 10^5$  различных значений диаметра) бралось  $n_x=10^3$  случайных значений  $x=R/r$  и рассматривалось нормальное (гауссовское) распределение  $x$  с дисперсией  $\sigma'$  и математическим ожиданием  $m'$ . Были проведены расчеты для нескольких пар значений  $\sigma'$  и  $m'$ . При  $\sigma'=12$  и  $m'=50$  максимум зависимости амплитуды  $A$  акустических волн от частоты  $F$  пришелся на частоту 5.1 кГц.

Для второй серии расчетов зависимости амплитуды  $A$  акустических волн от частоты  $F$  были получены при фиксированных значениях  $r$ . Если начальное распределение числа пор по диаметрам не являлось гладким, то при расчетах образовывались локальные максимумы. Если же брали гладкую кривую распределения диаметров пор, то и расчетные кривые становились гладкими. Поэтому для реального образца некоторые локальные максимумы, которые получены в эксперименте (рис.7.5.1.5.б), возможно вызваны тем, что реальное распределение пор по их диаметрам не является достаточно гладким. Сравнение результатов расчетов осуществлялось с экспериментальной зависимостью амплитуды от частоты – рис.7.5.1.5.а (полученной при физическом моделировании на лабораторной установке высокого давления), для которой определены максимум  $A$  при 5 и локальные максимумы при  $F = 13, 19$  и 24 кГц.

Второй подход математического моделирования состоял в том, что использовался принцип генерирования акустических волн вследствие турбулентности.

Выше было показано, что в условиях газожидкостного потока критические числа Рейнольдса для порового пространства пород существенно ниже, чем для труб, и могут составлять от 1 до 12. Рассматривая акустические волны, генерируемые одной порой, предполагалось, что радиус турбулентности равен  $L_F = R \cdot K_F$ , где  $R$  – это радиус поры, а  $K_F$  – это некоторый коэффициент (масштаб вихря). При анализе рассматривались значения  $K_F$ , равные 1, 1/4, 1/8, 1/16 и случай, когда  $K_F$  является функцией  $R$ .

Известно [23], что акустическая энергия  $E_{AK}$ , производимая единицей турбулентной массы за единицу времени, пропорциональна  $u_F^8 / (c^5 L_F)$ , где  $u_F$  – это скорость турбулентного движения, а  $c$  – скорость звука. Частота  $F$  таких акустических волн порядка  $u_F / L_F$ . Объем поры пропорционален  $R^3$ , а энергия, производимая одной порой, пропорциональна значению  $R^3 u_F^8 / (c^5 L_F) \propto u_F^8 L_F^2$ , если турбулентные зоны заполняют всю пору.

Авторы рассмотрели различные случаи, когда амплитуда акустических волн, производимых при турбулентности  $\alpha' \propto L_F^\beta$ , учитывает, что в больших порах турбулентные зоны образуются около поверхности поры, а не во всем объеме. Общая энергия  $E_{AK}$  акустических волн, производимых порами радиуса  $R$  на расстоянии  $R_l$  от центра скважины, пропорциональна  $R_l u^8 L^\beta$ . В расчетах были приняты следующие условия:  $\Delta P = 5 \cdot 10^6$  Па,  $k/\mu = 50 \cdot 10^{-15}$ ,  $\mu = 10^{-4}$  Па·с (газ и вода),  $r = 0.1$  м, расстояние от центра скважины  $R_l$  варьировалось от 0.15 до 1 м. Распределение по радиусам пор  $R$  бралось также по данным ртутной порометрии.

В первой серии расчетов варьировали значения  $K_F$ . При  $K_F = 1/4, 1/8, 1/16$  для  $\beta' = 2$  максимумы  $A$  были при  $F = 1.1, 2.4$  и  $4.6$  кГц. При уменьшении  $K_F$  значение  $F$ , соответствующее максимуму амплитуды, увеличивалось. Для этой серии максимум соответствует  $4.6$  кГц, но график зависимости  $A$  от  $F$  уже, чем при эксперименте. Для меньших значений  $\beta'$  графики шире, но даже при  $\beta' = 0$  он все же уже, чем экспериментальный график – рис. 7.5.1.5.6.

Во второй серии расчетов брались значения  $K_F = 1/8$  и  $\beta' = 2$ . Рассматривались распределения по радиусам  $R$  пор. Диаметры пор брались в следующих интервалах: 144–300, 54–113, 20–42 и 7.6–16  $\mu$ м. У каждого графика был один максимум  $A$ . В частности, для введенных выше диаметров пор он был при частотах  $F = 2.4, 5.9, 15.6$  и  $41.4$  кГц.

Сравнение графика, соответствующего исходному распределению пор и  $K_F = 1/8$ , показало, что наибольшие поры (144–300  $\mu$ м) вносят основной вклад в генерирование акустических волн, вызванных турбулентностью. Хотя число пор с диаметром 1–10  $\mu$ м было максимально, их роль в продуцировании акустических волн вследствие турбулентности мала.

В третьей серии расчетов брались значения  $K_F = 1$ ,  $\beta' = 2$  и был зафиксирован узкий пик в зависимости  $A$  от  $F$ . Показательно, что  $F_{max} D_{max} = const$ .

Для четвертой серии расчетов бралось исходное распределение пор по диаметрам. Обычно здесь получали два максимума  $A$  ( $A_{max}^l$  и  $A_{max}^r$ ), соответствующих  $F_{max}^l$  и  $F_{max}^r$ . Первый максимум был вызван порами с  $D \sim 200$   $\mu$ м, а второй – порами с  $D \sim 10$   $\mu$ м. Случай, когда  $\alpha' = 0.85$ ,  $\beta' = 2$  и  $D^* = 10$   $\mu$ м (критический для фильтрации размер пор), отличается от результатов эксперимента глубоким минимумом между двумя максимумами.

В пятой серии расчетов для амплитуды  $\alpha' \propto L_F^\beta$  (где  $L_F$  – радиус турбулентности) рассмотрен  $\beta'=1$  и следующие условия:  $K_F = L_F/R=1$  при  $D < D_*=2R_*$  и  $K_F = (R/5)^\alpha = (D/10)^\alpha$  при  $D > D_*$ . Здесь уже расстояние между максимумами было больше. Полученные графики не совпадали с результатами эксперимента, но они не противоречат им при условии, что основной вид зависимости  $A$  от  $F$  представлен первой моделью влияния жидкости на стенки пор.

В шестой серии расчетов варьировались значения  $\beta'$  и брались другие условия:  $\alpha'=0.25$  и  $R_*=0.6$ . Отношение  $A_{\max}'/A_{\max}^1$  было больше для меньших  $\beta'$ .

### 7.5.1.3. Сравнение результатов численного моделирования с экспериментальными данными

(совместно с Ипатовым С.И.)

Первая рассмотренная модель генерирования акустических волн при воздействии жидкости на стенки пор в случае гауссовского распределения отношения  $R/r$  (радиуса поры к радиусу канала соединяющего поры) позволяет получить главный максимум  $A$  при  $F = 5$  кГц и общую форму зависимости, схожую с экспериментальной зависимостью  $A$  от  $F$ , но за исключением отдельных локальных максимумов. Отклонения от нормального распределения  $R/r$  могут давать дополнительные локальные максимумы в общей зависимости  $A$  от  $F$ . Вероятно, что реальная модель генерации акустических волн под влиянием жидкостей на стенки пор лежит между двумя этими вариантами, но ближе к первому. Распределение пор по диаметрам может быть суперпозицией нескольких гауссовских распределений с различными значениями  $\sigma'$  и  $m'$ . В этом случае можно получить график, аналогичный рис.7.5.1.5.б, даже в рамках первой модели соответствующим подбором пар  $\sigma'$  и  $m'$  и их вклада в итоговый график (точнее, их вклада в генерацию волн). В действительности значения радиусов  $r$  узких каналов не могут быть одинаковыми, а рассчитанные выше графики зависимости  $A$  от  $F$  были очень чувствительны к изменениям радиуса канала  $r$ , соединяющего поры. Эти

графики были обусловлены порами диаметром около 10  $\mu\text{м}$ .

Для второй («турбулентной») модели и пор, соответствующих исходному распределению, получили примерно одинаковые максимумы при частотах 1 и 13 кГц, а также глубокий минимум между этими двумя максимумами. Эти результаты показывают, что турбулентная модель не может объяснить все экспериментальные данные, но позволяет объяснить локальные максимумы при частотах 1 и 13 кГц при условии, что основные акустиче-

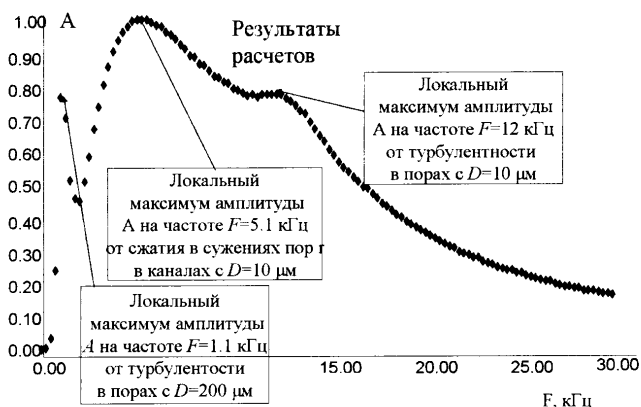


Рис. 7.5.1.6. Результаты математического моделирования амплитудно-частотного спектра акустических шумов эмиссии (для образца на рис.7.5.1.5). Аномалии амплитуды  $A$  связаны как с турбулентными процессами в крупных порах, так и с эффектами сжатия стенок пор в сужениях каналов – при импульсных прорывах флюида через сужения



ские волны все же генерируются при воздействии жидкости на стенки пор (т.е. согласно первой модели).

Поэтому далее были исследованы графики, полученные суммированием графика модели сжатия и графика для турбулентной модели. Оптимальным вкладом первой модели во вторую был признан вес, равный 75%.

Рассматривались случаи, когда варьировались параметры  $\alpha'$  и  $\beta'$ . В случае комбинирования  $\alpha'=0.25$ ,  $\beta'=0.5$  и  $D_*=1.2$  модель (рис. 7.5.1.6) дает максимум  $A$  при  $F$  5.1 кГц и локальный максимум при  $F$  1.1 кГц. Здесь также виден локальный максимум при 12 кГц, что в целом соответствует результатам эксперимента с образцами (рис. 7.5.1.5.6).

Таким образом, комбинация двух рассмотренных выше моделей позволяет объяснить наблюдаемый при физическом моделировании акустический эффект. В дальнейшем указанная синтетическая модель эффектов сжатия и турбулентности была подтверждена на нескольких других примерах (в том числе и с использованием искусственных эталонных образцов пористости и проницаемости).

Кроме этого, применялись образцы с калиброванными гладкими трубками-капиллярами. Фиксированный по диаметру капилляр микроканала генерировал в условиях турбулентного потока сухого с расходом газа 10 л/час возрастающую амплитуду акустического шума примерно на одинаковой частоте 0.45–0.5 кГц. При увеличении расходов потока газа через трубки до 100–200 л/час в картинке акустического спектра дополнительно проявлялись сигналы, связанные с возникновением «стоячих волн» вследствие резонанса самих трубок. Резонанс достигался в условиях вытекания на выходе из «сопла» трубок мощной струи газа (эффект «свистка»). Акустические сигналы, вызванные резонансом, уверенно фиксировались в диапазоне до 15 кГц на следующих частотах: 2.2, 4.4, 8.8 кГц (по расчетам эти частоты как раз соответствуют длине трубки порядка 10 см).

Однако из двух описываемых математической моделью механизмов генерирования сигналов акустической эмиссии для этих результатов мог иметь место только механизм, вызванный турбулентностью, который был смоделирован для следующих исходных данных:  $D=600$ ;  $\beta'=2$  (турбулентность по всему объему, а не только около стенок, как при  $\beta'=1$ ),  $K_F = D/r_F = 3.5$ , где  $r_F$  – радиус вихря. С учетом применявшихся ранее настроек при математическом воспроизведении процесса фильтрации в крупных порах было получено распределение амплитуды от частоты с оценкой пиковой частоты на 0.47 кГц. Таким образом, наблюдалась полная идентичность результатов моделирования с проведенным экспериментом.

#### **7.5.1.4. Электромагнитные эффекты, подтверждающие аналогию физических процессов у электромагнитных полей с изученными акустическими явлениями (совместно с Шумейко А.Э.)**

Поскольку многочисленными физическими экспериментами и измерениями в скважинах установлено, что фильтрация воды через пористую среду сопровождается как акустическими, так и электромагнитными шумовыми эффектами (спектры фиксируемых электромагнитных и акустических сигналов близки по форме и по частотным диапазонам), то в качестве причины возникновения электромагнитных эмиссионных полей были

рассмотрены эффекты, связанные с вихревыми и пульсационными движениями электрокинетически заряженных молекул воды (при этом аналогичные заряды фильтрации у молекул нефти и газа существенно меньше). Таким образом, похожесть акустического и электромагнитного спектров подсказывает существование одного источника образования обоих типов спектров. Предполагается, что основным источником являются колебания объема поры при фильтрации через него потока флюида. При этом колебания скелета поры передаются по объему образца и фиксируются как акустические колебания. С другой стороны, пульсации скорости потока порождают пульсации скоростей заряженных частиц, находящихся в потоке. Это сопровождается появлением переменной компоненты ЭДС в контуре приемной катушки индукционного датчика и образованием соответствующего спектра электромагнитных колебаний.

Для доказательства этой теории применялось математическое и физическое моделирование. В основу была положена статистическая модель порового пространства. Эта модель строилась исходя из информации о распределении величины пор в объеме образца и на основе данных об интегральном показателе проницаемости. При моделировании назначается объем достоверной выборки количества пор. Генератор случайных чисел обеспечивает последовательную выборку пор с различным диаметром из назначенного количества с присвоением текущей поре случайно выбранных пространственных координат. В результате образуется база данных, объемом порядка 10 Гб на образец, включающая в себя информацию о распределении заданного количества пор в объеме образца. Данная база содержит записи о пространственных координатах и диаметре поры. Все прочие значимые характеристики поры определяются через последовательность моделей, зависящих от диаметра поры. Геометрическая модель поры предполагает цилиндрическую форму поры и обратную пропорциональную связь между длиной и диаметром поры (согласно модели Фэта).

Такой подход пренебрегает сложностью формы реальных пустот и отдельных потоков, перетекающих между каналами, однако позволяет существенно упростить построение модели порового пространства. По условию задачи в модели фильтруется вязкая жидкость. Это потребует определения режима течения по  $Re$ . Предварительно известно [22], что для стандартной геометрии и типа течения флюида в каналах пласта критические числа Рейнольдса в несколько раз меньше ( $Re_{кри} \sim 10$ ), чем это бывает для гладких труб ( $Re_{кри} = 10^3 - 10^4$ ). Тогда при ламинарном течении соответственно получаем параболическое распределение скорости фильтрации в поперечном сечении поры.

Предполагается наличие двух типов элементов, несущих электрокинетический заряд в потоке. Это: 1) катионы и анионы, появившиеся вследствие растворения солей в воде и 2) собственно молекулы воды, представляемые в виде диполей. Наибольший вклад в величину наводимой индукции вносят поступательно движущиеся монополи и вращающиеся диполи.

Учитывалось влияние поступательно движущихся монополей разного знака и смещение нейтрального баланса суммарного заряда, связанного с поляризацией породы. Поляризация воды изменяется с нейтральной при отсутствии движения до некоторой, не равной нулю величины, при фильтрации вследствие распределения зарядов на поверхности каналов, образования двойного слоя и перераспределения ионов растворенных солей

по радиусу порового канала. Распределение скорости фильтрации по радиусу канала приводит к фильтрации перераспределенных ионов с различной скоростью и вследствие этого появлению некомпенсированного электрического заряда.

Рассмотрим также необходимость моделирования нестационарного течения в поровом пространстве. Обратим внимание, что при постоянной по времени скорости течения в поре мгновенные значения скоростей по всему объему образца остаются постоянными, т.е. и изменение потока индукции – величина постоянная. Следовательно, наводимая индукции тоже постоянна и многочастотный спектр изменения электродвижущей силы в катушке образоваться не может. При переменной по времени скорости фильтрации появляется спектр электромагнитных сигналов вследствие нестационарного движения некомпенсированного электрического заряда. Добавим к движущемуся потоку нестационарную компоненту, определив возможные изменения скорости потока в поре через оценку пульсации геометрии поры. Так как суммарное колебание скелета порового пространства воспринимается как акустический шум и фиксируется в процессе эксперимента, то остается связать параметры акустического сигнала с возможным колебанием объема поры (т.е. пульсации скорости фильтрующегося потока определяются по пульсациям объема поры, вызванного колебаниями скелета). Предположение о единой природе акустических и электромагнитных явлений при фильтрации определяет одну и ту же частоту колебаний для поры заданного диаметра.

Сигнал от пор одного диаметра воспринимается в точке положения акустического приемника как сумма сигналов одной частоты, но с разной фазой прихода. Фаза определяется расстоянием от поры до точки приема при постоянной средней скорости распространения акустической волны. Предполагаем одинаковый уровень амплитуды колебаний в порах одного диаметра и существование некоторого распределения уровня колебаний по диаметру пор. Тогда спектр акустических колебаний является суммой действия пор одного диаметра на определенной частоте с учетом фазы приходящего сигнала и пропорциональности сигналов разной частоты распределению амплитуд исходных сигналов по диаметрам пор.

В результате становится возможным построение относительного спектра акустических колебаний при некотором заданном распределении пор в объеме образца и при задании некоторого относительного распределения амплитуды механических колебаний каркаса пор в зависимости от их диаметра. Аналогично строится и относительный спектр электромагнитных излучений, учитывая, что суммарная пульсация ЭДС пор заданного диаметра пропорциональна пульсации скорости течения в поре, определенной частоте колебаний и некоторому выражению, зависящему от положения конкретной поры.

Результаты численного моделирования проверялись при проведении экспериментов по физическому моделированию на образцах керна с помощью петрофизической установки высокого давления. Сравнение результатов моделирования с экспериментальными данными показало удовлетворительную сопоставимость результатов. Таким образом, численное моделирование подтвердило первоначальную экспериментальную связь между диаметром пор и частотой колебаний, о чем свидетельствует полученное сов-

падение форм акустического и электромагнитного частотных спектров (при заданном соотношении диаметра пор и соответствующих частот).

Численно обоснована гипотеза о едином источнике образования электромагнитного и акустического спектров за счет синхронного колебания потока флюида и скелета пор.

Опробована статистическая математическая модель порового пространства.

### 7.5.2. Экспериментальное подтверждение моделируемых эмиссионных эффектов

(совместно с Петровым Л.П.)

Рассмотренные теоретические вопросы связи фильтрационных процессов в породе с образованием полей акустической и электромагнитной эмиссии были авторами дополнительно изучены в ходе экспериментов по физическому моделированию.

Перед проведением экспериментов петрофизическая установка, исходно позволяющая воспроизводить одно-, двух- и трехфазную фильтрацию флюидов в кернах пород при поддержании пластовых термобарических условий, была модифицирована и оборудована специальными датчиками (акустическими гидрофонами и электромагнитными сенсорами), а также системой телеметрии, позволяющей проводить регистрацию волновых данных непосредственно на компьютере.

Установка обеспечивала фильтрацию в рабочей камере различных флюидов (пресная или соленая вода, нефть, газ или их смеси) через коллекции образцов кернов пород (длиной до 1 м) в условиях высокого давления (до 60 МПа) и температуры (до 100°C) с различными дозированными расходами. Проскальзывание флюидов вне порового пространства кернов исключалось вследствие опрессовки образцов давлением.

Были применены датчики, отличные по геометрическим размерам, параметру индукции, резонансной частоте, параметру чувствительности, способам герметизации корпуса и способу крепления в камере установки. Акустические датчики были калиброваны. Проводилась одновременная регистрация частотных спектров по трем каналам. Датчики размещались либо внутри «бомбы» установки вне каналов движения флюидов, либо внутри металлической вставки, имитирующей обсадную колонну. Конструкция системы телеметрии исключала внешние наводки на сигналы от электрических помех. Исследуемый частотный диапазон составлял от 0.1 до 50 кГц, дискретность 2 мс, коэффициент усиления 100.

Для обработки волновых картин использовалась интерпретационная компьютерная программа. Визуализация исходных и обработанных записей позволяла проана-



Рис. 7.5.2.1. Пример сборки рабочей камеры лабораторной установки с акустическими и электромагнитными датчиками, измеряющими уровни шумов эмиссии в процессе фильтрации флюидов через поровое пространство кернов и через микроззор имитатора негерметичности цементного камня в скважине

лизировать характер изменений волновых картин для каждого из датчиков. Было установлено, что сигналы в диапазоне частот свыше 30 кГц малоинформативны. Учитывая, что калибровочные характеристики акустических датчиков имели индивидуальный характер, несколько осложненный резонансными явлениями, то при регистрации сигналов акустической эмиссии приходилось использовать программу компенсации аномалий резонанса.

Пример сборки рабочей камеры установки с датчиками проиллюстрирован на рис. 7.5.2.1. В качестве среды фильтрации в зависимости от задачи могли быть как образцы керна, так и специальные имитаторы внутрискважинного пространства (например, имитаторы микроканалов между цементом и обсадной трубой, имитаторы перфорации в скважине).

### 7.5.2.1. Основные результаты физического моделирования

Наиболее детально экспериментально были изучены явления, вызывающие при фильтрации в кернах акустическую эмиссию (шумовые эффекты). Форма и величина регистрируемых на спектрах АЧХ аномалий зависит в первую очередь от типа коллектора и от структуры его порового пространства. Спектры АЧХ сигналов акустической эмиссии, полученные для сухих образцов (см. рис. 7.5.1.2.б) с явно выраженными крупными каналами фильтрации и высокими проницаемостями  $k$  (см. рис. 7.5.1.2а), легко отличить от аналогичных результатов в породах с меньшими  $k$  и с более сложной структурой пор (с наличием средних и мелких пор – см. рис. 7.5.1.5).

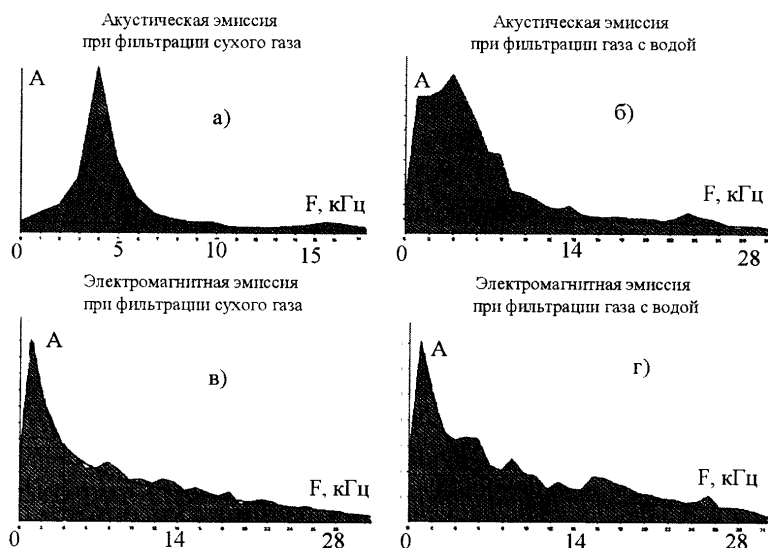


Рис. 7.5.2.2. Примеры регистрации спектров сигналов акустической и электромагнитной эмиссии для коллекции высокопроницаемых образцов керна песчаника при фильтрации как сухого газа, так газовой смеси. Сплошной линией на спектрах АЧХ показаны фоновые уровни шумов.

С другой стороны, в зависимости от физических свойств фильтруемых флюидов для одних и тех же образцов можно получить несколько отличные друг от друга картины спектров (при наличии сухого газа – рис. 7.5.2.2.а и влажного газа – рис. 7.5.2.2.б). Это в

первую очередь связано с распределением компонент двухфазного потока по различным каналам фильтрации. Еще показательнее будет искажение спектра электромагнитных сигналов с появлением в составе продукта фильтрации воды (рис. 7.5.2.2.в,г), что указывает на прямую зависимость интенсивности этого типа эмиссии от присутствия в каналах пор электрокинетически заряженных молекул воды. Однако чувствительность электромагнитных сигналов при тех расходах воды, которые возможно было воспроизвести в эксперименте (0.12 л/час), конечно, уступала чувствительности сигналов пассивной акустики при максимально допустимых расходах газа (100–200 л/час).

Основной задачей физического моделирования было изучение связей между наблюдаемыми на амплитудно-частотных спектрах сигналов акустической эмиссии значениями «пиковых» частот (т.е. частот, где на АЧ-спектрах фиксировались аномально высокие «пики» показания амплитуды) и условиями образования соответствующих шумов фильтрации в породах. Предполагалось, что чем меньше размеры каналов фильтрации, тем выше должны быть частоты генерируемых в них шумов.

За время проведения исследований для разных датчиков авторами выполнено более 700 регистраций. Полученные записи можно разделить на: 1) фоновые, 2) полученные в условиях стационарных процессов фильтрации, 3) полученные в условиях импульсных процессов движения. Исследования выполнены с применением шести разных коллекций кернов терригенных пород, характерных для коллекторов нефтяных месторождений Западной Сибири, четырех коллекций доломитов и известняков, а также двух – с использованием искусственных образцов-эталонов пористости и проницаемости. Диапазоны изменения петрофизических свойств кернов пород: пористости – от 10 до 24%, проницаемости – от 15 до 800 мД.

Большая часть образцов кернов была предварительно подробно изучена с привлечением методов ртутной порометрии и электронной микроскопии. Для этих образцов известен подробный минералогический состав и детализирована структура порового пространства.

Обычно в программу исследований на лабораторной установке входило:

- вытеснение из сухих кернов воздуха водой разной минерализации (0, 100, 200 г/л);
- вытеснение из кернов воды с помощью газа (воздуха или азота);
- повторное вытеснение из кернов газа с помощью воды разной минерализации;
- вытеснение из кернов воды с помощью нефти;
- вытеснение из кернов смеси воды и нефти с помощью газа;
- имитация движения пластовой воды, газа, нефти и их смесей по микроканалам в негерметичном цементном камне заколонного пространства.

Процесс вытеснения флюидов из кернов хронометрировался. Наиболее характерные явления были многократно повторены. По сигналам акустической эмиссии удалось экспериментально подтвердить некоторые уже известные эффекты. Например, наблюдался сдвиг спектра АЧХ в сторону низких частот при увеличении влажности газа. Установленная причина – повышение вязкости смеси газа. Также

была экспериментально изучена и подтверждена связь АЧХ эмиссионных шумов, генерируемых турбулентными потоками флюидов (как в поровом пространстве пласта, так и внутри имитатора колонны скважины) с гидравлическими потерями потока, его удельным весовым расходом, вязкостью флюида (т.е. с относительной шероховатостью  $l_{омн}$  и числом  $Re$ ).

Было установлено, что в исследуемом частотном диапазоне 0.1–30 кГц затухание амплитуды  $A$  регистрируемых полей с ростом частоты  $F$  сигнала происходит по экспоненциальному закону:  $A = A_{нач} e^{-F \psi_F}$ , где  $A_{нач}$  – величина неискаженного фонового сигнала, коэффициент  $\psi_F$  – некий декремент затухания изучаемых сигналов.

С учетом влияния  $Re$  и  $l_{омн}$  для движущихся потоков (при фильтрации):

$$\psi_F = f(\lambda) = f(l_{омн} / Re), \quad (7.5.2.1)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлических потерь потока флюида,  $l_{омн} = (l_{абс} / D)$  – относительная шероховатость,  $Re = G_j / (D \cdot \mu)$  – число Рейнольдса (отношение массового дебита  $G_j$  к динамической вязкости  $\mu$ , диаметру канала  $D$ ).

Увеличение критерия  $\psi_F$  приводит к росту угла наклона линейной зависимости (см. рис. 7.5.1.3):  $\ln(A) = f \psi_F$  или

$$\ln(A) = C_1 + C_2(l_{омн} / Re) - C_3 F = C_1 + C_2(l_{абс} \cdot \mu / G_j) - C_3 F, \quad (7.5.2.2)$$

где  $\bar{A}$  – относительная амплитуда (превышение фона),  $C_i$  – постоянные декремента.

При выводе зависимостей (7.5.2.2) использовались результаты ртутной порометрии. По данным ртутной порометрии оценивалась связь относительного расхода флюида  $\bar{G}_j$  от относительной площади пор  $S_j$  с фиксированными эффективными диаметрами  $D_j$  (для которых регистрировались скачки  $\bar{A}_j$  на частотах  $F_j$ ). Считалось, что наблюдаемые при экспериментах с известными образцами и с известными флюидами локальные изменения на зависимостях (7.5.2.2) – это исключительно влияние относительного расходного параметра  $\bar{G}_j = G_j / G_\Sigma$  (т.е. следствие изменения удельной массы флюида, протекающего через группу пор с фиксированными эффективными диаметрами пор  $D_j$ ).

Учитывая, что значение  $\bar{G}_j$  оценивалось по данным порометрии ( $S_j$ ), а значения  $G_\Sigma$  и  $\mu$  фиксировались при проведении эксперимента, то на основании измеренных  $\ln(A_j)$ ,  $F_j$  и оцененных  $G_j = \bar{G}_j \cdot G_\Sigma$  устанавливались значения коэффициентов  $C_i$ . Такие оценки, в частности, реализованы для случаев фильтрации газа по керну и фильтрации воды по керну.

При отсутствии фильтрации изучались АЧХ фоновых показаний. В частности, оценено влияние: а) плотности среды  $\gamma$  – для сигналов акустической эмиссии, б) удельного электрического сопротивления среды  $\rho_k$  – для сигналов электромагнитной эмиссии.

Минерализация воды влияет на проводимость электрических полей в окружающей среде и поэтому при регистрации способствует усилению электромагнитного эффекта.

Использование полученных связей на практике призвано позволить определять фазовые расходы  $G_f$  флюидов, фильтруемых в отдельных толщинах породы или движущихся по негерметичностям цементного камня.

Остановимся на некоторых характерных процессах, исследованных авторами при фильтрации флюидов в горных породах. Рассмотрим пример вытеснения газа водой при заводнении образцов керна, используя результаты регистрации на кернах сигналов эмиссии. В частности, оценивались следующие явления:

1. Фиксация движения воды в порах породы по сигналам электромагнитной эмиссии в изначально сухих кернах:

а) в отсутствие условий фильтрации воды по керну оцениваем фоновый замер (жирная линия на рис. 7.5.2.3);

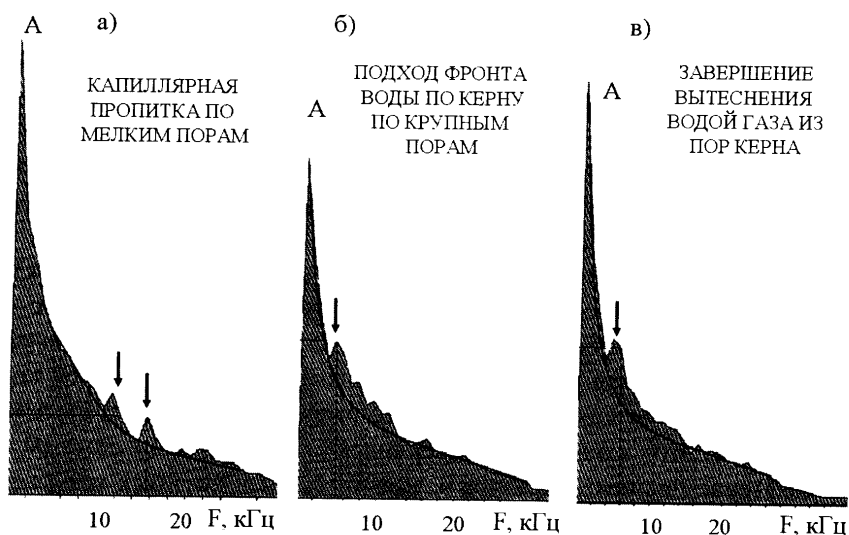


Рис.7.5.2.3. Фиксация по спектрам сигналов электромагнитной эмиссии характерной последовательности типов движения воды через изначально сухой керн. Изученный частотный диапазон: 1–30 кГц

б) после начала прокачки воды через некоторое время фиксируется пропитка кернов водой по наиболее мелким порам (пиковые частоты 12 и 16 кГц) – рис. 7.5.2.3.а;

в) затем отмечается подход «фронта» воды по средним и крупным порам – 5–11 кГц (рис. 7.5.2.3.б);

г) после наступления момента излива воды (т.е. когда образцы уже полностью заводнены) движение воды по керну обозначено преимущественно в крупных каналах – 4–5 кГц (рис. 7.5.2.3.в).

По показаниям АЧС электромагнитных сигналов вытеснение воды нефтью схоже с вытеснением газа водой, с той разницей, что нефть преимущественно заполняет крупные поры (как менее смачивающая фаза) и не обнаруживается в мелких порах.



2. Аналогичная фиксация движения воды по сигналам акустической эмиссии в порах породы была на пределе чувствительности применявшейся в эксперименте измерительной системы. Однако при совместном движении по породе воды и газа скорости вытеснения воды резко вырастали. При сравнении АЧС акустических и электромагнитных сигналов оказалось, что после начала вытеснения воды газом из образцов керна имеет место как совместное движение этих фаз в крупных каналах, так и поршневое выталкивание воды из мелких пор.

Фактически описанный метод регистрации позволил реализовать в условиях эксперимента мониторинг за изменением насыщенности образцов керна, что уже само по себе имеет перспективы для применения.

Другими экспериментами авторов были исследованы:

1. Сдвиг пиковой частоты у АЧС акустических шумов в область низких частот (НЧ) после того, как газом из порового пространства вытесняется основная часть воды и двухфазный поток переходит в поток практически сухого газа по крупным порам. Это вполне естественно, так как вязкость у воды выше, чем у газа.
2. Уменьшение диапазона пиковых частот, наблюдаемых в АЧС акустических шумов после падения пластового давления, что связано с постепенным перераспределением направленности потоков движения газа от крупных, средних и мелких пор преимущественно только в крупные поры керна.
3. Фиксация движения газа через насыщенные нефтью образцы керна по сигналам акустической эмиссии. В целом вытеснение газом нефти более затруднено, т.к. относительно большие молекулы нефти закупоривали мелкие каналы. Наблюдавшийся прорыв газа через насыщенный нефтью образец концентрировался в наиболее крупных порах, что вызывало появление на АЧС только пиковых НЧ. Этот же вывод подтвердился при визуальном осмотре испытанных нефтенасыщенных образцов – эффект осушки крупных пор был хорошо виден.
4. Влияние трещиноватости в образцах доломитов (средние  $k=400$  мД) на распределение частот в спектрах акустической и электромагнитной эмиссии при заводнении. Наличие трещин (при общей гранулярной пористости образцов) приводит к эффекту «смазки» (снижению шероховатости стенок каналов), в связи с чем пиковая частота в АЧС акустических шумов для газоводяного потока может не только не уменьшиться, но и несколько возрасти.

### **7.5.3. Оценка заколонных перетоков методами шумовой эмиссии**

Крайне интересные с практической точки зрения результаты авторам удалось получить при экспериментальном моделировании перетоков газа и воды различной интенсивности в заколонном пространстве по характерным каналам негерметичного цементного камня в обсадке скважин. Регистрация генерируемых перетоками флюидов сигналов велась в широком диапазоне частот как акустическими, так и электромагнитным датчиками.

С этой целью были разработаны конструкции соответствующих имитаторов. Отдельно изучалось влияние формы микроканалов и шероховатости стенок. Процесс движения флюидов воспроизводился последовательно через сборку ядра пород пласта и далее через образец с микротрещинами цементного кольца. В разных сериях измерений проницаемости ядра и параметры каналов зазора менялись, что позволило воспроизвести широкий набор скважинных условий ( $k = 15, 60$  и  $800$  мД, диаметр зазора  $D_{заз} = 15\text{--}100$  мкм). При фильтрации газа числа  $Re$  менялись от 12 до 7500, т.е. обеспечивали образование вихрей в микроканалах.

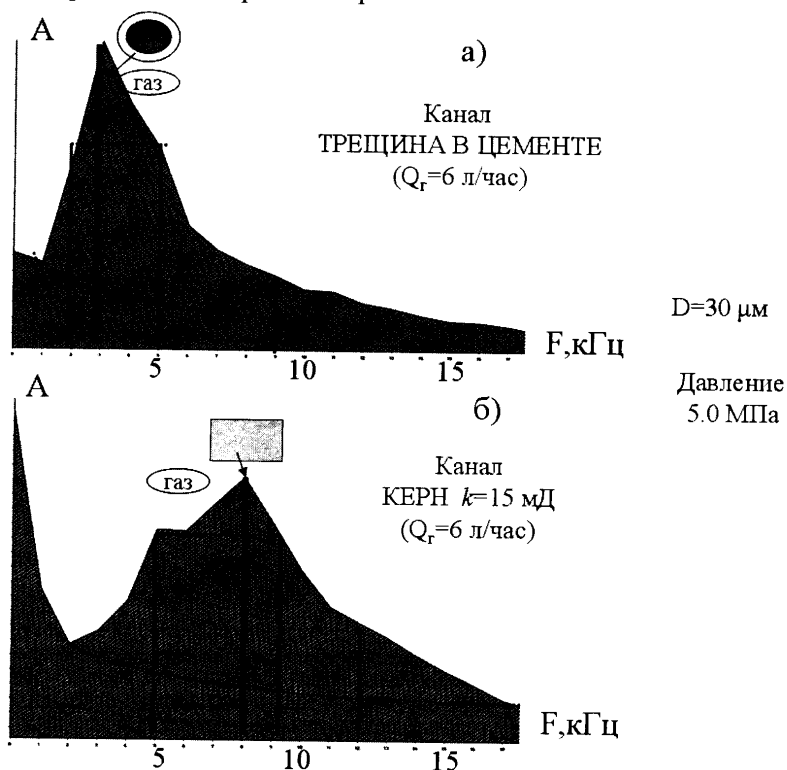


Рис. 7.5.3.1. Сопоставление АЧ-спектров для канала акустической эмиссии для моделей «трещина в цементе» (а) и «керна» (б). Расход фильтрации газа и прочие условия – идентичны

В связи с использованием в одной модели двух типов образцов каналов, спектры сигналов акустических шумов при фильтрации газа отличались друг от друга. Например, при кольцевом зазоре в 30 мкм (рис. 7.5.3.1а) максимальные шумы в АЧС наблюдались в более низкочастотной области, чем для образца низкопроницаемой ( $k=15$  мД) породы (рис. 7.5.3.1б) – 3 кГц вместо 8 кГц. Важно было оценить чувствительность методов спектральной регистрации к малым расходам газа. В частности, по спектрам АЧХ в области частот 2–5 кГц удалось зафиксировать перетоки с расходами  $0.5 \text{ л/ч} = 0.01$  нормальных  $\text{м}^3/\text{сут}$ .

Проиллюстрируем это следующим примером измерений на образце с щелью 30 мкм:

- 1) при минимальном дебите 0.1 л/ч заметного роста амплитуды акустического шума еще не наблюдается (рис. 7.5.3.2а);
- 2) начиная с расхода 0.5–0.9 л/ч (рис. 7.5.3.2б) рост амплитуды относительно фоновых показаний уже фиксировался;
- 3) еще при более значительном расходе (4 л/ч) рост амплитуды достигал 2-х и более кратного превышения над фоновыми значениями (рис. 7.5.3.2в).

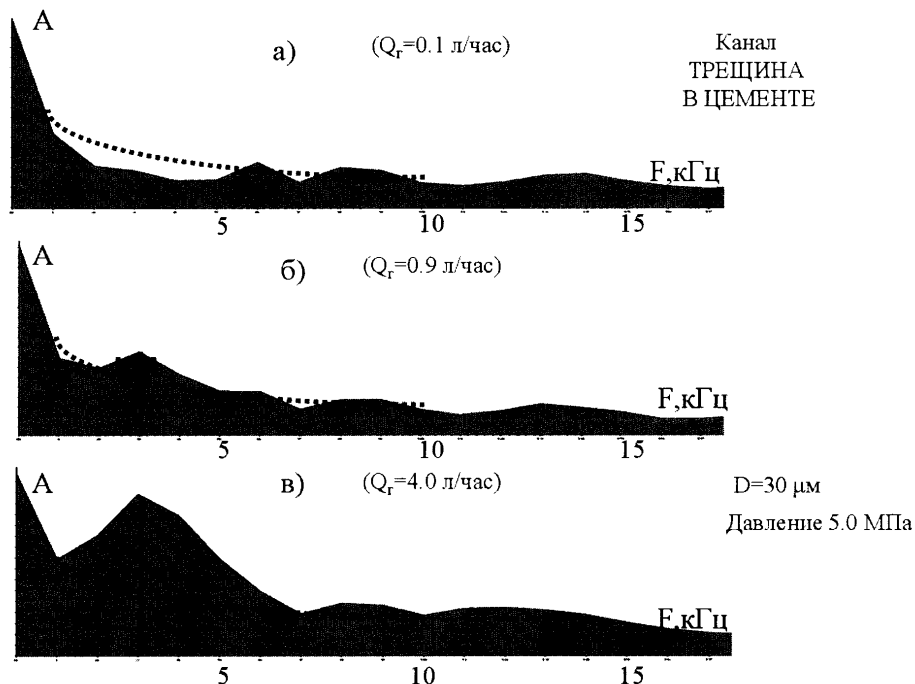


Рис.7.5.3.2. Сопоставление АЧ-спектров для канала акустической эмиссии для модели «трещина в цементе» при разных расходах фильтрации газа (0.1 л/час – а; 0.9 л/час – б; 4.0 л/час – в). Прочие условия – идентичны

В другом примере некоторое увеличение акустического шума (превышение над фоном – 20%) фиксировалось на частоте 7.5 кГц уже начиная с минимального расхода (0.1 л/ч), а с ростом интенсивности фильтрации сигнал усиливался и одновременно (из-за влияния на процесс вихреобразования различных шероховатостей на поверхности зазора) расширялся информативный частотный диапазон частот (6.5–15 кГц). В имитаторах микроканалов цементного камня использовались цилиндры цемента в металлическом корпусе с фиксированным кольцевым зазором от 15 до 50 мкм (см. рис. 7.5.2.1), для которых последовательно была воспроизведена фильтрация газа с расходами от 0.1 до 100 л/ч, воды – от 0.15 до 1.5 мл/мин, а также фильтрация воды вместе с газом.

Оба канала регистрации оказались достаточно информативными при измерениях (акустический – для потока газа (рис. 7.5.3.2) и электромагнитный – для потока воды и газа с водой – рис. 7.5.3.3). Регистрации проводились идентичными датчиками (как для образцов керна, так и для имитатора перетоков по микроканалам цементного камня) с соблюдением термобарических условий реальных скважин.

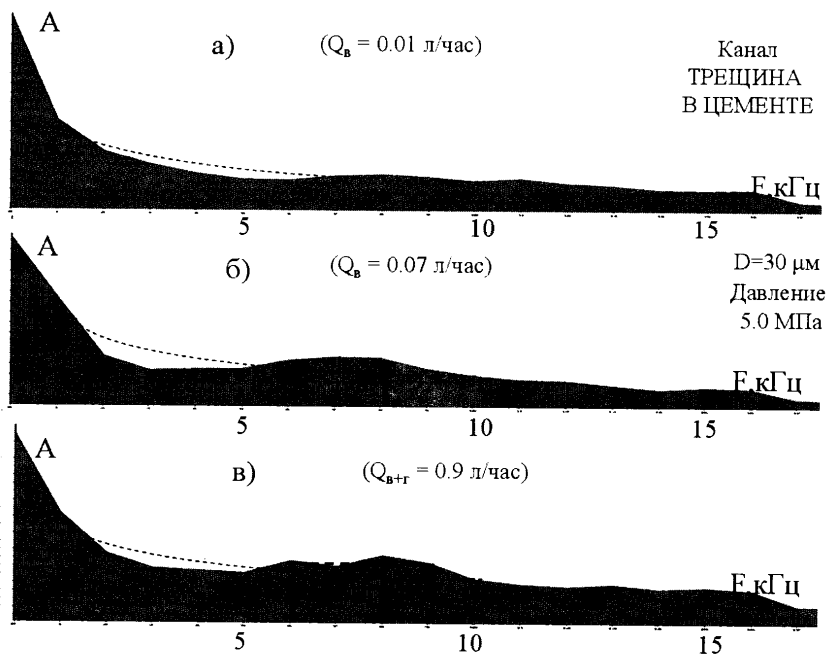


Рис.7.5.3.3. Сопоставление АЧ-спектров для канала электромагнитной эмиссии для модели «трещина в цементе» при разных расходах фильтрации воды (0.01 л/час – а; 0.07 л/час – б; 0.9 л/час – в). Прочие условия – идентичны

Еще одной задачей было моделирование перетоков воды по микроканалам. При увеличении расхода воды в имитаторе цемента до 1.5 мл/мин наблюдался 25% рост шумов в диапазоне 8–11.5 кГц одновременно как для акустического, так и электромагнитного каналов.

Чувствительность акустического сигнала к расходу газа в микроканалах зазора была выше, чем для керна (0.1 вместо 10 л/час), т.к. и размер микроканалов, и сама их проницаемость были больше, чем у образцов керна, а геометрическая форма – предпочтительнее. При фильтрации воды в зазорах чувствительность записей к расходу у обоих датчиков была примерно одинаковой (на уровне 1.5 мл/мин).

Таким образом, путем физического моделирования была установлена очень высокая *потенциальная чувствительность* АЧС акустической и электромагнитной эмиссии к обнаружению малых перетоков газа и воды (на уровне 2–8 л/сут). Однако надо иметь ввиду, что на практике в реальных скважинных условиях из-за различных шумовых факторов такие пределы чувствительности вряд ли будут достигнуты.

#### 7.5.4. Результаты математического и физического моделирования процессов образования акустической и электромагнитной эмиссии в породах

Лабораторными исследованиями процессов шумовой эмиссии за время экспериментов охвачены 12 различных коллекций образцов (как керна пород, так и искусственных эталонов пористости, проницаемости), 4 образца с искусственными микроканалами зазоров цементного камня, 2 имитатора притока флюидов в ствол. Всего

выполнено свыше 700 цифровых замеров. В качестве тестовых микроканалов применялись также нормированные по диаметру стеклянные капилляры. Основными способами предварительного изучения структуры порового пространства у образцов керна были ртутная порометрия и электронная микроскопия. Их результаты сопоставлялись с волновыми записями.

Путем физического и математического моделирования детально изучены причины возникновения акустических шумов в процессе фильтрации пластовых флюидов через поровое пространство пород или через микроканалы с различным типом зазоров между цементным камнем и обсадными трубами. Результаты физического моделирования использованы для настройки и экспертизы цифровой математической модели, учитывающей одновременно эффекты расширения-сжатия пор при импульсном прорыве флюида через межпоровые сужения, а также влияние турбулентности струй внутри крупных пор.

Дополнительно исследованы причины возникновения электромагнитных эмиссионных шумов, обнаруженных в процессе изучения фильтрации пластовых вод через образцы керна и через микроканалы зазоров цемента. Причины образования шумов электромагнитной эмиссии в целом взаимосвязаны с причинами образования акустической эмиссии. Дополнительным фактором электромагнитной эмиссии является исходный электрокинетический заряд у молекул воды.

Установлены эмпирические связи АЧХ сигналов акустической и электромагнитной эмиссии, образуемых при фильтрации флюидов в породах, с параметрами порового пространства и условиями фильтрации. Частота сигналов шумовой эмиссии в значительной степени зависит от неоднородности сечения поровых каналов, сжимаемости скелета мелких пор, т.е. отображает геометрический характер каналов фильтрации. Амплитуда связана с расходом и составом фильтрации. Информативность электромагнитных шумов связана с фильтрацией в пластах воды, акустических шумов – с фильтрацией любых флюидов.

В первом приближении увеличение амплитуды сигнала от акустической или электромагнитной эмиссии пропорционально квадратному корню отношения параметра подвижности к эффективному диаметру каналов фильтрации.

Информативный диапазон частот, характерный для отображения на АЧХ процессов фильтрации флюидов в породах, составляет от 1 до 20 кГц (наиболее информативны частоты 5–15 кГц). Породы с проницаемостью ниже 5–10 мД и эффективными диаметрами пор ниже  $D_{\text{эф}}=0.1\text{--}1\text{ мкм}$  – фактически не пригодны для изучения по АЧХ шумовой эмиссии.

#### ЛИТЕРАТУРА К ГЛАВЕ 7

1. Мамаев В.А., Одишария Г.Е., Клапчук О.В. и др. Движение газожидкостных смесей в трубах. М., Недра, 1978, 270 с.
2. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата. Справочное руководство. Том 1. Под редакцией Коротаева Ю.П., Маргулова Р.Д. – М.: Недра, 1984, 360с.
3. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Основы применения скважинной барометрии в промышленной геофизике. ГАНГ, М., 1997 г. (2-е издание – 1998 г.), 229 с.

4. Валлиулин Р.А. Термические исследования в процессе компрессорного освоения и опробования скважин. Нефтяное хозяйство, №4, 1988, с.25.
5. Массленников В.В., Ремизов В.В. Системный геофизический контроль разработки крупных газовых месторождений. М., Недра, 1993, 303 с.
6. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Кульгавый И.А., Марьенко Н.Н. Автоматизированная регистрация и обработка материалов ГИС-контроль в системе ГЕККОН-4.0. М., ИГ ГАНГ, 1995, 102 с.
7. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Марьенко Н.Н. Информационная автоматизированная система промыслово-геофизического контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений ГЕККОН+. М., ИГ ГАНГ, 1998, 104 с.
8. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Рыжков В.И., Афанасьева Л.А. Информационное обслуживание разработки месторождений на основе совместной интерпретации промыслово-геофизических, гидродинамических и промысловых данных в едином обрабатывающем комплексе. Геофизика, 2005, №2, с. 50–57.
9. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Методы анализа фазовых расходных параметров в газовых и нефтяных обводняющихся скважинах (Применение скважинной барометрии). М., ИРЦ Газпром, 1997, 84 с.
10. Резванов Р.А. Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин. М., Недра, 1982.
11. SPE N3999. The structure and interpretation of noise from flow behind cemented casing. Mc Kinly R.M., Bower E.M., Rumble R.C. JPT1973, N 3, p. 329–338.
12. SPE N6552. Theory and application of the borehole audio tracer survey. Britt E.L. GO International, Inc. Texas.
13. Тер-Саркисов Р.М., Захаров А.А., Левитский К.О. и др. Контроль за разработкой ГКМ при нагнетании сухого газа в пласт. Геофизические и гидродинамические методы. – М.: «Недра - Бизнесцентр», 2001, 194 с.
14. Исследования газовых скважин с помощью шумометрии. Коротаев Ю.П., др. Обзор ВНИИГазпром, 1983, 46 с.
15. Опыт изучения информативности канала пассивной акустики аппаратуры КСА-Т7 в эксплуатационных газовых и нефтяных скважинах Оренбургского ГКМ. Ипатов А.И. и др. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, № 12, 1994, с. 34–39.
16. Контроль за разработкой месторождений акустическим способом. Афанасьев Е.Ф. и др. Обзор ВНИИГазпром, 1987, 36 с.
17. Низкочастотная спектральная локация естественных электромагнитных полей в эксплуатационных обводняющихся скважинах. Ипатов А.И. ИГ ГАНГ, М., 1998, 76 с.
18. Николаев С.А. и др. АС СССР N 1477900.
19. Ипатов А.И. Патенты РФ: 1994, N 1624142 и 1995, 2078923.
20. Ипатов А.И., Городнов А.В., Ипатов С.И., Петров Л.П., Скопинцев С.П. Исследование амплитудно-частотных спектров сигналов акустических и электромагнитных шумов при фильтрации флюидов в горных породах. Геофизика, 2004, № 2.
21. Ипатов А.И., Городнов А.В., Петров Л.П., Скопинцев С.П., Шумейко А.Э. Апробация метода анализа амплитудно-частотных спектров сигналов акустического и электромагнитного шума при оценке фильтрации флюидов в породах. Каротажник, 2004, № 122, с. 51–66.
22. Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. – Ижевск: ННЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2001, 736 с.
23. Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М., Теоретическая физика, т.6, Гидродинамика, Москва, Наука, 1988, 409 с.

**8.1. НЕРАБОТАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ**

Близкие к стационарным условия исследований характерны лишь для малого числа объектов ГИС-контроля. В их числе наблюдательные неперфорированные скважины подземных газохранилищ и месторождений нефти и газа; реже – скважины, длительно простаивающие после эксплуатации или капитального ремонта. Аналогичные условия могут наблюдаться в зумпфе действующей скважины. Описание режима работы этих скважин как стационарного – весьма условно. Скорее это квазистационарная статика в большей части ствола, квазистационарная и нестационарная динамика в локальных аномальных интервалах (в пределах работающих толщин пластов, эксплуатируемых соседними скважинами, интервалов заколонных перетоков). В этих условиях разница в информативности исследования, обусловленная присутствием в скважине газовой фазы, минимальна и касается лишь некоторых локальных задач.

Наиболее характерные информативные признаки, лежащие в основе интерпретации ПГИ, и способы их использования перечислены в табл. 8.1.0.1 [1–8].

**ИНФОРМАТИВНЫЕ ПРИЗНАКИ ПГИ НА СТАЦИОНАРНОМ (СТЦ) РЕЖИМЕ***Таблица 8.1.0.1*

Задача	Используемые информативные признаки по методам	Критерии и методы интерпретации, ограничения и неоднозначности интерпретации по методам
1	2	3
Состояние, поведение и технологические параметры скважины		
Термобарические условия в скважине, параметры фонового поля $T$ и $P$	БМ, ТМ – изменение естественной температуры и ее градиента по глубине в связи - с дифференциацией горных пород по тепловым свойствам, обусловленной литолого-петрофизическими особенностями разреза (рис. 8.1.0.1) - с гидрогеологическими и тектоническими особенностями района	Измерение температуры и давления на заданных глубинах. Анализ термобарических условий в скважине. Оценка стабильности режима по неизменности во времени термобарических параметров. Использование результатов термических исследований для уточнения особенностей разреза скважины, уточнения гидрогеологических и тектонических особенностей района
Уровни раздела фаз в стволе	Методы оценки «приток-состава» – скачкообразное изменение значений измеряемых параметров на границах раздела фаз: жидкость-газ, вода-нефть (конденсат) – рис. 8.1.0.2, кривые 4, 5	Фиксация глубин, на которых имеют место резкие изменения измеряемых параметров. Уровень раздела «газ-жидкость» фиксируется наиболее четко из-за аномальных свойств газа

Продолжение таблицы 8.1.0.1

1	2	3
Профили плотности смеси, истинных и расходных содержаний фаз		
Плотность заполнителя ствола по БМ	БМ – зависимость градиента давления от плотности заполнителя ствола (кривая 3 на рис. 8.1.0.2)	Определение градиента давления дифференцированием барограммы. Расчет плотности заполнителя ствола
Перетоки и утечки по негерметичному заколонному пространству		
Движение жидкости и газа по негерметичному заколонному пространству	ТМ – отличие температуры в интервале перетока от геотермической. Наличие на термограмме экспоненциальных участков вне работающих пластов, связанных с теплообменом движущегося по стволу флюида с вмещающими породами (рис. 8.1.0.3). Присутствие признаков притока и поглощения в пределах отдающих и принимающих (пертекающий флюид) пластов, в том числе – аномалий дросселирования флюида в пределах отдающего пласта и канала перетока (рис. 8.1.0.3).	Выделение аномальных интервалов. Отличие знака эффекта дросселирования для жидкости и газа используется как информативный признак перетока, но при перетоке газожидкостной смеси оно является причиной неоднозначной интерпретации термограмм (неоднозначность усугубляется возможной неравномерностью дросселирования из-за влияния размеров и формы канала перетока). Анализ поведения температуры и ее градиента по глубине и определение направления движения флюида. При дебите перетока ниже 0.002–0.005 кг/с движение флюида не отражается на ТМ. При дебите выше 1 кг/с по ТМ можно определить лишь факт, но не направление перетока. Фиксация локальных аномалий ТМ, количественная обработка ТМ по специальным технологиям.
Геолого-технологические параметры пластов в разрезе скважины		
Насыщение пластов	НК-аномалии, обусловленные пониженным водородосодержанием (газоносные пласты), и наличием в пластовом флюиде элементов с аномальным сечением захвата нейтронов (CI)	В отсутствие достоверной информации о литологической характеристике и компонентном составе породы в оценке текущего насыщения возможны существенные погрешности
Работающие толщины пласта	ТМ – отличие температуры движущегося в пределах работающей толщины флюида от естественной (например, при нагнетании в пласты холодной воды, при дросселировании флюида и т.п.) ГК – наличие аномалий РГЭ.	Для уверенной интерпретации необходимо наблюдать динамику развития аномалий во времени

Обзор возможностей современного комплекса ПГИ для условий неработающей скважины позволяет сделать следующие выводы.

- Возможности ПГИ в неработающих скважинах существенно ограничены. Тем не менее, с помощью промыслово-геофизических методов удастся решать достаточно широкий спектр геолого-промысловых задач.
- Условия исследований наиболее благоприятны для определения местоположения и динамики движения контактов (ГЖК, ВНК), контроля обводнения, оценки текущего насыщения пластов, изучения процесса формирования вторичных залежей газа.
- Основная проблема ПГИ в подобных скважинах состоит в том, что условия проведения исследований не оптимальны для решения многих задач. При этом возможности целенаправленного выбора и регулирования условий ограничены или вовсе исключены.



- Еще одна проблема состоит в неоднозначном толковании аномалий вследствие одновременного воздействия на результаты геофизических измерений нескольких процессов (факторов). Эта проблема стоит особенно остро при изучении межпластовых перетоков по термограммам.
- Работа газоносных пластов повышает рельефность наблюдаемых температурных аномалий, но увеличивает неоднозначность интерпретации.
- Различие знака температурных аномалий при движении жидкости и газа затрудняет толкование результатов термометрии при перетоках газожидкостной смеси.
- Повысить однозначность интерпретации с помощью активного воздействия на скважину и пласты чаще всего невозможно. Это основной недостаток данного типа условий проведения ПГИ.

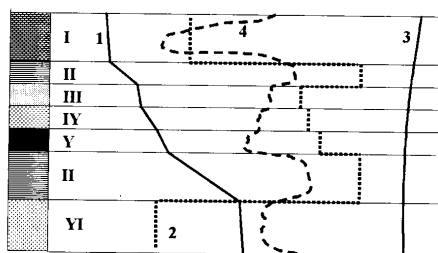


Рис. 8.1.0.1. Влияние дифференциации пород по тепловым свойствам на геотермическое поле и на восстановление температуры в скважине, простаивающей после искусственного теплового воздействия: 1 – геотермограмма; 2 – геотермический градиент; 3, 4 – термограммы в действующей и остановленной скважине; I – YI – пласты, отличающиеся по литологии и насыщению (I – известняк, II – глина, III–Y – газо(водо) нефтенасыщенный песчаник, YI – соль)

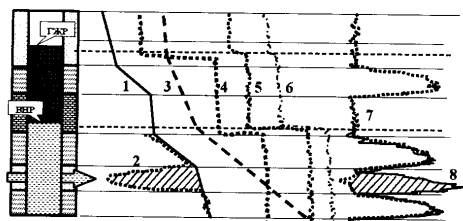


Рис. 8.1.0.2. Кривые ПГИ в неработающей скважине: 1 – геотермограмма; 2 – то же при влиянии закачки воды в продуктивный пласт; 3 – барограмма; 4 – диаграмма плотностемера (в единицах плотности); 5 – диаграмма дизькометра (влажмера) в единицах влажности; 6 – резистивиметрия в единицах проводимости; 7 – кривая ГК; 8 – то же при влиянии РГЭ в интервале закачки воды в продуктивный пласт

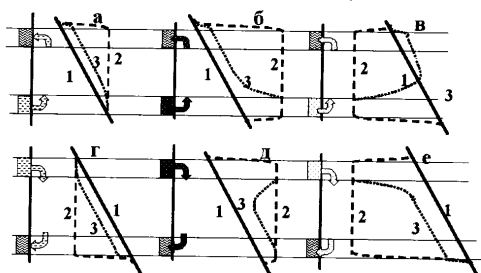


Рис. 8.1.0.3. Теоретические термограммы в интервале межпластовых перетоков в неработающей скважине: а, б, в – сверху вниз; г, д, е – снизу вверх; а, г – в отсутствие эффекта дросселирования; б, д – при положительном эффекте; в, е – при отрицательном эффекте; 1 – геотермограмма; 2, 3 – термограммы при высоком и малом дебите перетока

## 8.2. СКВАЖИНЫ, РАБОТАЮЩИЕ В СТАБИЛЬНОМ РЕЖИМЕ

Одним из основных способов исследований скважин этого типа является регистрация геофизических параметров при стабильном дебите. В этом случае можно использовать достаточно сложные и тонкие приемы обработки материалов ПГИ без необходимости воздействия на условия исследований. Арсенал подобных приемов достаточно богат и опирается на результаты многочисленных теоретических и экспериментальных работ, а также опыт промысловых измерений [1–8].

С другой стороны, этот тип объектов не исключает использования ряда специальных режимов исследований. В их числе кратковременная остановка скважины, ее пуск после непродолжительного простоя, резкое изменение режима эксплуатации (дебита, депрессии на пласты). В совокупности перечисленные способы дают большой набор информативных признаков и количественных связей для интерпретации материалов [9–10].

Основные из них перечислены ниже в табл. 8.2.0.1. Содержание таблицы касается наиболее благоприятных условий исследований. Это интервалы открытого ствола, участки перфорированного обсаженного ствола, интервалы фильтра, не перекрытые НКТ. Рассматриваемые условия проведения геофизических исследований наиболее типичны для газонефтяных и газоконденсатных скважин месторождений. В таблице подробно рассматриваются особенности интерпретации материалов ПГИ, обусловленные наличием газа в продукции скважины и продуктивных пластах.

**ИНФОРМАТИВНЫЕ ПРИЗНАКИ ПГИ НА РЕЖИМЕ УСТАНОВИВШЕЙСЯ  
ДИНАМИКИ (ДИН), НА РАЗНЫХ РЕЖИМАХ (РЕЖ),  
ПРИ ПУСКЕ (ПУС), ОСТАНОВКЕ (ОСТ) СКВАЖИНЫ**

Таблица 8.2.0.1

Таблица 8.2.0.1

Задача	Режим	Используемые информативные признаки по методам	Критерии, методы интерпретации, ограничения, неоднозначности
1	2	3	4
Технические параметры скважины			
Элементы конструкции скважины	ДИН	РМ – аномалии, обусловленные изменением сечения потока флюида в стволе	Анализ аномалий с привлечением информации об особенностях конструкции, режиме работы
		ПГИ – аномалии, обусловленные техническими параметрами элементов конструкции (например, влиянием на НК, ПЛ таких элементов конструкции, как: НКТ, пакер) – см. рис. 8.2.0.1	Аномалии методов оценки приток-состава характерны для газовых скважин с высокими скоростями движения потока (возможно неоднозначное толкование выявленных аномалий)
Состояние, поведение и технологические параметры скважины			
Термобарические условия в скважине	б) ОСТ	БМ, ТМ – изменение геотермической температуры и гидростатического давления под воздействием процессов в скважине и пластах, связанных с их эксплуатацией. Изменение температуры, обусловленное дифференциацией по глубине тепловых свойств пород (рис. 8.1.0.1) и заполнителя заколонного пространства (рис. 8.2.0.2)	Разновременные измерения давления. Сопоставление давления и температуры для серии нестационарных режимов.  Анализ аномалий с привлечением информации о литологии пород и качестве цементирования
Уровни раздела фаз, изменение структуры потока	ДИН РЕЖ ОСТ	ПГИ – изменение параметров по глубине, обусловленное изменением фазового состава заполнителя ствола, структурой многофазного потока, эффектом барботажа (рис. 8.2.0.3)	Фиксация скачков измеряемых параметров на границах смены состава и структуры заполнителя. Анализ изменения границ от режима к режиму и во времени (интерпретации препятствует движение флюида по стволу скважины)
Характеристика продукции	ДИН РЕЖ ПУС	ПГИ – изменение параметров в связи с изменением интенсивности, состава и структуры потока флюида в интервале выше продуктивной толщи (рис. 8.2.0.4).	Определение интегральных параметров потока в НКТ. Потенциальные возможности метода максимальны в газожидкостной среде из-за большой контрастности гидродинамических процессов.

и

Продолжение таблицы 8.2.0.1

1	2	3	4
Профили плотности и истинных и расходных фазовых содержаний			
Содержание воды по влагометрии	ОСТ ДИН	ВЛ – зависимость диэлектрической проницаемости заполнителя ствола от объемной влажности (рис. 8.2.0.4, кривая 2'; рис. 8.2.0.5, кривые 1', 3').	Расчет профиля влагосодержания по ВЛ (показания влагомеров существенно зависят от положения прибора в скважине и структуры потока, особенно при работе газожидкостной смеси).
Плотность заполнителя ствола по барометрии	ОСТ ДИН	7) БМ – зависимость градиента давления от плотности заполнителя ствола (рис. 8.2.0.4, кривая 2 <sup>0</sup> , рис. 8.2.0.5, кривая 5).	Приближенный расчет плотности (возможны ошибки из-за неучета изменения давления во времени). В высокодебитных газовых скважинах учитывают влияние гидравлических потерь (ошибки связаны с недостоверностью данных о скорости и вязкости компонент потока, шероховатости труб и др.)
Фазовый состав двухфазной смеси	ОСТ ДИН	БМ – зависимость состава смеси от плотности.	Определение плотности смеси по ПЛ или по градиенту давления (БМ), расчет объемного содержания фаз. Точность расчетов связана с надежностью учета факторов-помех (влияние газа лучше оценивать по БМ)
Фазовый состав трехфазной смеси	ОСТ ДИН	БМ, ВМ – зависимость состава смеси от плотности. Зависимость диэлектрической проницаемости заполнителя ствола от объемной влажности	Определение плотности газожидкостной смеси по ПЛ или по градиенту давления, определение объемной доли воды по ВЛ, расчет объемного содержания фаз (достоверность интерпретации обусловлена метрологией влагометрии)
Расходные фазовые параметры потока флюида в стволе	ДИН	РМ, методы оценки состава-притока – связь истинных, расходных фазовых характеристик потока и измеренных гидродинамико-геофизических параметров (расхода, давления, температуры, влажности и пр.) посредством известных теоретических и эмпирических зависимостей	Регистрация профилей параметров и их совместная количественная обработка для определения структуры, гидравлических потерь потока, истинных и расходных фазовых содержаний (достоверность результата зависит от точности исходных данных и надежности эмпирических связей, наличия газа в продукции скважины повышает контрастность эффектов, но снижает точность измерений)
Геолого-технологические параметры пластов в разрезе скважины			
Работающие толщины пластов	ОСТ	ТМ – замедленный темп восстановления естественной температуры работавших пластов, обусловленный тепловым воздействием на пласты в течение предшествующего цикла работы скважины (рис. 8.2.0.2).	Выделение аномалий температуры в пределах работающих толщин Границы пластов нечетки из-за теплообмена с вмещающими породами. Помехой при интерпретации является влияние литологии, конструкции скважины, состояния цементного кольца и т.п.
Интервалы между работающими пластами	ДИН	ТМ – экспоненциальное изменение температуры с глубиной выше притока, вследствие теплообмена движущегося вверх по стволу флюида с вмещающими породами (рис. 8.2.0.6).	При работе скважины с дебитом до 0.5–1 кг/с градиент температуры меняется и вне работающих пластов вследствие теплообмена потока в стволе с окружающими породами. Это затрудняет определение границ близко расположенных пластов
Интервалы притока	ДИН	8) РМ, ТИ – изменение скорости потока, обусловленное притоком в скважину новых порций флюида (газа и жидкости) – рис. 8.2.0.6.	Выделение интервалов резкого изменения скорости (при скоростях потока менее 0.2 м/с) по РМ малоинформативно

Продолжение таблицы 8.2.0.1

1	2	3	4
		9) ТМ – изменение температуры вследствие дросселирования флюида при притоке из пласта и его смешивания с находящимся в стволе флюидом, описываемое соотношениями дросселирования (в подошве нижнего интервала притока) и калориметрического смешивания (в пределах вышележащих интервалов) – рис. 8.2.0.6.	Изучение изменения температуры и ее градиента по глубине. Определение подошвы нижнего отдающего пласта по аномалии дросселирования (при длительной работе скважины подошва фиксируется нечетко вследствие теплообмена пластов с вмещающими породами). Определение вышележащих границ по аномалиям калориметрического смешивания (точность фиксации границ зависит от соотношения температур и дебитов потоков флюида, притекающих по стволу и из пластов).
	РЕЖ	ПГИ – изменение аномалий в интервалах притока в зависимости от режима (рис. 8.2.0.4, 8.2.0.5)	Наличие газа в продукции увеличивает контрастность аномалий, но повышает неоднозначность из-за разного знака эффектов дросселирования для жидкости и газа
	ПУС	Методы оценки «приток-состава» – изменение показаний в связи с изменением состава флюида в зоне притока	Сопоставление результатов измерений по режимам увеличивает достоверность результата.
Работающие пласты и интервалы движения флюида за НКТ	ДИН	ТМ – аномалии температуры, обусловленные теплообменом потоков флюида внутри и за НКТ (рис. 8.2.0.7)	Выделение отличий распределения температуры в интервале НКТ от экспоненциального, обусловленного теплообменом флюида с вмещающими породами. Аномалии значимы лишь в случае, если дебит в НКТ не более 1 кг/с, и дебиты потоков флюида внутри и за НКТ сравнимы
	ОСТ	Аномалии температуры ТМ, обусловленные движением флюида по НКТ до остановки скважины (рис. 8.2.0.7)	После остановки скважины экранирующее влияние потока флюида в НКТ ослабевает и проявляются нарушения температуры, обусловленные предшествующим (до остановки) движением флюида за НКТ
Интервалы поглощения	ДИН ОСТ	РМ, ТИ – изменение скорости потока, обусловленное уходом из ствола части флюида. ТМ – экспоненциальное изменение температуры вследствие теплообмена движущегося вниз флюида с вмещающими породами (рис. 8.2.0.6.б). ТМ – скачок температуры в пределах нижней границы движения флюида в стволе или пласте (рис. 8.2.0.6.б). Методы оценки «приток-состава» – изменение состава заполнителя ствола ниже интервалов поглощения ТМ – аномально низкий темп восстановления естественной температуры в интервалах, поглощавших в процессе закачки (рис. 8.2.0.6.б,г)	Выделение интервалов изменения скорости на расходограммах. Ниже поглощающего пласта дебит уменьшается и фиксируется изменение градиента температуры. При дебите выше 1кг/с термограмма вне интервалов поглощения практически безградиентна и по ней можно определить лишь нижнюю границу движения флюида в стволе. Фиксация нижней границы возможна лишь при резком различии температур у нагнетаемого флюида и у пласта, что достигается подбором режима закачки. Фиксируется лишь при различии состава нагнетаемого флюида и флюида, первоначально находящегося в стволе скважины

Продолжение таблицы 8.2.0.1

1	2	3	4
Интервалы поступления воды	ДИН РЕЖ	<p>ТМ – увеличение температуры поступающей из пласта жидкости вследствие дросселирования (рис. 8.2.0.4, 8.2.0.5).</p> <p>Методы оценки «приток-состава» – изменение плотности и фазового состава жидкости в стволе (рис 8.2.0.4, 8.2.0.5).</p> <p>ПГИ – изменение расходных содержаний жидкости в стволе вследствие поступления новых порций жидкости</p>	<p>Выделение положительного скачка температуры. Приток воды можно выявить только из нижнего из (совместно эксплуатируемых) пластов в отсутствие одновременного поступления газа.</p> <p>Фиксация изменений показаний при определении «приток-состава».</p> <p>В скважинах, где жидкость скапливается в стволе, ее истинное содержание не соответствует расходному, что неоднозначно указывает на источник обводнения.</p> <p>Определение изменения с глубиной расходного содержания и дебита жидкости решением уравнения двухфазного потока. Фиксация притока жидкости по увеличению значений этих параметров</p>
Профиль притока (поглощения) и фазовые дебиты пластов			
Межпластовые перетоки по внутриколлонному пространству скважины	ДИН РЕЖ ПУС ОСТ	<p>ПГИ – одновременно признаки притока и поглощения в скважинах, работающих в режиме нагнетания и отбора (рис. 8.2.0.8, 8.2.0.9)</p> <p>БМ – аномальное давление в стволе, обусловленное разницей давлений источников и приемников перетока</p>	<p>Выделение аномальных интервалов (возможна неоднозначность интерпретации за счет влияния предшествующих циклов работы скважины).</p> <p>Достоверность суждения зависит от контрастности разницы в давлениях (эффект наиболее контрастен в газовой скважине)</p>
		<p>ТМ – наличие на термограмме экспоненциальных участков вне работающих пластов, связанных с теплообменом движущегося по стволу флюида, с вмещающими породами (рис. 8.2.0.8, 8.2.0.9, 8.2.0.10).</p> <p>ПГИ – резкое изменение интенсивности притока (поглощения), переход пласта от работы на приток (поглощение) на поглощение (приток) при смене режима (рис. 8.2.0.9). Обусловленное перетоком изменение уровня раздела фаз в стволе.</p> <p>ТМ – аномальный темп изменения температуры</p> <p>БМ – аномальное поведение КВД или КВУ, обусловленное различием давления в пластах</p>	<p>Анализ поведения температуры и ее градиента по глубине и определение направления движения флюида (аналогично табл.8.1.0.1)</p> <p>Выделение аномальных интервалов и анализ динамики изменения аномалий от режима к режиму. Косвенное суждение о перетоке по поведению уровня раздела фаз или давления при смене режимов</p> <p>Косвенное суждение о перетоке на основании темпа изменения температуры во времени или особенностей термограмм, обусловленных массопереносом.</p> <p>Косвенное суждение о перетоке по аномальному темпу изменения давления во времени и несоответствию пластового давления по КВД гидростатическому давлению (возможно неоднозначное толкование ТМ)</p>

Продолжение таблицы 8.2.0.1

1	2	3	4
Пластовые давления, фильтрационные параметры пласта и термодинамические свойства флюида	ДИН РЕЖ ОСТ ПУС	РМ, ТИ, ВЛ, ТМ – связи между параметрами пласта и свойствами поступающего из пласта флюида через уравнения: дресселирования, фильтрации  БМ, ТМ – зависимость поведения давления и температуры в скважине от первоначальных (до остановки) термобарических условий в пласте, пластового давления, свойств коллектора и пластового флюида	Совместное решение систем уравнений для совокупности режимов (в частности, для оценки параметров пласта и пластового флюида). Высокая интенсивность теплообмена в газожидкостной среде с одной стороны увеличивает точность количественных оценок, с другой – препятствует достоверному определению исходных для расчетов параметров. Обработка результатов РМ и БМ и методом индикаторных диаграмм. Анализ особенностей поведения температуры и давления во времени на глубине пласта (КВД и КВТ). Обработка КВД с учетом неоднородности пласта, переменного дебита скважины. Анализ поведения температуры и давления на глубине во времени.
Перетоки и утечки по негерметичному заколонному пространству, негерметичность элементов конструкции скважины			
Движение жидкости и газа по негерметичному заколонному пространству	ДИН РЕЖ	ТМ – Аналогично решению задачи в условиях стационарного режима (табл. 8.1.0.1 раздел 8.1). ПГИ – одновременное присутствие признаков притока и поглощения в скважинах, работающих в режиме нагнетания или отбора (рис. 8.2.0.10 – 8.2.0.14)	Выделение аномальных интервалов и анализ динамики изменения аномалий от режима к режиму с использованием критериев табл. 8.1.0.1. Количественная обработка ТМ по специальным технологиям.
	ОСТ ПУС	ПГИ – резкое изменение интенсивности притока (поглощения), переход пласта от режима работы на приток (поглощение) на режим поглощения (приток). ТМ – аномальный темп изменения ТМ во времени (рис. 8.2.0.15, 8.2.0.16)	Изучение особенностей переходных процессов при пуске, остановке и изменении режима работы скважины
Движение флюида через негерметичности колонн и муфт	ДИН РЕЖ	ПГИ – аномалии в неперфорированных интервалах, характерные для работающих пластов (рис. 8.2.0.12.6).	Выделение аномалий согласно известным критериям, аналогичным критериям выделения приток-состава
		Кривые методов оценки ТС – аномалии, обусловленные нарушением сплошности обсадных колонн	Информативность методов ТС на признаки акустических и электромагнитных полей по нарушению сплошности металла труб обсадных колонн.
Приток (поглощение) флюида через негерметичный зумпф скважины	ОСТ ДИН РЕЖ	ТМ – отличие температуры в зумпфе от геотермической. РМ – наличие признаков движения флюида в зумпфе.	Фиксация признаков движения флюида в зумпфе.
		ПГИ – изменение интенсивности притока (поглощения) и состава флюида в зумпфе при изменении режима работы скважины (рис.8.2.0.17, 8.2.0.18)	Анализ изменения параметров ПГИ в зумпфе при изменении режима работы скважины
При последующем изложении при идентификации типов режимов установившейся динамики используются обозначения: ФНТ – фонтанирование, ЗАК – закачка (нагнетание), ИЗЛ – излив после нагнетания, КМП – стабильный отбор при работе компрессора, ГЗЛ – газлифтная эксплуатация.			

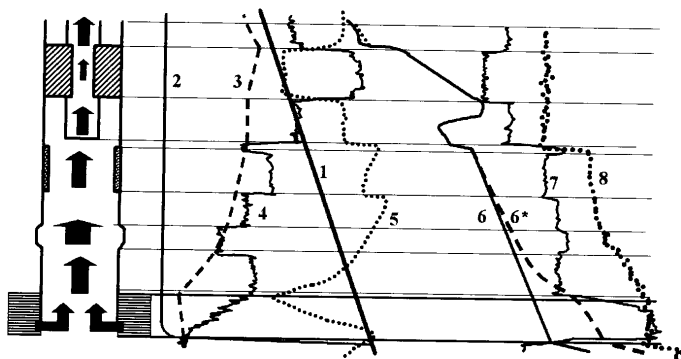


Рис. 8.2.0.1. Особенности диаграмм, обусловленные влиянием конструктивных особенностей эксплуатационной газовой скважины: 1 – геотермограмма; 2, 3 – термограммы в действующей скважине работающей с высоким (2) и низким (3) расходом; 4, 5 – расходограммы, зарегистрированные механическим (4) и термокондуктивным (5) датчиком; 6 – барограмма; 6\* – то же при наличии воды в продукции; 7 – диаграмма НГК; 8 – кривая диэлькометра при наличии воды в продукции

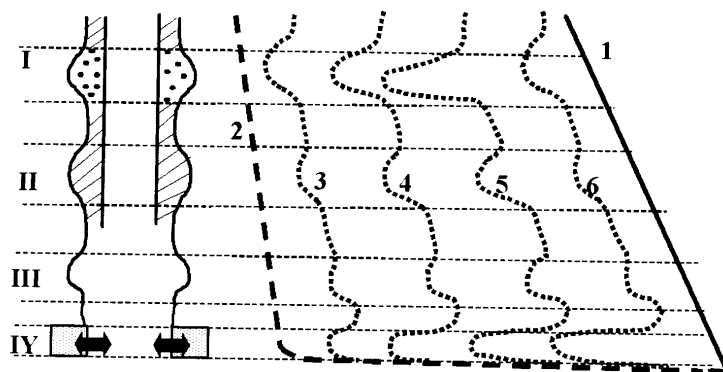


Рис. 8.2.0.2. Особенности термограмм в простаивающей после эксплуатации скважине: 1 – геотермограмма; 2 – термограмма в действующей скважине; 3–6 – термограммы в остановленной скважине, отличающиеся временем после остановки; I – каверна, частично заполненная цементом; II – каверна, заполненная цементом; III – каверна в необсаженной части ствола; IV – работающий пласт

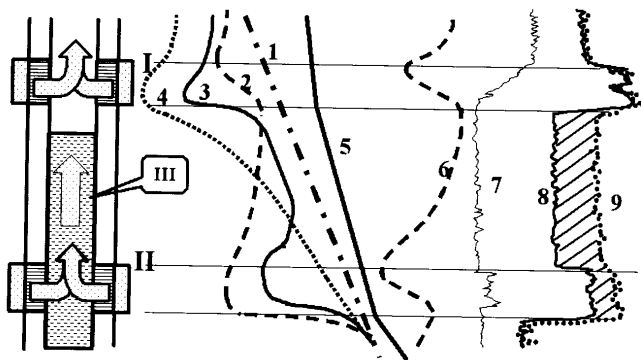


Рис. 8.2.0.3. Кривые ПГИ в интервале барботажа: 1 – геотермограмма; 2, 3 – термограммы соответственно при высоком (2) и низком (3) расходе; 4 – термограмма при низком расходе и сильном охлаждении флюида, поступающего из I пласта; 5 – барограмма; 6, 7 – кривые термокондуктивного и механического расходомера; 8, 9 – замеры НГК в действующей и остановленной скважине; III – зона барботажа

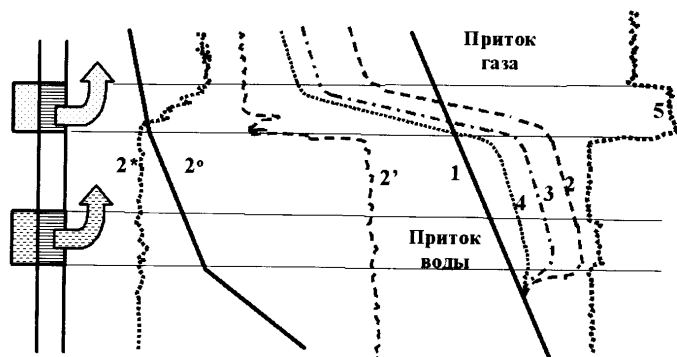


Рис. 8.2.0.4. Теоретические кривые ПГИ в обводняющей газовой скважине: 1 – геотермограмма; 2, 3 – термограммы на технологическом и уменьшенном режиме отбора; 4 – термограмма после остановки скважины; 5 – диаграмма шумомера; 2\* – расходограмма; 2° – барограмма; 2' – кривая влагомера на режиме технологического отбора

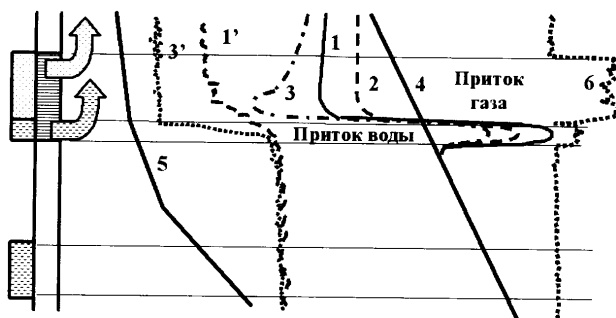


Рис. 8.2.0.5. Теоретические кривые ПГИ в случае подъема ГВК в пласте. 1', 3' – кривые влагомера в работающей и остановленной скважине; 1, 2 – термограммы на технологическом и режиме уменьшенного отбора; 3 – термограмма в остановленной скважине; 4 – геотермограмма; 5 – барограмма; 6 – кривая шумометрии (ШИ)

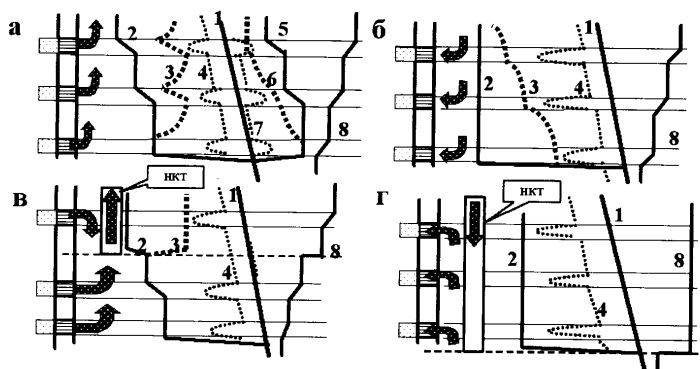


Рис. 8.2.0.6. Термограммы в интервале совместной эксплуатации нескольких пластов: 1 – геотермограмма; 4, 7 – термограммы в остановленной скважине; 8 – расходограмма; а) – добывающая скважина: 2, 3 – термограммы при притоке газа с высоким и низким расходом; 5, 6 – то же при притоке жидкости; б) нагнетательная скважина: 2, 3 – термограммы при температуре нагнетаемого флюида ниже пластовой с высоким и низким расходом; в) добывающая газовая скважина с перфорацией, частично перекрытой НКТ: 2, 3 – термограммы при поступлении из верхнего пласта более холодного или теплого газа, чем из нижних; г) нагнетательная скважина при перекрытии НКТ всех интервалов перфорации: 2 – термограмма при температуре нагнетаемого флюида ниже пластовой



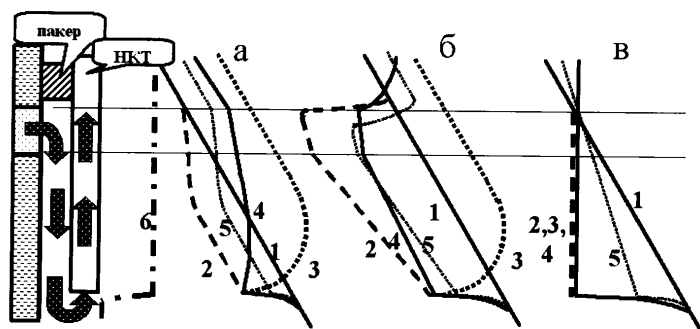


Рис. 8.2.0.7. Кривые ПГИ в интервале одновременного движения газа внутри и за НКТ: а) низко дебитная скважина, температура поступающего из пласта газа близка к геотермической; б) то же при температуре газа существенно ниже геотермической; в) высокодебитная скважина, температура газа близка к геотермической; 1 – геотермограмма; 2 – распределение температуры за НКТ; 3 – гипотетическое распределение температуры в трубках в отсутствие теплообмена потоков газа внутри и за НКТ; 4 – реальное распределение температуры в НКТ; 5 – термограмма в скважине непосредственно после остановки; 6 – расходограмма

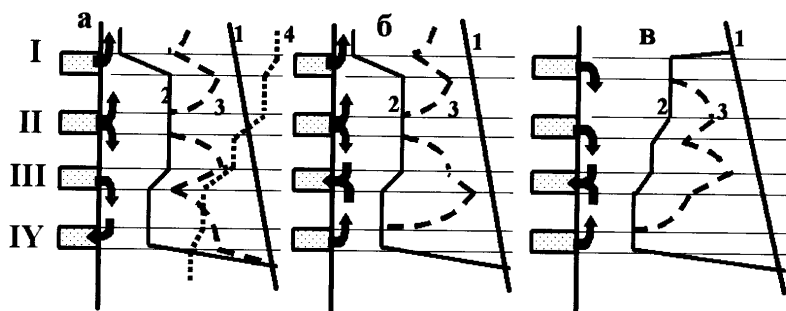


Рис. 8.2.0.8. Результаты термометрии и расходомерии в скважинах, эксплуатирующих совместно несколько газонесных пластов при стационарных перетоках по стволу а) действующая скважина, переток из пластов II и III в IV; б) действующая скважина, переток из пластов II и IV в III; в) остановленная скважина, переток из пластов I, II и IV в III; 1 – геотермограмма; 2, 3 – термограммы при высоко и низкодебитных перетоках; 4 – расходограмма

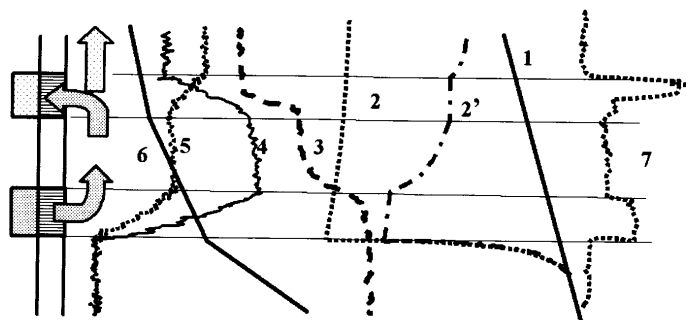


Рис. 8.2.0.9. Диаграммы методов оценки приток-состава в интервале межпластового перетока газовой смеси в стволе действующей скважины 1 – геотермограмма; 2, 2' – термограммы при высоком и низком расходе; 3 – кривая влагомера; 4, 5 – расходограммы при дебите перетока соответственно большем и меньшем дебита скважины; 6 – барограмма; 7 – кривая шумометрии (ШИ)

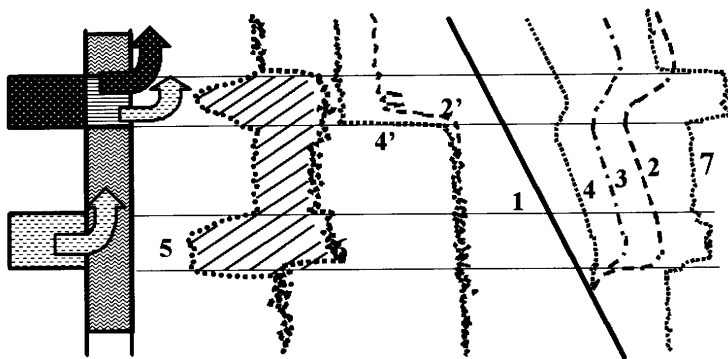


Рис. 8.2.0.10. Теоретические кривые ПГИ в случае заколонного перетока воды снизу в нефтяной пласт 1 – геотермограмма; 2, 3 – термограммы на технологическом и уменьшенном режимах отбора; 4 – термограмма в остановленной скважине; 2', 4' – кривые влагомера в работающей и остановленной скважине; 5, 6 – кривые гамма метода до и после закачки в скважину меченых жидкостей (боро-продукты); 7 – кривая шумометрии (ШИ)

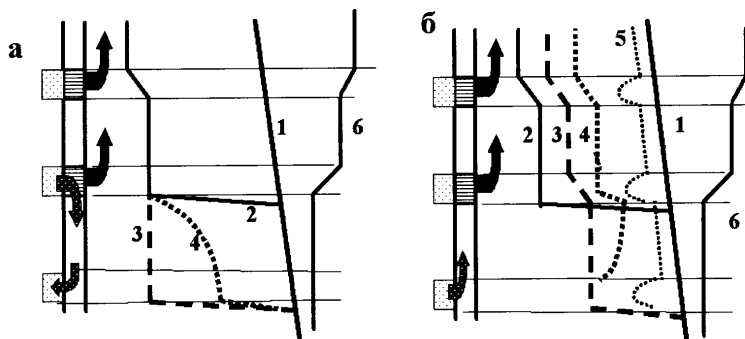


Рис. 8.2.0.11. Термограммы в добывающей скважине в интервалах заколонных перетоков ниже эксплуатируемых пластов (а – переток сверху вниз; б – снизу вверх); 1 – геотермограмма; 2, 3, 4 – термограммы в действующей скважине (2 – в отсутствие перетока; 3, 4 – при высоко и низкодебитном перетоке); 5 – термограмма в остановленной скважине, если после остановки переток прекратился; 6 – расходограмма

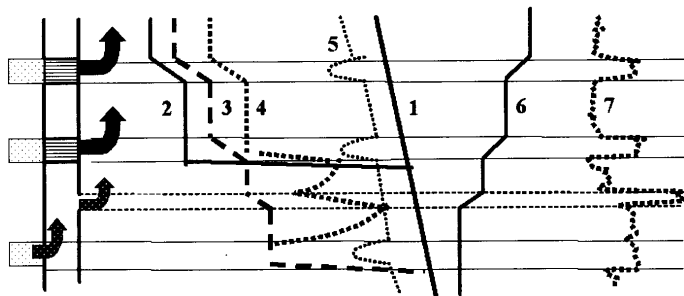


Рис. 8.2.0.12. Термограммы в добывающей скважине в интервале заколонного перетока снизу вверх в эксплуатируемый пласт, обсадная колонна в интервале перетока негерметична: 1 – геотермограмма; 2, 3, 4 – термограммы в действующей скважине (2 – в отсутствие перетока; 3, 4 – при высоко и низко дебитном перетоке); 5 – термограмма в остановленной скважине, если после остановки переток прекратился; 6 – расходограмма; 7 – кривая шумометрии (ШИ)

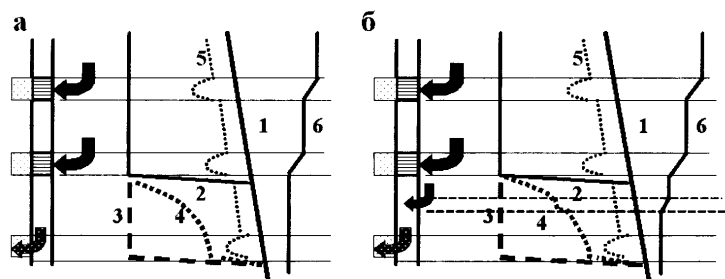


Рис. 8.2.0.13. Термограммы в нагнетательной скважине в интервале заколонного перетока ниже эксплуатируемых пластов: а – при герметичной, б – при негерметичной обсадной колонне; 1 – геотермограмма; 2, 3, 4 – термограммы в действующей скважине (2 – в отсутствие перетока; 3, 4 – при высоко и низкодебитном перетоке); 5 – термограмма в остановленной скважине, если после остановки переток прекратился; 6 – расходограмма

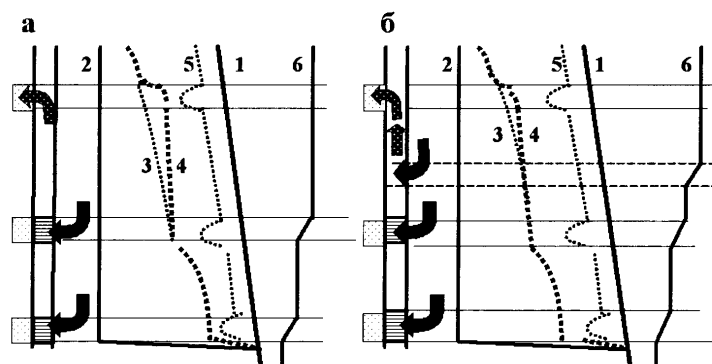


Рис. 8.2.0.14. Термограммы в нагнетательной скважине в интервале заколонного перетока выше эксплуатируемых пластов (а – при герметичной, б – при негерметичной обсадной колонне): 1 – геотермограмма; 2 – термограмма при нагнетании с высоким дебитом; 3, 4 – то же с низким дебитом (3 – в отсутствие перетока; 4 – при перетоке); 5 – термограмма в остановленной скважине, если после остановки переток прекратился; 6 – расходограмма

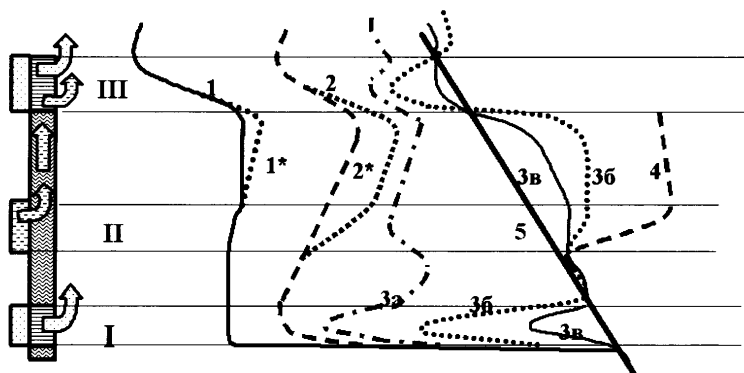


Рис. 8.2.0.15. Теоретические кривые ПГИ при перетоке воды в газовой скважине, источник перетока расположен в середине продуктивной толщи: 1, 2 – термограммы на технологическом режиме и режиме уменьшенного отбора при отсутствии заколонного перетока; 1\*, 2\* – то же при заколонном перетоке; 3а, 3б, 3в – термограммы после остановки скважины при перетоке; 4 – температура в заколонном пространстве при перетоке; 5 – геотермограмма

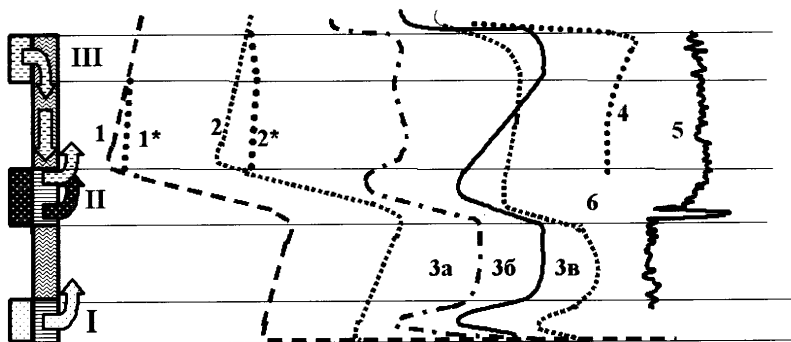


Рис. 8.2.0.16. Теоретические кривые ПГИ при заколонном перетоке воды сверху в нефтяной пласт: 1, 2 – термограммы на технологическом режиме и режиме уменьшенного отбора при отсутствии заколонного перетока; 1\*, 2\* – то же при заколонном перетоке; 3а, 3б, 3в – термограммы после остановки скважины при перетоке; 4 – температура в заколонном пространстве при перетоке; 5 – диаграмма механического расходомера на технологическом режиме отбора; 6 – геотермограмма

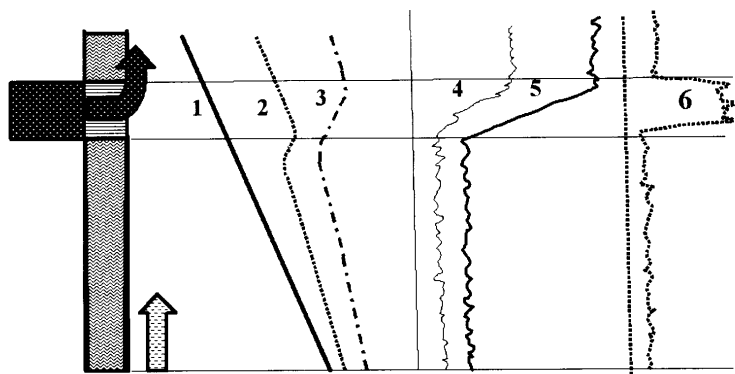


Рис. 8.2.0.17. Теоретические кривые ПГИ при негерметичности зумпфа добывающей скважины: 1 – геотермограмма; 2, 3 – термограммы при работе скважины на режимах отбора, отличающихся дебитом; 4, 5 – расходограммы на режимах; 6 – диаграмма шумомера (ШИ)

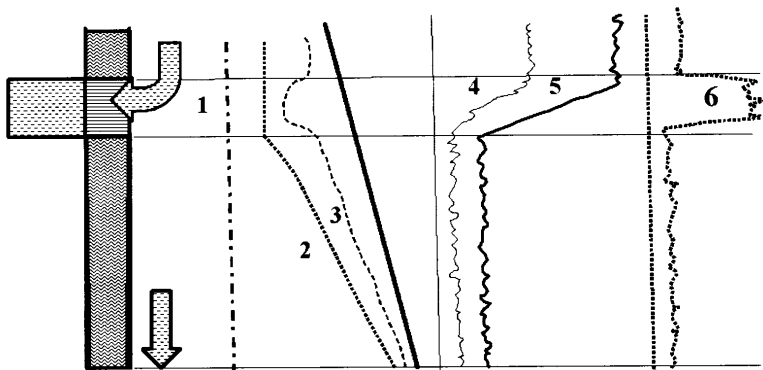


Рис. 8.2.0.18. Теоретические кривые ПГИ при негерметичности зумпфа нагнетательной скважины: 1 – геотермограмма; 2, 3 – термограммы при работе скважины на режимах закачки, отличающихся расходом; 4, 5 – расходограммы на режимах; 6 – диаграмма шумомера (ШИ)

Обзор возможностей современного комплекса ПГИ для работающей в стабильном режиме скважины позволяет сделать следующие выводы.

- Условия эксплуатируемой со стабильным дебитом скважины наиболее благоприятны для ГИС-контроля. Они более типичны для работающих газом пластов и предоставляют в распоряжение интерпретатора большой набор дополнительных информативных признаков, что определяет высокие возможности ПГИ.
- Однако современные информативные возможности ПГИ пока не реализуются полностью. Во многих случаях достоверность интерпретации и точность количественных оценок очень низки. Это в первую очередь связано не с недостаточной точностью современной измерительной аппаратуры, а с низкой эффективностью технологии и методики скважинных измерений и способов интерпретации получаемых результатов.
- Можно назвать две основные причины подобной ситуации. Первая связана с неоптимальностью условий проведения исследований для решения отдельных задач. Вторая обусловлена неоднозначностью интерпретации вследствие одновременного воздействия на результаты ПГИ нескольких факторов, близких по характеру и степени воздействия.

## **8. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ СКВАЖИНЫ, РАБОТАЮЩИЕ В НЕСТАЦИОНАРНОМ РЕЖИМЕ**

### **8.3.1. Общая характеристика режима**

Нестационарные технологии измерений используется во всех типах скважин, в том числе и в стабильно работающих (см. раздел 8.2). В данном разделе речь идет об объектах исследований, которым нестабильная работа присуща органически.

Условия исследований в таких скважинах представляют собой периодическую смену нестационарных режимов. Подобный характер поведения скважины наиболее специфичен из всех, рассмотренных выше. Типичные условия его наблюдения – это:

- работа скважины в режиме накопления;
- серия циклов вызова притока из пласта, отличающихся интенсивностью и продолжительностью (для скважин, осваиваемых компрессированием, свабированием, пр.);

При цикличном нестационарном режиме не исключено использование стандартных технологий проведения измерений и способов обработки получаемых результатов. Это допустимо, поскольку в широком диапазоне соотношений длительностей циклов, закономерности формирования полей гидродинамико-геофизических параметров практически такие же, что и в случае одиночного цикла эксплуатации.

И все же этот режим заслуживает отдельного рассмотрения. Именно в его рамках наиболее ярко и отчетливо проявляются особенности взаимовлияния разновременных циклов работы скважины (особенно в процессе термических и гид-

родинамических исследований). Поэтому нестационарные способы измерений применяются при специальных ПГИ в условиях нарушения технологического режима эксплуатации. В этом случае сложнее управлять условиями измерений, но протекающие в стволе и в работающих пластах физические процессы настолько многогранны и разнообразны, что открывают при нестационарных технологиях ПГИ совершенно новые информативные возможности.

И именно здесь наиболее актуальны проблемы по учету воздействия предшествующих состояний скважины для повышения однозначности результатов ПГК.

В этих условиях для более достоверной оценки параметров скважины и пласта необходимы более совершенные способы количественной интерпретации, а иногда и специальные приемы проведения скважинных исследований [9–15].

Распространенным примером нестационарных условий являются условия в малодобитной нефтяной скважине при вызове притока свабированием или компрессированием.

### 8.3.2. Результативность в режиме вызова притока компрессированием или свабированием

Названные технологии освоения скважины были подробно рассмотрены в разделах 4.5.9 и 4.6.1. Цикл освоения таких скважины представляет собой чередование существенно различных режимов работы пласта. Информативные возможности ПГИ в зависимости от типа режима обобщены в табл. 8.3.0.1, где использована следующая индексация режимов:

- при компрессировании (КОМП): ФОН – фоновый до компрессирования, ПГЛ – в начальной фазе компрессирования при поглощении флюида работающими пластами, ПМУ – в начале притока после срабатывания пусковой муфты, когда происходит нестационарный переход от режима закачки к режиму отбора, СТР – при притоке после стравливания, КМП – при квазистационарном притоке после компрессирования,
- при свабировании (СВАБ): ФОН – фоновый до свабирования, СВАБ – извлечение порции жидкости, СВУ – восстановление уровня.

#### РЕЗУЛЬТАТИВНОСТЬ ГИС-КОНТРОЛЯ В ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИНАХ, РАБОТАЮЩИХ В НЕСТАЦИОНАРНОМ РЕЖИМЕ

Таблица 8.3.0.1

Задача	Режим	Используемые информативные признаки по методам	Критерии и методы интерпретации. Возможные ограничения и неоднозначности интерпретации
1	2	3	4
Состояние, поведение и технологические параметры скважины			
Термобарические условия в скважине	КОМП СВАБ	БМ, ТМ – изменение температуры и давления по глубине и во времени, обусловленное гидродинамическими и термодинамическими процессами в стволе и пластах и связанное с режимом работы скважины	Снятие отсчетов на заданной глубине и при фиксированном времени. Формирование таблиц, построение зависимостей изменения температуры и давления по глубине и во времени

Продолжение таблицы 8.3.0.1

1	2	3	4
Уровни раздела фаз в стволе	КОМП СВУ	ПГИ – изменение во времени положения уровней внутри и за НКТ (в межтрубье), обусловленное динамикой притока и перераспределением жидкости между трубками и затрубьем	Фиксация и анализ динамики изменения отметок уровней во времени, в том числе ГЖР и ВНР (при наличии газа в продукции скважины уровни фиксируются нечетко)
Характеристика продукции	ПМУ СТР СВУ	БМ – зависимость характера изменения давления, высоты и темпа подъема фазовых уровней и в стволе (ВНР и ГЖР) от дебита и плотности жидкости. Связь перечисленных параметров с компонентным составом жидкости и фазовыми дебитами.	Регистрация изменения давления во времени в процессе притока (кривой восстановления уровня) и одновременная фиксация уровней раздела фаз
Интегральная плотность, фазовые дебиты			Определение темпа изменения давления в скважине по КВУ и скорости подъема уровней, оценка средней плотности смеси и объемных дебитов жидкости, нефти и воды
Профили плотности, фазовых содержаний	КОМП СВБ	ПГИ – аналогично табл.8.2.0.1	Обработка – аналогично табл.8.2.0.1
Геолого-технологические параметры пластов в разрезе скважины			
Работающие толщины пласта	ПМУ СТР	ТМ – аномальный темп изменения температуры, обусловленный наложением тепловых воздействий разных циклов компрессирования	Выделение локальных аномалий температуры в пределах работающих толщин с учетом искажающего влияния литологии пород, конструкции скважины, состояния цементного кольца и т.п.
Работающие интервалы	КОМП СВУ	ПГИ – аналогично табл.8.2.0.1 (расчетные соотношения из-за существенной нестационарности процессов приближены; при необходимости используются более сложные модели)	Обработка – аналогично табл.8.2.0.1 За счет нестационарности процессов и взаимовлияния различных циклов эксплуатации информативные эффекты усилены (например, при исследованиях в условиях перехода от режима нагнетания КОМ1 к режиму притока)
Интервалы поступления воды	КОМП СВАБ	ПГИ – аналогично табл.8.2.0.1, дополнительно используются признаки, характеризующие особенности поведения параметров во времени: – выявление перетока внутри проницаемого пласта по характеру образования теплового поля в зумпфе скважины в процессе компрессирования; – выявление притока воды по аномально высокому темпу формирования аномалий температуры в процессе нагнетания (КОМ1) и притока (КОМ2,3)	
Профиль притока	КОМП СВАБ	ПГИ – аналогично табл.8.2.0.1, с учетом возможности влияния существенной нестационарности режима работы скважины.	
Перетоки внутри ствола скважины	КОМП СВАБ	ПГИ – аналогично табл.8.2.0.1, с учетом возможности влияния существенной нестационарности режима работы скважины. Использование специальных технологий термических исследований и интерпретации, использующих взаимовлияние режимов (циклов) работы скважины, а также нестационарные процессы при становлении и релаксации режимов	
Пластовые давления, фильтрационные параметры	КОМП СВБ	Аналогично табл. 8.2.0.1 (ОСТ) Зависимость текущих дебита и депрессии в процессе подъема уровня жидкости в стволе	Аналогично табл.8.2.0.1 (ОСТ), при учете притока флюида в процессе восстановления давления. Обработка результатов методом индикаторных линий (достоверность результатов снижена нестационарностью процесса)

Продолжение таблицы 8.3.0.1

1	2	3
Насыщение пластов	ФОН	НК – аналогично табл. 8.1.0.1. ПГИ – косвенное суждение о насыщении по фазовому составу поступающего из пласта флюида
Перетоки и утечки по негерметичному заколонному пространству		
Движение флюидов по негерметичному заколонному пространству	КОМП СВАБ	Аналогично табл. 8.2.0.1, с учетом возможности влияния существенной нестационарности режима работы скважины. Специальные технологии термических исследований и интерпретации результатов, использующие взаимовлияние режимов (циклов) работы скважины, а также нестационарные процессы при становлении и релаксации режимов. В том числе: – разновременные замеры термометром в зумпфе скважины для определения перетоков из интервалов ниже перфорированных пластов, – разновременные замеры термометром на фазе затухания притока для фиксации перетоков выше перфорированных пластов
Движение флюидов через негерметичности колонн	КОМП СВАБ	Аналогично табл. 8.2.0.1, с учетом (при интерпретации) влияния существенной нестационарности режима работы скважины. Использование специальных технологий термических исследований и интерпретации, использующих взаимовлияние режимов (циклов) работы скважины, а также нестационарные процессы при становлении и релаксации режимов

Обзор возможностей современного комплекса ПГИ для работающей в нестационарном режиме скважины позволяет сделать следующие выводы.

- Условия эксплуатируемой в нестационарном режиме скважины весьма благоприятны для проведения ГИС-контроля. Большой объем известных теоретических и практических разработок позволяет продвинуться как в области технологии и методики ПГИ, так и в области обработки и интерпретации результатов нестационарных исследований.
- В названных областях есть потенциальные возможности. Как и во всех предыдущих случаях, они связаны с повышением однозначности получаемых результатов путем управления условиями проведения ПГИ.
- Следует обратить внимание на дополнительные информативные возможности нестационарной барометрии при притоке в ствол газожидкостной смеси. Здесь рекомендуется не только оптимизация режимов проведения измерений и способов обработки результатов, но и перспективна многовариантная обработка нестационарной барометрии в комплексе с замерами уровней и другой информацией ГИС с целью количественной оценки фазовых расходных дебитов и содержаний.

### 8.3.3. Возможности активных технологий нестационарной термометрии в компрессируемых скважинах

Технология вызова притока компрессированием подробно рассмотрена в разделе 4.5.9. Там же описаны особенности поведения давления на забое скважины в процессе запуска скважины. Рассмотрим особенности поведения полей температур (рис. 8.3.3.1) применительно к этим условиям. Будем рассматривать случай исследований длительно простаивающей скважины, когда в стволе формируется близкое к геотермическому поле температур (кривая 1 на рис. 8.3.3.1) и гидростатическое поле давлений. Первоначальный



этап компрессирования связан с закачкой газа в затрубье НКТ и ее изливу через трубки. На начальном этапе компрессирования происходит рост забойного давления и задавка пластовой жидкости в пласт (кривая 2). При этом уровень жидкости в затрубье снижается. Снижение уровня продолжается до тех пор, пока он не достигнет пусковой муфты НКТ. После этого газ через муфту начинает поступать в НКТ и в режиме эрлифта выносить из трубок жидкость. Забойное давление снижается и начинается приток флюида из пласта. Тепловое поле притока формируется на фоне распределения температуры, сформировавшейся в процессе предшествующей работы пласта на поглощение, что отражается на форме термограмм (кривые 3–6). При дальнейшем продолжении компрессирования возможна работа пласта при стабильном режиме отбора. При этом количество жидкости, выносимой из скважины и поступающей из пласта, одинаково. Тепловое поле температур и давлений в этом случае формируется на основе тех же закономерностей, что и в стабильно работающей скважине. Однако чаще всего после максимально возможного снижения уровня в стволе закачку газа в скважину сразу же прекращают и стравливают избыток газа из затрубья. При этом давление на забое резко снижается и в ствол поступает максимальное количество жидкости. Затем наблюдается экспоненциальное затухание дебита и рост динамического уровня. При этом аномалия температуры в отдающем пласте, обусловленная дросселированием притекающей жидкости, сначала возрастает (термограмма 7), а затем начинает падать (термограмма 8). При дальнейшем простое скважины остаточный температурный эффект, связанный с предшествующим притоком, сохраняется достаточно долго (как минимум несколько дней).

Поэтому в скважинах, эксплуатируемых в режиме компрессирования, несмотря на возможность их достаточно длительных простоев, как правило, не наблюдается геотермического распределения температуры. Несмотря на сложные процессы тепломассопереноса, сопровождающие вызов притока компрессированием, такие исследования обычно весьма успешны. Их высокая информативность обусловлена, в частности, возможностью активно влиять на работу пласта и разделять влияние притоков из интервалов, эксплуатируемых совместно.

Рис. 8.3.3.2 иллюстрирует случай, когда компрессирование позволяет увеличить рельефность аномалии дросселирования в вышележащем пласте работающим газом, если нижний водоносный пласт практически не работает.

Рис. 8.3.3.3 иллюстрирует условия, когда отсутствует влияние в процессе исследований верхнего пласта. Но следует обратить внимание, что предшествующая работа пласта существенно влияет на тепловое поле и заключение о текущем состоянии пласта возможно только при анализе динамики изменения температуры во времени.

На рис. 8.3.3.4 представлен случай, когда работают все вскрытые пласты. Здесь следует обратить внимание на факт, что на начальной фазе притока его влияние локализовано в пределах интервала поступления жидкости в ствол. Это позволяет более точно определить границы пластов. Эффект наиболее четко выражен при малых дебитах пластов (рис.8.3.3.5), что важно, поскольку именно в этом случае надежность стандартных способов исследований, основанных на длительной работе скважины со стабильным расходом, резко падает.

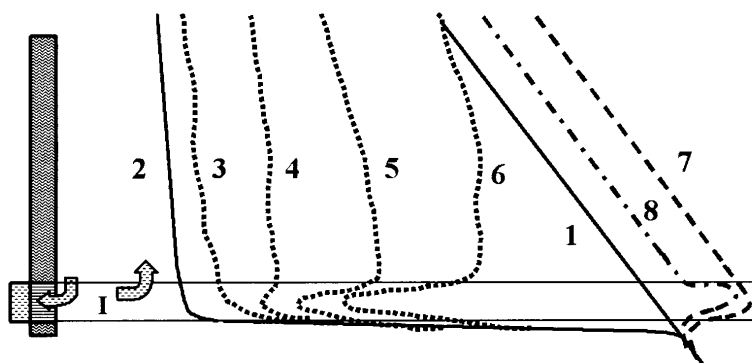


Рис. 8.3.3.1. Теоретические кривые ПГИ при освоении скважины, вскрывающей работающий жидкостью пласт: 1 – геотермограмма; 2 – термограмма в начальный момент освоения (задавка пластов); 3, 4, 5, 6 – разновременные термограммы после начала притока из пласта I; 7 – термограмма при максимальном притоке после срабатывания; 8 – термограмма после длительного простоя скважины

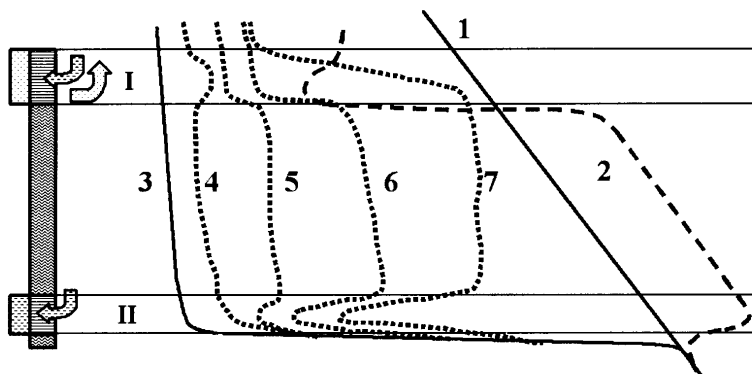


Рис. 8.3.3.2. Теоретические кривые ПГИ при освоении скважины, вскрывающей совместно газоносный и водоносный пласты; после освоения работает только газоносный пласт: 1 – геотермограмма; 2 – фоновая термограмма, отражающая предшествующую совместную работу газоносного (I) и водоносного (II) пластов; 3 – термограмма в начальный момент освоения (задавка пластов); 4, 5, 6, 7 – разновременные термограммы после начала притока из пласта I

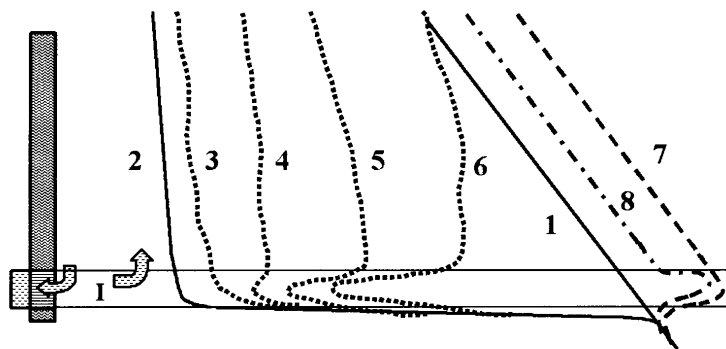


Рис. 8.3.3.3. Теоретические кривые ПГИ при освоении скважины, вскрывающей совместно газоносный и водоносный пласты; после освоения работает только водоносный пласт: 1 – геотермограмма; 2 – фоновая термограмма, отражающая предшествующую совместную работу газоносного (I) и водоносного (II) пластов; 3 – термограмма в начальный момент освоения (задавка пластов); 4, 5, 6 – разновременные термограммы после начала притока из пласта II; 7 – термограмма при устойчивом притоке в режиме эрлифта

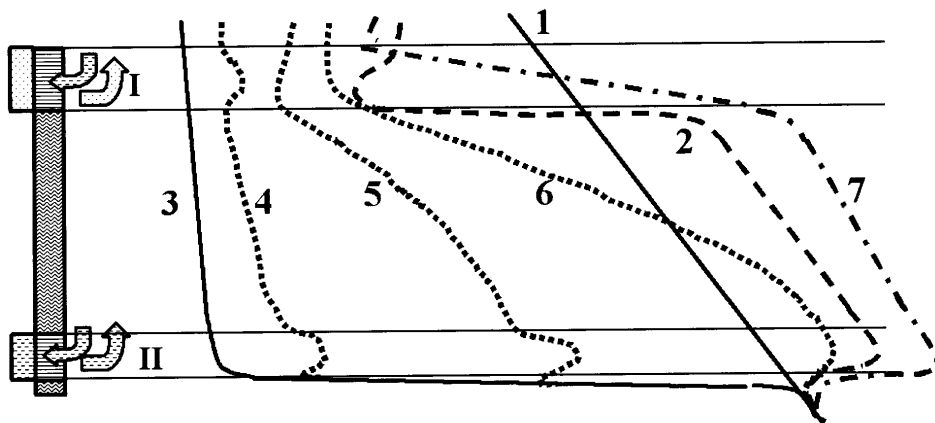


Рис. 8.3.3.4. Теоретические кривые ПГИ при освоении скважины, вскрывающей совместно газоносный и водоносный пласты; после освоения работают все вскрытые пласты: 1 – геотермограмма, 2 – фоновая термограмма, отражающая предшествующую совместную работу газоносного (I) и водоносного (II) пластов; 3 – термограмма в начальный момент освоения (задавка пластов); 4, 5, 6 – разновременные термограммы после начала притока из пластов; 7 – термограмма при устойчивом притоке в режиме эрлифта

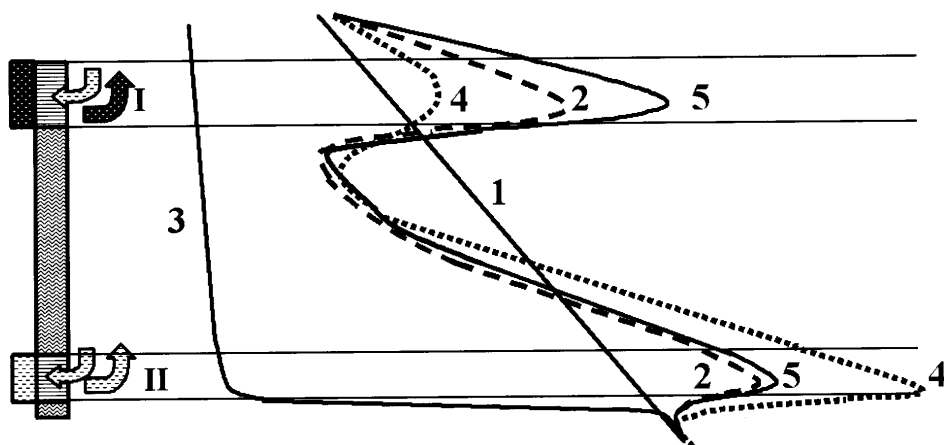


Рис. 8.3.3.5. Теоретические кривые ПГИ при освоении малодебитной скважины, вскрывающей совместно нефтеносный и водоносный пласты: 1 – геотермограмма; 2 – фоновая термограмма, отражающая предшествующую совместную работу нефтеносного (I) и водоносного (II) пластов; 3 – термограмма в начальный момент освоения (задавка пластов); 4 – термограмма в случае основного притока флюида из нижнего водоносного пласта; 5 – термограмма в случае основного притока флюида из верхнего нефтеносного пласта

#### 8.4. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ СКВАЖИНЫ, РАБОТАЮЩИЕ В ЦИКЛИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ

Циклический режим предполагает периодическую смену достаточно продолжительных стабильных периодов эксплуатации. В принципе так может работать скважина любого типа, хотя на практике этот тип режима присущ лишь некоторым весьма

специфичным объектам, в том числе эксплуатационным скважинам подземных газохранилищ (ПХГ) [9–10, 13].

Режим работы такой скважины представляет собой последовательную смену циклов закачки и отбора протяженностью от нескольких недель до нескольких месяцев, разделенных нейтральными периодами. То есть скважина попеременно выполняет функции добывающей и нагнетательной. Циклы эксплуатации достаточно длительны для стабилизации значений гидродинамико-геофизических параметров. Поэтому большинство материалов табл. 8.2.0.1, касающиеся информативности ГИС и способов решения отдельных задач, пригодны и для рассматриваемого случая.

По некоторым параметрам условия измерений в эксплуатационных скважинах ПХГ даже несколько проще, чем на месторождениях. Так, для скважин газохранилищ не характерны многофазные и многокомпонентные притоки, совместная эксплуатация объектов с резко различными фильтрационно-емкостными свойствами. Тем не менее информативные возможности ГИС-контроля в скважинах данного типа весьма специфичны и нуждаются в более тщательном анализе. В первую очередь это касается термометрии при изучении заколонных перетоков из пласта объекта подземного хранения.

Температура закачиваемого в пласт газа часто бывает существенно выше геотермической. Причиной является дросселирование газа при его сжатии в процессе закачки. Вследствие этого температура газа на устье скважины может быть на несколько десятков градусов выше естественной. Аномалия прогрева пласта-объекта закачки в этих условиях может достигать нескольких градусов. Казалось бы, что в этом случае выявление движения флюида за колонной не должно вызывать затруднений. Перетекающий газ, двигаясь по заколонному пространству, охлаждается вмещающими породами. Вследствие этого термограмма должна иметь характерную экспоненциальную форму (кривая 4 на рис. 8.4.0.1).

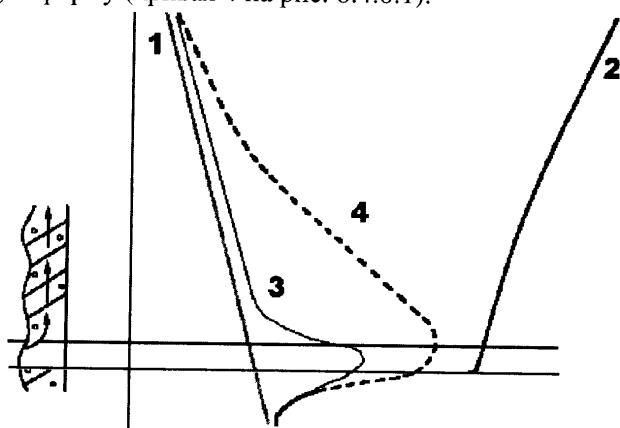


Рис. 8.4.0.1. Температурное поле в скважине ПХГ: 1 – геотермограмма; 2 – термограмма в процессе закачки; 3 – термограмма в скважине, простаивающей длительное время после закачки в отсутствие перетока; 4 – то же при перетоке

Однако многоциклическая эксплуатация затрудняет интерпретацию геофизических исследований. Как известно, основной особенностью температурного поля является очень медленная релаксация возмущений после прекращения теплового воздействия. Поэтому наблюдаемые в скважине температурные аномалии могут быть результатом влияния сразу нескольких циклов.

В подтверждение этого факта рассмотрим результаты численного моделирования температуры в скважине, изображенные на рис. 8.4.0.2. В левой части рисунка представлены разновременные термограммы, а в правой – соответствующие радиальные распределения температуры. Пусть первоначально в скважине сформировалось геотермическое распределение температуры (кривая 1). После длительной закачки газа, температура которого существенно выше геотермической, ствол сильно прогревается (кривая 2). Температура в стволе остается аномально высокой

даже спустя длительное время по окончании теплового воздействия. Поэтому начавшийся отбор формирует свое поле не на фоне геотермического поля, а на фоне этого остаточного воздействия предшествующей закачки. Здесь приходится иметь дело с широко распространенным в термометрии эффектом – существованием *нестационарного (динамического) искусственного фона*. Его учет является одним из основных затруднений, с которым приходится сталкиваться при интерпретации термограмм эксплуатационных скважин подземных газохранилищ.

Однако сложность формирования теплового поля может быть скомпенсирована дополнительными технологическими возможностями по целенаправленному управлению его параметрами. Это позволяет предложить и теоретически обосновать ряд новых подходов в проведении термических исследований и интерпретации получаемых результатов (см. раздел 13.7).

## 8.5. СТРОЯЩИЕСЯ СКВАЖИНЫ

Результаты ГИС и ПГИ, полученные в процессе строительства скважин, очень важны для успеха последующего контроля за разработкой месторождения, что заставляет рассматривать исследования скважин, проводимые на этом этапе, как неотъемлемую часть промыслово-геофизического контроля. Трудно переоценить роль получаемых данных для уточнения геологической модели залежи. Нужно также отметить, что получаемая информация характеризует начальное (фоновое) состояние системы «скважина-пласт» и очень важна для последующего наблюдения динамики последующей эксплуатации пласта.

Задача четкого разграничения методов и технологий, используемых при строительстве и последующей эксплуатации скважины, представляется не совсем корректной. На названных этапах используются сходные подходы к проведению исследова-

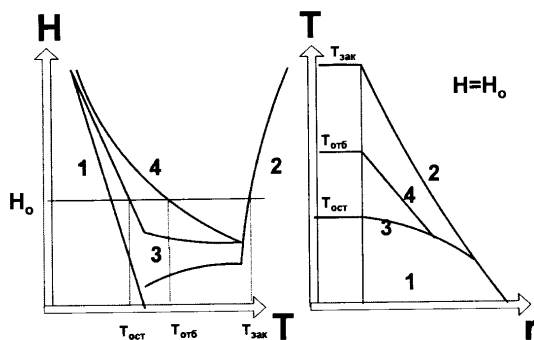


Рис. 8.4.0.2. К вопросу об особенностях формирования температурных аномалий при многоциклической эксплуатации скважины: а) распределение температуры по стволу скважины; б) распределение температуры по радиусу

ний скважин и арсеналу используемых при этом технических средств. Возможности комплекса ПГИ при строительстве скважин рассмотрены в табл.8.5.0.1. В таблице используется следующая индексация режимов. ФОН – длительно простаивающая скважина, ДИН – движение по стволу бурового раствора в процессе промывки скважины, ОСТ – кратковременно простаивающая после промывки скважина, ЦЕМ1 – кратко- временно (от нескольких часов до 1–2 суток) простаивающая после цементирования скважина, ЦЕМ2 – длительно простаивающая после цементирования скважина.

## ИНФОРМАТИВНЫЕ ПРИЗНАКИ ПГИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН [3–4, 10]

Таблица 8.5.0.1

Задача	Режим	Используемые информативные признаки по методам	Критерии, методы интерпретации, ограничения, неоднозначности
1	2	3	4
Лито-логическое расчлене-ние разре-за, выде-ление коллек-торов, оцен-ка ФЕС и насыще-ния	ФОН, ОСТ	ГИС – аномалии, вызванные изменением по глубине петрофизических свойств пластов и параметров зоны проникновения	Анализ аномалий с привлечением данных керна и геолого-промысловых данных
		ТМ – аномально низкий темп восстановления естественной температуры в простаивающей после промывки скважине в интервалах коллекторов, поглотивших фильтрат промывочной жидкости	Выделение локальных аномалий температуры в пределах коллекторов с учетом искажающего влияния литологии пород и диаметра скважины (аналогично рис. 8.1.0.1, 8.1.0.2)
	ЦЕМ1	ТМ – аномальное поведение температу-ры во времени вследствие погло-щения фильтрата цементного раство-ра малопористыми коллекторами [16].	В малопористых коллекторах, где нет условий для формирования глинистой корки, наблюдается фильтрация воды из цементного раствора в пласт. Обезвожи-вание цемента сказывается на характере изменения температуры во времени, что отражается на разновременных термо-граммах
Термоба-рические условия в скважине	ФОН ДИН ОСТ ЦЕМ	БМ, ТМ – изменение температуры и давления под воздействием процессов в скважине и пластах, связанных с технологическими операциями в скважине (промывка, спуск колонн, цементирование)	Разновременные измерения давления и температуры в процессе проводимых в скважине технологических операций. Сопоставление давления и температуры до и после выполненной технологиче-ской операции
	ОСТ	Изменение температуры, обусловлен-ное дифференциацией по глубине теп-ловых свойств пород (рис. 8.1.0.1)	Анализ аномалий с привлечением ин-формации о литологии пород
Оценка герметич-ности об-садных колонн	ФОН ОСТ	Кривые оценки ТС – аномалии, обу-словленные нарушением сплошности обсадных колонн	Информативность методов оценки ТС на признаки акустических и электромаг-нитных полей по нарушению сплошности металла труб обсадных колонн
Оценка качества цементи-рования	ФОН ОСТ	Кривые оценки ТС – аномалии, обу-словленные качеством сцепления це-ментного камня, степенью заполнения цементом каверн и распределением цементного камня за колонной	Информативность методов КТС на при-знаки качества цементирования

Продолжение таблицы 8.5.0.1

1	2	3	4
Оценка степени заполнения заколонного пространства цементом	ЦЕМ	ТМ – зависимость между величиной аномалии в цементируемом интервале от количества цемента в заколонном пространстве [17]	В полностью зацементированном интервале наблюдается соответствие величины аномалии ОЦК и объема заколонного пространства (п.3 раздела 7.2.3) – рис. 8.5.0.1. При частичном заполнении величина аномалии ОЦК уменьшается синхронно со степенью заполнения (рис. 8.5.0.2). На точность количественной оценки степени заполнения влияет характер распределения цемента за колонной (рис. 8.5.0.2, рис. 8.5.0.3, рис. 8.5.0.4). Данная информация на этапе эксплуатации скважины используется для учета влияния цементного кольца на температуру в остановленной скважине. Это позволяет повысить точность выявления заколонных перетоков (см. раздел 13.7)
Межпластовые перетоки по внутриколонному пространству скважины	ФОН ДИН ОСТ ЦЕМ  ЦЕМ	ТМ – аномалии температуры, обусловленные движением флюида по стволу и заколонному пространству (аналогично табл.8.1.0.1, табл.8.2.0.1)  ТМ, КТС – нарушение синхронности изменения по глубине аномалии ОЦК и количества цемента за колонной	Анализ поведения температуры и ее градиента по глубине и определение направления движения флюида. Косвенное суждение о перетоке на основании темпа изменения температуры во времени

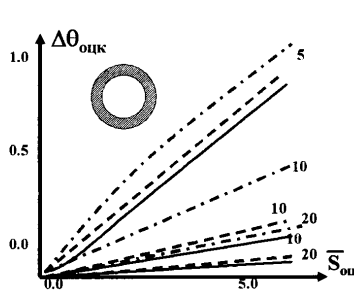


Рис. 8.5.0.1. Зависимость относительной температуры в цементируемой скважине  $\Delta\theta_{\text{оцк}}$  от средней безразмерной площади сечения заколонного пространства  $S_{\text{оцк}} = S_{\text{оцк}}/4\pi r_c^2$  (каверны полностью заполнены цементом) Шифр кривых – относительное время  $F_0 = a_{\text{цем}} \cdot t/r_c^2$ ,  $a_{\text{цем}}$  – температуропроводность цементного камня,  $r_c$  – радиус скважины,  $t$  – время

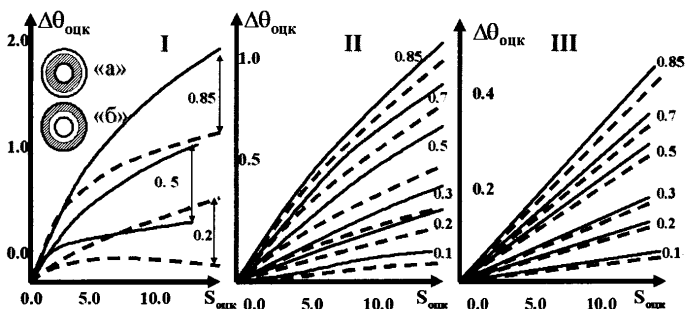


Рис. 8.5.0.2. Зависимость относительной температуры в цементируемой скважине  $\Delta q_{\text{оцк}}$  от средней безразмерной площади сечения заколонного пространства  $S_{\text{оцк}}$  (каверны частично заполнены цементом): I, II, III – для относительного времени 2.5, 5 и 10; сплошные линии – цемент у стенки скважины (сечение «а»); пунктирные линии – цемент у колонны (сечение «б»). Шифр кривых – степень заполнения заколонного пространства цементом

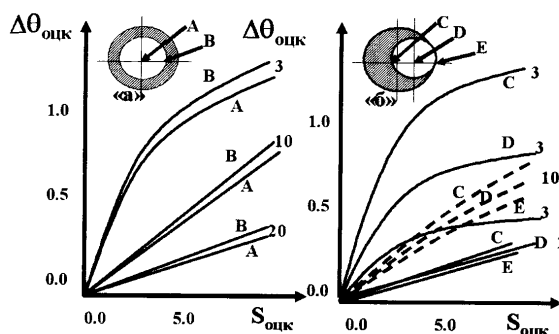


Рис. 8.5.0.3. Зависимость относительной температуры в цементируемой скважине  $\Delta q_{оцк}$  от средней безразмерной площади сечения заколонного пространства  $S_{оцк}$  при центрированной колонне (сечение «а») и колонне, лежащей на стенке скважины – сечение «б» (каверны полностью заполнены цементом) Шифр кривых – относительное время, расположение точек измерения температуры «А, В, С, D, Е» показано на схемах «а», «б»

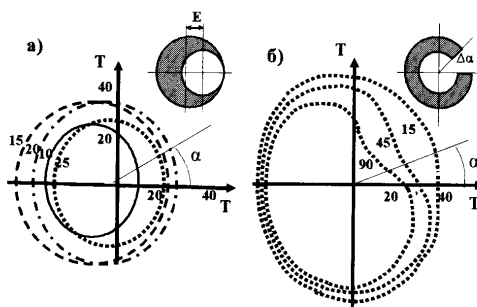


Рис. 8.5.0.4. Влияние на относительную температуру в цементируемой скважине неравномерности распределения цемента по азимуту: а) – вследствие эксцентричного расположения колонны; б) – вследствие наличия локальных пустот

## 8.6. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ СКВАЖИНЫ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ СТОЛОМ

В разделе 7.1 были рассмотрены основные структуры газожидкостного потока в горизонтальном стволе. Их основной специфической особенностью является расслоение потока по сечению ствола (см. рис.7.1.0.4, рис.7.1.0.5). Причем данная особенность режима течения ярко выражена практически во всем диапазоне скоростей. Это приводит к резкому снижению информативности стандартного комплекса ПГИ.

Не последнюю роль в этом играют чисто технические проблемы проводки приборов в горизонтально ориентированных участках ствола, но гораздо более существенны методические проблемы, связанные со снижением достоверности результатов основных геофизических методов. Названные проблемы касаются в первую очередь методов измерений, используемых для изучения состава и расходных параметров продукции скважин контактным способом (расходометрия, влагометрия и т.п.).

В частности, методы состава в основном реагируют на скопления более тяжелой фазы в участках ствола с более низкой отметкой. На таких участках обычно скапливается вода. Причем такие скопления могут образовываться и при небольшой доле воды в продукции скважины, если энергии потока недостаточно для полного выноса жидкости из ствола. Поэтому, в частности, кривая влагомера отражает в большей степени профиль ствола, чем состав притока из работающих интервалов пласта (кривая 1 на рис. 8.6.0.1). Этот эффект усугубляется еще и тем, что скважинный прибор, если он не центрирован, перемещается в области преимущественного распространения более тяжелой фазы. Аналогично поведение



кривых плотностемера и резистивиметра. Более существенно, чем в вертикальном стволе, отражается наличие воды и на диаграммах термоанемометра (кривая 2). Градиент давления на кривой манометра также отражает распределение фаз по высоте (кривая 3).

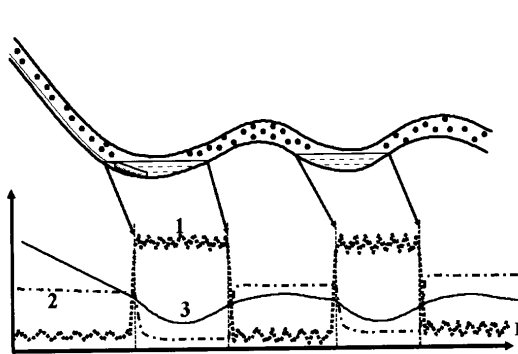


Рис. 8.6.0.1. Теоретические кривые ПГИ в газожидкостном потоке в горизонтальной скважине: 1 – кривая дилъкометра (ВЛ), 2 – кривая термоанемометра (ТА), 3 – барограмма

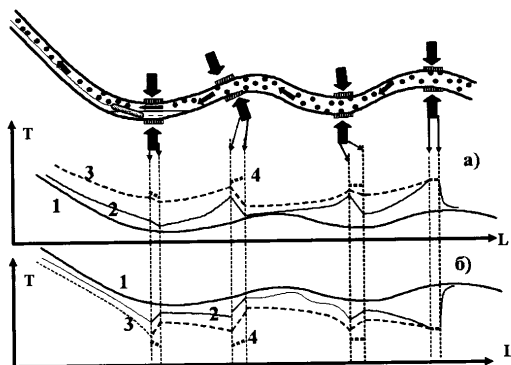


Рис. 8.6.0.2. Теоретические термограммы в газожидкостном потоке в горизонтальной скважине. При преимущественной работе пластов: жидкостью (а); газом (б); 1 – геотермограмма; 2, 3 – термограммы при работе пластов с различными расходами; 4 – температура поступающего в ствол флюида

При увеличении дебита могут быть созданы условия для выноса жидкости из горизонтальной части ствола. Тогда информативные возможности комплекса ПГИ несколько улучшаются. При этом ввиду того, что механическая расходомерия в таких условиях работает неустойчиво, возрастает роль термометрии. Использование термометрии для выявления работающих пластов в этом случае основано на тех же принципах, что и в вертикальном стволе. Поступление флюида в ствол сопровождается изменением его температуры вследствие дросселирования. При движении флюида по стволу происходит его теплообмен со смещающимися породами, вследствие чего в направлении движения температуры флюида и пород сближаются. В интервалах притока происходит calorimetricheskoe смешивание потоков флюида, движущихся по стволу и из пласта. Однако интенсивность перечисленных эффектов существенно меньше, чем в вертикальном стволе. Этому есть несколько причин. Основная из них состоит в том, что из-за низкой депрессии на пласт снижается величина аномалий дросселирования. Соответственно снижается рельефность аномалий теплообмена и calorimetricheskogo смешивания. Не менее существенной помехой при наблюдении температурных эффектов является практическое отсутствие градиента естественной температуры в стволе (рис. 8.6.0.2).

### 8.7. СКВАЖИНЫ, НАХОДЯЩИЕСЯ В РЕМОНТЕ ИЛИ ПРИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА

В данном разделе рассмотрены особенности проведения и использования ПГИ в процессе работ по устранению дефектов, возникающих при строительстве и эксплуатации скважин, а также при контроле интенсификации добычи.

Основные проблемы при КРС обычно связаны с некачественным цементированием, нарушением герметичности обсадных колонн и насосно-компрессорных труб. Не менее важны также работы по замене вышедшего из строя или морально устаревшего подземного и насосного оборудования. Разделение операций по ремонту на два перечисленных типа является весьма условным. Обычно к текущему ремонту относят работы по оптимизации режима работы скважин, а также наименее затратные из операций по устранению дефектов работы подземного оборудования. Капитальный ремонт предусматривает более длительные и дорогостоящие операции по нормализации работы скважины и чаще всего связан с необходимостью вывода скважины из аварийного состояния.

Результативность ПГИ и ГДИС при сопровождении основных операций по текущему и капитальному ремонту рассмотрена в табл.8.7.0.1 и 8.7.0.2.

#### РЕЗУЛЬТАТИВНОСТЬ ГИС-КОНТРОЛЯ ПРИ ТЕКУЩЕМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН

Таблица 8.7.0.1

Технология ремонта	Методы исследований	Технологии и задачи исследований
Ввод скважины в эксплуатацию, оптимизация режима эксплуатации	Методы оценки «приток-состава»	Оценка динамики изменения в зависимости от режима эксплуатации технологических параметров скважин и пластов с использованием информативных признаков и критериев табл.8.2.0.1
	ГДИС	Анализ динамики изменения (в зависимости от режима эксплуатации): дебита, забойного давления в стволе и продуктивности пластов
Очистка, промывка забоя и его обработка хим.реагентами	Методы контроля ТС	Контроль глубины текущего забоя и состояния зумпфа до и после операций по ремонту
Испытание оборудования, ревизия и смена устаревшего оборудования, частичная замена оборудования (насоса, штанг, электродвигателя, кабеля НКТ и пр.). Перевод на другой способ (фонтанирование → ШГН, ШГН → ЭЦН)	Методы оценки приток-состава	Оценка добычных возможностей скважины согласно критериям табл.8.3.0.1 в процессе освоения для выбора оптимальных параметров оборудования
		Оценка параметров технологического режима работы скважины согласно критериям табл. 8.2.0.1
	РМ, ПГИ	Оценка технических параметров скважины согласно табл.8.2.0.1
Ликвидация парафиновых пробок	РМ, методы контроля ТС	Оценка проходного сечения колонны (НКТ) и профиля притока (приемистости)

## РЕЗУЛЬТАТИВНОСТЬ ГИС-КОНТРОЛЯ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН

Таблица 8.7.0.2

Технология ремонта	Методы, основные задачи и особенности технологии исследований
1	2
Расконсервация	<p>Методы контроля ТС</p> <p>Оценка текущего состояния цементного кольца и обсадных колонн</p> <p>Методы оценки «приток-состава»</p> <p>Оценка добычных возможностей скважины в процессе освоения скважины и (при фонтанировании) вывода скважины на режим</p> <p>Методы оценки «приток-состава», ГДИС</p> <p>Устьевые и глубинные замеры параметров состава. Исследование добычных возможностей скважины в процессе освоения и вывода на режим</p>
Выравнивание профиля притока	<p>РМ, другие методы оценки «приток-состава».</p> <p>Определение профиля изменения дебита по стволу, оценка интервальных дебитов, выявление аномальных по интенсивности и составу притока колонн.</p>
Отключение пластов, изоляция пласта, селективная изоляция, переход на другой пласт	<p>Исследования до капитального ремонта проводятся на технологическом режиме работы скважины (табл. 8.2.0.1, 8.3.0.1). Контроль результативности ремонта проводится в соответствии с условиями в стволе в процессе испытания скважины (табл. 8.3.0.1), ее освоения и вывода на режим</p>
Дополнительная перфорация эксплуатационной колонны (ЭК)	<p>Методы контроля ТС</p> <p>Оценка состояния колонны и цементного пласта в интервале перфорации и прилегающих интервалах</p> <p>РМ, другие методы оценки «приток-состава»</p> <p>Оценка профиля притока (приемистости) в перфорированном интервале</p>
Выравнивание профиля приемистости	<p>РМ</p> <p>Определение изменения профиля приемистости по стволу на различных режимах нагнетания</p>
Спуск дополнительной обсадной колонны	Методы контроля ТС. Исследования в процессе и после операций по опрессовке и креплению колонны
Наращивание, исправление негерметичности ЦК	Методы контроля ТС
Ремонт негерметичности колонны	<p>Исследования в процессе и после операций по цементированию</p> <p>Методы контроля ТС. Контроль герметичности колонны</p> <p>Методы оценки «приток-состава»</p> <p>Контроль притока (поглощения) в интервале колонны</p> <p>ПГИ</p> <p>Выявление и контроль интенсивности сопутствующих перетоков по внутри- и заколонному пространствам</p>
Изоляция заколонных перетоков	<p>Методы контроля ТС</p> <p>Контроль герметичности цементного кольца</p> <p>ПГИ</p> <p>Выявление и контроль герметичности заколонных перетоков</p>
Основа технологии исследований – периодичный контроль текущего состояния скважины в процессе проведения ремонта: исследования до, в процессе и после ремонта.	

Методы и технологии промыслово-геофизического контроля, используемые при интенсификации притоков очень сходны с применяемыми при ремонте скважин. Но при этом основным объектом исследования является сам продуктивный пласт. Поэтому базой комплекса ПГК при контроле интенсификации притоков являются методы изучения «приток-состава».

Не менее важной составляющей комплекса являются гидродинамические методы (ГДИС), позволяющие оценить фильтрационные свойства, параметры скин-эффекта, а при проведении гидроразрыва пластов – еще и параметры трещины.

Проведение мероприятий по интенсификации часто взаимосвязано с ликвидацией нарушений герметичности колонн и цементного камня (см. раздел 8.7). Поэтому роль в комплексе методов оценки технического состояния также очень важна.

## ЛИТЕРАТУРА К ГЛАВЕ 8

1. Непримеров Н.Н., Пудовкин М.А., Марков А.И. Особенности теплового поля нефтяного месторождения. КГУ, Казань, 1968 г., 164 с.
2. Череменин Г.А. Прикладная геотермия. Л., Недра, 1976 г.
3. Геофизические методы исследования скважин. Справочник геофизика. Под редакцией Запорожца В.М. М., Недра, 1983.
4. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник, М., Недра, 1988, 476 с.
5. Блажевич В.А., Фахреев И.А., Глазков А.А. Исследования притока и поглощения жидкости по мощности пласта. М., Недра, 1969, 134 с.
6. Басин Я.Н., Кузнецов О.Л., Петухов А.С. Применение промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. М., ВНИИОЭНГ, 1973, 125 с.
7. Орлинский Б.М. Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами. М. Недра, 1977, 239.
8. Аbruкин А.Л. Потокометрия скважин. М., Недра, 1978 г., 253 с.
9. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Кульгавый И.А. Современное состояние и перспективы развития гидродинамико-геофизических методов контроля за разработкой газовых месторождений в СССР и за рубежом, Тематический обзор, М., ВНИИЭгазпром, 1991, 90 с.
10. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. Москва, Минэнерго России, 2001, 271 с.
11. Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш. Термические исследования при компрессорном освоении нефтяных скважин, Уфа, 1992, 165 с.
12. Ахнук Р., Лейтон Дж. и др. Поддержание производительности добывающих скважин. Нефтяное обозрение Schlumberger, осень 2000, с. 10–29.
13. Деркач А.С., Темиргалеев Р.Г., Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Марьенко Н.Н. Особенности и перспективы использования методов промыслово-геофизического контроля на нефтяных и газовых месторождениях Оренбургской области. М., ВНИИОЭНГ, 1995, 69 с.
14. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Основы применения скважинной барометрии в промысловой геофизике. М., ГАНГ, 1997, 229 с.
15. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Методы анализа фазовых расходных параметров в газовых и нефтяных обводняющихся скважинах. ИРЦ Газпром, 1997, 84 с.
16. Кременецкий М.И. Способ выделения проницаемых интервалов в скважине, Авторское свидетельство СССР, N 941556, М., 1982.
17. Позин Л.З., Кременецкий М.И. Способ определения качества цементирования обсадных колонн, Авторское свидетельство СССР N 912920, М., 1978.

### 9.1. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СКВАЖИНЫ И ПЛАСТА

К основным гидродинамическим характеристикам пласта относят параметры, определяемые при гидродинамических исследованиях, а также сопутствующие свойства системы «скважина-пласт», без информации о которых невозможна интерпретация ГДИС. В первую очередь нужно назвать следующие параметры.

- Параметры, характеризующие текущее энергетическое состояние, работу и геометрические параметры пласта:
  - пластовое давление –  $P_{пл}$  [МПа];
  - пластовая температура –  $T_{пл}$  [°K];
  - эффективная толщина пласта –  $h_{эф}$  [м] (суммарная толщина всех проницаемых прослоев);
  - работающая толщина пласта –  $h_{раб}$  [м] (суммарная толщина всех работающих прослоев);
  - параметры, характеризующие размеры и форму дренируемого резервуара (см. ниже раздел 9.4).
- Параметры, характеризующие влияние скважины:
  - геометрические параметры скважины;
  - коэффициент послепритока –  $C_{пп}$  [м<sup>3</sup>/МПа].
- Параметры, характеризующие работу системы «скважина-пласт»:
  - среднее давление в призабойной части пласта [МПа]
 
$$P_{cp} = (P_{пл} + P_c) / 2 ; \quad (9.1.0.1)$$
  - средняя температура призабойной части пласта [°K]
 
$$T_{cp} = (T_{пл} + T_c) / 2 ; \quad (9.1.0.2)$$
  - средняя фактическая депрессия  $\Delta P$  [МПа]
 
$$\Delta P = P_{пл} - P_c ; \quad (9.1.0.3)$$
  - фактический дебит –  $q_{факт}$  [м<sup>3</sup>/сут] (определяется по данным испытания по расходомерии, по темпу изменения давления при известной плотности, по темпу изменения уровней (без привлечения косвенных оценок на основе информации о гидродинамических параметрах пласта);
  - фактическая продуктивность пласта –  $K_{факт}$  [м<sup>3</sup>/МПа·с];
  - радиус контура питания –  $r_{кп}$  [м].

- Свойства пластового флюида:
  - динамическая вязкость –  $\mu$  [МПа·с];
  - коэффициент сжимаемости –  $\beta$  [МПа<sup>-1</sup>].
- Филтративно-емкостные характеристики породы:
  - коэффициент пористости –  $K_{\Pi}$ ;
  - коэффициенты насыщенности –  $K_H$ ;
  - коэффициент сжимаемости –  $\beta_{пл}$  [МПа<sup>-1</sup>];
  - коэффициент проницаемости –  $k$  [мкм<sup>2</sup>];
  - коэффициент пьезопроводности (характеризует особенности неустановившегося поля давления, включая скорость распространения нестационарных аномалий давления в среде) –  $\alpha$  [м<sup>2</sup>/с]:

$$\alpha = \frac{k}{K_{\Pi} \cdot \mu \cdot \beta} \cdot \quad (9.1.0.4)$$

- Филтративные характеристики пласта (в том числе призабойной зоны):
  - гидропроводность пласта –  $\varepsilon$  [м<sup>3</sup>/МПа с]:

$$\varepsilon = \frac{k \cdot h_{\text{раб}}}{\mu}; \quad (9.1.0.5)$$

- параметры, характеризующие совершенство вскрытия пласта (см. ниже раздел 9.5).

## 9.2. УРАВНЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИИ ФЛЮИДОВ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

Основы современной теории гидродинамических исследований были заложены в трудах таких выдающихся ученых, как Лейбензон Л.С., Щелкачев В.Н., Маскет М., Чарный И.А. и др. [1–7].

Процесс фильтрации флюидов в пористой среде в первом приближении считается изотермическим. В этом случае в состав системы уравнений, описывающей движение флюида в пористой среде, входят:

- уравнение неразрывности:

$$\frac{\partial(K_{\Pi} \cdot \gamma)}{\partial t} + \text{div}(\gamma \cdot \vec{w}) = 0, \quad (9.2.0.1)$$

где  $\gamma$  – плотность,  $K_{\Pi}$  – пористость,  $\vec{w}$  – скорость фильтрации жидкости и газа в пористой среде в первом приближении, описываемая законом Дарси (см. раздел 6.2.2).

- уравнение состояния  $P = P(\gamma, T)$  (см. раздел 6.1.4).

Если в уравнении неразрывности выразить скорость фильтрации через градиент давления на основе закона Дарси для жидкости (6.2.2.1) и воспользоваться соотношением (6.2.6.1), связывающим плотность с коэффициентом сжимаемости, получим:

$$\text{div}\left(\frac{k}{\mu} \text{grad} P\right) = \beta \frac{\partial P}{\partial t}. \quad (9.2.0.2)$$

Или, в предположении об однородном составе фильтрующейся жидкости и однородности и изотропности окружающей среды:

$$\operatorname{div}(\operatorname{grad} P) = \nabla^2 P = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial P}{\partial t}. \quad (9.2.0.3)$$

Это уравнение известно как дифференциальное уравнение Лейбензона или *уравнение пьезопроводности*.

Использование преобразования

$$P = \int_0^P \frac{k(P) \cdot \gamma(P)}{\mu(P)} dP \quad (9.2.0.4)$$

позволяет привести уравнения фильтрации для газа к той же форме, что и для жидкости. Это дает возможность использовать рассмотренные выше уравнения для приближенного описания поля давлений в газовых пластах.

В качестве начальных условий выступает распределение давления в начальный момент времени  $t_{нач}$  как функция координат  $P_{нач} = P(x, y, z, t_{нач})$ . К основным типам используемых граничных условий относятся: постоянное давление на границе  $P_{гп} = const$  (на стенке скважины при ее эксплуатации при стабильном забойном давлении, на водо- или газонефтяном контакте при активном водонапорном режиме эксплуатации), постоянная скорость потока на границе  $w_{гп} = const$  (на стенке скважины при ее работе с постоянным дебитом), скорость или давление как известные функции времени  $P_{гп} = P_{гп}(t)$ ,  $w_{гп} = w_{гп}(t)$ . В качестве граничных условий на поверхности контакта слоев, отличающихся по фильтрационным свойствам, используются так называемые условия сопряжения (постоянство давлений и нормальных составляющих скоростей для контактирующих сред:  $P_{1\_гп} = P_{2\_гп}$ ,  $w_{1n\_гп} = w_{2n\_гп}$ ).

### 9.3. РЕЖИМЫ ТЕЧЕНИЯ ФЛЮИДА В ПЛАСТЕ

#### 9.3.1. Радиальный режим

Рассмотрим поле давления в пласте при следующих условиях [4, 7–8]:

- пласт – однородная и изотропная среда с проницаемостью  $k$  и пьезопроводностью  $\alpha$ ;
- границы пласта по вертикали – горизонтальные плоские поверхности, находящиеся на расстоянии  $h$  (толщина пласта) друг от друга;
- пласт работает однородной жидкостью;
- стенка скважины – цилиндрическая вертикальная поверхность радиуса  $r_c$ ;
- на стенке скважины нет никаких дополнительных фильтрационных сопротивлений потоку флюида, то есть давление на стенке точно такое же, как в стволе;
- распределение давления в пласте и свойства флюида не зависят от времени;
- скважина полностью вскрывает пласт;

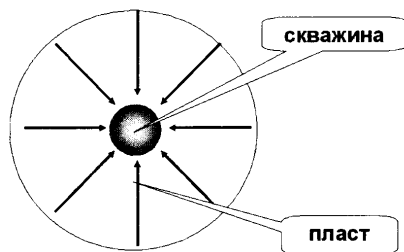


Рис. 9.3.1.1. Радиальная модель пласта

Если перечисленные условия выполняются, то скважина называется *совершенной*. В перечисленных условиях в пласте формируется так называемый «радиальный режим течения». Понятие о радиальном режиме течения в пласте является основополагающим для теории гидродинамических исследований. Этот режим предполагает, что поле давлений и скоростей фильтрации в пласте имеет радиальную симметрию. При этом линии тока в пласте направлены по радиусу от периферии пласта к скважине при притоке и от скважины к периферии пласта при поглощении (рис. 9.3.1.1).

В условиях радиального режима информативность ГДИС максимальна. Для радиального притока уравнение пьезопроводности (9.2.0.3) принимает вид:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial P}{\partial t}. \quad (9.3.1.1)$$

Во многих случаях удобнее и нагляднее представлять исходные уравнения и полученные на их основе аналитические соотношения в безразмерных координатах.

В практике ГДИС для радиального режима используют следующие типы безразмерных координат. Безразмерное давление и депрессия:

$$P_D = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot P}{q \cdot \mu}; \Delta P_D = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta P}{q \cdot \mu}; \quad (9.3.1.2)$$

безразмерное время:

$$t_D = \frac{\alpha \cdot t}{r_c^2}; \quad (9.3.1.3)$$

безразмерный радиус

$$r_D = \frac{r}{r_c}, \quad (9.3.1.4)$$

где  $k, h, P, \Delta P, q, \mu, \alpha, r_c$  – некоторые постоянные (характерные для конкретной задачи) параметры системы «скважина-пласт»: проницаемость пласта, толщина пласта, давление, депрессия, дебит, динамическая вязкость флюида, пьезопроводность пласта, радиус скважины.

В безразмерных параметрах уравнение пьезопроводности для радиального режима будет иметь вид:

$$\frac{\partial^2 P_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial P_D}{\partial r_D} = \frac{\partial P_D}{\partial t_D}. \quad (9.3.1.5)$$

### 9.3.2. Режимы течения, отличные от радиального

Радиальный режим течения не всегда соответствует действительным условиям в системе «скважина-пласт». Достаточно часто в реальных условиях встречаются режимы течения другой геометрии. В их числе в первую очередь следует назвать линейный, билинейный и сферический режимы [4, 7–8].

*Линейный режим* характерен для определенных временных периодов разработки пласта трещиной гидроразрыва и горизонтальной скважиной. Этот режим наблюдается также при работе батареи скважин (рис. 9.3.2.1.а), при дренировании скважиной русловых отложений и в других случаях. Для данного режима поле давлений и скоростей фильтрации в пласте носит линейный характер. При этом линии тока в пласте с



плоскопараллельными границами раздела представляют собой прямые линии, параллельные границам, а уравнение пьезопроводности приобретает вид:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial P}{\partial t}. \quad (9.3.2.1)$$

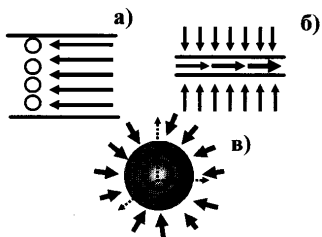


Рис. 9.3.2.1 Основные режимы течения, отличные от радиального: а) линейный, б) билинейный, в) сферический

*Билинейный режим* представляет собой комбинацию двух линейных потоков. Его наиболее типичная модель – работа пласта anomalно высокой проницаемости во вмещающей однородной изотропной среде (рис.9.3.2.1.б). При этом линии тока в пласте и вмещающих породах ориентированы перпендикулярно друг другу.

Математической моделью этого процесса является система уравнений для пласта и вмещающих пород:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{1}{\alpha_x} \frac{\partial P}{\partial t}; \quad \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} = \frac{1}{\alpha_y} \frac{\partial P}{\partial t}. \quad (9.3.2.2)$$

На стенке пласта выполняются условия сопряжения (неразрывности давления и потока).

Билинейный режим наиболее типичен для вертикальных трещин гидроразрыва в определенный период времени. Его характерные особенности и условия возникновения подробно рассмотрены в разделе 9.13.

При частичном вскрытии пласта, а также при интервальном опробовании нередко в пласте возникает режим течения, близкий к *сферическому*. При данном режиме течения линии тока равномерно распределены по радиусам сферы (рис.9.3.2.1.г). Уравнение пьезопроводности в однородном изотропном пласте в этом случае имеет вид:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{2}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial P}{\partial t}. \quad (9.3.2.3)$$

Перечисленные, а также более сложные режимы течения, возникающие при дренировании пласта скважинами с трещинами гидроразрыва или горизонтальными скважинами, при взаимодействии системы скважин, а также при дренировании пласта сложного геологического строения, будут рассмотрены в последующих разделах.

## 9.4. УСЛОВИЯ РАБОТЫ СКВАЖИНЫ СО СТАБИЛЬНЫМ РАСХОДОМ

### 9.4.1. Радиальный режим

Рассмотрим радиальный приток в скважину при условии ее работы с постоянной депрессией (давление на стенке скважины не меняется во времени  $P_c = \text{const}$ ).

В этом случае в околоскважинном пространстве наблюдается изменение давления (воронка депрессии). Причем чем больше время работы скважины, тем сильнее снижение давления в пласте. Распределение давления по радиусу схематично изображено на рис. 9.4.1.1.

Данный рисунок иллюстрирует тот факт, что распределение давления по радиусу в пласте в любой момент времени с высокой степенью приближения аппроксимируется логарифмической функцией [2–5]:

$$P = P_c + (P_{nl} - P_c) \frac{\ln(r/r_c)}{\ln(r_{кп}/r_c)}, \quad (9.4.1.1)$$

где  $r_{кп}$  – текущее значение так называемого *радиуса контура питания скважины*, которое для неограниченного пласта оценивают, зная текущее время работы скважины  $t_{раб}$ :

$$r_{кп} = r_c + \sqrt{\pi \cdot \alpha \cdot t_{раб}}. \quad (9.4.1.2)$$

Значение радиуса контура питания имеет важный физический смысл. Дело в том, что уравнение (9.4.1.1) является точным решением стационарного уравнения пьезопроводности ( $\partial P/\partial t=0$ ) в предположении, что давление на стенке скважины и на контуре питания поддерживается постоянным  $P(r=r_c)=P_c=const$ ,  $P(r=r_{кп})=P_{nl}=const$ .

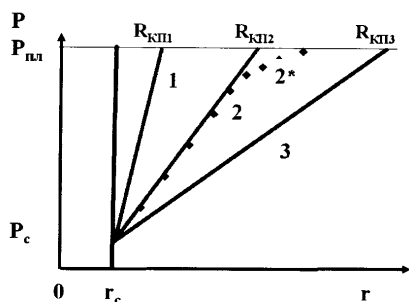


Рис. 9.4.1.1. Воронка депрессии в работающем пласте: «1», «2» и «3» – аппроксимация распределения давления по радиусу логарифмической функцией при различных временах работы скважины  $t_1$ ,  $t_2$ ,  $t_3$ , «2\*» – реальное распределение давления при  $t = t_2$

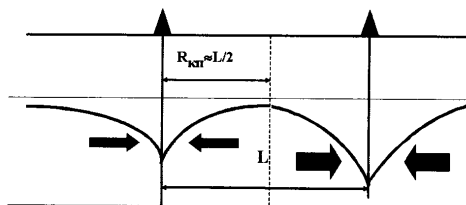


Рис. 9.4.1.2. Понятие радиуса контура питания

Для каждого момента времени по формуле (9.4.1.2) можно рассчитать свой радиус контура питания и затем по формуле (9.4.1.1) рассчитать приближенное (близкое к стационарному) распределение давления. Такой метод расчета называется «методом последовательной смены стационарных состояний». Поле, параметры которого с достаточной для практических целей точностью может быть описано названным способом, называют «квазистационарным». Поле давления в стабильно работающей скважине является типичным примером квазистационарного поля. С этой точки зрения радиус контура питания определяет размеры околоскважинной зоны, где поле давления приближенно описывается законами стационарного переноса. Следует отметить, что каждое такое квазистационарное состояние характеризуется постоянным давлением и дебитом (хотя на самом деле и тот, и другой параметр меняются во времени).

Соотношение (9.4.1.2) обычно используют только при малых временах работы скважины. Дело в том, что значение радиуса контура питания увеличивается во времени достаточно интенсивно и быстро становится сравнимым с расстоянием между соседними скважинами. С этого момента воронка депрессии практически перестает

меняться во времени. Тогда с достаточной для практики точностью значение радиуса контура питания можно принять постоянным и равным половине среднего расстояния между соседними скважинами. При этом положение контура не зависит от производительности скважин (рис.9.4.1.2).

Согласно соотношению (9.4.1.1) и закону Дарси можно рассчитать объемный дебит жидкости на стенке скважины:

$$q = 2 \cdot \pi \cdot \varepsilon \cdot \frac{(P_{nl} - P_c)}{\ln(\frac{r_{кл}}{r_c})}, \quad (9.4.1.3)$$

или в безразмерных параметрах:

$$\Delta P_D = \ln(\frac{r_{кл}}{r_c}). \quad (9.4.1.4)$$

Соотношение (9.4.1.3) известно как *формула Дююи*. Это соотношение называют также *линейным законом фильтрации* и записывают в виде:

$$P_{nl} - P_c = A \cdot q, \quad (9.4.1.5)$$

где параметр

$$A = \frac{P_{nl} - P_c}{q} = \frac{\ln(\frac{r_{кл}}{r_c})}{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \quad (9.4.1.6)$$

называется *фильтрационным сопротивлением пласта*.

Величина, обратная этому параметру, представляет собой фактический коэффициент продуктивности:

$$K_{факт} = \frac{q}{P_{nl} - P_c} = \frac{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon}{\ln(\frac{r_{кл}}{r_c})}. \quad (9.4.1.7)$$

Фактический коэффициент продуктивности рассчитывается на *основе непосредственно измеренных значений дебита и депрессии*. Для того, чтобы получить аналогичное соотношение для *газа*, необходимо учесть зависимость объемного дебита от давления, а также нелинейность фильтрации:

$$P_{nl}^2 - P_c^2 = A q_{cm} + B q_{cm}^2, \quad (9.4.1.8)$$

где величины *A* и *B* представляют собой так называемые «фильтрационные коэффициенты»,  $q_{cm}$  – дебит газа в стандартных условиях (при  $T=20^\circ\text{C}$ ,  $P=0.1013\text{МПа}$ ).

Иногда при малых дебитах вместо уравнения (9.4.1.8) используется его линейное приближение:

$$P_{nl}^2 - P_c^2 = A q_{cm}. \quad (9.4.1.9)$$

#### 9.4.2. Режимы, отличные от радиального

Зависимости подобного типа, полученные для радиального притока, неприменимы при более сложных условиях (например, при гидроразрыве или в горизонтальных скважинах). Для приближенной оценки дебита длительно эксплуатируемых горизон-

тальных скважин (при эллиптическом режиме фильтрации в пласте) известно следующее соотношение [9]:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{xy} \cdot h_{раб} \cdot (P_{нл} - P_c)}{\mu \left\{ \ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \frac{\vartheta \cdot h_{раб}}{L} \ln \frac{\vartheta \cdot h_{раб}}{(\vartheta + 1) \cdot r_c} \right\}}, \quad (9.4.2.1)$$

где  $\vartheta = \frac{k_z}{k_{xy}}$ ,

где  $k_{xy}$  – горизонтальная проницаемость;  $k_z$  – вертикальная проницаемость;  $L$  – длина горизонтальной части ствола,  $h_{раб}$  – работающая толщина пласта,  $\mu$  – динамическая вязкость флюида,  $r_c$  – радиус скважины;  $a$  – полудлина большей оси эллипса дренирования:

$$\frac{a}{L} = \frac{1}{2} \left[ 0.5 + \sqrt{0.25 + \left( \frac{2 \cdot r_{нл}}{L} \right)^4} \right]^{0.5}, \quad (9.4.2.2)$$

где  $r_{нл}$  – радиус пласта.

В качестве примера приближенного расчетного соотношения для оценки установившегося дебита длительно эксплуатируемой скважины (при эллиптическом режиме фильтрации в однородном пласте) при наличии вертикальной трещины неограниченной проводимости в однородном пласте можно привести выражение [10]:

$$q = 2 \cdot \pi \cdot \varepsilon \cdot \frac{(P_{нл} - P_c)}{\ln \left( \frac{r_{кп}}{r_c} \right)} \cdot \zeta, \quad \text{где } \zeta = \frac{\ln \left( \frac{r_{кп}}{r_c} \right)}{\ln \left( \frac{2r_{кп}}{L_{тр}} \right)}, \quad (9.4.2.3)$$

где  $L_{тр}$  – длина трещины.

Для приближенной оценки давления в вертикальной скважине, дренирующей резервуар сложной формы, используется модифицированное уравнение Дюпюи, где влияние контура питания учитывается с помощью так называемого «коэффициента формы Дейтца». В литературе используются две его модификации: « $C_D$ » либо « $C_A$ », отличающиеся постоянным множителем [11–12].


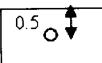

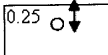

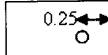

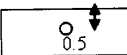
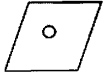
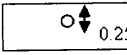

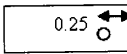
$$q = \pi \cdot \varepsilon \cdot \frac{(P_{нл} - P_c)}{\ln \left( \frac{C_D \cdot S}{r_c} \right)} = \pi \cdot \varepsilon \cdot \frac{(P_{нл} - P_c)}{0.5 \ln \left\{ \frac{10.06 \cdot S_{рез}}{C_A \cdot r_c^2} \right\}}, \quad (9.4.2.4)$$

$$C_A = \frac{10.06}{C_D^2}.$$

Значения этой поправки зависят от площади  $S_{рез}$  и формы дренируемого резервуара. Вид зависимости для некоторых наиболее распространенных моделей резервуаров приведен в табл. 9.4.2.1.

# КОЭФИЦИЕНТЫ ФОРМЫ ДЕЙТЦА ДЛЯ НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННЫХ МОДЕЛЕЙ РЕЗЕРВУАРОВ

Таблица 9.4.2.1

Форма резервуара	$C_D$	$C_A$	Форма резервуара	$C_D$	$C_A$
Круг со скважиной в центре			Прямоугольник 1:2 со скважиной в центре		
	0.564	31.62		0.679	21.83
Квадрат со скважиной в центре			Прямоугольник 1:2 со скважиной вблизи большей стороны		
	0.571	30.88		0.964	10.83
Шестиугольник со скважиной в центре			Прямоугольник 1:2 со скважиной вблизи меньшей стороны		
	0.565	31.54		1.494	4.51
Треугольник со скважиной в центре			Прямоугольник 1:4 со скважиной в центре		
	0.604	27.60		1.368	5.38
Ромб с острым углом 60° и скважиной в центре			Прямоугольник 1:4 со скважиной вблизи большей стороны		
	0.610	27.06		1.937	2.68
Прямоугольный треугольник со скважиной вблизи прямого угла			Прямоугольник 1:4 со скважиной вблизи меньшей стороны		
	0.678	21.9		6.591	0.23

## 9.5. СКИН-ФАКТОР

### 9.5.1. Определение и физический смысл скин-фактора

В разделе 9.3.1 были перечислены основные условия, при которых скважина может считаться совершенной. Если хотя бы одно из названных условий не выполняется, скважина называется несовершенной. Количественной мерой несовершенства скважины является скин-фактор. Можно назвать более двух десятков особенностей конструкции скважины и состояния пласта, ответственные за появление скин-фактора. Перечислим основные [4, 7, 12].

Наиболее часто встречающийся на практике случай – скин-фактор кальматации. Его возникновение связано с ухудшением проницаемости призабойной зоны вследст-

вие загрязнения пласта (в процессе бурения, капитального ремонта, освоения). Этот случай изображен на рис. 9.5.1.1.

Как видно из рис. 9.5.1.1, поток в пласте остается радиальным, но его интенсивность резко снижается из-за аномально высокого гидравлического сопротивления призабойной зоны. Не менее существенно влияние скин-фактора частичного вскрытия (рис. 9.5.1.2). В этом случае дополнительное фильтрационное сопротивление создается не в результате ухудшения свойств пласта возле скважины, а в результате уменьшения интервала поступления флюида в скважину. Кроме того, флюид из недобуренной части пласта вынужден продвигаться по вертикали, а в терригенных коллекторах вертикальная проницаемость, как правило, значительно ниже горизонтальной.

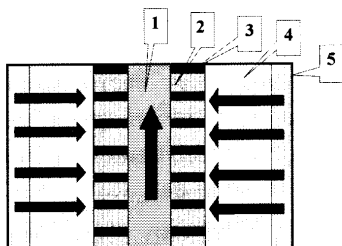


Рис. 9.5.1.1. Скин-фактор кальматации: 1 – скважина, 2 – цементное кольцо, 3 – перфорация, 4 – зона кальматации, 5 – пласт. Стрелками показано направление движения флюида

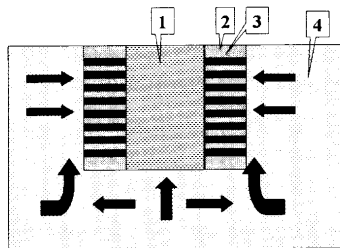


Рис. 9.5.1.2. Скин-фактор частичного вскрытия: 1 – скважина, 2 – цементное кольцо, 3 – перфорация, 4 – пласт. Стрелками показано направление движения флюида

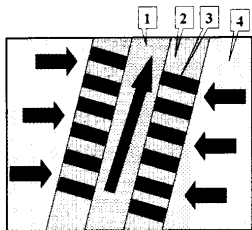


Рис. 9.5.1.3. Скин-фактор отклонения ствола от вертикали: 1 – скважина, 2 – цементное кольцо, 3 – перфорация, 4 – пласт. Стрелками показано направление движения флюида

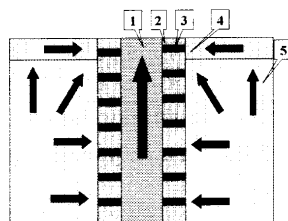


Рис. 9.5.1.4. Скин-фактор вертикальной неоднородности: 1 – скважина, 2 – цементное кольцо, 3 – перфорация, 4 – высоко проницаемый пласт, 5 – низкопроницаемый пласт. Стрелками показано направление движения флюида

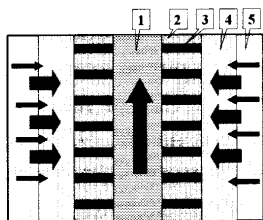


Рис. 9.5.1.5. Скин-фактор изменения состава флюида: 1 – скважина, 2 – цементное кольцо, 3 – перфорация, 4 – зона движения газожидкостной смеси в прискважинной зоне пласта, 5 – зона движения жидкости. Стрелками показано направление движения флюида

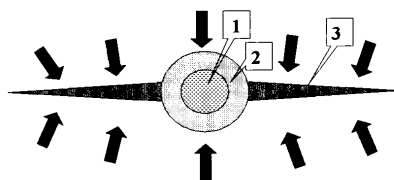


Рис. 9.5.1.6. Скин-фактор гидроразрыва: 1 – скважина, 2 – цементное кольцо, 3 – трещина гидроразрыва. Стрелками показано направление движения флюида

Меньшим по величине, но также весьма значимым является скин-фактор отклонения ствола от вертикали, схематичное изображение которого приведено на рис. 9.5.1.3.

Часто встречается также скин-фактор вертикальной неоднородности (рис. 9.5.1.4). На рисунке приведен случай, когда высокопроницаемый пропласток находится в кровле пласта. Приток в скважину происходит не по всему проперфорированному пласту, а преимущественно через этот пропласток. В этом случае по результатам ГДИС получают скин-фактор, вызванный тем, что флюиду приходится преодолевать дополнительное фильтрационное сопротивление при движении к высокопроницаемому пропластку. Такой же эффект будет наблюдаться при любой анизотропии пласта. Чем больше отличаются по проницаемости отдельный пропласток и основной пласт, тем заметнее будет указанный эффект.

В газовых, газоконденсатных и нагнетательных скважинах часто наблюдается скин-фактор, связанный с изменением насыщения по радиусу пласта (выделением газа или выпадением конденсата в прискважинной зоне, продвижением фронта воды и т.п.). Схема возникновения данного скин-фактора приведена на рис. 9.5.1.5. В этом случае возникновение скин-фактора обусловлено уменьшением фазовой проницаемости в призабойной зоне.

Сегодня широкое распространение в мире приобрела технология гидроразрыва пласта (ГРП). В скважину под большим давлением закачивают флюид, в пласте создается трещина и закрепляется пропантом (например, хорошо отсортированным и окатанным песчаником). В этом случае результаты ГДИС также покажут скин-фактор. Схема скважины после гидроразрыва приведена на рис. 9.5.1.6.

Обычно после гидроразрыва фильтрационное сопротивление прискважинной зоны не увеличивается, а уменьшается. При этом скин-фактор принимает отрицательное значение.

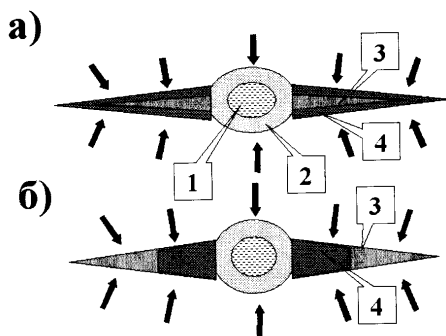


Рис. 9.5.1.7. Скин-фактор кальматации пласта при гидроразрыве (а) и после гидроразрыва (б): 1 – скважина, 2 – цементное кольцо, 3 – трещина гидроразрыва, 4 – зона кальматации трещины. Стрелками показано направление движения флюида

Отметим, что сама трещина тоже может быть закольматирована, но чаще всего при проведении гидроразрыва кальматруется сам пласт. Зона кальматации будет выглядеть примерно так, как показано на рис. 9.5.1.7а.

Но может закольматироваться и сама трещина (например, после компрессирования, цементации или др.). Схема такого рода кальматации изображена на рис. 9.5.1.7б.

Необходимо помнить, что приведенные выше иллюстрации являются всего лишь схемами и на практике часто встречаются случаи одновременного существования нескольких типов скин-фактора. Суммарный скин-фактор называют *интегральным*.

### 9.5.2. Количественная оценка скин-фактора для радиального режима

В пласте, вскрытом несовершенной скважиной, поле давлений искажается. На анализе характера и степени искажений основана количественная оценка скин-фактора. Проведем такую оценку применительно к скин-фактору, связанному с изменением проницаемости призабойной зоны пласта. Будем считать, что призабойная зона представляет собой цилиндрический слой радиуса  $r_s$  (давление на границе зоны –  $P_s$ ). То есть пласт представляет собой неоднородную среду, состоящую из двух коаксиальных цилиндрических слоев: прискважинной зоны  $r_c < r < r_s$  проницаемости  $k_s$  и ненарушенной части пласта  $r_s < r < r_{кп}$  проницаемости  $k$  (гидропроводности названных слоев –  $\varepsilon$  и  $\varepsilon_s$ ).

Для совершенной скважины (то есть в отсутствие скин-фактора) зависимость давления от логарифма радиальной координаты близка к линейной («1» на рис. 9.5.2.1).

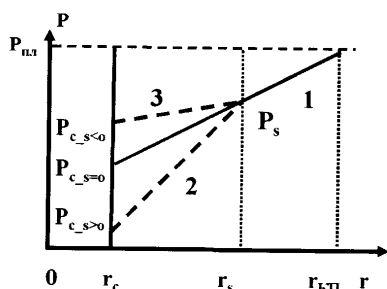


Рис. 9.5.2.1. Изменение градиента давления в около скважинном пространстве 1 – в отсутствие скин-фактора ( $s$ ); 2 – при положительном  $s$ ; 3 – при отрицательном  $s$

При этом давление на стенке скважины равно  $P_{c-s=0}$ . При худшей проницаемости ближней зоны давление уменьшается  $P_{c-s>0} < P_{c-s=0}$  (кривая 2 на рис. 9.5.2.1). При улучшенной проницаемости ближней зоны давление на забое увеличивается  $P_{c-s<0} > P_{c-s=0}$  (кривая 3). Разность  $\Delta P_s = P_{c-s<0} - P_{c-s=0}$  определяет дополнительные затраты энергии для преодоления сопротивления зоны пониженной проницаемости. Отношение:

$$s = \frac{\Delta P_s \cdot 2 \cdot \pi \cdot \varepsilon}{q} = \ln \left( \frac{r_s}{r_c} \right) \left[ \frac{\varepsilon_s}{\varepsilon} - 1 \right] \quad (9.5.2.1)$$

используют в качестве количественной характеристики неоднородности пласта и называют *показателем скин-эффекта* или *скин-фактором*.

Для совершенной скважины показатель скин-эффекта равен нулю. Положительное значение показателя скин-эффекта свидетельствует, что фильтрационные параметры ближней зоны пласта ухудшены. Если проницаемость ближней зоны больше проницаемости пласта, то показатель скин-эффекта – отрицательный. Из (9.4.1.3) и (9.5.2.1) следует:

$$q = 2 \cdot \pi \cdot \varepsilon \cdot \frac{(P_{пл} - P_c)}{\ln \left( \frac{r_{кп}}{r_c} \right) + s} \quad (9.5.2.2)$$

Поведение гидродинамических параметров в несовершенной скважине может быть описано моделью совершенной скважины при некотором фиктивном значении ее радиуса. Это значение называют *приведенным радиусом скважины*  $r_{с.пр}$ . Введение этого параметра позволяет использовать для определения параметров несовершенной скважины те же расчетные соотношения, что и для совершенной скважины, но при замене значения  $r_c$  на  $r_{с.пр}$ . В частности, можно записать аналог уравнения Дюпюи (9.4.1.3), учитывающий скин-фактор:



$$q = 2 \cdot \pi \cdot \varepsilon \frac{(P_{nl} - P_c)}{\ln\left(\frac{r_{кп}}{r_{с\_нр}}\right)}. \quad (9.5.2.3)$$

Откуда, если принять во внимание соотношение (9.5.2.2), следует:

$$r_{с\_нр} = r_c e^{-s}. \quad (9.5.2.4)$$

Приведенный радиус совершенной скважины равен радиусу скважины ( $r_{с\_нр} = r_c$ ). При ухудшенной проницаемости призабойной зоны  $r_{с\_нр} < r_c$ , при улучшенной проницаемости призабойной зоны  $r_{с\_нр} > r_c$ .

Еще одной важной количественной характеристикой скин-эффекта является соотношение фактического и потенциального коэффициентов продуктивности. Фактическую продуктивность можно рассчитать двумя способами. Во-первых, можно замерить в скважине дебит и депрессию:

$$K_{факт} = \frac{q}{P_{nl} - P_c}. \quad (9.5.2.5)$$

Во-вторых, можно оценить свойства пласта и рассчитать продуктивность на основе уравнения Дюпюи. Для совершенного пласта:

$$K_{факт} = \frac{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon}{\ln\left(\frac{r_{кп}}{r_c}\right)}. \quad (9.5.2.6)$$

Для пласта со скин-фактором:

$$K_{факт} = \frac{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon}{\ln\left(\frac{r_{кп}}{r_c}\right) + s}. \quad (9.5.2.7)$$

Если формально воспользоваться для оценки продуктивности несовершенного пласта соотношением (9.5.2.6), по получим так называемую *потенциальную продуктивность*  $K_{пот}$ .

Для совершенной скважины потенциальная и фактическая продуктивности одинаковы. При ухудшенной проницаемости призабойной зоны потенциальная продуктивность выше, чем фактическая, а при улучшенной проницаемости призабойной зоны потенциальная продуктивность ниже, чем фактическая.

*Коэффициент гидродинамического совершенства* определяет долю перепада давлений, приходящуюся на долю неоднородности в призабойной зоне, то есть в принятых выше обозначениях:

$$\eta = 1 - \frac{P_s - P_{с\_с < 0}}{P_{nl} - P_{с\_с < 0}}. \quad (9.5.2.8)$$

Откуда следует:

$$\eta = \frac{\ln\left(\frac{r_{кп}}{r_c}\right)}{\ln\left(\frac{r_{кп}}{r_{с\_нр}}\right)} = \frac{K_{факт}}{K_{пот}}. \quad (9.5.2.9)$$

Для совершенной скважины коэффициент гидродинамического совершенства равен единице, при ухудшенной проницаемости призабойной зоны – меньше 1, при улучшенной проницаемости – больше 1.

## 9.6. ИНДИКАТОРНЫЕ ДИАГРАММЫ

Индикаторные диаграммы представляют собой зависимости давления на забое от дебита, построенные по результатам измерения на установившемся (квазистационарном) режиме работы скважины. Согласно уравнению Дюпюи для радиального притока жидкости, индикаторная диаграмма представляет собой прямую линию, наклон которой зависит от продуктивности пласта. Для одной и той же гидропроводности и меняющихся скин-факторов можно получить семейство индикаторных линий, расположенных под разным углом наклона в зависимости от величины  $s$  (рис. 9.6.0.1).

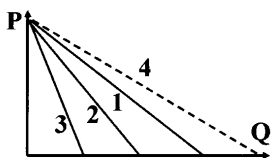


Рис. 9.6.0.1. Индикаторные диаграммы для притока однофазной жидкости: 1 – при нулевом значении скин-фактора ( $s_1=0$ ); 2 и 3 – при значении скин-фактора  $s_3>s_2>0$ ; 4 – при отрицательном скин-факторе

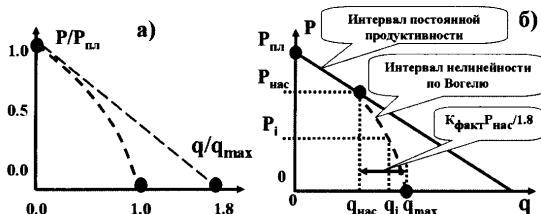


Рис. 9.6.0.2. Индикаторная диаграмма Вогеля: а) стандартная с поправкой Стэндинга для скин-фактора, б) модифицированная для нулевого скин-фактора

Для чисто газовых скважин согласно соотношению (9.4.1.8) индикаторные диаграммы являются нелинейными [13–15]. Для их представления в линейном виде обычно используется преобразование:

$$\frac{P_{nl}^2 - P_c^2}{q_{cm}} = A + B \cdot q_{cm} \quad (9.6.0.1)$$

В зарубежной практике также широко используется способ описания индикаторных диаграмм нелинейными зависимостями. В частности, для реальной пластовой нефти имеет существенное значение факт, что при снижении давления на забое скважины (а значит, и в призабойной зоне пласта) ниже давления насыщения из жидкости начинает выделяться газ. В призабойной зоне пласта поток становится двухфазным, что приводит к резкому снижению фазовой проницаемости по жидкости и соответственно снижению дебита. Согласно хорошо известному *приближению Вогеля* [16], индикаторная диаграмма в этом случае описывается соотношением:

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0.2 \frac{P_c}{P_{nl}} - 0.8 \left[ \frac{P_c}{P_{nl}} \right]^2, \quad (9.6.0.2)$$

где:  $q$  – текущий дебит скважины,  $P_c$  – текущее давление,  $q_{max}$  – так называемый абсолютно свободный дебит (т.е. дебит, который теоретически был бы достигнут, если бы давление на забое снизилось до нулевого).

Соотношение (9.6.0.2) имеет очень четкий физический смысл. При нулевом давлении на забое ( $P_c=0$ ) –  $q=q_{max}$ , при пластовом давлении ( $P=P_{nl}$ ) –  $q=0$ .

Для построения такой кривой достаточно знать величину пластового давления и максимального (абсолютно свободного дебита) или пластовое давление и дебит хотя бы при одном текущем давлении.

Для учета влияния скин-фактора в соотношение (9.6.0.2) вводится поправка (так называемая поправка Стэндинга [17]):

$$\frac{q}{q_{\max}} = 1 - 0.2 \cdot \frac{P_c^*}{P_{\text{пл}}} - 0.8 \cdot \left[ \frac{P_c^*}{P_{\text{пл}}} \right]^2, \quad \text{где } P_c^* = P_{\text{пл}} - \eta \cdot (P_{\text{пл}} - P_c), \quad (9.6.0.3)$$

где  $\eta$  – коэффициент совершенства вскрытия скважины (в западных литературных источниках этот параметр называют «фактором эффективности притока»).

В уравнении Вогеля в таком упрощенном виде есть очень существенный недостаток, т.к. приходится полагать, что индикаторная линия криволинейна при всех значениях давления, в том числе и при давлении ниже давления насыщения (рис. 9.6.0.2а).

Этот недостаток учитывает модифицированное уравнение Вогеля, которое имеет вид:

$$q = K_{\text{факт}} (P_{\text{пл}} - P_c) \quad \text{для } P_c > P_{\text{нас}}, \quad (9.6.0.4)$$

$$q = q_{\text{нас}} + \{q_{\max} - q_{\text{нас}}\} \left\{ 1 - 0.2 \frac{P_c}{P_{\text{нас}}} - 0.8 \frac{P_c^2}{P_{\text{нас}}^2} \right\} \quad \text{для } P_c \leq P_{\text{нас}}, \quad (9.6.0.5)$$

где  $q_{\text{нас}} = K_{\text{факт}} (P_{\text{пл}} - P_{\text{нас}})$  – дебит скважины при давлении, равном давлению насыщения;  $q_{\max} = q_{\text{нас}} + K_{\text{факт}} P_{\text{нас}} / 1.8$  – абсолютно свободный дебит (при нулевом давлении).

При давлении на забое, равном давлению насыщения, дебит, рассчитанный по уравнению (9.6.0.5) равен  $q_{\text{нас}}$ , при нулевом давлении дебит равен  $q_{\max}$  (рис. 9.6.0.2б).

Еще одним способом отображения нелинейного характера индикаторных диаграмм являются индикаторные кривые Фетковича [18] следующего вида:

$$q = K_{\text{эф}}^* \cdot (P_{\text{пл}}^2 - P_c^2)^n, \quad (9.6.0.6)$$

где показатель степень  $n$  в зависимости от условий конкретной скважины может меняться от 0.5 до 1, коэффициент  $K_{\text{эф}}^*$  является аналогом коэффициента продуктивности.

Рассмотренные зависимости типа (9.6.0.2)–(9.6.0.6) являются попыткой отобразить в виде уравнения (или диаграммы) факт снижения производительности скважины при снижении давления ниже давления насыщения и не имеют более глубокой физической основы.

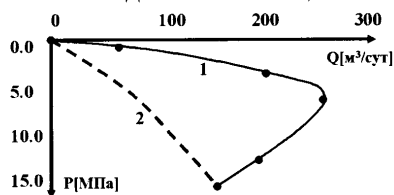


Рис. 9.6.0.3. Индикаторная диаграмма в скважине, работающей при давлении, ниже давления насыщения 1 – результаты измерений при увеличении депрессии (прямой ход); 2 – результаты измерений при уменьшении депрессии (обратный ход)

Реальные эффекты могут быть существенно более сложными. В частности, выделение газовой фазы в пласте приводит к столь сильному уменьшению фазовой проницаемости, что на индикаторной линии наблюдается инверсия (см. рис. 9.6.0.3), т.е. при дальнейшем увеличении депрессии дебит начинает падать. Причем при последующем снижении депрессии дебит уже не возрастает, поскольку выделившийся ранее

газ остается в порах пласта. Таким образом, для указанных условий индикаторные диаграммы при «прямом и обратном ходе» не совпадают друг с другом из-за необратимых процессов в поровом пространстве пласта.

## 9.7. УСЛОВИЯ ПУСКА СКВАЖИНЫ В РАБОТУ СО СТАБИЛЬНЫМ РАСХОДОМ

### 9.7.1. Радиальный режим течения флюида в пласте

Формула для расчета распределения давления в пласте получена для условий радиального притока, описанных в разделе 9.3.1. Считается также, что с момента времени  $t > 0$  скважина имеет нулевой диаметр (то есть представляет собой точечный источник) и работает с постоянным дебитом  $q = \text{const}$ .

Решение уравнения Лейбензона (9.2.0.3) применительно к этому случаю приводит к следующей зависимости давления в скважине  $P_c$  от времени  $t_{\text{раб}}$  и расстояния до скважины  $r$ :

$$P_c = P_{\text{пл}} - \frac{q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h_{\text{раб}}} \left[ -Ei \left( \frac{K_{\text{п}} \cdot \mu \cdot \beta \cdot r^2}{4 \cdot k \cdot t_{\text{раб}}} \right) \right]. \quad (9.7.1.1)$$

Для стенки скважины  $r = r_c$  это соотношение принимает вид:

$$P_c = P_{\text{пл}} - \frac{q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h_{\text{раб}}} \left[ -Ei \left( \frac{K_{\text{п}} \cdot \mu \cdot \beta \cdot r_c^2}{4 \cdot k \cdot t_{\text{раб}}} \right) \right]. \quad (9.7.1.2)$$

Анализ соотношения (9.7.1.2), полученного для точечного источника, показывает его высокую сходимость с точным решением, описывающим работу скважины конечного радиуса  $r_c$  с постоянным расходом [4].

С учетом скин-фактора  $r_c = r_{c\_np}$  формула (9.7.1.2) принимает вид:

$$P_c = P_{\text{пл}} - \frac{q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h_{\text{раб}}} \left[ -Ei \left( \frac{K_{\text{п}} \cdot \mu \cdot \beta \cdot r_{c\_np}^2}{4 \cdot k \cdot t_{\text{раб}}} \right) \right], \quad (9.7.1.3)$$

где  $\mu$  [МПа·с] – динамическая вязкость жидкости;  $k$  [м<sup>2</sup>] – коэффициент проницаемости;  $h_{\text{раб}}$  – работающая толщина пласта [м];  $K_{\text{п}}$  – пористость пласта;  $\beta$  – сжимаемость;  $-Ei(-x)$  – интегральная показательная функция аргумента  $x$ ;  $r_{c\_np}$  – приведенный радиус скважины, связанный с влиянием скин-фактора.

Чтобы получить более удобную для расчетов приближенную формулу, используют известную аппроксимацию  $-Ei(-x) = \ln(\nu x)$ , где  $\nu = e^{\gamma} = 1.78$ ,  $\gamma \approx 0.5772$  (постоянная Эйлера). С ее учетом [4, 7]:

$$P_c = P_{\text{пл}} - \frac{q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h_{\text{раб}}} \ln \left( \frac{2.25 \cdot k \cdot t_{\text{раб}}}{K_{\text{п}} \cdot \mu \cdot \beta \cdot r_{c\_np}^2} \right) = P_{\text{пл}} - \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \ln \left( \frac{2.25 \cdot \alpha \cdot t}{r_{c\_np}^2} \right) \quad (9.7.1.4)$$

или

$$P_c = \Phi_{раб} \cdot \Psi_{раб} \cdot \ln(t_{раб}),$$

$$\Phi_{раб} = P_{пл} \cdot \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \ln \left( \frac{2.25 \cdot \alpha}{r_{с\_нр}^2} \right), \quad (9.7.1.5)$$

$$\Psi_{раб} = \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon}.$$

То есть зависимость изменения забойного давления от логарифма времени аппроксимируется линейной функцией, коэффициенты которой определяются гидродинамическими параметрами среды.

Для того, чтобы получить аналогичное соотношение для *притока газа*, необходимо учесть *существенную зависимость объемного дебита от давления* [7–8, 12, 14]. Для этого используется уравнение состояния газа (6.1.4.5) в виде:

$$q = \frac{q_{см} P_{см} T_{ср}}{P_{ср} T_{см}} Z, \quad (9.7.1.6)$$

где  $P_{см}$  – атмосферное (стандартное) давление;  $T_{см} = 20^\circ C$  – стандартная температура;  $T_{ср}$  – средняя пластовая температура; среднее давление в пласте  $P_{ср} = (P_{пл} + P_c)/2$ ;  $Z$  – коэффициент сжимаемости газа,  $q_{см}$  – дебит газа при стандартных температуре и давлении.

Окончательное расчетное соотношение для одночленного уравнения фильтрации газа (фильтрационное сопротивление  $B$  в уравнении (9.4.1.8) равно нулю) имеет вид:

$$P_{пл}^2 - P_c^2 = \frac{\Psi_{раб}}{2} \cdot q_{см} \cdot \ln \left( \frac{2.25 \cdot \alpha \cdot t_{раб}}{r_{с\_нр}^2} \right), \quad (9.7.1.7)$$

где параметр  $\Psi_{раб}$  определяется формулой:

$$\Psi_{раб} = \frac{\mu \cdot Z \cdot P_{см} T_{ср}}{\pi \cdot k \cdot h_{раб} T_{см}}. \quad (9.7.1.8)$$

Аналогичное соотношение для двухчленной фильтрации газа имеет вид:

$$P_{пл}^2 - P_c^2 = \frac{\Psi_{раб}}{2} \cdot q_{см} \cdot \ln \left( \frac{2.25 \cdot \alpha \cdot t_{раб}}{r_{с\_нр}^2} \right) + B \cdot q_{см}^2. \quad (9.7.1.9)$$

### 9.7.2. Режимы течения, отличные от радиального

Способы для расчета давления в пласте при нерадиальных режимах фильтрации аналогичны описанным в разделе 9.7.1. Конкретный вид расчетных соотношений определяется геометрией задачи и краевыми условиями.

Так, линейный поток к батарее скважин в однородном изотропном пласте толщины  $h$  с плоскопараллельными границами раздела (считается, что скорость потока по толщине и простирацию пласта неизменна, а расположение скважин относительно границ пласта соответствует рис.9.3.2.1.а) приближенно описывается соотношением [8]:

$$\begin{aligned}
 P_c &= \Phi_{раб} + \Psi_{раб} \sqrt{t_{раб}}; \\
 \Phi_{раб} &= P_{пл}; \\
 \Psi_{раб} &= -\frac{2 \cdot q_{\Sigma} \cdot \mu}{k \cdot h} \sqrt{\frac{a \cdot t_{раб}}{\pi}}.
 \end{aligned}
 \tag{9.7.2.1}$$

где  $q_{\Sigma}$  – суммарный дебит скважин.

Аналог соотношения (9.7.2.1) для билинейного режима течения (в трещине гидроразрыва ограниченной проводимости) имеет вид:

$$\begin{aligned}
 P_c &= \Phi_{раб} + \Psi_{раб} \sqrt{t_{раб}}; \\
 \Phi_{раб} &= P_{пл}; \\
 \Psi_{раб} &= -\frac{q\mu}{2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \frac{2.45}{\sqrt{k_{mp} \Delta x_{mp}}} \sqrt{\frac{I}{K_{пк} \cdot \mu \cdot \beta}}.
 \end{aligned}
 \tag{9.7.2.2}$$

При сферическом режиме течения аналогичное соотношение выглядит следующим образом:

$$\begin{aligned}
 P_c &= \Phi_{раб} + \Psi_{раб} \sqrt{\frac{I}{t_{раб}}}; \\
 \Phi_{раб} &= P_{пл} - \frac{q \cdot \mu}{4\pi \cdot k \cdot r}; \\
 \Psi_{раб} &= \frac{q \cdot \mu}{4\pi \cdot k \cdot \pi \cdot a}.
 \end{aligned}
 \tag{9.7.2.3}$$

где  $r$  – радиус сферической поверхности, дренирующей пласт.

Таким образом, закономерности формирования поля давления во всех рассмотренных случаях сходны. Каждому из перечисленных режимов течения присуща характерная функциональная шкала времени, позволяющая представить исходную кривую давления в виде линейной зависимости. Для радиального режима эта шкала является логарифмической –  $\ln(t)$ . Для рассмотренных не радиальных режимов шкала является степенной ( $t^{0.5}$  – для линейного,  $t^{0.25}$  – для билинейного,  $t^{0.5}$  – для сферического режимов фильтрации).

## 9.8. УСЛОВИЯ ОСТАНОВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ

### 9.8.1. Радиальный режим

Представленные в данном разделе расчетные зависимости получены для одиночного цикла работы и последующего простоя скважины. То есть предполагается, что объемный дебит скважины в промежутке времени  $0 < t < t_{раб}$  постоянен ( $q = \text{const}$ ), а при  $t_{раб} < t < t_{раб} + t_{ост}$  приток полностью прекращается ( $q = 0$ ), где  $t_{раб}$  – продолжительность работы скважины,  $t_{ост}$  – продолжительность ее последующего простоя.

Совокупность рассмотренных условий описывает модель Хорнера [19]. Для ее аналитического описания закрытие скважины рассматривается как одновременное воздействие двух процессов: отбора с дебитом  $q = \text{const}$ , нагнетания с дебитом  $-q = \text{const}$  (рис. 9.8.1.1).

То есть считается, что:

- в промежутке времени  $0 < t < t_{\text{раб}} + t_{\text{ост}}$  скважина работает с дебитом  $q = \text{const}$ , что в соответствии с формулой (9.7.1.4) приводит к изменению давления по сравнению с пластовым:

$$P_c - P_{\text{пл}} = -\frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \cdot \ln \left( \frac{2.25 \cdot \alpha \cdot (t_{\text{раб}} + t_{\text{ост}})}{r_{\text{с-нр}}^2} \right); \quad (9.8.1.1)$$

- в промежутке времени  $t_{\text{раб}} < t < t_{\text{раб}} + t_{\text{ост}}$  скважина работает с дебитом  $q = \text{const}$ , что в соответствии с формулой (9.7.1.4) приводит к изменению давления по сравнению с пластовым:

$$P_c - P_{\text{пл}} = \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \cdot \ln \left( \frac{2.25 \cdot \alpha \cdot t_{\text{ост}}}{r_{\text{с-нр}}^2} \right). \quad (9.8.1.2)$$

Сложив (9.8.1.1) и (9.8.1.2), получим:

$$P_c = P_{\text{пл}} - \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \cdot \ln \left( \frac{t_{\text{раб}} + t_{\text{ост}}}{t_{\text{ост}}} \right) = \Phi_{\text{ост}} - \Psi_{\text{ост}} \cdot f_1(t_{\text{ост}}), \quad (9.8.1.3)$$

$$\text{где: } \Phi_{\text{ост}} = P_{\text{пл}}; \Psi_{\text{ост}} = \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon}; f_1(t_{\text{ост}}) = \ln \left( \frac{t_{\text{раб}} + t_{\text{ост}}}{t_{\text{ост}}} \right).$$

Легко видеть, что давление в координатах относительного времени  $f_1(t_{\text{ост}})$  не зависит от скин-фактора, но на его величину влияет пластовое давление  $P_{\text{пл}}$ .

Наряду с изменением давления относительно пластового ( $P_c - P_{\text{пл}}$ ) для анализа используют изменение давления относительно первоначального (в момент остановки скважины) ( $P_c - P_{\text{нач}}$ ) [12, 20].

Аналитическое выражение для расчета упомянутой разности давлений получим исходя из следующих соображений.

Из (9.8.1.3) следует:

$$P_c = P_{\text{пл}} - \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \cdot \ln \frac{t_{\text{раб}} + t_{\text{ост}}}{t_{\text{ост}}}. \quad (9.8.1.4)$$

Величину  $P_{\text{нач}}$  можно определить из соотношения (9.8.1.1), если принять время остановки скважины равным нулю:

$$P_{\text{нач}} = P_{\text{пл}} - \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \ln \left( \frac{2.25 \cdot \alpha \cdot t_{\text{раб}}}{r_{\text{с-нр}}^2} \right). \quad (9.8.1.5)$$

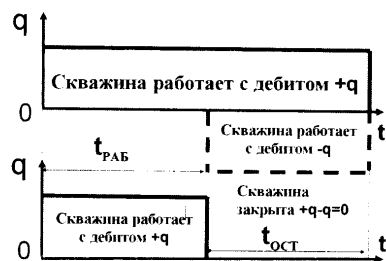


Рис. 9.8.1.1. Иллюстрация условий модели Хорнера

Из (9.8.1.4) и (9.8.1.5) следует:

$$P_c - P_{нач} = \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \left( \ln 2.25 \frac{a}{r_{c\_np}^2} + \ln \frac{t_{раб} \cdot t_{ост}}{t_{раб} + t_{ост}} \right) = \Phi_{ост} \cdot \Psi_{ост} \cdot f_2(t_{ост}); \quad (9.8.1.6)$$

$$\text{где } \Phi_{ост} = P_{пл}; \Psi_{ост} = \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon}; f_2(t_{ост}) = \ln \left( \frac{t_{раб} \cdot t_{ост}}{t_{раб} + t_{ост}} \right).$$

В координатах относительного времени  $f_2(t_{ост})$  (в так называемых координатах «MDH»), в отличие от координат Хорнера  $f_1(t_{ост})$ , давление зависит от скин-фактора, но из расчетов исключается величина  $P_{пл}$ .

Полученные соотношения применяют, если времена работы и остановки скважины сравнимы. Нередка и ситуация, когда время остановки скважины много меньше времени ее предшествующей работы. В этом случае считают, что в процессе эксплуатации по всему простираению пласта устанавливается забойное давление, а восстановление давления после остановки есть результат работы скважины с отрицательным дебитом  $-q$ . Изменение давления в этом случае имеет вид:

$$P_c - P_{нач} = -\frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \left( \ln 2.25 \frac{a \cdot t_{ост}}{r_{c\_np}^2} \right). \quad (9.8.1.7)$$

Вид этого уравнения очень близок к уравнению, описывающему пуск скважины, но аномалия давления формируется на фоне не пластового, а первоначального давления, соответствующего моменту остановки скважины.

Аналог соотношения (9.8.1.4) для газового пласта как при линейном, так и параболическом законе фильтрации:

$$P_c^2 - P_{нач}^2 = \frac{\Psi_{раб}}{2} \cdot q_{см} \cdot \left( \ln \frac{t_{раб} + t_{ост}}{t_{ост}} \right). \quad (9.8.1.8)$$

Аналог соотношения (9.8.1.7) для газового пласта:

– при линейном законе фильтрации

$$P_c^2 - P_{нач}^2 = \frac{\Psi_{раб}}{2} \cdot q_{см} \cdot \left( \ln 2.25 \frac{a \cdot t_{ост}}{r_{c\_np}^2} \right); \quad (9.8.1.9)$$

– при параболическом законе фильтрации

$$P_c^2 - P_{нач}^2 = \frac{\Psi_{раб}}{2} \cdot q_{см} \cdot \left( \ln 2.25 \frac{a \cdot t_{ост}}{r_{c\_np}^2} \right) + B q_{см}^2, \quad (9.8.1.10)$$

где параметр  $\Psi_{раб}$  определяется уравнением (9.7.1.8).

### 9.8.2. Режимы течения, отличные от радиального

Принципы аналитического описания цикличной работы скважины в рассматриваемом случае точно такие же, как для радиального режима течения. Аналогии зависимостей (9.8.1.3)–(9.8.1.10) для конкретного режима течения могут быть получены на основе соответствующих базовых соотношений раздела 9.7.2.

В частности, аналогом уравнения (9.8.1.4) является соотношение:



$$P_c = \Phi_{ост} + \Psi_{ост} \left[ f(t_{раб} + t_{ост}) - f(t_{ост}) \right], \quad (9.8.2.1)$$

$$\Phi_{ост} = P_{nl};$$

где функция  $f$  выбирается в соответствии с рассматриваемым режимом течения ( $t^{0.5}$  для линейного,  $t^{0.25}$  для билинейного,  $t^{0.5}$  для сферического). Вид функции  $\Psi_{ост}$  аналогичен используемой в уравнении (9.7.2.1) функции  $\Psi_{раб}$  для одноименного режима течения.

## 9.9. УСЛОВИЯ ЦИКЛИЧНО РАБОТАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ

### 9.9.1. Радиальный режим

Влияние циклично меняющегося во времени дебита  $q(t)$  может быть описано суперпозицией импульсных воздействий [7, 19]:

$$q(t) = \sum q_i$$

$$q_i = \text{const} : t_{i-1} < t < t_i$$

$$q_i = 0 : t_{i-1} > t; t > t_i$$
(9.9.1.1)

Воздействие каждого импульса, за исключением последнего:

$$P_c - P_{nl} = -\frac{q_i}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \ln \left( \frac{t - t_{i-1}}{t - t_i} \right). \quad (9.9.1.2)$$

Воздействие последнего импульса:

$$P_c - P_{nl} = -\frac{q_n}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \ln \left( 2.25 \frac{\alpha \cdot (t - t_{n-1})}{R_{c-np}^2} \right). \quad (9.9.1.3)$$

Суммарный эффект всех воздействий:

$$\Delta P = P_c - P_{nl} = -\frac{l}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \sum_l q_i \ln \left( \frac{t - t_{i-1}}{t - t_i} \right) + \frac{q_n}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} (\ln 2.25 \frac{\alpha \cdot (t - t_{n-1})}{r_{c-np}^2} - \Psi_\Sigma \cdot F_\Sigma(t) + \Phi_\Sigma) \quad (9.9.1.4)$$

Все расчетные соотношения, рассмотренные в разделах 9.7 и 9.8, являются частными случаями наиболее общей зависимости (9.9.1.4).

Если дебит в последнем цикле  $q_n = 0$ , соотношение (9.9.1.4) является обобщением формулы Хорнера (9.8.1.3). В этом случае поведение аномалии давления  $\Delta P$  в координатах времени  $F_\Sigma(t)$  зависит от пластового давления ( $P_{nl}$ ) и не зависит от скин-фактора ( $s$ ).

Если  $q_n \neq 0$ , соотношение (9.9.1.4) является обобщением формулы (9.8.1.6). В этом случае, наоборот, по поведению аномалии давления в координатах  $F(t)$  можно определить величину  $s$ , но нельзя оценить  $P_{nl}$ .

Еще одним типом широко используемых обобщенных координат являются координаты, в основе которых лежит соотношение:

$$P_c - P_{нач} = -\frac{1}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \sum_1^{n-1} q_i \ln \left( \frac{t - t_{i-1}}{t - t_i} \right) + \frac{q_n}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} (\ln 2.25 \frac{a \cdot (t - t_{n-1})}{r_{c-np}^2} + \frac{1}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \sum_1^{n-2} q_i \ln \left( \frac{t_{n-1} - t_{i-1}}{t_{i-1} - t_i} \right) - \frac{q_{n-1}}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} (\ln 2.25 \frac{a(t_{n-1} - t_{n-2})}{r_{c-np}^2} = \Psi_{\Sigma}^* \cdot F_{\Sigma}^*(t) + \Phi_{\Sigma}^* \quad (9.9.1.5)$$

Данное соотношение является обобщением на случай многоциклической работы формулы (9.8.1.6). Функция  $F_{\Sigma}^*(t)$  в (9.9.1.5) описывает обобщенные координаты «MDH». Из (9.9.1.5) следует, что на поведение давления в координатах  $F_{\Sigma}^*(t)$  не влияет пластовое давление и сказывается скин-фактор независимо от того, работала скважина в цикле исследований ( $q_n \neq 0$ ) или простаивала ( $q_n = 0$ ).

### 9.9.2. Режимы течения, отличные от радиального

Аналогом расчетной формулы (9.9.1.4) для нерадиальных режимов является соотношение:

$$P_c - P_{нл} = \sum_1^{n-1} q_i \cdot \Psi_{раб} \{f(t - t_{i-1}) \cdot f(t - t_i)\} + q_n \cdot \Psi_{раб} f(t - t_n) = \Psi_{\Sigma} \cdot F_{\Sigma}(t) + \Phi_{\Sigma} \quad (9.9.2.1)$$

Вид функции  $\Psi_{раб}$  аналогичен используемому в уравнении (9.7.2.1) для одноименного режима течения. Соотношение (9.9.1.5) приобретает вид:

$$P_c - P_{нл} = \sum_1^{n-1} q_i \cdot \Psi_{раб} \{f(t_{i-1}) \cdot f(t_i)\} + q_n \cdot \Phi_{раб} + q_n \cdot \Psi_{раб} \cdot f(t - t_{n-1}) + \frac{1}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \sum_1^{n-2} q_i \cdot \Psi_{раб} \cdot \ln \{f(t_{n-1} - t_{i-1}) \cdot f(t_{i-1} - t_i)\} - q_{n-1} \cdot \Phi_{раб} - q_{n-1} \cdot \Psi_{раб} \cdot f(t_{n-1} - t_{n-2}) = \Psi_{\Sigma}^* \cdot F_{\Sigma}^*(t) + \Phi_{\Sigma}^* \quad (9.9.2.2)$$

где функция  $f$  выбирается в соответствии с рассматриваемым режимом течения ( $t^{0.5}$  для линейного,  $t^{0.25}$  для билинейного,  $t^{-0.5}$  для сферического).

Вид функций  $\Psi_{раб}$  и  $\Phi_{раб}$  аналогичен используемому в уравнении (9.7.2.1) для одноименного режима течения.

### 9.10. УСЛОВИЯ ПЕРЕМЕННОГО ДЕБИТА

Общее аналитическое соотношение, описывающее поведение давления в скважине с переменным дебитом  $q=q(t)$ , может быть получено на основе интеграла свертки и имеет вид [5, 7]:

$$P_c = \frac{1}{q_0} \int_0^t q(\tau) \cdot P_o(t - \tau) \cdot d\tau, \quad (9.10.0.1)$$

где  $-P_0(t)$  изменение давления во времени при пуске скважины в работу со стабильным расходом  $q=q_0$ .

Для радиального режима, когда давление в стабильно работающей скважине описывается формулой 9.7.1.1, соотношение 9.10.0.1 принимает вид:

$$P_c = P_{nl} - \frac{1}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \int_0^t q(\tau) \cdot e^{-\frac{r_{c\_np}^2}{4 \cdot \alpha \cdot (t-\tau)}} \cdot \frac{d\tau}{t-\tau}. \quad (9.10.0.2)$$

Дебит, меняющийся во времени по произвольному закону  $q=q(\tau)$ , может быть приближенно описан ступенчатой функцией (рис. 9.10.0.1). Это позволяет использовать для расчета давления аналитические соотношения раздела 9.9.

В частности, на основе (9.10.0.2) можно получить следующее выражение:

$$P_c - P_{nl} = - \frac{1}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \left[ q(t) \cdot \ln 2.25 \frac{\alpha \cdot t}{r_{c\_np}^2} + \int_0^t \frac{q(t-\tau)}{\tau} d\tau \right]. \quad (9.10.0.3)$$

При выводе уравнений настоящего раздела использовано приближение интегральной показательной функции логарифмической функцией. Это приближение оправданно при решении большинства прикладных задач гидродинамики, когда дебит скважины меняется достаточно медленно. Приближение с успехом используется, если период существенной неустойчивости работы скважины достаточно отдален по времени от цикла исследований.



Рис. 9.10.0.1. Упрощение кривой расхода ступенчатой функцией

Если исследуется непосредственно период существенной неустойчивости, использование такого приближения может привести к ошибке в расчетах. В этом случае более оправданно непосредственное использование соотношений типа (9.10.0.1). Использование при интерпретации ГДИС соотношений подобного типа, учитывая возможности современных компьютеров, не должно вызывать принципиальных затруднений.

Аналогичные аналитические зависимости известны и для более сложных, нерадиальных, режимов течения флюида в пласте. Одним из возможных способов их получения является метод источника, описанный в разделе 9.15 [20].

Более общие подходы к решению данной задачи [21–22] рассмотрены в разделе 9.18.

## 9.11. Понятие об эффекте влияния ствола скважины

Все рассмотренные выше расчетные соотношения выведены в предположении, что смена режимов работы скважины происходит мгновенно, дебит меняется скачком. В реальных условиях скважины это условие недостижимо. В частности, даже если очень быстро закрыть фонтанную добывающую скважину на устье, приток флюида в ствол будет какое-то время продолжаться. Это связано с тем, что пластовый флюид обладает свойст-

вом сжимаемости. Поступление в ствол новых порций флюида приводит к повышению давления в стволе. При этом флюид сжимается (растет его плотность).

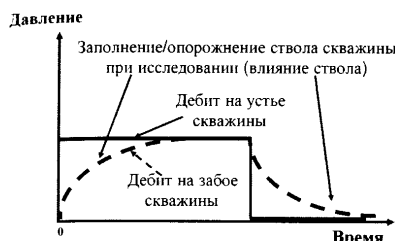


Рис. 9.11.0.1. Влияние ствола фонтанной скважины при изменении устьевого дебита

Таким образом, после закрытия скважины, хотя объем флюида в стволе и не меняется, но его количество в весовом отношении увеличивается. Этот эффект называется «влиянием ствола скважины» или «послепритоком» [7–8, 12]. С течением времени по мере роста давления в стволе интенсивность влияния ствола уменьшается (рис. 9.11.0.1).

Эффект влияния ствола сопровождается не только остановку скважины, но и любую смену режима эксплуатации (пуск, изменение дебита и пр.). Количественной мерой эффекта влияния ствола является коэффициент влияния ствола скважины:

$$C = \frac{\Delta V}{\Delta P}, \quad (9.11.0.1)$$

где  $\Delta V$  – изменение объема флюида, приведенного к термобарическим условиям в стволе в начале притока,  $\Delta P$  – изменение давления.

Если известен коэффициент влияния ствола, по темпу изменения давления на забое скважины во времени можно рассчитать дебит послепритока:

$$Q_m = C \left\{ \frac{d\Delta P}{dt} \right\}. \quad (9.11.0.2)$$

Если средний или текущий дебит послепритока известны, это соотношение используют для оценки коэффициента влияния ствола:

$$C = \frac{Q_m \Delta t}{\Delta P}. \quad (9.11.0.3)$$

Общее соотношение для коэффициента послепритока в стволе действующей скважины с динамическим уровнем можно получить исходя из следующих соображений. Из формулы для расчета коэффициента сжимаемости заполняющего ствол флюида с начальным объемом  $V_{нач}$

$$\beta = \frac{1}{V_{нач}} \frac{dV}{dP} \quad (9.11.0.4)$$

следует:

$$\frac{d\gamma(P)}{\gamma(P)} = \beta dP. \quad (9.11.0.5)$$

Решение этого уравнения имеет вид:

$$\gamma = \gamma_{нач} e^{\beta (P - P_{нач})}, \quad (9.11.0.6)$$

где  $\gamma_{нач}$  – плотность при начальном давлении  $P_{нач}$ . Если  $P > P_{нач}$ , то  $\gamma > \gamma_{нач}$  (то есть с увеличением давления плотность возрастает).

Если пренебречь весом столба газа выше уровня, а также изменением плотности по глубине ниже уровня, то давление на забое  $P_{заб}$  определяется соотношением:

$$P_{заб} = P_{уст} + \gamma(P) \cdot g \cdot (h_{ур} - h_{заб}), \quad (9.11.0.7)$$

где  $h_{ур}$  – глубина уровня,  $h_{заб}$  – глубина измерения давления (на забое)  $P_y$  – давление на устье.

Объем жидкости выше глубины измерения давления

$$V = S \cdot (h_{yp} - h_{заб}) = - \frac{(P_{заб} - P_y) \cdot S}{\gamma(P) \cdot g} = \frac{\Delta P \cdot S}{\gamma(P) \cdot g}, \quad (9.11.0.8)$$

где  $S$  – площадь сечения трубы.

Дебит послепритока согласно (9.11.0.8)

$$Q = \frac{dV}{dt} = \frac{d}{dt} \left[ \frac{\Delta P}{\gamma(P)} \right] \cdot \frac{S}{g} = \frac{S}{g} \cdot \left\{ \frac{1}{\gamma(P)} \frac{d\Delta P}{dt} + \left[ -\frac{1}{\gamma^2} \right] \frac{d\gamma}{dt} \Delta P \right\}. \quad (9.11.0.9)$$

Первое слагаемое определяет изменение дебита за счет подъема динамического уровня, второе – за счет сжимаемости флюида. Далее, преобразуя (9.11.0.9), определив величину плотности с помощью соотношения (9.11.0.6), получим окончательное выражение для дебита послепритока:

$$Q = \frac{S}{g \cdot \rho_{нач}} e^{-\beta(P-P_{нач})} \cdot \left\{ \frac{d\Delta P}{dt} + \beta \cdot \frac{dP}{dt} \Delta P \right\}. \quad (9.11.0.10)$$

Из этого соотношения следуют все известные соотношения для расчета коэффициента послепритока. Так, для несжимаемого флюида  $\beta = 0$ , когда послеприток обусловлен исключительно подъемом уровня жидкости:

$$Q = \frac{S}{g \cdot \rho_{нач}} \cdot \left\{ \frac{d\Delta P}{dt} \right\} \quad (9.11.0.11)$$

$$C = \frac{S}{g \cdot \rho_{нач}}$$

Если динамический уровень отсутствует, и допускается, что темп падения давления во всех точках ствола (в том числе на забое и на устье) одинаков  $d\Delta P/dt=0$ , а также не учитывается изменение плотности по глубине  $-\beta(P-P_{нач})=0$ ;  $\gamma=\gamma_{нач}$ .

$$Q = \frac{S \cdot \beta}{g \cdot \gamma_{нач}} \cdot \frac{dP}{dt} \Delta P = \frac{S \cdot \beta}{g \cdot \gamma_{нач}} \cdot \frac{dP}{dt} g \cdot \gamma \cdot L = S \cdot \beta \cdot L \cdot \frac{dP}{dt} = \beta \cdot V \cdot \frac{dP}{dt} \quad (9.11.0.12)$$

или  $C = \beta \cdot V$

где  $L$  – длина ствола,  $V$  – объем ствола скважины.

Коэффициент послепритока может быть определен экспериментально. В частности, рассмотрим случай остановки скважины, работавшей до этого со стабильным расходом  $Q$ . Если учесть, что дебит послепритока в момент остановки скважины равен дебиту до остановки  $Q_m(t=0)=Q$ , то можно предложить следующий способ определения дебита:

- проводится касательная к кривой изменения давления от времени в точке остановки скважины и определяется тангенс угла ее наклона –  $\eta$  (см. рис. 9.11.0.2);
- рассчитывается коэффициент влияния ствола по формуле:

$$C = \frac{Q}{\eta} \quad (9.11.0.13)$$

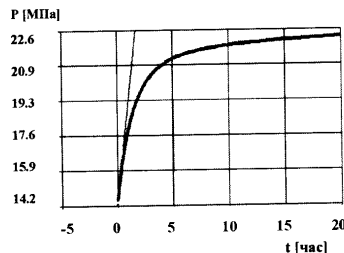


Рис. 9.11.0.2. Построение касательной к кривой давления  $P$  от времени  $t$

## 9.12 ГРАФИЧЕСКОЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ КРИВЫХ ДАВЛЕНИЯ

В данном разделе рассмотрены принятые в практике ГДИС способы представления кривых изменения давления во времени.

Кривые давления на рис.9.12.0.1а, б приведены в так называемых декартовых координатах, то есть без искажения масштаба. Наряду с названным способом представления кривых давления используются различные способы их масштабирования.

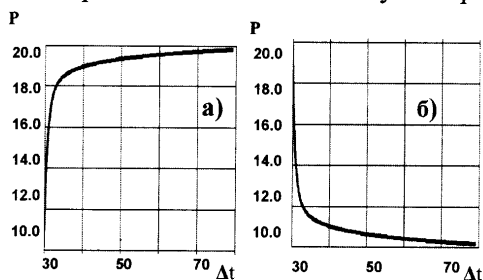


Рис. 9.12.0.1. Изменение давления в декартовых координатах: а) при остановке добывающей скважины, б) при пуске добывающей или остановке нагнетательной скважины; по оси абсцисс:  $t$  [час] – текущее время; по оси ординат:  $P$  [МПа] – текущее давление

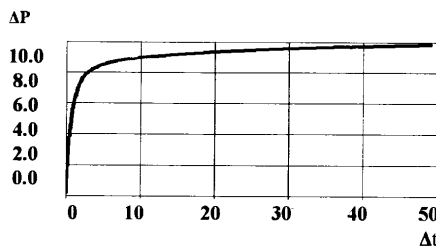


Рис. 9.12.0.2. Изменение давления в декартовых координатах по оси абсцисс:  $\Delta t$  [час] – разность текущего времени и времени начала цикла (смены режима); по оси ординат:  $\Delta P$  [МПа] – разность текущего давления и давления начала цикла

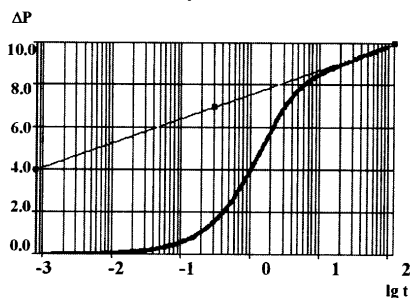


Рис. 9.12.0.3. Изменение значения  $\Delta P$  [МПа] в координатах логарифма времени

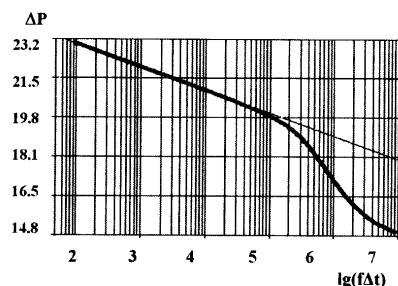


Рис. 9.12.0.4. Изменение значения  $\Delta P$  [МПа] в координатах логарифма относительного времени  $lg(f\Delta t)$  (Хорнера)

Наиболее распространенным способом масштабирования является изображение по оси ординат не абсолютных значений давления и времени, а разности текущего и опорного значения этих параметров  $\Delta t = t - t_{нач}$ ,  $\Delta P = |P - P_{нач}|$ . Причем разность давлений берется по абсолютной величине. В качестве опорного значения времени  $t_{нач}$  используется время начала цикла. В качестве опорного значения давления используется либо пластовое давление, либо давление в начале цикла. Данный график удобен тем, что его форма не зависит от знака изменения дебита, а определяется лишь абсолютной величиной скачка дебита (рис. 9.12.0.2).

Рассмотренный прием масштабирования используется совместно с функциональным преобразованием шкалы времени  $f(\Delta t)$ . Цель использования функционального преобразования шкалы времени состоит в том, чтобы представить результаты измерений в виде линейной зависимости.

В практике ГДИС используются несколько типов преобразования в зависимости от того, какой режим течения необходимо идентифицировать.

Если скважина пущена в работу с постоянным расходом после длительного простоя или остановлена после длительного цикла стабильной работы, то удобно представить кривую давления в логарифмических координатах  $\{\Delta P, \ln \Delta t\}$ . В этих координатах легко идентифицировать радиальный режим течения, поскольку во временном интервале существования этого режима кривая давления практически линейна (рис. 9.12.0.3). В начале цикла закон изменения давления существенно отличается от логарифмического, что в основном связано с эффектом «послепритока».

Аналогичный способ применяют для идентификации других режимов течения (линейного, билинейного, сферического). Для этой цели используют соответственно координаты  $\{\Delta P, (\Delta t)^{0.5}\}$ ,  $\{\Delta P, (\Delta t)^{0.25}\}$ ,  $\{\Delta P, 1/(\Delta t)^{0.5}\}$ .

Если периоду измерения давления предшествовала многоцикличная работа скважины (то есть с учетом предыстории работы скважины) в качестве шкалы времени используется так называемое «эквивалентное» (безразмерное) время  $F_{\Sigma}(t)$ , рассчитываемое на основе соотношения (9.9.1.14) для радиального режима и (9.9.2.1) для других режимов. При этом если в качестве опорного значения давления используется пластовое давление, а дебит в цикле исследований равен нулю, то функция эквивалентного времени представляет собой так называемую функцию Хорнера. График изменения давления в координатах Хорнера для радиального режима имеет вид (рис. 9.12.0.4).

Если же в качестве опорного значения используется давление в начале цикла, то значения эквивалентного времени рассчитываются с помощью соотношений (9.9.1.15) для радиального режима и (9.9.2.2) для прочих режимов. В этом случае график изменения давления в координатах относительного времени не отличается от изображенного на рис. 9.12.0.3. Применительно к этому случаю наиболее наглядным является представление графика изменения давления в двойном логарифмическом масштабе  $\{\ln \Delta P, \ln \Delta t\}$ .

Кривая давления в этом масштабе обычно изображается совместно с так называемой логарифмической производной [23–25]:

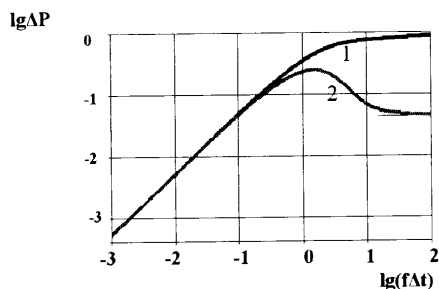


Рис. 9.12.0.5. Изменение давления (1) и его логарифмической производной (2) в двойных логарифмических координатах

В этом масштабе интервал установившегося течения характеризуется линейным типом изменения во времени значений логарифмической производной. При радиальном режиме течения значения логарифмической производной не меняются (рис. 9.12.0.5), при линейном, билинейном и сферическом режиме логарифмическая производная аппроксимируется прямой линией с наклоном соответственно  $1/2$ ,  $1/4$  и  $-1/2$ .

Поскольку в начале цикла (при максимальном послепритоке) давление и его логарифмическая производная линейно

зависят от дебита, касательная к этим кривым в точке начала цикла проходит под углом  $45^\circ$  (если логарифмические шкалы по обеим осям одинаковы).

### 9.13. ПОЛЕ ДАВЛЕНИЯ В ПЛАСТЕ, ОСЛОЖНЕННОМ ТРЕЩИНОЙ ГИДРОРАЗРЫВА

Трещину гидроразрыва можно с высокой степенью приближения описать как протяженную вертикальную щель в пределах всей толщины пласта [10, 12, 22] (рис. 9.13.0.1).

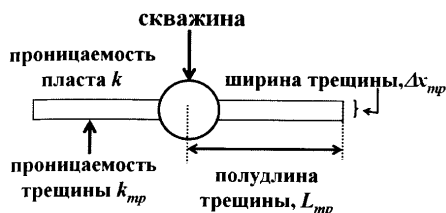


Рис. 9.13.0.1. Основные параметры трещины гидроразрыва

Для получения представления о размерах, пропорциях и др. параметрах трещины приведем некоторые типичные значения ее проницаемости, ширины и длины:  $k=300D$ ,  $\Delta x_{тр}=5-7$  мм,  $L_{тр}=250$  м. Работающий пласт, осложненный трещиной, характеризуется сложным режимом фильтрации, который приближенно можно описать последовательной сменой уже рассмотренных выше элементарных режимов.

Непосредственно после пуска скважины наблюдается так называемый «линейный режим течения в трещине». При этом импульс давления движется только по трещине. Зона нарушения давления со временем смещается все дальше от скважины к концу трещины. Причем поле давления в пласте практически не искажается (рис. 9.13.0.2).

После того как импульс давления достигает конца трещины, начинается движение флюида к трещине в пределах пласта. Особенности этого процесса определяются параметрами трещины. Если проводимость трещины не слишком велика, формирование поля давления существенно зависит от особенностей движения флюида по трещине. Наблюдается так называемый «билинейный поток» (т.е. линейный поток по трещине от ее периферии к скважине и линейный поток по пласту от контура питания к трещине – см. рис. 9.13.0.3).

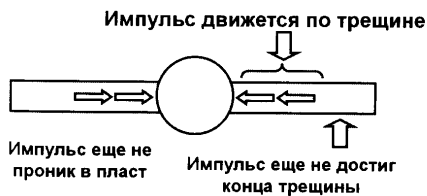


Рис. 9.13.0.2. Линейный режим течения в трещине

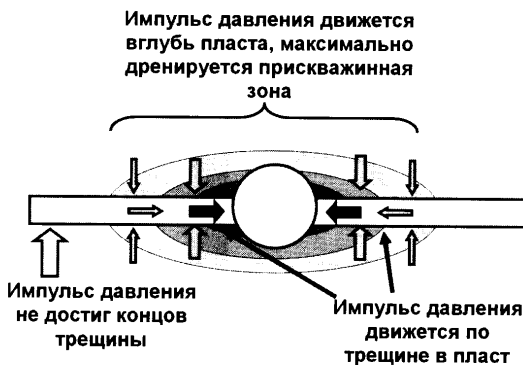


Рис. 9.13.0.3. Билинейный режим течения в трещине



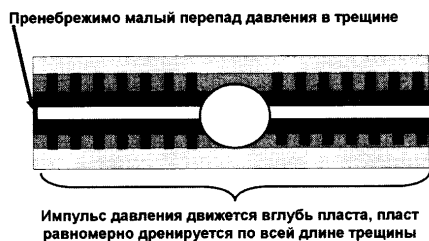


Рис. 9.13.0.4. Линейный режим течения в пласте

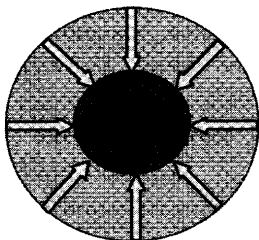


Рис. 9.13.0.6. Псевдорadiaльный режим течения в пласте

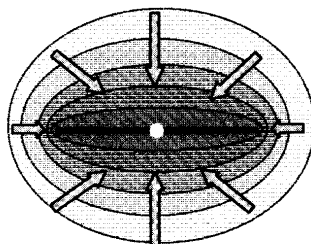


Рис. 9.13.0.5. Эллиптический режим течения в пласте

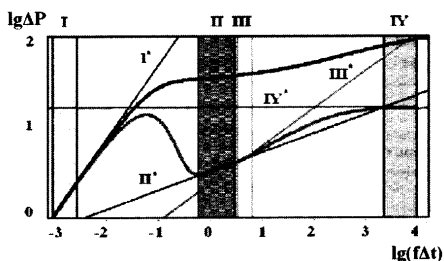


Рис. 9.13.0.7. Изменение давления и его логарифмической производной при тестировании трещины ограниченной проводимости I – временной интервал преобладающего влияния послепритока; II, III, IV – временные интервалы соответственно для периодов: билинейного, линейного и псевдорadiaльного режимов течения жидкости в пласте; I\*–IV\* – соответствующие положения касательных

При высокой проводимости трещины можно считать, что импульс давления распространяется по трещине мгновенно. Причем влияние изменения давления на концах трещины пока еще несущественно. В этих условиях основное влияние на поле давления оказывает лишь линейный поток флюида в пласте. Это классический линейный режим течения (рис. 9.13.0.4).

При дальнейшей работе скважины на поле давления начинает сказываться ограниченность длины трещины. Поле давления в пласте приобретает эллиптическую форму (рис. 9.13.0.5).

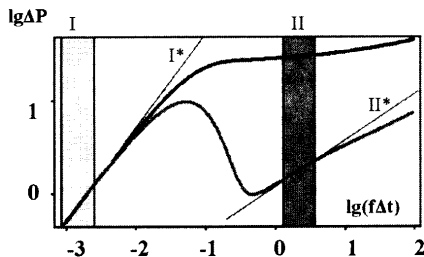


Рис. 9.13.0.8. Изменение давления и его логарифмической производной при тестировании трещины неограниченной проводимости. I – временной интервал преобладающего влияния послепритока; II – временной интервал для периода линейного режима течения жидкости в пласте; I\*, II\* – соответствующие положения касательных

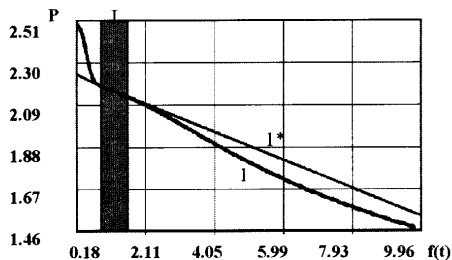


Рис. 9.13.0.9. Обработка кривой давления  $P$  [МПа] в относительных координатах  $(t^{0.25})$  для билинейного режима течения жидкости в пласте: I – временной интервал, для билинейного режима; I\* – кривая давления; I\* – касательная к кривой давления в интервале I

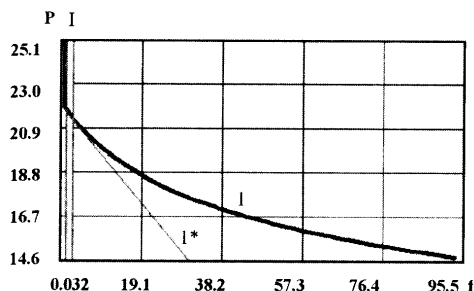


Рис. 9.13.0.10. Обработка кривой давления  $P$  [МПа] в относительных координатах  $(t^{-1})$  для линейного режима течения жидкости в пласте:  $I$  – временной интервал для линейного режима;  $l$  – кривая давления;  $l^*$  – касательная к кривой давления в интервале  $I$

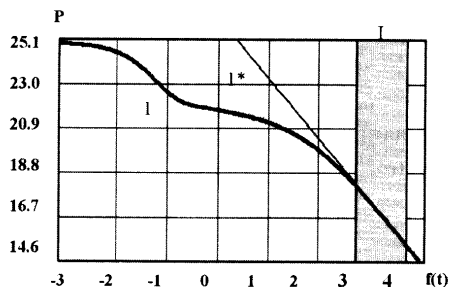


Рис. 9.13.0.11. Обработка кривой давления  $P$  [МПа] в относительных координатах  $\ln(t)$  для псевдорadiaльного режима течения жидкости в пласте:  $I$  – временной интервал для названного режима;  $l$  – кривая давления;  $l^*$  – касательная к кривой давления в интервале  $I$

С течением времени форма эллипса все больше приближается к окружности, наблюдается так называемый псевдорadiaльный поток (рис.9.13.0.6).

При благоприятных условиях исследований можно наблюдать последовательную смену перечисленных режимов течения во времени (рис.9.13.0.7). На рисунке в интервале каждого режима кривая логарифмической производной проведена касательная. Наклон касательных составляет:  $1/2$  – для линейного режима,  $1/4$  – для билинейного и  $0$  – для псевдорadiaльного.

В реальных условиях исследований скважины можно не увидеть некоторые из названных режимов течения. В частности, если продолжительность измерений давления недостаточна, может не проявиться зона псевдорadiaльного потока (рис. 9.13.0.8). При большой длительности послепитока может не проявиться зона билинейного потока.

На рис. 9.13.0.8–9.13.0.11 изображены кривые давления в относительных координатах  $\{\Delta P, f(\Delta t)\}$  для идентификации соответственно билинейного –  $t^{0.25}$ , линейного  $t^{0.5}$  и псевдорadiaльного –  $\ln(t)$  режимов течения. В интервале существования соответствующего режима давление в масштабе соответствующей функциональной шкалы меняется по линейному закону. В этом интервале к кривой давления проведена касательная.

Параметры касательной для линейного режима определяются соотношением:

$$P_D = \pi \cdot t_D \cdot \zeta \quad \text{или} \quad P_c = P_{nl} - \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \frac{q}{h_{раб} \cdot L_{mp}} \cdot \frac{\mu}{K_{п} \cdot k \cdot \beta} \cdot \bar{t}. \quad (9.13.0.1)$$

Аналогичное соотношение для билинейного режима имеет вид:

$$P_D = \frac{2.45}{F_{cd}} \cdot t_D \cdot \zeta \quad \text{или} \quad P_c = P_{nl} - \frac{2.45}{2 \cdot \pi} \cdot \frac{q \cdot \mu}{k \cdot h_{раб} \cdot F_{cd}} \cdot \frac{k}{K_{п} \cdot \mu \cdot \beta} \cdot \bar{t}. \quad (9.13.0.2)$$

Псевдорadiaльный режим описывается соотношением:

$$P_D = 0.5 \ln(t_D \zeta) \text{ или } P_c = P_{пл} - \frac{q \cdot \mu}{4\pi \cdot k \cdot h_{раб}} \cdot \ln \frac{k \cdot t}{K_{пл} \cdot \mu \cdot \beta \cdot L_{мп}^2} \quad (9.13.0.3)$$

В данных соотношениях в дополнение к введенным ранее безразмерным параметрам  $P_D$  и  $t_D$  (см. в формулы (9.3.1.3) и (9.3.1.4)) используются также следующие параметры:

$$\zeta = \frac{r_c}{L_{мп}} \quad (9.13.0.4)$$

$$F_{CD} = \frac{k_{мп} \cdot \Delta x_{мп}}{k \cdot L_{мп}} \quad (9.13.0.5)$$

В данных соотношениях используются следующие обозначения:  $q$  – дебит скважины в условиях пласта,  $h_{раб}$  – работающая толщина,  $\mu$  – динамическая вязкость флюида,  $K_{пл}$  – пористость пласта,  $\beta$  – сжимаемость флюида,  $k$  – проницаемость пласта,  $k_{мп}$  – проницаемость заполнителя трещины (пропанта),  $L_{мп}$  – полудлина трещины,  $\Delta x_{мп}$  – ширина трещины.

Заметим, что соотношение (9.13.0.3), характеризующее псевдорadiaльный режим, преобразуется в уже известное нам соотношение для радиального режима (9.7.1.4), если формально ввести для трещины величину приведенного радиуса скважины и интегрального скин-фактора следующим образом:

$$r_{c-нр} = \frac{L_{мп}}{\sqrt{2.25}} \quad (9.13.0.6)$$

$$S = \ln \frac{r_{c-нр}}{r_c} = \ln \frac{L_{мп}}{r_c} - 0.405$$

Следует подчеркнуть, что подобное приближенное описание поля давления пригодно только для псевдорadiaльного режима течения, когда размеры поля нарушения давления вокруг скважины существенно превышают размеры трещины. Естественно, что при ограниченных размерах зоны дренирования псевдорadiaльный режим не будет достигнут даже при большом времени работы скважины и описание поля давления с помощью введенного таким образом интегрального скин-фактора некорректно.

## 9.14. Поле давления в пласте, вскрытом горизонтальной скважиной

Горизонтальная скважина упрощенно описывается как горизонтально ориентированная цилиндрическая полость в пласте формы прямоугольного параллелепипеда [8–9, 11, 26–27] – рис. 9.14.0.1.



Рис. 9.14.0.1. Горизонтальная скважина, ранний радиальный режим течения в пласте



Рис. 9.14.0.2. Горизонтальная скважина, полурadiaльный режим течения в пласте

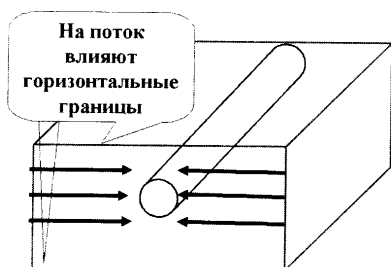


Рис. 9.14.0.3. Горизонтальная скважина, ранний линейный режим течения в пласте

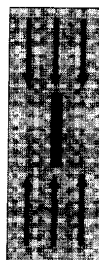


Рис. 9.14.0.4. Горизонтальная скважина, поздний линейный режим течения в пласте

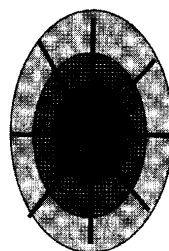


Рис. 9.14.0.5. Горизонтальная скважина, эллиптический режим течения в пласте

В работающем пласте, разрабатываемом горизонтальной скважиной, будет происходить последовательная смена принципиально различных режимов фильтрации.

Непосредственно после пуска скважины наблюдается так называемый «ранний радиальный режим течения». При этом импульс давления движется по высоте пласта. На скорость его распространения влияет вертикальная проницаемость (рис. 9.14.0.2).

После того, как импульс давления достигает ближней границы пласта, начинается «полурадиальный режим течения».

После достижения импульсом обеих вертикальных границ начинается «ранний линейный режим течения». В результате очень высокой проводимости ствола можно считать, что импульс давления распространяется по нему мгновенно. Причем влияние изменения давления на концах скважины пока еще несущественно (рис. 9.14.0.3).

При русловом строении пласта может наблюдаться так называемый «поздний линейный режим» (рис. 9.14.0.4). При больших размерах пласта по простиранию по прошествии длительного времени может наблюдаться так называемый «эллиптический режим течения», переходящий в псевдорадиальный (рис. 9.14.0.5).

При благоприятных условиях исследований должна последовательно наблюдаться смена перечисленных режимов течения во времени (рис. 9.14.0.6).

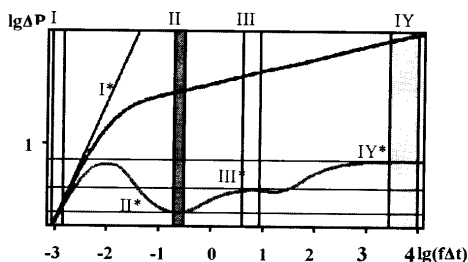


Рис. 9.14.0.6. Изменение давления и его логарифмической производной при тестировании горизонтальной скважины. I – временной интервал преобладающего влияния послепритока; II, III, IV – временные интервалы, для периодов раннего радиального, полурадиального и псевдорадиального режимов течения жидкости в пласте; I–IV\* – соответствующие положения касательных

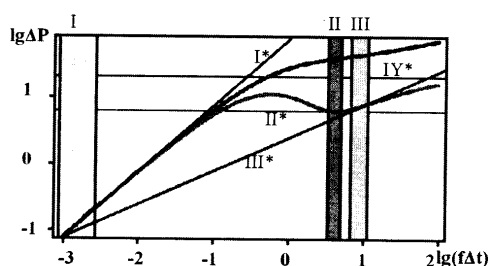


Рис. 9.14.0.7. Изменение давления и его логарифмической производной при тестировании горизонтальной скважины: I – временной интервал преобладающего влияния послепритока; II, III – временные интервалы для периодов полурадиального и линейного режимов течения жидкости в пласте; I–III\* – соответствующие положения касательных; IV\* – наиболее вероятное положение касательной для псевдорадиального режима

Но, как и в случае трещины гидроразрыва, влияния части режимов можно не увидеть из-за помех. Например, послеприток может воспрепятствовать наблюдению раннего радиального режима (рис. 9.14.0.7). Данный рисунок характерен также тем, что время простоя скважины недостаточно, чтобы уверенно наблюдать псевдо-радиальный поток.

На рис. 9.14.0.8 приведена кривая давления, изображенная на рис. 9.14.0.6 в логарифмических координатах Хорнера. Касательные к кривой давления проведены во временных интервалах раннего радиального, полурадиального и псевдорадиального режимов.

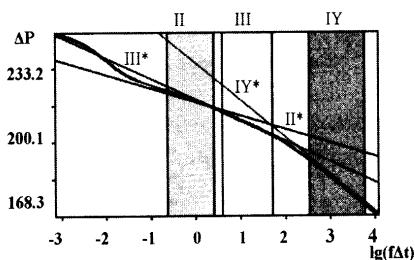


Рис. 9.14.0.8. Изменение давления в координатах Хорнера при тестировании горизонтальной скважины: II, III, IV – временные интервалы для периодов раннего радиального, полурадиального и псевдорадиального режимов течения жидкости в пласте; II–IV\* – соответствующие положения касательных

### 9.15. Поле давления в пласте сложной геометрии

В ограниченном пласте рассмотренные выше приемы интерпретации кривых давления пригодны лишь до того момента времени, пока зона нарушения давления в пласте не достигнет его границ. При достижении границы импульс давления отражается от нее и начинает двигаться к скважине. Чем дальше расположена граница от скважины, тем более длительное время нужно, чтобы почувствовать при гидродинамических исследованиях ограниченность пласта [7, 12] – рис. 9.15.0.1.

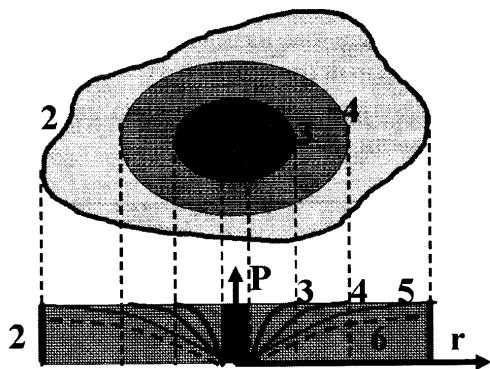


Рис. 9.15.0.1. Схема формирования воронки депрессии в ограниченном пласте: 1 – скважина; 2 – граница пласта; 3, 4, 5, 6 – поле давления в пласте при увеличивающемся времени работы скважины (3, 4 – нарушение давления не достигло границ пласта, 5 – достигло границ пласта, 6 – начало отражаться от границ)

Проанализируем особенности влияния ограниченности пласта на результаты ГДИС на примере одиночной непроницаемой границы, находящейся на расстоянии  $L$  от исследуемой скважины. Аналитические соотношения для расчета давления в этом случае можно получить на основе формулы для неограниченного пласта. Для этого воспользуемся методом «источника», согласно которому пласт считается неограниченным, а влияние границы учитывается введением дополнительной (воображаемой скважины). Воображаемая скважина расположена зеркально относительно границы от существующей скважины и работает с таким же дебитом, как существующая. Воздействие

существующей и воображаемой скважины суммируются (рис. 9.15.0.2).

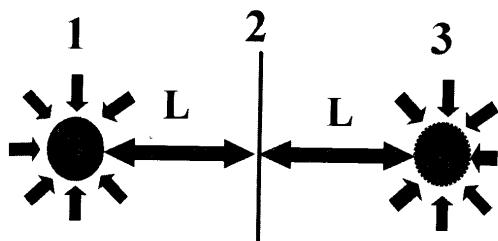


Рис. 9.15.0.2. Описание влияния непроницаемой границы введением воображаемой скважины (метод «источника») 1 – исследуемая скважина; 2 – плоская граница постоянного давления, находящаяся на расстоянии  $L$  от исследуемой скважины; 3 – воображаемая скважина, работающая с тем же дебитом

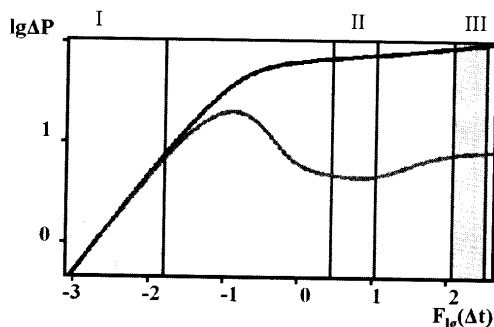


Рис. 9.15.0.3. Изменение давления и его логарифмической производной при тестировании непроницаемой границы: I – временной интервал преобладающего влияния послепритока; II, III, IV – временные интервалы для периодов радиального и псевдорadiального притока

Так, при пуске скважины аналогом соотношения (9.7.1.1) является формула

$$P_c = P_m - \frac{q \cdot \mu}{4\pi \cdot k \cdot h_{\text{раб}}} \left[ -Ei \left( \frac{K_{\Pi} \mu \cdot \beta \cdot r_c^2}{4 \cdot k \cdot t} \right) \right] - \frac{q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h_{\text{раб}}} \left[ -Ei \left( \frac{K_{\Pi} \cdot \mu \cdot \beta \cdot L^2}{4 \cdot k \cdot t} \right) \right]. \quad (9.15.0.1)$$

Результат расчета по этой формуле представлен на рис.9.15.0.3.

Из рисунка видно, что вначале давление ведет себя так, как будто никакой границы нет (интервалы I и II на рис. 9.15.0.3). Далее, вследствие влияния границы, темп роста давления повышается, что приводит к аномальному росту логарифмической производной. Затем давление ведет себя, как в некоторой однородной среде (режим течения эквивалентен радиальному), но эта среда имеет более низкую проницаемость (интервал III). То есть режим течения является «псевдорadiальным».

Не менее часто встречается случай наличия в пласте границы постоянного давления. Такая граница может быть связана с близостью контакта нефтяного пласта с напорными водами или с газовой шапкой. В этом случае для расчета давления также можно использовать воображаемую скважину. При этом следует принять, что дебит дополнительной скважины такой же, как дебит существующей, но имеет обратный знак. Применительно к этому случаю формула для расчета давления принимает вид:

$$P_c = P_m - \frac{q \cdot \mu}{4\pi \cdot k \cdot h_{\text{раб}}} \left[ -Ei \left( \frac{K_{\Pi} \mu \cdot \beta \cdot r_c^2}{4 \cdot k \cdot t} \right) \right] + \frac{q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h_{\text{раб}}} \left[ -Ei \left( \frac{K_{\Pi} \cdot \mu \cdot \beta \cdot L^2}{4 \cdot k \cdot t} \right) \right]. \quad (9.15.0.2)$$

Форма кривой давления и ее производной показаны на рис. 9.15.0.4. Из рисунка видно, что вначале давление ведет себя, как будто никакой границы нет (интервал II). Влияние границы состоит в последующем резком падении темпа роста давления и, соответственно, в резком снижении производной давления.

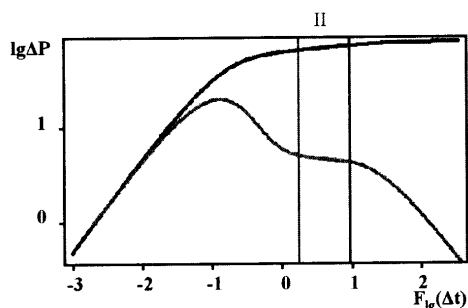


Рис. 9.15.0.4. Изменение давления и его логарифмической производной при тестировании границы постоянного давления: II – временной интервал для периода радиального притока

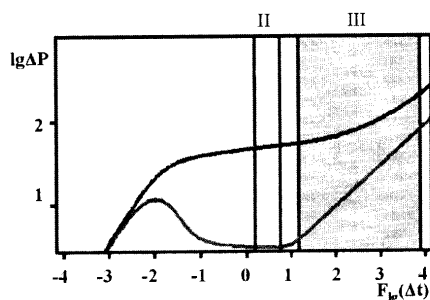


Рис. 9.15.0.5. Изменение давления и его логарифмической производной в двойном логарифмическом масштабе (тестирование двух плоскопараллельных непроницаемых границ): II – временной интервал для периода радиального притока; III – временной интервал влияния границ

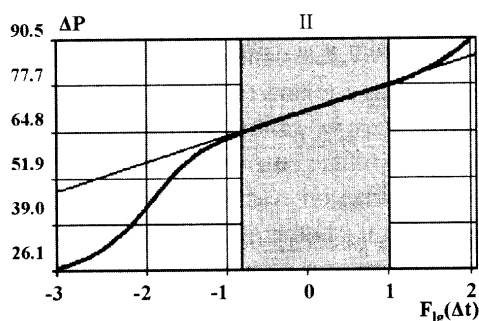


Рис. 9.15.0.6. Изменение давления и его логарифмической производной в характеристическом масштабе для радиального режима притока (тестирование двух плоскопараллельных непроницаемых границ): II – временной интервал для периода радиального притока

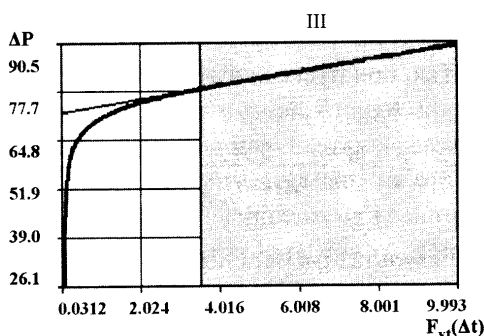


Рис. 9.15.0.7. Изменение давления и его логарифмической производной в характеристическом масштабе для линейного режима притока (тестирование двух плоскопараллельных непроницаемых границ): III – временной интервал для периода линейного притока

В более сложных случаях на результаты гидродинамических исследований может сказываться влияние нескольких границ одновременно. При этом темп роста производной давления больше, чем в случае расположенной на таком же расстоянии одиночной границы. Современные программы для обработки результатов ГДИС имеют в своем арсенале большое число моделей, отличающихся числом границ, их формой и взаимным местоположением.

На рис. 9.15.0.5 приведены типовые кривые ГДИС для так называемых «русловых отложений», описываемых двумя плоскопараллельными непроницаемыми границами. Обращает на себя внимание не только более рельефное проявление двойной границы по сравнению с одиночной. Меняется характер поведения давления во времени. При больших временах режим течения в пласте уже не псевдорadiaльный, а линейный.

Последовательную смену радиального и линейного режимов течения в русловых отложениях иллюстрируют кривые давления в соответствующих характеристических масштабах. Это логарифмический масштаб для радиального режима (границы еще не сказываются на по-

ведении давления) и масштаб  $t^{\rho_5}$  для линейного режима (влияние границ). Кривые давления в названных масштабах представлены соответственно на рис. 9.15.0.6 и рис. 9.15.0.7.

Нужно иметь в виду, что нередко радиальный режим скрыт эффектом послепритока. Тогда на кривой давления выделяется только временной интервал линейного режима (рис. 9.15.0.8).

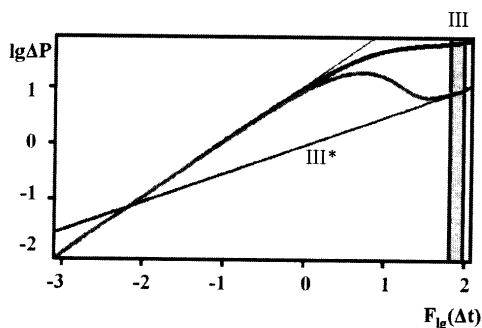


Рис. 9.15.0.8. Изменение давления и его логарифмической производной в двойном логарифмическом масштабе (тестирование двух плоскопараллельных непроницаемых границ): III — временной интервал наличия границ (линейного притока); III\* — соответствующее положение касательной (период радиального притока отсутствует).

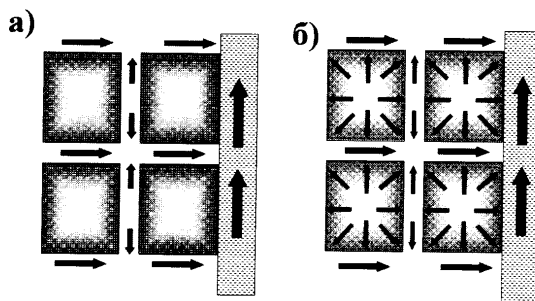


Рис. 9.16.1.1. Модель двойной пористости. Схема движения флюида в пласте: а) начальное время, приток происходит преимущественно по трещинам, б) позднее время, флюид из блоков пласта движется к трещинам и затем по трещинам к стволу скважины

## 9.16. Поле давления в резервуаре сложного строения

В данном разделе рассматриваются особенности строения резервуара, связанные с наличием макронеоднородностей. В первую очередь речь идет о неоднородностях, равномерно распределенных по площади. Наиболее типичные из них описываются моделями двойной пористости и двойной проницаемости.

### 9.16.1. Модель двойной пористости

Модель двойной пористости [28] предполагает, что пласт разбит на блоки системой трещин. Причем блоки характеризуются большой упругостью и малой проницаемостью, а трещины, наоборот обладают высокой проницаемостью и малой упругостью. Непосредственно после пуска скважины работают только трещины (рис. 9.15.1а). Затем по трещинам начинают дренироваться блоки пласта — «матрица» породы (рис. 9.15.1б).

Приближенная модель этого процесса [Warren и Root] была изначально предложена для условий пуска скважины в работу с постоянным расходом  $q$ . Эта модель предполагает, что градиент давления в матрице и по сечению трещины отсутствует, а в системе трещин наблюдается радиальное течение. При этом между трещиной и матрицей наблюдается псевдостационарный массообмен, интенсивность которого пропорциональна перепаду давления между этими объектами.

Этот процесс описывается следующей системой уравнений:



$$\nabla^2 P_{mp,D} = w_p \frac{\partial P_{mp,D}}{\partial t_D} - \lambda_p \cdot (P_{mn,D} - P_{mp,D})$$

для трещины;

$$0 = (1 - w_p) \frac{\partial P_{mn,D}}{\partial t_D} - \lambda_p \cdot (P_{mn,D} - P_{mp,D})$$

для матрицы породы.

В (9.16.1.1) используются следующие безразмерные параметры:

$$P_D = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{mp} \cdot h \cdot (P - P_c)}{q \cdot \mu}$$

$$t_D = \frac{k_{mp} \cdot t}{K_{II} \cdot \beta \cdot \mu \cdot r_c^2}$$

где  $t$  – время;  $P_{mp,D}$ ,  $P_{mn,D}$  – безразмерное давление в трещине и матрице;  $h$  – эффективная толщина пласта;  $k_{mp}$  – проницаемость заполнителя трещины;  $K_{II}$ ,  $\beta$  – средняя пористость и сжимаемость пласта (включая матрицу и трещины);  $\mu$  – динамическая вязкость пластового флюида;  $r_c$  – радиус скважины.

Параметр  $\Omega_p$  (относительная упругоемость) характеризует соотношение упругой энергии системы трещин и резервуара в целом:

$$\Omega_p = \frac{K_{II,mp} \cdot \beta_{mp}}{K_{II,mp} \cdot \beta_{mp} + K_{II,mn} \cdot \beta_{mn}}.$$

Параметр  $A_p$  (коэффициент межпорового перетока) характеризует интенсивность обмена флюидом между матрицей и трещинами:

$$A_p = \frac{\alpha_{mn} \cdot k_{mn} \cdot r_c^2}{k_{mp}} \text{ или } \frac{A_p}{\alpha_{mn}} = \frac{k_{mn} \cdot r_c^2}{k_{mp} \cdot h^2}.$$

Параметр  $\alpha_{mn}$  определяется формой блоков матрицы. Его величина рассчитывается по формуле:  $\alpha_{mn} = 4 \cdot n \cdot (n+2)$ , где значение  $n=1$  соответствует блокам, имеющим форму плит с плоскими горизонтальными поверхностями, значение  $n=2$  описывает блоки в форме вертикальных призм с квадратным сечением,  $n=3$  – блоки в форме кубиков (рис. 9.16.1.2).

Рис. 9.16.1.3 иллюстрирует характер изменения давления и логарифмической производной во времени после пуска скважины.

Рис. 9.16.1.4 характеризует особенности поведения логарифмической производной давления в зависимости от значений параметров  $\Omega_p$  и  $A_p$  в условиях, когда существенное влияние на начальный период стабилизации давления в скважине оказывает послеприток.

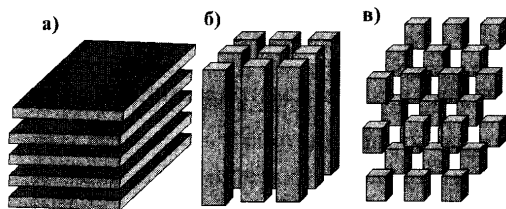


Рис. 9.16.1.2. Модель двойной пористости. Структуры пласта: а) плиты с системой горизонтальных трещин:  $n=1$ ; б) призмы с системой вертикальных трещин:  $n=2$ ; в) кубы:  $n=3$

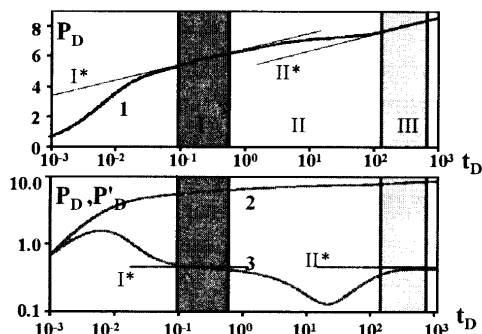


Рис. 9.16.1.3. Изменение давления (кривые 1, 2) и его логарифмической производной (кривая 3) при исследовании пласта с искусственной трещиноватостью (модель двойной пористости) I – интервал радиального притока по системе трещин, III – интервал радиального притока по всей системе, II – переходный интервал, I\*, II\* – касательные к кривым давления и производной в интервалах I, II

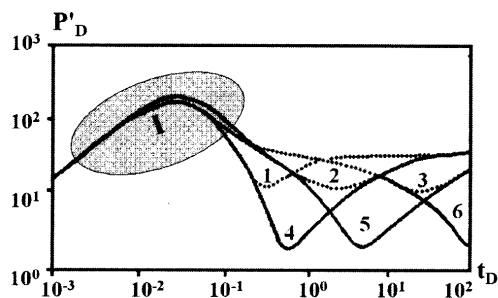


Рис. 9.16.1.4. Изменение логарифмической производной давления в пластах с искусственной трещиноватостью. Кривые 1, 2, 3 при:  $Q_p=10^{-1}$ ,  $A_p=10^{-7}$ ,  $10^{-8}$ ,  $10^{-9}$ ; кривые 4, 5, 6 при:  $Q_p=10^{-2}$ ,  $A_p=10^{-7}$ ,  $10^{-8}$ ,  $10^{-9}$ ; I – зона влияния послепритока

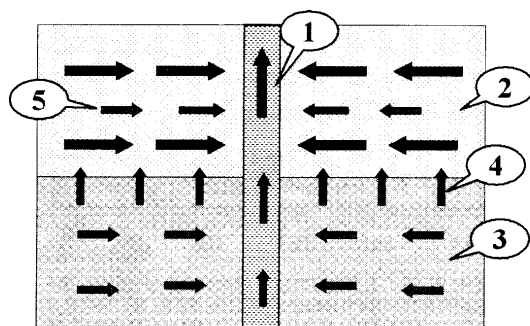


Рис. 9.16.2.1. Модель двойной проницаемости. Схема движения флюида в скважине и в пласте: 1 – ствол скважины; 2 – высокопроницаемый слой; 3 – низкопроницаемый слой; вертикальный массоперенос (4) приводит к увеличению дебита (5) высокопроницаемого слоя

## 9.16.2. Модель двойной проницаемости

Модель двойной проницаемости [29] предполагает, что ствол скважины одновременно дренирует два слоя, отличающиеся по фильтрационным свойствам. Причем, вследствие влияния вертикальной проницаемости, наблюдается внутрипластовый переток флюида из более проницаемого слоя в менее проницаемый (рис. 9.16.2.1).

При этом в общем случае каждый из пластов может рассматриваться как объект двойной пористости. Тогда количественными характеристиками рассматриваемой модели являются следующие параметры (аналоги рассмотренных в разделе 9.16.1):

- относительная упругоємкость:

$$\Omega_p = \frac{K_{n1} \cdot \beta_1 \cdot h_1}{K_{n1} \cdot \beta_1 \cdot h_1 + K_{n2} \cdot \beta_2 \cdot h_2}, \quad (9.16.2.1)$$

- параметр, определяющий интенсивность внутрипластового перетока между слоями:

$$A_p = \alpha_{mn} r_c^2 \frac{k_1 \cdot h_1}{k_1 \cdot h_1 + k_2 \cdot h_2}. \quad (9.16.2.2)$$

В дополнение для количественной характеристики рассматриваемого процесса вводится параметр:

$$k \cdot h_{отн} = \frac{k_1 \cdot h_1}{k_1 \cdot h_1 + k_2 \cdot h_2}. \quad (9.16.2.3)$$

Рис. 9.16.2.2 характеризует поведение логарифмической производной давления при различных значениях  $k \cdot h_{отн}$ . Нетрудно видеть, что при  $k \cdot h_{отн} = 1$  рассматриваемая модель ведет себя, как модель однородного пласта с двойной пористостью. Влияние межпластового перетока ( $k \cdot h_{отн} < 1$ ) сглаживает этот эффект.

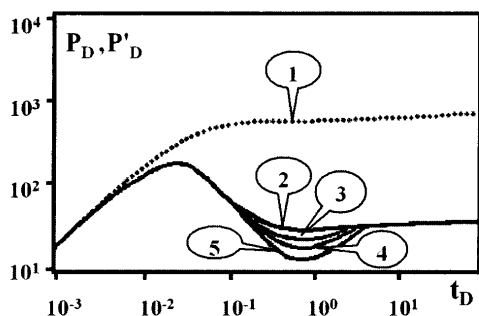


Рис. 9.16.2.2. Изменение давления (1) и его логарифмической производной (2, 3, 4, 5) в пласте с двойной проницаемостью при значении параметра  $k \cdot h_{отн} = 0.6$  (кривая 2), 0.8 (3), 0.9 (4) и 1.0 (5)

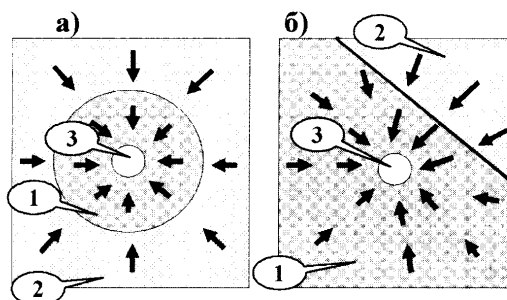


Рис. 9.16.3.1. Радиально-композиционная (а) и линейно-композиционная (б) модели неоднородного пласта: 1, 2 — слои пласта, отличающиеся по фильтрационным свойствам; 3 — скважина

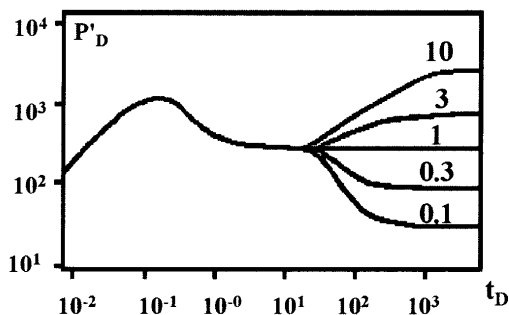


Рис. 9.16.3.2. Изменение логарифмической производной от времени для радиально-композиционной модели пласта. Шифр кривых — отношение подвижностей около скважины и удаленной зон пласта

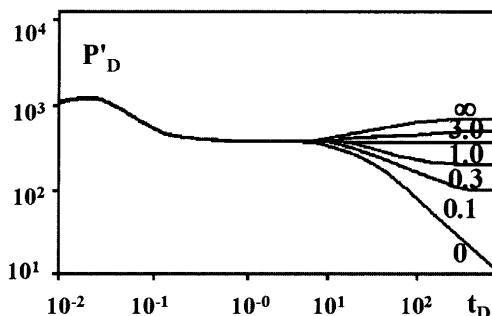


Рис. 9.16.3.3. Изменение логарифмической производной от времени для линейно-композиционной модели пласта. Шифр кривых — отношение подвижностей прискважинной и удаленной зон пласта

### 9.16.3. Композитные модели

Данный тип моделей предназначен для описания неоднородных пластов. Пласт рассматривается как совокупность слоев отличающихся по фильтрационно-емкостным свойствам. В пределах каждого слоя считается справедливым соотношение (9.2.0.3) при выполнении на границе слоев условий сопряжения (постоянство давлений и нормальных составляющих скоростей). Наиболее часто в практике интерпретации гидродинамических исследований встречаются радиально-композитная [30] и линейно композитная [31] модели (рис. 9.16.3.1).

Количественными характеристиками названных моделей являются отношение подвижностей ( $k_1 \mu_2 / k_2 \mu_1$ ) и пьезопроводностей ( $\alpha_1 / \alpha_2$ ) слоев.

На рис. 9.16.3.2 изображены кривые изменения логарифмической производной давления для радиально-композитной модели при различных соотношениях подвижностей.

### 9.17. ПОЛЕ ДАВЛЕНИЯ В МЕЖСКВАЖИННОМ ПРОСТРАНСТВЕ

В предыдущих разделах рассматривалось поведение давления в скважине при ее взаимодействии с пластом. Цель данного раздела состоит в анализе изменения давления в самом дренируемом скважиной пласте. Этот вопрос крайне важен для обоснования технологии ГДИС с целью межскважинных исследований – гидропрослушивания (ГДП).

Сущность технологии гидропрослушивания состоит в воздействии на поле давления в пласте путем изменения дебита возмущающей скважины (рис. 9.17.0.1). По влиянию этого изменения на давление в удаленной (реагирующей скважине) судят о гидродинамических свойствах межскважинной среды.

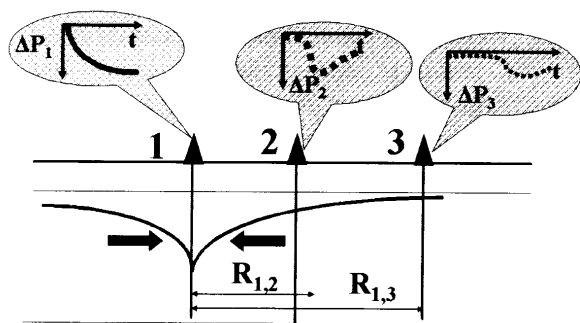


Рис. 9.17.0.1. Сущность технологии гидропрослушивания: 1 – возмущающая скважина; 2 и 3 – реагирующие скважины;  $\Delta P_1$ ,  $\Delta P_2$ ,  $\Delta P_3$  – схемы изменения давления во времени в скважине (1, 2, 3)

Подходы к теоретическому анализу поля давлений в скважине и в межскважинном пространстве ничем не отличаются друг от друга. Фактически это одна и та же задача (и по постановке, и по используемому математическому аппарату, и по способам анализа получаемых результатов).

Для приближенной оценки аномалии давления в пласте при запуске возмущающей скважины с постоянным дебитом обычно используют соотношение (9.7.1.1). Для этого в качестве значения радиуса ( $r$ ) в эту формулу вводят расстояние между возмущающей и реагирующей скважинами:

$$P_c = P_{nl} - \frac{q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h_{\text{раб}}} \left[ -Ei \left( \frac{K_{\text{п}} \cdot \mu \cdot \beta \cdot r^2}{4 \cdot k \cdot t_{\text{раб}}} \right) \right] = P_{nl} - \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \left[ -Ei \left( \frac{r^2}{4 \cdot \alpha \cdot t_{\text{раб}}} \right) \right]. \quad (9.17.0.1)$$

Из (9.17.0.1) следует:

$$\ln(P_{nl} - P_c) = \ln(\Delta P) = \ln \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} + \varphi \cdot \left( \frac{r^2}{4 \cdot \varepsilon \cdot t_{раб}} \right). \quad (9.17.0.2)$$

График функции  $\Delta p = f(t_{раб})$  для пласта с условными единичными параметрами

$$\frac{r^2}{\varepsilon} = 1, \quad \frac{q}{4 \pi \varepsilon} = 1 \quad (9.17.0.3)$$

используют в качестве эталонной кривой для условий пуска в работу возмущающей скважины [Борисов Ю.П., Яковлев В.П.]. Формула для построения эталонной кривой имеет вид:

$$\Delta P = -Ei\left(-\frac{1}{4t_{раб}}\right). \quad (9.17.0.4)$$

Графическая интерпретация этой формулы такова, что все графики изменения давления во времени, построенные в координатах  $\ln(\Delta p)$ ,  $\ln(t_{раб})$ , имеют одинаковый характер. В случае изменения параметра  $q \cdot \varepsilon / 4 \pi$  при неизменном параметре  $r^2 / \varepsilon$  кривые будут смещены одна относительно другой только по оси ординат. В обратном случае кривые смещаются только по оси абсцисс. При одновременном изменении этих параметров кривые смещаются относительно друг друга как вдоль оси абсцисс, так и вдоль оси ординат.

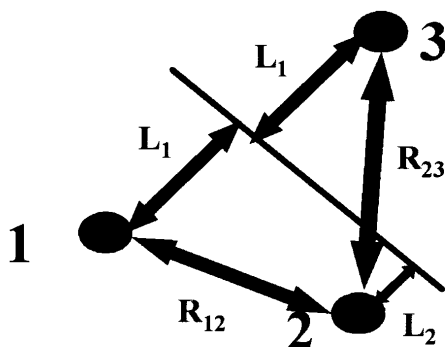


Рис. 9.17.0.2. К расчету отклика давления при гидропрослушивании при наличии в пласте непроницаемой границы: 1 – возмущающая скважина, 2 – реагирующая скважина, 3 – воображаемая скважина

Основываясь на основных положениях теории упругого режима, трудно получить расчетные зависимости для более сложных условий исследований.

Так, остановку добывающей скважины в неограниченной среде можно по аналогии с разделом 9.8 рассматривать как вступление в работу в момент остановки дополнительной нагнетательной скважины с тем же дебитом (рис. 19.7.0.2).

Тогда формула для расчета давления в реагирующей скважине принимает вид:

$$P_c = P_{nl} - \frac{q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h_{раб}} \left[ -Ei\left( \frac{K_{п} \cdot \mu \cdot \beta \cdot r^2}{4 \cdot k \cdot (t_{раб} + t_{осм})} \right) \right] + \frac{q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h_{раб}} \cdot \left[ -Ei\left( \frac{K_{п} \cdot \mu \cdot \beta \cdot r^2}{4 \cdot k \cdot t_{осм}} \right) \right]. \quad (9.17.0.5)$$

Отклик от пуска добывающей скважины при наличии непроницаемой границы по аналогии с разделом 9.15 можно рассматривать как суммарную работу существующей и дополнительной скважины, причем дополнительная скважина расположена зеркально от существующей относительно границы (см. рис. 9.15.0.1):

$$P_c = P_{nl} - \frac{q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h_{раб}} \cdot \left[ -Ei \left( \frac{K_p \cdot \mu \cdot \beta \cdot r_{1,2}^2}{4 \cdot k \cdot (t_{раб} + t_{осм})} \right) \right] + \frac{q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h_{раб}} \cdot \left[ -Ei \left( \frac{K_p \cdot \mu \cdot \beta \cdot r_{1,2}^2}{4 \cdot k \cdot t_{осм}} \right) \right] - \frac{q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h_{раб}} \cdot \left[ -Ei \left( \frac{K_p \cdot \mu \cdot \beta \cdot r_{2,3}^2}{4 \cdot k \cdot (t_{раб} + t_{осм})} \right) \right] + \frac{q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h_{раб}} \cdot \left[ -Ei \left( \frac{K_p \cdot \mu \cdot \beta \cdot r_{2,3}^2}{4 \cdot k \cdot t_{осм}} \right) \right] \quad (9.17.0.6)$$

Если дебит возмущающей скважины является произвольной функцией времени  $q(\tau)$ , давление в реагирующей скважине описывается соотношением:

$$P_c = P_{nl} - \frac{\mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h_{раб}} \int_0^t \frac{q(t - \tau)}{\tau} e^{-\frac{r^2}{4 \cdot k \cdot \tau}} d\tau. \quad (9.17.0.7)$$

Предполагается, что в начальный момент времени  $\tau=0$ , давление равно пластовому.

Но все же в подходах к теоретическому описанию полей давления при исследовании околоскважинного и межскважинного пространств есть существенное отличие. Исследование межскважинного пространства по определению предполагает охват значительно большей части залежи. Если работы ведутся на эксплуатируемом месторождении с плотной сеткой скважин, неизбежна интерференция скважин между собой. Фактически для описания поля давления необходимо вместо анализа модели взаимодействия скважин с пластом рассматривать секторные модели, включающие систему взаимодействующих скважин. В этих условиях методика решения прямых задач (оценки аномалий давления в зависимости от параметров пласта, расположения и режима работы скважин) не претерпевает существенных изменений. Усложняются расчеты, но это не является препятствием для современных вычислительных средств. Но нужны новые подходы при постановке обратных задач, поскольку существенно повышается неоднозначность их решения.

## 9.18. ПОЛЕ ДАВЛЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ДЛИТЕЛЬНОЙ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ

Идее получения информации о пласте при долговременном анализе темпа падения добычи уже достаточно много лет. В одной из первых работ в этом направлении [32] на основе анализа промысловых данных была предложена эмпирическая зависимость для расчета падения во времени дебита в скважине, дренирующей ограниченную залежь вида (рис. 9.18.0.1):

$$q = \frac{q(t)}{q(0)} = \{1 + b \cdot D_i t\}^{-1/b} = \{1 + b \cdot \bar{t}\}^{-1/b} \text{ при } b \neq 0, \\ \bar{q} = \frac{q(t)}{q(0)} = e^{-D_i t} = e^{-\bar{t}} \text{ при } b = 0, \quad (9.18.0.1)$$

где  $q(t)$  – текущий дебит как функция времени  $t$ ;  $q(0)$  – дебит, соответствующий начальному времени  $t=0$ ;  $D_i$  и  $b$  – эмпирические коэффициенты;  $\bar{q}$  – безразмерный дебит,  $\bar{t}=D_i t$  – безразмерное время.

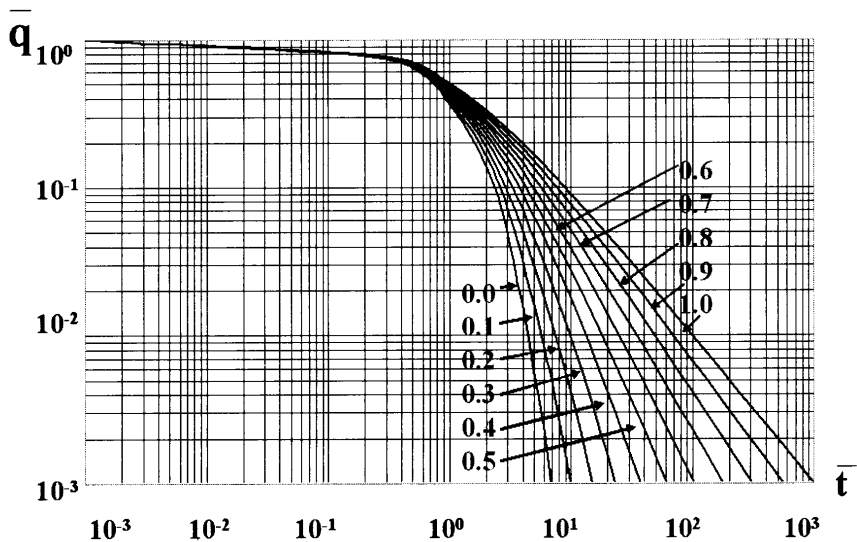


Рис. 9.18.0.1. Кривые падения дебита в скважине, дренирующей ограниченный пласт, рассчитанные по уравнению (9.18.0.1). Шифр кривых – значение параметра  $b$  [32]

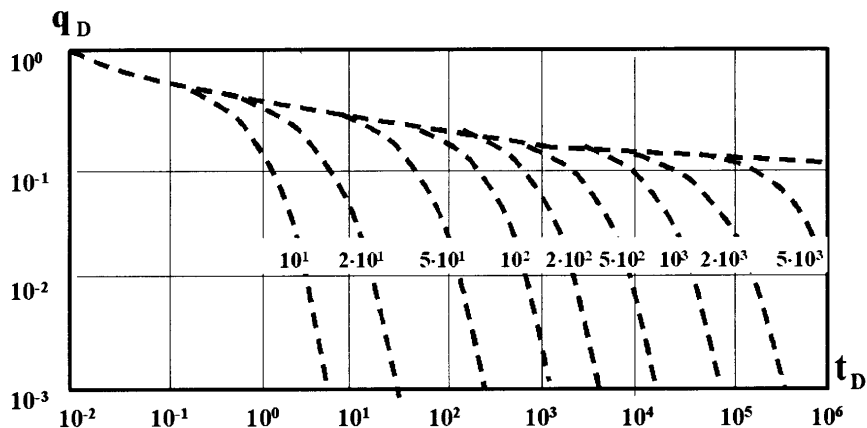


Рис. 9.18.0.2. Кривые падения дебита в скважине, дренирующей ограниченный пласт при поддержании на стенке скважины постоянного давления [34]. Шифр кривых – отношение радиуса залежи к радиусу скважины

Естественно, что формальная аппроксимация результатов измерений дебита, не опирающаяся на конкретную модель происходящих в пласте процессов, может использоваться в весьма ограниченных случаях. В частности, применяя данное соотношение для прогноза дальнейшего поведения пласта, мы должны быть, как минимум, уверены, что условия притока неизменны в течение всего анализируемого периода работы скважины.

В более поздней работе [33] приведено похожее соотношение, но уже базирующееся на связи дебита в ограниченной залежи с темпом выработки запасов в предположении, что на стенке скважины поддерживается постоянное давление  $P_c = const$ :

$$\frac{q(t)}{q(0)} = e^{\left\{ \left[ \frac{q(0)t}{\left( \left( 1 - \frac{P_c}{P_{nl}} \right) \cdot N_p \right)} \right] \right\}}, \quad (9.18.0.2)$$

где  $N_p$  – запасы нефти в залежи, приведенные к условиям устья;  $P_{nl}$  – начальное давление в залежи.

Легко видеть, что данное уравнение эквивалентно уравнению (9.8.0.1), если принять в последнем  $b=0$ ; при этом параметр  $D_i$  определяется соотношением:

$$D_i = \frac{q(0)}{N_p}. \quad (9.18.0.3)$$

Автор работы [34] также использовал при численной оценке дебита допущение о поддержании на стенке скважины постоянного давления. Для этих условий было получено точное решение уравнения пьезопроводности в предположении, что стенка скважины и залежь представляют собой вертикальные коаксиальные цилиндрические поверхности радиусов соответственно  $r_c$  и  $r_e$ . Результаты этого расчета представлены на рис.9.18.0.2 в следующих безразмерных параметрах:

$$t_D = \alpha \cdot t / r_c^2; \quad q_D = \frac{q(t) \cdot \mu}{2\pi \cdot k \cdot h \cdot (P_{nl} - P_c)}, \quad (9.18.0.4)$$

где  $\mu$  – динамическая вязкость притекающего флюида,  $\alpha$  – пьезопроводность пород,  $h$  – эффективная толщина пласта,  $P_{nl}$  – первоначальное пластовое давление.

Безразмерные дебит и время, используемые в соотношениях (9.18.0.1), (9.18.0.2)  $\{ \bar{q}, t \}$  и определяемые формулой (9.18.0.4)  $\{ q_D, t_D \}$ , нетрудно увязать друг с другом, если учесть, что:

- дебит в скважине в начальный момент времени можно определить с помощью уравнения Дюпюи (9.4.1.3), заменив в нем радиус контура питания  $r_{кп}$  радиусом залежи  $r_e$ :

$$q(0) = \frac{2\pi \cdot k \cdot h \cdot (P_{nl} - P_c)}{\mu \cdot \left[ \ln \frac{r_e}{r_c} \right]}; \quad (9.18.0.5)$$

- начальные запасы в ограниченной залежи можно рассчитать по формуле:

$$N_p = \pi \cdot (r_e^2 - r_c^2) \cdot K_{п} \cdot \beta \cdot h \cdot P_{nl}. \quad (9.18.0.6)$$

Тогда:

$$\bar{q} = \frac{q(t)}{q(0)} = \frac{q(t) \cdot \mu \cdot \left[ \ln \frac{r_e}{r_c} \right]}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (P_{nl} - P_c)} = q_D \cdot \left[ \ln \frac{r_e}{r_c} \right], \quad (9.18.0.7)$$

$$t = D_i \cdot t = \frac{q(0)}{N_p} \cdot t = \frac{k \cdot t}{\frac{1}{2} \cdot \left[ \frac{r_e^2}{r_c^2} - 1 \right] \cdot \left[ \ln \frac{r_e}{r_c} \right] \cdot K_{п} \cdot \mu \cdot \beta \cdot r_c^2}. \quad (9.18.0.8)$$



Кривые, представленные выше на рис. 9.18.0.2, в координатах  $\{\bar{q}, \bar{t}\}$  изображены на рис. 9.18.0.3.

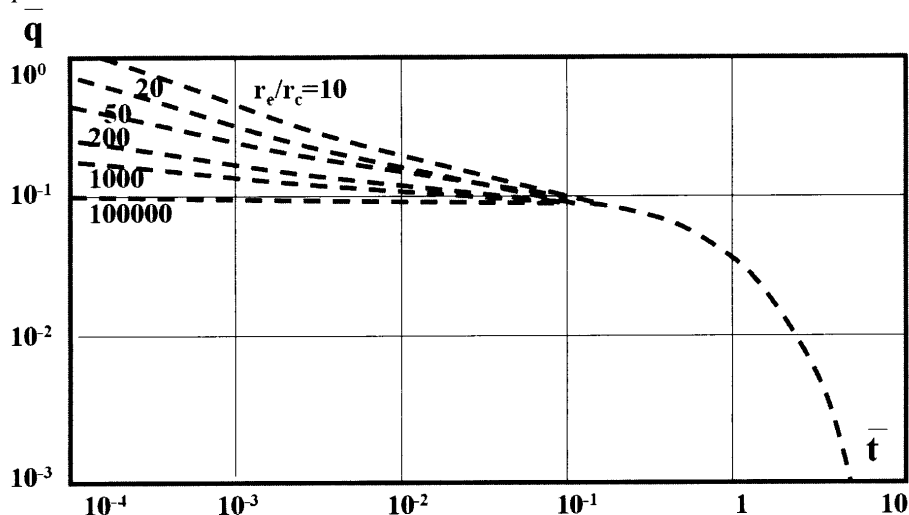


Рис. 9.18.0.3. Кривые падения дебита в скважине, дренирующей ограниченный пласт при поддержании на стенке скважины постоянного давления [34]. Шифр кривых – отношение радиуса залежи к радиусу скважины

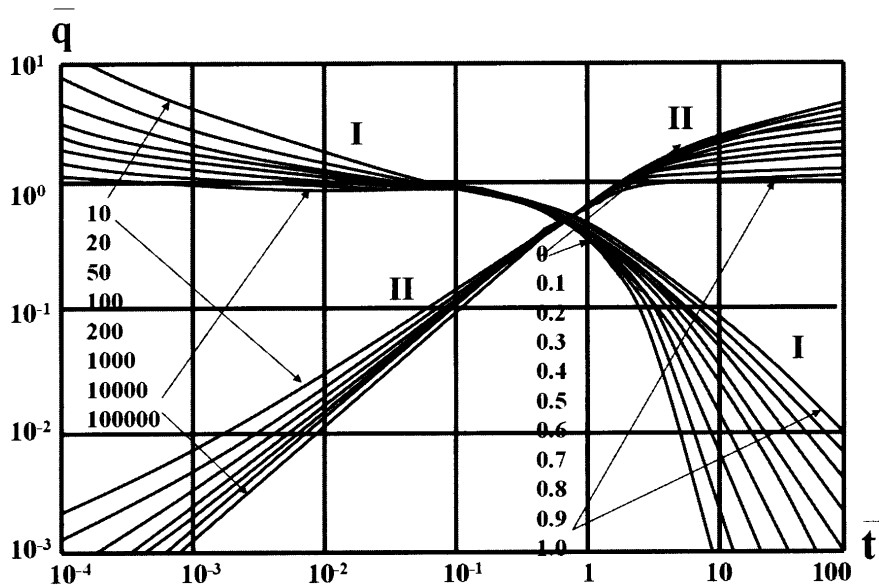


Рис. 9.18.0.4. Палетка Фетковича для обработки кривых падения дебита (I) и накопленной добычи (II) в скважине. Шифр кривых для левой части палетки – отношение радиуса залежи к приведенному радиусу скважины. Шифр кривых для правой части палетки – значение параметра  $b$

Все приведенные выкладки применимы и для несовершенной скважины. В этом случае необходимо использовать вместо значения радиуса скважины  $r_c$  величину приведенного радиуса  $r_{c_{np}}$ .

Объединенный график зависимостей, представленных на рисунках (9.18.0.1) и (9.18.0.3) известен, как палетка Фетковича [35] (рис.9.18.0.4). Ее левая часть определяет закономерности начального этапа формирования давления в ограниченной залежи, когда влияние границы минимально. В этом временном интервале по темпу оценки дебита можно оценить как проницаемость пласта, так и скин-фактор. Правая часть палетки описывает процесс истощения залежи при достижении воронкой депрессии границы пласта. Если исследования ограничены этим временным интервалом, разделить влияние на полученный результат свойств пласта и призабойной зоны невозможно.

Рассмотренный способ описания поля давления имеет существенное ограничение, поскольку предполагает постоянство давления во время дренирования. Тем не менее подобный приближенный подход вполне правомерен, учитывая, что в реальных условиях скважины давление во многих случаях меняется очень медленно. В этих условиях преимущество подобного экспресс-метода очевидно. Для описания процесса истощения залежи достаточно знать данные только об изменении дебита во времени.

В противном случае используются более сложные подходы, учитывающие одновременное изменение давления и дебита. Здесь для описания процесса истощения пласта нужно иметь информацию не только об изменении дебита скважины, но и давления на забое. Для решения данной задачи используются преимущественно численные методы. Исходные результаты могут быть представлены в виде палеток (типовых кривых), использующих функциональные шкалы.

В практике ГДИС используется несколько методов, основанных на применении функциональных шкал. Наиболее известны методы Блассингейма [36-37], Агарвала–Гарднера [38], а также так называемый метод «NPI» (normalized pressure integral) [39]. Все названные методы основаны на единых принципах и отличаются лишь способами предварительной обработки и графического представления исходных данных.

По оси абсцисс (для всех перечисленных методов) откладывается так называемая «функция времени материального баланса», рассчитываемая по формуле:

$$\bar{\tau} = \frac{Np}{q_{\Sigma}}, \quad (9.18.0.9)$$

где  $q_{\Sigma}$  – накопленный дебит,

$$q_{\Sigma}(\bar{\tau}) = \int_0^{\bar{\tau}} q(\tau) \cdot d\tau. \quad (9.18.0.10)$$

В случае фильтрации газа вместо функции времени  $\bar{\tau}$  используется функция  $\bar{\tau}_g$ , рассчитываемая по формуле:

$$\bar{\tau}_g = \frac{N_p \mu_z(0) z_c(0)}{q_{\Sigma}(t)} \int_0^t \frac{q_{\Sigma}(\tau)}{\mu_z(\tau) z_c(\tau)} d\tau, \quad (9.18.0.11)$$

где  $\mu_z(0)$ ,  $Z_c(0)$ ,  $\mu_z(t)$ ,  $Z_c(t)$  – динамическая вязкость и сверхсжимаемость газа в начальный и текущий моменты времени.

По оси ординат откладывается функция давления и дебита, способы расчета которой определяются конкретной модификацией типовых кривых.

В частности, типовые кривые Блассингейма (см. рис.9.18.0.5) используют следующие функции:

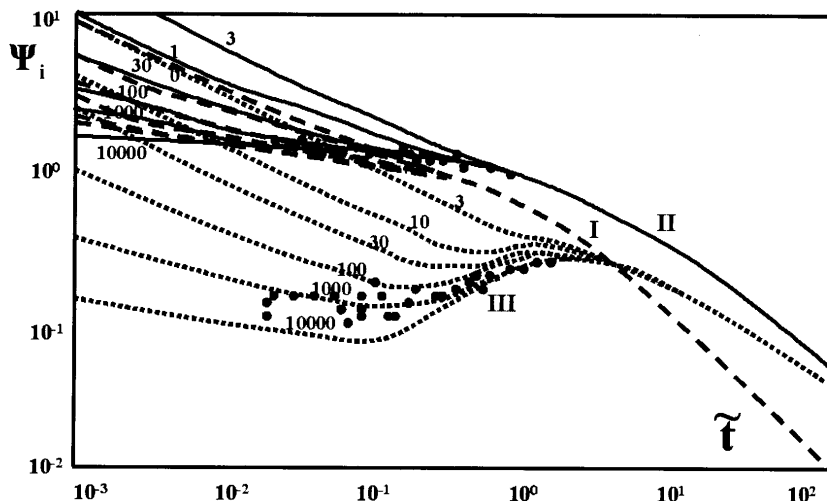


Рис. 9.18.0.5. Типовые кривые Блассингейма, описывающие истощение ограниченной залежи. По оси абсцисс – функция времени материального баланса. По оси ординат – значения функции накопленного дебита, приведенного к текущей депрессии (кривые I), интегральной и дифференциальной функции накопленного дебита (кривые II и III). Шифр кривых – отношение радиуса залежи к радиусу скважины. Точками нанесены результаты скважинных измерений

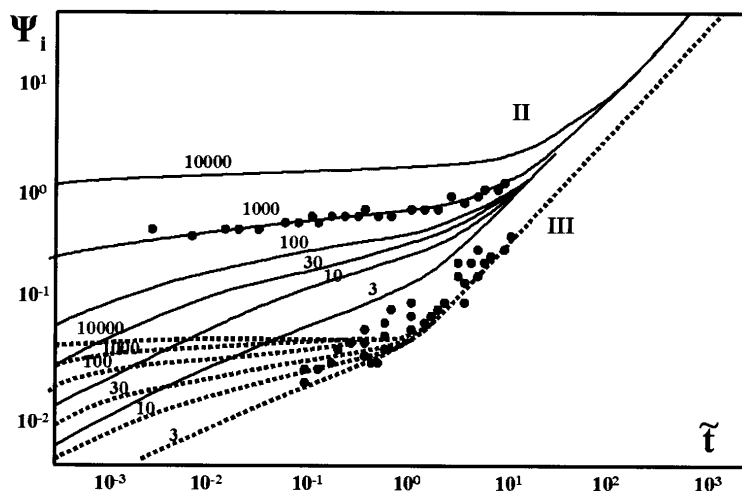


Рис. 9.18.0.6. Типовые кривые Агарвала-Гарднера, описывающие истощение ограниченной залежи. По оси абсцисс – функция времени материального баланса. По оси ординат – значения интегральной и дифференциальной функции накопленного дебита (кривые II и III). Шифр кривых – отношение радиуса залежи к радиусу скважины. Точками нанесены результаты скважинных измерений

- Накопленный дебит, приведенный к текущей депрессии:

$$\Psi_i(\bar{t}) = \frac{q_s(\bar{t})}{P_{nl} - P_c(\bar{t})}. \quad (9.18.0.12)$$

- Интегральная функция накопленного дебита, приведенного к текущей депрессии:

$$\Psi_2(\tilde{r}) = \frac{1}{\tilde{r}} \int_0^{\tilde{r}} \frac{q(\tau)}{P_{n1} - P_c(\tau)} d\tau. \quad (9.18.0.13)$$

- Дифференциальная функция накопленного дебита:

$$\Psi_3(\tilde{r}) = - \frac{d\Psi_2(\tilde{r})}{d \ln \tilde{r}} = - \tilde{r} \frac{d\Psi_2(\tilde{r})}{d\tilde{r}}. \quad (9.18.0.14)$$

Типовые кривые Агарвала–Гарднера (см. рис. 9.16.0.6) используют вместо функции (9.18.0.14) соотношение:

$$\Psi_3(\tilde{r}) = - \frac{d \left\{ \frac{P_{n1} - P_c(\tilde{r})}{q(\tilde{r})} \right\}}{d \ln \tilde{r}} = \tilde{r} \frac{d \left\{ \frac{P_{n1} - P_c(\tilde{r})}{q(\tilde{r})} \right\}}{d\tilde{r}}. \quad (9.18.0.15)$$

И, наконец, метод «NPI» (см. рис. 9.16.0.7) использует вместо функции (9.18.0.13) соотношение:

$$\Psi_2(\tilde{r}) = \frac{1}{\tilde{r}} \int_0^{\tilde{r}} \frac{P_{n1} - P_c(\tau)}{q_\Sigma(\tau)} d\tau. \quad (9.18.0.16)$$

Преимуществом подобных способов нормировки является большая устойчивость к флуктуациям забойного давления и дебита, что особенно важно при исследовании скважин по технологии КСД.

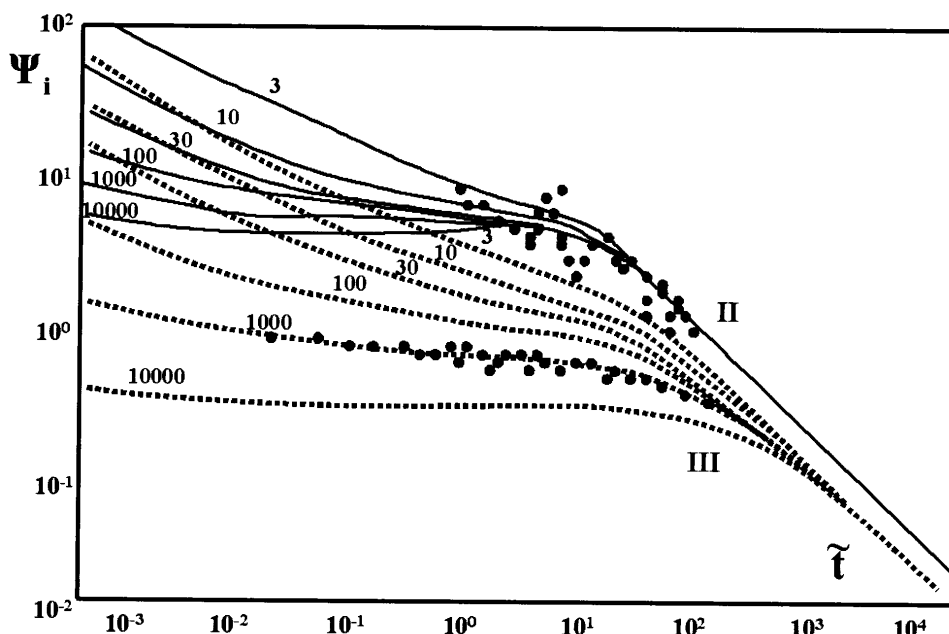


Рис. 9.18.0.7. Типовые кривые «NPI», описывающие истощение ограниченной залежи. По оси абсцисс – функция времени материального баланса. По оси ординат – значения интегральной и дифференциальной функции накопленного дебита (кривые II и III). Шифр кривых – отношение радиуса залежи к радиусу скважины

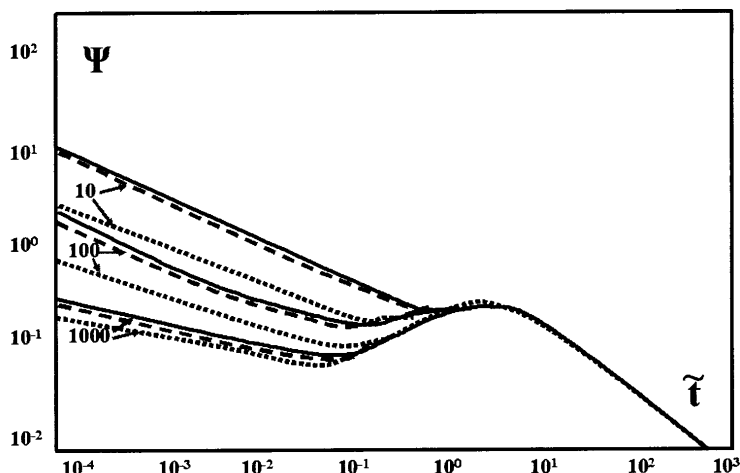


Рис. 9.18.0.8. Типовые кривые Бласингейма, описывающие истощение ограниченной залежи, дренируемой трещиной ограниченной проводимости. По оси абсцисс – функция времени материального баланса. По оси ординат – значения дифференциальной функции накопленного дебита. Шифр кривых – параметр  $F_{CD}$ , определяемый соотношением (9.13.0.5). Сплошные линии, линии пунктиром и точками соответствуют отношению радиуса залежи к полудлине трещины 1,5,2,5

При этом следует иметь в виду, что описанные выше дифференциальные функции не столь наглядны при идентификации режима течения флюида, как стандартная логарифмическая производная для циклов стабильной работы или закрытия скважины.

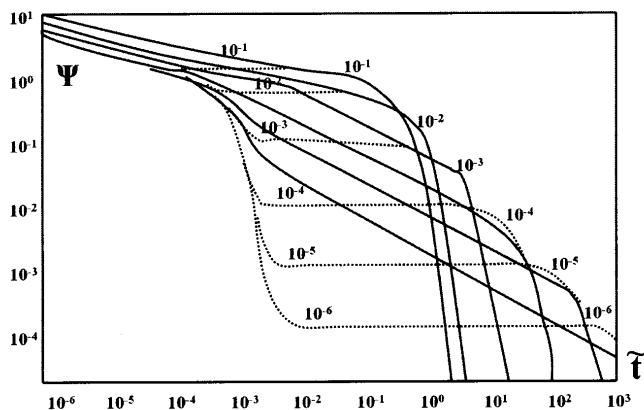


Рис. 9.18.0.9. Типовые кривые Бласингейма при истощении ограниченной залежи естественной системой трещин (модель двойной пористости) По оси абсцисс – функция времени материального баланса. По оси ординат – значения дифференциальной функции накопленного дебита. Отношение радиуса залежи к радиусу скважины  $=10$ , относительная упругоємкость  $\Omega_p=0.001$ . Шифр кривых – значения коэффициента межпорового перетока  $\Delta_p$ . Расчеты выполнены для различной формы блоков матрицы кубической формы (пунктирные кривые) и формы вертикальных призм (сплошные кривые)

К настоящему времени аналогичные типовые кривые получены для большинства используемых в практике ГДИС моделей системы «скважина-пласт» (особенностях вскрытия пласта, геометрии залежи и пр.) [40–43].

Так на рис. 9.18.0.8 приведены типовые кривые для истощения ограниченной залежи, дренируемой трещиной ограниченной проводимости. Рис. 9.18.0.9 описывает этот же процесс в условиях естественной трещиноватости пласта (модель двойной пористости).

Нужно особо подчеркнуть, что область приме-

ния рассмотренного подхода не ограничивается анализом кривых продуктивности в ограниченных залежах. Фактически реализована возможность совместного анализа результатов синхронных измерений давления и дебита при произвольном характере изменения названных параметров во времени. То есть фактически рассматриваемый подход является обобщением рассмотренного в разделе 9.10 способа совместного анализа результатов гидродинамических исследований нестабильно работающих скважин.

## ЛИТЕРАТУРА К ГЛАВЕ 9

1. Лейбензон Л.С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде. Гостехиздат, М., 1947.
2. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. М., Гостоптехиздат, 1963.
3. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. М., РГУНГ, 628 с., переиздание 2004 г.
4. Щелкачев В.Н. Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации. М.: Нефть и газ, 1995. Ч.1, 586 с., Ч. 2, 493 с.
5. Щелкачев В. Н., Лапук Б. Б. Подземная гидравлика. М., РГУНГ, 735с., переиздание 2001 г.
6. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д. Нефтегазовая гидромеханика. М, РГУНГ, 479 с., 2003 г.
7. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. М., Недра, 1973, 246 с.
8. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. М.: Наука, 1998, 303 с.
9. Joshi S.D. Augmentation of Well Productivity With Slant and Horizontal Wells. Paper SPE, 15735, 1986.
10. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта, Москва, Недра 1999, 212 с.
11. Oden A.S. Pseudo-State Flow Equation and Productivity Index for a Well With Noncircular Drainage Area. JPT, Nov, 1978, p. 1630–1632.
12. Lee J. Well Testing, SPE, Richardson, TX, Eleventh Printing, 2002, 159 p.
13. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М., Недра, 1987, 309 с.
14. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М., Недра, 1989, 334 с.
15. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Под ред. Зотова Г.А., Алиева З.С. М., Недра, 1980. 301 с.
16. Vogel J.V. Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells, JPT, Jan, 1968, p. 89–93.
17. Standing M.B. Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing by Solution Gas Drive Reservoirs, JPT, Nov, 1970, p. 1399–1400.
18. Fetkovich M.J. The Isochronal Testing of Oil Wells, paper SPE/AIME 4529, 1973.
19. Horner D.R. Pressure Build-up in Wells. Third World Petroleum Congress, The Hague, 1951, Proceedings, Sect. II, p. 503–521.
20. Кульпин Л.Г. Мясников Ю.А. Гидродинамические методы исследования нефтегазовоносных пластов. М., Недра, 1974, 200 с.
21. Blassingame T.A., Lee W.J. Variable-Rate Reservoir Testing, Paper SPE, 12028, 1986, p. 361–373.
22. Risheng J.A., Blassingame T.A. Integrating Short-Term Pressure Buildup Testing and Long-Term Production Data Analysis to Evaluate Hydraulically-Fractured Gas Well Performance. Paper SPE 84475, 2003.
23. Bourdet D.P., Auoub J.A., Pirard Y.M. Use of pressure derivative in well test interpretation. Paper SPE, 12777, 1984.

24. Gringarten A.C., Bourdet D.P., Landel P.A., Kniazeff V.J. A comparison between different skin and wellbore storage type curves for early-time transient analysis. Paper SPE 8205, 1979.
25. Eclig-Economides C.A. Use of pressure derivative for diagnosing pressure-transient behavior. JPT, Oct.1988, p. 1280–1282.
26. Lichtenberger C.J. Data acquisition and interpretation of horizontal well pressure transient tests. JPT, Febr.1994, p. 157–162.
27. Kuchlic F.J. Well testing and interpretation for horizontal wells. JPT, Jan. 1995, p. 36–41.
28. Bourdet D., Gringarten A.C. Determination of Fissure Volume and Block Size in Fractured Reservoirs by Type Curve Analysis. Paper SPE, 9293.
29. Bourdet D., Pressure Behavior of Layered Reservoirs with Cross flow. Paper SPE 13628, 1985.
30. Olarevaju J.S. An Analytical Model for Composite Reservoirs, produced at Either Constant Bottom hole Pressure or Constant Rate. Paper SPE, 16763.
31. Ambastha A.K., Mc.Leroy P.G., Sageev A. Effects of Partially Communicating Fault in a Composite Reservoir on Transient Pressure Testing. Paper SPE 16764, 1987.
32. Arps J.J. Analysis of Decline Curves. Trans AIME (1945) 160, p. 228–247
33. Fetkovich M.J. Decline Curve Analysis Using Type Curves. Paper SPE 4629, 1980.
34. Hurst R., Unsteady flow of Fluids in Oil Reservoirs. Physics (Jan, 1934) 5, 20.
35. Fetkovich M.J., Vienot M.E., Bradley M.D., Kiesov U.G. Decline Curve Analysis Using Type Curves- Case Histories. Paper SPE 13169, 1987.
36. Blassingame T.A., Lee W.J. Pressure Buildup Test Analysis – Variable Rate Case: A New Approach. Paper SPE № 17052, p. 273–280, June, 1979.
37. Doublet D.E., Pande P.K., McCollum T.J., Blassingame T.A. Decline Curve Analysis Using material Balance Time. Paper SPE 28688, p. 1–23, October 1994.
38. Agarval R.G, Gardner D.C., Kleinsterber S.W., Fussel D.D. Analyzing Well Production Data Using Combined Type Curves and Decline Curve Concepts». Paper SPE, presented at the 1998 Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 27–30 September.
39. Blassingame T.A., Johnston J.L., Lee W.J Type-Curve Analysis Using the Pressure Integral Method, Paper SPE 18799, Presented at the SPE California Regional Meeting held in BakersField, April 5–7, 1989
40. A Systematic and Comprehensive Methodology for Advanced Analysis of Production Data. Mattar E, Anderson D.M., p. 1–9, October 2000.
41. Marhaendrajana T., Blassingame T.A. Use of Production Data Inversion to Evaluate Performance of Naturally Fractured Reservoirs. Paper SPE 90013, p. 1–10, November, 2004.
42. Pratikno H., Rushing J.A., Blassingame T.A. Decline Curve Analysis Using Type Curves- Fractured Wells. Paper SPE 84287, p. 1–14, October 2003.
43. Marhaendrajana T., Blassingame T.A. Decline Curve Analysis Using Type Curves – Evaluation of Well Performance Behavior in a Multiwell Reservoir System. Paper SPE № 71517, p. 1–15, October, 2001.

Раздел IV

**ИНТЕРПРЕТАЦИЯ И АНАЛИЗ  
ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО  
КОНТРОЛЯ**



## **10.1. СУЩНОСТЬ, ЦЕЛИ И ЭТАПЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ**

### **10.1.1. Стандартные классификации интерпретации**

Работа с промыслово-геофизической информацией включает две ярко выраженные стадии, отличающиеся глубиной преобразования исходных данных: *обработку* (если осуществляемые действия с данными исследований не позволяют получить принципиально новой информации об объекте) и *непосредственно интерпретацию* (в результате этих действий получают принципиально новые знания об объекте исследований) [1].

*Предварительная обработка* является начальной стадией работы с информацией. На этой стадии геофизические данные претерпевают различные преобразования (включая глубинную увязку, масштабирование и т.п.), анализируется их качество, но при этом не происходит их физического осмысления (т.е. не решается какая-либо геологическая или техническая задача, не строится и не изучается модель исследуемых процессов).

*Интерпретация* – это одна из самых важных стадий геофизических исследований. На этом этапе происходит *истолкование результатов измерений с выдачей заключения о решаемой задаче*. Интерпретация может быть выполнена на качественном или количественном уровнях. Результаты *качественной* интерпретации не имеют численного выражения и характеризуются только рядом качественных признаков, детализирующих выявленный при исследованиях процесс (например, выявлен: процесс – «межпластовый переток», типа флюида – «воды», по определенному пространству скважины – «заколонному», по направлению – «сверху вниз» и «с выходом воды в интервал перфорации»). *Количественная* интерпретация позволяет описать процесс или характеризующие его параметры численно. Выделяют, также интерпретацию *оперативную* (предварительную, неполную) и *окончательную* (полную).

Существует ряд различных устоявшихся классификаций понятий *интерпретации* (ГИС или ПГК). В частности, один из основоположников советской школы каротажа скважин Дахнов В.Н. ввел понятия *индивидуальной* (однометодной), *комплексной* (многометодной) и *площадной* интерпретации [2]. Под площадной интерпретацией понимались обобщения, выполненные на основе данных ГИС по группе скважин для одного и того же объекта (пласта).

В дальнейшем определения названных понятий претерпевали некоторую трансформацию и развитие, но основным критерием традиционного подразделения интер-

претации на этапы осталось количество используемой совместно информации. По этому признаку различают следующие виды интерпретации: *индивидуальную* (не выходящую за рамки простой физической модели одного метода), *комплексную* (увязывающую разнотипные результаты в рамках единой модели изучаемого объекта) и *обобщающую* (учитывающую пространственно-временные тенденции развития модели объекта). Сущность перечисленных этапов поясняет табл. 10.1.1.1.

ТРАДИЦИОННОЕ ТОЛКОВАНИЕ КЛАССИФИКАЦИИ  
ПРОЦЕССА ИНТЕРПРЕТАЦИИ В ГИС

Таблица 10.1.1.1

Тип интерпретации	Исходные данные	Цель и средства интерпретации
Индивидуальная	Информация, полученная одним, конкретным геофизическим методом (однометодная).	Определение параметров физического поля, исследуемого конкретным методом, в том числе и геофизических параметров, характеризующих физические свойства горных пород. В числе таких параметров, например, удельное сопротивление пород, естественная гамма-активность пород, нейтронные замедляющие и поглощающие свойства пород, пр.
Комплексная	Информация, полученная комплексом геофизических методов (многометодная).	Обобщение и совместный анализ ряда результатов индивидуальной интерпретации для изучения конкретных объектов в пределах скважины (литологических разностей, коллекторов, покрышек, продуктивных пластов).
Обобщающая	Информация, полученная одним методом или комплексом методов по площади пласта (площадная).	Межскважинные сопоставления результатов и их анализ по площади для изучения объекта эксплуатации, залежи, месторождения в целом.

Нельзя не заметить, что данная классификация утверждает тождество понятий *индивидуальная* и *однометодная*, *комплексная* и *многометодная* интерпретация. Видимо, на ранней стадии развития ГИС, когда теория и методика каждого метода развивались практически обособленно, подобный подход был оправдан. Но позже выяснилось, что даже на этой первой стадии интерпретации при изучении параметров отдельных полей не обойтись без обмена информацией между однометодными алгоритмами. Таким образом, проблема здесь глубже. Речь идет не просто о необходимости использования характеристик одного поля при определении характеристик другого. Много физических процессов являются многопараметрическими по сути. Ряд физических полей не существует друг без друга, взаимно влияют друг на друга, то есть могут рассматриваться только как единое целое. Это особенно касается действующих скважин, где широко используются методы изучения «приток-состава».

Можно обособленно рассматривать (в первом приближении) особенности полей средних фазовых скоростей, температур, давлений, истинных фазовых содержаний. Но это будет весьма поверхностный анализ. Ведь все перечисленные характеристики – это лишь различные грани единого процесса (тепломассопереноса в многофазной многокомпонентной среде), описываемого системой уравнений сохранения энергии, импульса, неразрывности с условиями сопряжения на границах фаз (компонент). Следовательно, еще не приступая к описанию и классификации конкретных объектов

в скважине и рассматривая только параметры физических полей, возможно, потребуется обратиться к комплексу методов, характеризующих состояние флюидов продукции в системе «скважина-пласты». В этих условиях, на взгляд авторов, рамки названной традиционной классификации чересчур узки.

Следовательно, принятое стандартное деление интерпретации на индивидуальную, комплексную и обобщающую фактически сливает воедино несколько подходов. Этот недостаток особенно ощутим применительно к области ГИС-контроля, поскольку не отражает здесь разносторонности и богатства применяемых способов работы с информацией. В связи с этим, наряду со стандартной, в данной книге используется расширенная классификация, в основу которой положена полнота и качество наполнения информационной модели. С учетом данного нового подхода классификации авторами сделана попытка увязки между собой известных способов работы с информацией в рамках единой иерархической структуры.

В изучении *сложных технических систем, какими являются объекты разработки* на месторождениях нефти и газа, нельзя удовлетвориться простейшими аналитическими моделями. Постоянная временная динамическая трансформация состояния действующей скважины и месторождения в целом вынуждает прибегать к *диалектическому подходу в их изучении*. В этой связи становится понятным природа цикличности анализа данных ГИС-контроля, проявляющаяся в разнообразии *уровней и ступеней интерпретации*.

Базовым в предлагаемой классификации является разделение интерпретации по уровням на *параметрическую, целевую и системообразующую*. Это разделение производится на основе критерия *количества совместно используемой разнородной информации*.

Каждый названный уровень интерпретации подразделяется на ступени с учетом следующих принципов.

Во-первых, *по этапам преобразования* исходных данных *интерпретацию* (которая предполагает некоторое суждение об изучаемом объекте) необходимо отделить от *предварительной обработки* (т.е. преобразований, при которых не решается какая-либо обратная задача и не используется модель объекта), а также выделить *анализ* (суммирование знаний, полученных в процессе интерпретации данных исследований по объектам).

Во-вторых, *по характеру решаемых задач* интерпретацию необходимо конкретизировать, различая уровни *количественной и качественной* интерпретаций.

Рассмотрим особенности и обоснование новой классификации более подробно.

### 10.1.2. Новая классификация интерпретации

Информационное поле объекта представим в виде пространственной модели. Любая отдельная точка в этом пространстве – фиксированный *параметр информационного поля*. Если наши знания об объекте, полученные в результате интерпретации, будут ограничены лишь набором независимых друг от друга параметров (точек), то это будет низшей степенью изученности объекта. Следовательно, понятие *параметрической интерпретации* – отличное от понятия индивидуальной интерпретации, т.к. оно исходит от степени изученности объекта, а не от способа (метода) получения информации.

Точно так же *целевая интерпретация* по определению отличается от комплексной. При целевой интерпретации могут быть оценены связи между параметрами, для чего введем понятие *информационного вектора*. По результатам целевой интерпретации уже можно систематизировать некоторые свойства объекта, используя видимые взаимосвязи параметров. Вариантом целевой интерпретации может являться определение информационного вектора не только в пространственных координатах, но и во времени (прогноз поведения).

Наконец, *системообразующая интерпретация* становится возможной, если предварительно изучено достаточно большое число информационных векторов конкретного объекта, а также привлечена база знаний о характерных взаимодействиях параметров в других (ранее изученных) информационных полях. Это позволяет моделировать поведение параметров не только по траектории выявленных информационных векторов, но и вне их (оптимально – по всему пространству информационного поля). Системообразующая интерпретация возможна, если применяются динамически наполняемые базы данных, а также различные средства анализа (моделирования). Вариантом системообразующей интерпретации является определение еще неизвестного параметра в момент времени, отличный от времени проведения исследования. Например, на основании оцененных фильтрационно-емкостных свойств пласта будут спрогнозированы фазовые дебиты скважины в определенных технологических условиях.

Остановимся на различиях перечисленных видов интерпретации подробнее.

Параметрическая интерпретация характеризует единичные количественные или качественные параметры любого физического поля (или его модели), не позволяющие в отдельности оценить тип объекта или вид изменения в объекте. Целевая интерпретация реализует информативные возможности метода или комплекса методов по описанию каких-либо процессов, происходящих с объектом исследований и характеризующих его текущее состояние. В принципе знание двух отдельных параметров и их взаимосвязи уже может быть достаточным, чтобы решить конкретную геолого-промысловую задачу. Системообразующую интерпретацию отличает способность законченного суждения об объекте и прогнозирование его поведения по выявленному физическому закону (т.е. набор определенных параметров здесь достаточен для решения уравнений применительно к индивидуальным характеристикам объекта).

Если при параметрической интерпретации исходят только из гипотетических представлений об объекте и соответственно при количественных оценках применяют наиболее упрощенные формулы и выражения, то на уровне системообразующей интерпретации уже оперируют с детализированной моделью объекта. Способы уточнения и обоснования модели объекта могут использовать как численные решения, так и эмпирические (статистические) обобщения, выполненные на основе специально подготовленной дополнительной информации об объекте или его типовых аналогах.

Ниже приведены иллюстрации (рис. 10.1.2.1), позволяющие наглядным образом по упрощенной схеме представить суть данной классификации. Согласно представленной схематике результатом параметрической интерпретации является отдельная точка на информационном поле объекта. Результатом целевой интерпретации будет являться свя-

зующий хотя бы две точки информационный вектор. Результатом системообразующей интерпретации должно считаться достижение возможности определения (прогноза) для целой плоскости в поле информационного пространства (см. рис. 10.1.2.1а).

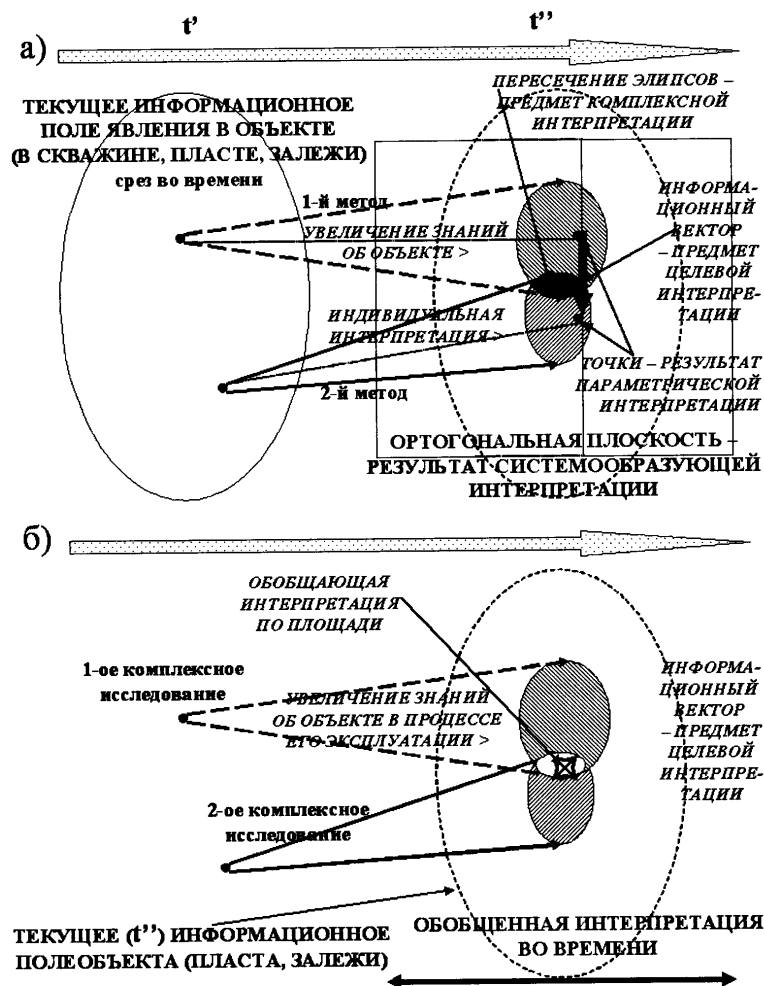


Рис. 10.1.2.1. Схема информационного обеспечения для различных типов интерпретации: а) параметрической, целевой и системообразующей; индивидуальной и комплексной, б) обобщающей (во времени и по площади)

В случае постоянной динамической трансформации самого объекта во времени результаты системообразующей интерпретации могут восприниматься либо как временные срезы знаний об объекте, либо как принципиальная возможность моделирования поведения отдельных параметров во времени. Если в качестве изучаемого объекта выступает вся залежь или ее отдельная часть (блок), вскрытая несколькими скважинами, то данная системообразующая интерпретация одновременно будет считаться и обобщающей (рис. 10.1.2.1б).

Можно также дать и другое обоснование предложенной классификации интерпретации.

Информационная модель является одним из базовых понятий интерпретации. Модель определяется как набор качественных и количественных характеристик объекта геофизических исследований в их взаимосвязи. Классификация по типу (уровню) модели (см. рис. 10.1.2.2) предполагает анализ совокупности следующих критериев: количество совместно используемой информации, цель и средства интерпретации, уровень ее обобщения, класс исследуемого объекта (класс используемой модели).



Рис. 10.1.2.2. Уровни моделей, используемых при интерпретации ПГК

Исходя из этого под *параметрической* интерпретацией понимают определение *параметров геофизических полей, свойств сред* (горных пород, пластовых флюидов, заполнителей ствола) и *характеристик протекающих в скважине процессов* на базе установленных *физических законов* (соответствующих аналитических или эмпирических связей). Эти законы количественно описываются уравнениями математической

физики (уравнением пьезопроводности для поля давлений, теплопроводности для поля температур и т.д.). Индивидуальная интерпретация относится к параметрической. Но параметрическая интерпретация не сводится к индивидуальной, поскольку может осуществляться по комплексу методов.

Совокупность параметров системы «скважина-пласт» и протекающих в нем процессов при проведении ГИС фактически представляют собой *условия проведения геофизических исследований*. Условия определяют как информативность исследований, так и пути оптимизации методики скважинных измерений и интерпретации данных.

Задача *целевой* интерпретации состоит в характеристике или классификации исследуемых объектов на уровне модели «скважина-пласты» с использованием комплекса параметров исследуемых полей. Результаты целевой интерпретации являются основой для насыщения информационной модели системы «скважина-пласты».

Ролью *системообразующей* интерпретации является характеристика или классификация исследуемых объектов на уровне площади (или с учетом фактора времени). В этом смысле системообразующая интерпретация близка к обобщающей, но дополнительно подчеркивается не количество или структура используемой информации, а тип изучаемой модели. В качестве такой модели выступает модель залежи (месторождения) в целом.

При промыслово-геофизическом контроле нужно учитывать зависимость условий исследований от времени. При этом существенны два момента. Первый состоит в том, что разновременные исследования несут дополнительную информацию о динамике изменения свойств исследуемых объектов. Второй момент заключается в том, что сравнение таких исследований без учета фактора времени приводит к ошибкам интерпретации.

Модель для не зависящих от времени условий исследований принято называть *статической*, а модель, учитывающую изменения условий во времени, *динамической*.

Предлагаемая на основе приведенных выше соображений классификация *уровней* (фактически – комплексной) *интерпретации* приведена в табл. 10.1.2.1.

#### КЛАССИФИКАЦИЯ УРОВНЕЙ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ В ГИС-КОНТРОЛЕ

Таблица 10.1.2.1

	Уровень интерпретации	Способ получения исходных данных	Способ интерпретации	Результат интерпретации
1	Параметрическая для замера одного параметра (индивидуальная)	Измерения выполнены одним методом ГИС	Интерпретация выбранным методом с учетом условий исследований	Параметры текущего состояния скважины и пластов
2	Параметрическая для одновременной записи параметров	Одновременные измерения несколькими методами		
3	Целевая для записи ряда параметров			Статическая модель «скважина-пласты»
4	Целевая для цикла геофизических исследований	Данные комплекса ГИС (цикла исследований, объединенных единой целью)	Обобщение результатов с учетом изменения состояния скважины во времени	Динамическая модель «скважина-пласты»
5	Целевая по скважине	Данные разновременных комплексов		

Кроме того, согласно предлагаемому подходу допускается, что каждый уровень может включать *ступени интерпретации*, отличающиеся степенью обоснованности интерпретации и степенью достоверности результатов (табл. 10.1.2.2).

#### СТУПЕНИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ МАТЕРИАЛОВ ГИС-КОНТРОЛЯ

Таблица 10.1.2.2

	Степень интерпретации	Сущность интерпретации	Достоверность интерпретации и средства ее повышения
1	Предварительная качественная	Контроль качества исходных данных. Выявление аномалий и вероятных причин их возникновения	Интерпретация может быть неоднозначной из-за одновременного воздействия нескольких факторов
2	Полная качественная	Обоснование причин аномалий на основе информативных признаков, выявленных по теоретическим и опытным данным	Достоверность информативных признаков можно повысить выбором оптимальных условий проведения исследований
3	Локальная количественная	Количественная оценка аномалий по конкретным аналитическим формулам, эмпирическим связям, системам уравнений и т.п.	Выбор способа оценки обычно основан на интуиции и опыте интерпретатора, впоследствии может корректироваться
4	Комплексная количественная	Сопоставление различных способов обработки информации и выбор оптимального решения	Методика измерений, способы интерпретации призваны усилить информативные признаки и подавить помехи
5	Динамическая количественная	Анализ изменения параметров объекта во времени с учетом сопутствующей геолого-промысловой информации	Данные об объекте уточняются в течение длительного времени при многообразных условиях исследований

### 10.2. РОЛЬ ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ В СИСТЕМЕ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

Параметрическая интерпретация включает следующие стандартные этапы: решение *прямой задачи*, *обоснование интерпретационных параметров*, построение *интерпретационной модели*, решение *обратной задачи*, построение *алгоритма интерпретации*. Каждый из названных этапов требует математического моделирования, сопоставления многочисленных вариантов сложных и громоздких расчетов, анализа и обобщения результатов. Поэтому большую интеллектуальную нагрузку в современной интерпретации несет ЭВМ. Без использования компьютера создание эффективной методики интерпретации затруднено, а часто и невозможно. Рассмотрим особенности перечисленных этапов в ГИС-контроле.

#### 10.2.1. Решение прямой и обратной задач, обоснование интерпретационных параметров

Базой для создания любой методики индивидуальной интерпретации является решение *прямой задачи*. Это решение предполагает расчет показаний прибора для конкретного изучаемого методами ГИС состояния исследуемого объекта (скважины, пласта, процесса). Оно включает в себя изучение закономерностей физического поля в системе «скважина-пласты» и изучение существенных связей результатов измерений с параметрами поля или исследуемой среды. При наличии указанных связей параметры поля выступают в качестве *интерпретационных параметров*. На рис. 10.2.1.1 приведен



пример одной из возможных схем взаимосвязи интерпретационных параметров ГИС-контроля. Данная схема реализована авторами в программных продуктах, разработанных на кафедре ГИС РГУНГ – «Геккон», «Геккон+» (DOS) [3, 4], «Камертон-Контроль» (WINDOWS) [5] – подробнее см. главу 14.

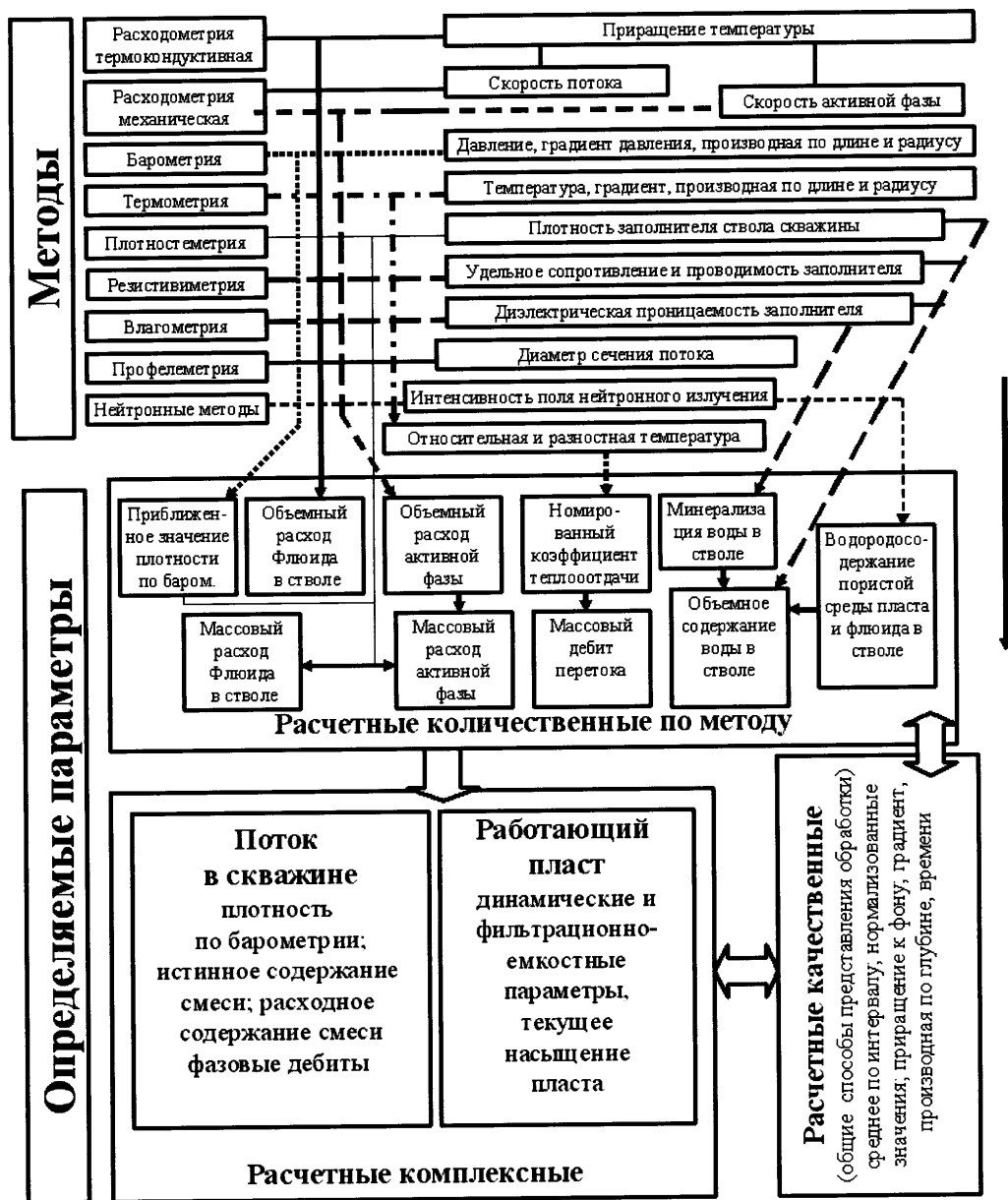


Рис. 10.2.1.1. Взаимосвязь основных параметров, определяемых при интерпретации материалов ГИС-контроля

Известно три способа решения прямых задач: *строгий аналитический, эмпирический (аппроксимационный), феноменологический (опытный)*. Наиболее предпочтительно получить решение прямой задачи в строго аналитическом виде (если не в виде конкретных аналитических зависимостей, то хотя бы в виде дифференциальных или интегродифференциальных уравнений с условиями сопряжения, допускающих приближенное решение с заданной точностью). Существует множество успешно используемых аналитических решений, но они не могут исчерпать всего богатства наблюдаемых в скважине ситуаций, учесть все многообразие влияющих на результаты ГИС параметров. Поэтому наряду с аналитическим применяются и два других подхода.

#### 10.2.1.1. Построение интерпретационной модели

Пусть решение прямой задачи получено и оно представимо в виде совокупности эмпирических или аналитических характеристик и связей изучаемого параметра (совокупности параметров). Такое решение называется *интерпретационной моделью*. При промыслово-геофизическом контроле нужно учитывать зависимость условий исследований от времени. При этом существенны два момента. Первый состоит в том, что разновременные исследования несут дополнительную информацию о динамике изменения свойств исследуемых объектов. Согласно второму моменту следует, что сравнение разновременных исследований без учета фактора времени приводит к ошибкам интерпретации.

Модель для условий исследований, не зависящих от времени, называют *статической*, а модель, учитывающую изменение условий во времени, – *динамической*.

#### 10.2.1.2. Решение обратной задачи и построение алгоритма интерпретации

Под *обратной задачей* понимают расчет искомого интерпретационного параметра по показаниям скважинного прибора при конкретных условиях проведения геофизических исследований. К сожалению, успех решения прямой задачи, равно как и использование самых совершенных вычислительных алгоритмов и технических средств, еще не гарантирует эффективного решения обратной задачи. Важно не просто определить возможные зависимости результатов ГИС от изучаемых геофизических параметров. Обоснование интерпретационной модели предусматривает доказательство возможности получения результата и оценки его достоверности *в реальных условиях* исследования скважины на фоне многочисленных помех. Это особенно важно для условий действующей скважины, когда количество факторов, одновременно воздействующих на результаты измерений, чрезвычайно велико, а сами факторы динамичны и многообразны. В этом смысле эффективность решения обратной задачи неразрывно связана с *анализом информативности интерпретации*, целью которого является оценка достоверности решения обратной задачи в конкретных условиях исследуемой скважины. Проблема анализа информативности наиболее значима для промыслово-геофизического контроля. Для того чтобы понять смысл и сложность этой проблемы, обратимся к общим проблемам информативности ГИС действующих скважин.

На примере интерпретации методов открытого ствола известно, что унифицировать результаты измерений, даже используя аппаратуру только определенного типа и класса, очень сложно. Проблема унификации измерительной аппаратуры в настоящее время является одной из сложнейших технических задач и вряд ли будет полностью

решена в ближайшем будущем. Следует признать, что каждый зонд, который опускается в скважину, имеет специфические индивидуальные особенности, исключающие полную идентичность получаемой информации. Значит, при интерпретации необходимо смириться со специфическими особенностями каждого конкретного прибора. Поэтому, чтобы унифицировать результат, приходится идти на различные уловки в технологии измерений и в методике интерпретации.

Сейчас в умах геофизиков созрела идея об интерпретационных моделях, использующих в качестве констант настройки индивидуальные параметры скважинного прибора. Это делает результаты интерпретации независимыми от индивидуальности настройки конкретного экземпляра аппаратуры. Подобный подход правомерен и при исследовании эксплуатационных скважин. Но при его формальной реализации возникают дополнительные трудности из-за динамичности изучаемых процессов и большого числа одновременно воздействующих на результаты исследований факторов. Единого универсального подхода к решению задачи пока нет. Есть отдельные решения, касающиеся конкретных методов и технологий.

Следует учитывать еще один аспект проблемы, характерный для ГИС-контроля. Очень высокая точность регистрации при ГИС-контроле важна, но обычно удается обходиться замерами среднего класса точности. Это возможно, так как динамический диапазон и темп изменения измеряемых параметров настолько велик, что эффект может достаточно четко фиксироваться и упрощенными приборами-индикаторами. В частности, если в скважине наблюдаются аномалии температуры величиной порядка градусов (или даже десятков градусов), то детальный масштаб регистрации, принятый в высокоточной термометрии (разрешение – сотые доли градуса), будет только помехой при интерпретации. С другой стороны, если представить, что к работе скважинной аппаратуры нет никаких претензий (абсолютные значения и динамика поведения давления, дебита, влажности и других параметров достаточно точно фиксируются), то это еще не решает полностью проблемы ее достоверности и однозначности (хотя и важно для выполнения эффективной интерпретации).

Практически всегда на результаты исследований одновременно оказывают влияние несколько факторов, близких по характеру и степени воздействия (движение жидкости и газа по стволу или заколонному пространству и продуктивным пластам, изменение насыщения в заколонном пространстве или в коллекторах, пр.). Для термометрии эта проблема осложняется еще и тем, что на температуру в скважине оказывают влияние процессы, не только происходящие в момент измерений, но и прекратившиеся задолго до проведения исследований. Возникающие при этом неоднозначности интерпретации настолько серьезны, что в ряде случаев делают бесполезным дальнейшее повышение точности геофизических приборов.

Проблему однозначности интерпретации нельзя решить только совершенствованием методики обработки уже полученных материалов ГИС. Исследователю приходится вмешиваться в процесс получения геофизической информации, то есть в вопросы подготовки скважины к геофизическим измерениям и методики проведения измерений. Речь может идти и об использовании так называемых «активных технологий».

### 10.2.2. Параметры физических полей как средства описания условий проведения геофизических исследований

Первым этапом параметрической интерпретации материалов ГИС-контроля является *сводный анализ исходной геофизической информации*. На этом этапе не выполняется никаких количественных обработок и сложных качественных сопоставлений. Производится всего лишь изучение особенностей поведения и контроль диапазона значений геофизических параметров по глубине и во времени. Обычно для этой цели диаграммы сводятся на едином планшете по методам, временной последовательности скважинных измерений и пр.

При этом решаются следующие основные задачи.

- Оценка состояния скважины по совокупности измеряемых параметров ГИС-контроля (температура и давление в стволе, однородность заполнения ствола, наличие жидкости, наличие движения флюидов);
- Оценка динамики изменения состояния скважины во времени и во взаимосвязи с этапами эксплуатации залежи. Так, сопоставляя результаты разновременных измерений методами ГИС-контроля, можно наблюдать, как отражается на показаниях методов определения «приток-состава» изменение интенсивности эксплуатации скважины или как меняются показания методов, отражающих текущее насыщение пластов.
- Анализ изменения состояния и поведения скважины во взаимосвязи с проводимыми в скважине технологическими операциями (изменениями режима эксплуатации, воздействиями на продуктивные пласты, капитальным ремонтом и пр.).
- Выявление аномалий геофизических параметров, связанных с возможной работой продуктивных объектов.
- Выявление аномалий геофизических параметров, связанных с возможными нарушениями в состоянии и поведении скважины (обводнение, заколонные перетоки).

Нетрудно заметить, что перечисленные параметры выступают одновременно как условия проведения геофизических исследований. То есть основная задача рассматриваемого этапа параметрической интерпретации *состоит в описании условий проведения исследований*. При этом определенные по геофизическим диаграммам параметры выступают в виде комплекса качественных и количественных характеристик условий. Описание условий измерений позволяет не только получить первое представление об исследуемой скважине, но и уяснить, какие задачи параметрической или целевой интерпретации возможно решить по выполненному комплексу ГИС-контроля. Кроме того, по полученным данным принимается решение о том, нужны ли дополнительные геофизические исследования и технологические воздействия на скважину для повышения достоверности интерпретации.

### 10.3. Роль целевой интерпретации в системе промыслово-геофизического контроля

*Целевая интерпретация* (в противовес параметрической) призвана не только описать процессы в скважине и вмещающих пластах, но и оценить общее состояние системы «скважина-пласт». При этом обобщается информация, полученная в процес-

се параметрической интерпретации. Результатом обобщения является *модель поведения скважины и вмещающих пластов*. Попутно решаются конкретные геолого-промысловые задачи, касающиеся режима работы, особенностей поведения скважины, динамики отработки продуктивных пластов, технического состояния ствола и элементов подземного оборудования, пр.

Целевая интерпретация проводится в несколько этапов.

На первом этапе анализируются данные единовременных промыслово-геофизических измерений. По их результатам судят о текущем состоянии системы «скважина-пласт», то есть строится статическая модель системы.



Рис. 10.3.0.1. Концепция целевой интерпретации материалов ГИС-контроля

На втором этапе интерпретируются данные специализированного комплекса методов ПГИ, то есть цикла исследований, объединенных единой целью. Здесь выполняется обобщение результатов с учетом изменения состояния скважины и вмещающих пластов во времени.

Заключительный этап предполагает получение суждения о скважине и пластах по результатам всей совокупности разновременных промыслово-геофизических исследований.

Цель заключительных двух этапов состоит в информационном насыщении динамической модели взаимодействия скважины и вмещающих пластов (рис. 10.3.0.1).

Эта цель отражает общую направленность

промыслово-геофизического контроля, заключающуюся в накоплении и обобщении в динамике всей совокупности данных о скважине, продуктивных интервалах и залежи, а в конечном итоге – в информационном обеспечении анализа, прогноза и оптимизации эксплуатации.

Следует подчеркнуть, что понятие динамической модели предполагает ее непрерывное развитие. Оно не сводится к простому накоплению (суммированию) информации в рамках модели, речь идет о повышении *достоверности* информации и *уровня ее обобщения*.

При этом не следует забывать, что ГИС-контроль перерабатывает большое количество разнородной информации. Результаты геофизических исследований отличаются широтой и пестротой, поэтому целевая интерпретация не может быть сведена к простому суммированию различных данных. В частности, данные представляют интерес и пригодны для последующего анализа, если они структурированы. Основой формирования структур данных является их *классификация*. Она отражает процесс *движения информации* в системе и потому является *многоуровневой*.

*Первый уровень* классификации отражает этап геофизических измерений и индивидуальной интерпретации. Здесь одним из наиболее значимых критериев классификации является решаемая при помощи ГИС геолого-промысловая задача. Не менее важным критерием этого уровня является способ решения задачи. Дело в том, что интерпретация ГИС-контроля является многовариантной. Каждая геолого-промысловая задача, как правило, решается несколькими способами и при различных выборках исходных данных. Роль многовариантной интерпретации не сводится только к поиску оптимального способа получения результата. Каждый вариант, как правило, информативен и отражает различные стороны процессов, протекающих в скважине и вмещающих пластах. И наконец, нельзя структурировать исходные данные без учета условий в скважине в процессе проведения геофизических исследований.

*Второй уровень* классификации отражает характеристику исследуемого объекта (в данном случае скважины и вмещающих пластов) безотносительно способа получения информации. Здесь наряду с решаемой геолого-промысловой задачей приоритетными характеристиками являются уровень достоверности данных и их роль в описании модели изучаемых процессов. Из критериев первого уровня на первый план выходят условия в скважине в процессе проведения скважинных исследований. Подготовка информации для динамического моделирования немыслима без ее увязки с состоянием скважины и технологическими операциями, сопутствующими геофизическим исследованиям.

Таким образом, информационное насыщение динамической модели взаимодействия скважины и вмещающих пластов при целевой интерпретации осуществляется на основе:

- классификации информации и способов ее получения с учетом многообразия задач, средств их решения и состояния скважины;
- увязки результатов интерпретации с динамикой изменения состояния скважины и особенностями технологии воздействия на пласты.

Названная классификация является основой функционального и информационного взаимодействия между отдельными блоками системы промыслово-геофизического контроля и предназначена для получения представления о скважине и вмещающих породах как о едином комплексном объекте. Принципы этого взаимодействия отра-

жены на рис. 10.3.0.2. Рисунок иллюстрирует тесную взаимосвязь технологий решения конкретных задач. Здесь для условий динамики показательна взаимозависимость информативности интерпретации от особенностей состояния скважины и вмещающих пластов, нашли свое отражение характерные черты интерпретации материалов ГИС-контроля – многозадачность и многовариантность.

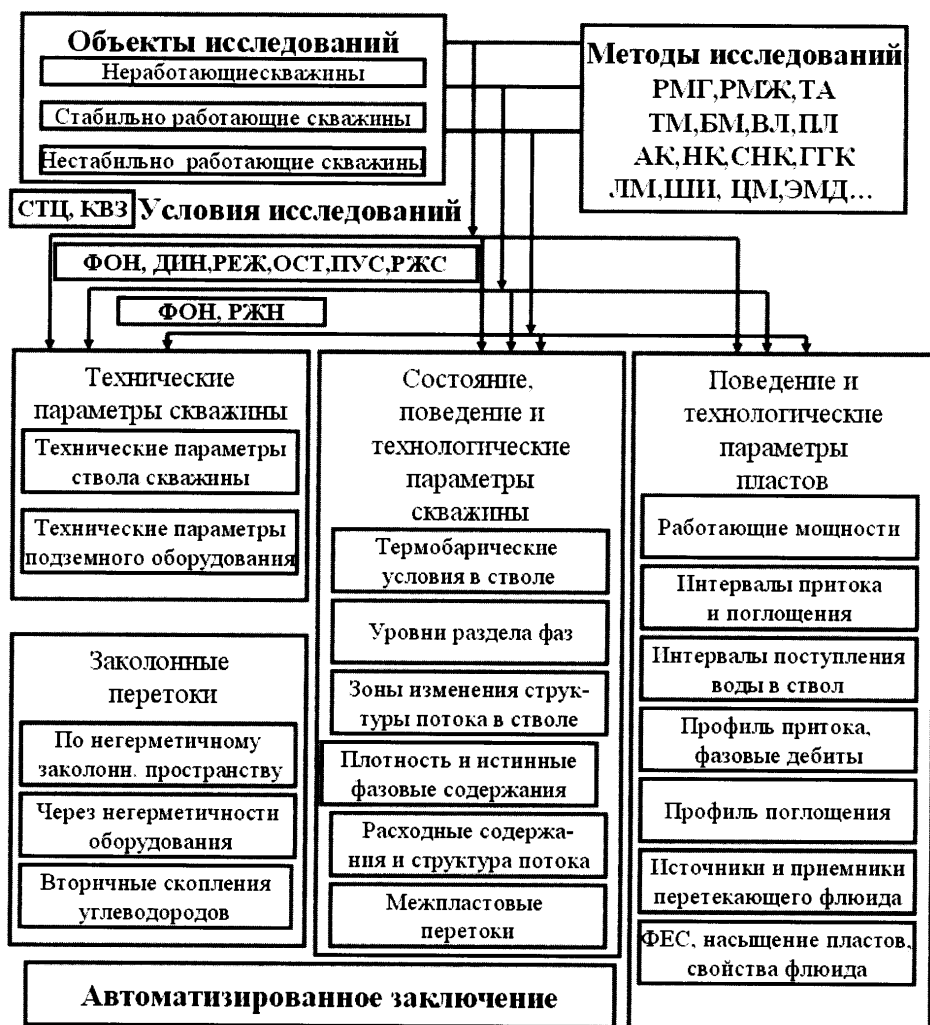


Рис. 10.3.0.2. Функциональное и информационное взаимодействие между блоками системы целевой интерпретации

В рамках схемы рис. 10.3.0.3 проблема целевой интерпретации рассматривается несколько шире. Здесь не только отражено взаимодействие отдельных элементов системы, но и показаны основополагающие закономерности движения информации, общие для большинства решаемых задач. Кроме того, иллюстрируются принципы объе-

динения различных автоматизированных технологий интерпретации материалов ГИС-контроля в единый программно-информационный комплекс.

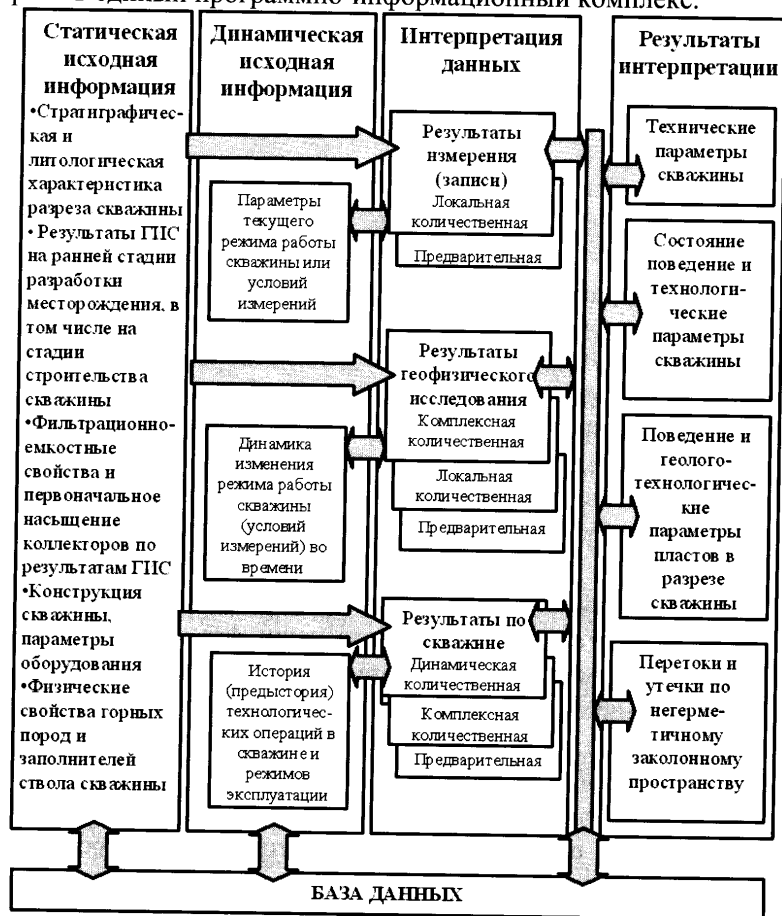


Рис. 10.3.0.3. Схема движения информации при целевой интерпретации материалов ГИС-контроля

#### ЛИТЕРАТУРА К ГЛАВЕ 10

1. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах, РД 153-39.0-072-01, Москва, 2001, 271 с.
2. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М., Недра, 1972, 366 с.
3. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Кульгавый И.А., Марьенко Н.Н. Автоматизированная регистрация и обработка материалов ГИС-контроль в системе ГЕKKОН-4.0. М., ИГ ГАНГ, 1995, 102 с.
4. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Марьенко Н.Н. Информационная автоматизированная система промыслово-геофизического контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений ГЕKKОН+. М., ИГ ГАНГ, 1998, 104 с.
5. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Рыжков В.И., Афанасьева Л.А. Информационное обслуживание разработки месторождений на основе совместной интерпретации промыслово-геофизических, гидродинамических и промысловых данных в едином обрабатывающем комплексе. Геофизика, 2005, №2, с. 50–57.



## **ПАРАМЕТРИЧЕСКАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ**

### **11.1. ЗАДАЧИ ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ**

Как уже было сформулировано выше, под *параметрической* интерпретацией понимается определение параметров геофизических полей, свойств сред (горных пород, пластовых флюидов, заполнителей ствола) и характеристик протекающих в скважине процессов – на базе установленных физических законов (соответствующих аналитических или эмпирических связей). Другими словами, при параметрической интерпретации изучаются особенности процессов, протекающих в стволе скважины, работающих пластах, вмещающих горных породах. Применительно к методам ПГИ – это, прежде всего, изменения состава многофазного флюида, заполняющего ствол скважины и поровое пространство коллекторов; сепарация фаз в стволе скважины и пористой среде пласта; тепломассоперенос, связанный с движением флюидов в скважине и пласте; гидродинамическое взаимодействие многофазного потока с пористой средой пласта и элементами конструкции скважины; релаксация искусственного гидродинамического воздействия на скважину и пласт и пр.

Параметрическая интерпретация основывается на изучении физических закономерностей протекающих в скважине процессов. Эти закономерности описываются различного рода аналитическими и эмпирическими связями между параметрами изучаемых геофизических полей, характеристиками состояния и поведения скважины и пласта [1–5].

Цель настоящего раздела состоит в ознакомлении с особенностями протекания названных процессов в стволе скважины при решении следующих задач:

- определение интегральных и интервальных расходных характеристик однофазного потока в стволе скважины;
- определение состава многофазного потока в стволе скважины;
- определение интервальных и интегральных характеристик многофазного потока в стволе скважины;
- определение динамических параметров пласта.

Некоторые задачи параметрической интерпретации, которые наиболее тесно увязаны с конкретной геологической задачей, будут дополнительно рассмотрены в главе 13, посвященной целевой интерпретации. К их числу следует отнести:

- оценку интенсивности заколонных перетоков;
- определение емкостных характеристик и текущего насыщения пласта;

- определение геометрических параметров элементов конструкции скважины;
- оценку параметров, характеризующих техническое состояние скважины.

## **11.2. ИНТЕГРАЛЬНЫЕ И ИНТЕРВАЛЬНЫЕ РАСХОДНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СТАБИЛЬНОГО ОДНОФАЗНОГО ПОТОКА**

К основным расходным характеристиками потока флюида в стволе относятся:

- суммарный (интегральный) объемный расход;
- суммарный (интегральный) массовый расход;
- глубинный профиль распределения скорости потока;
- глубинные профили объемного и массового расхода флюида по стволу;
- дифференциальные дебиты работающих пластов.

Основным источником получения этой информации является механическая и реже – термокондуктивная расходомерия [6–7]. О расходных характеристиках потока в некоторых случаях можно косвенно судить по термометрии [3, 8–9].

### **11.2.1. Расходные характеристики по механической расходомерии**

Механическая расходомерия применяется как основной метод для решения следующих задач:

- выделение интервалов притока в эксплуатационных или приемистости в нагнетательных скважинах;
- определение общего дебита или расхода флюида по пластам, разделенным неперфорированными интервалами;
- получение профиля притока или приемистости для перфорированного пласта по его отдельным интервалам;
- выявление перетоков между перфорированными пластами после остановки скважины.

Первым этапом обработки результатов механической расходомерии является их представление в физических единицах. Для этой цели можно воспользоваться стандартной градуировочной характеристикой датчика, связывающей частоту вращения турбинки и значения скорости потока посредством аппаратного коэффициента. Однако такая калибровка не всегда дает хорошие результаты. Сказываются различия в условиях проведения измерений в конкретной скважине и на градуировочном стенде, а также изменения заводских характеристик турбинки при перевозке и хранении. Поэтому широко практикуется масштабирование расходомера непосредственно на скважине с использованием информации о суммарном дебите скважины или путем совместной обработки нескольких кривых расходомерии, отличающихся скоростью записи. Последний из названных способов позволяет также произвести независимую оценку суммарного дебита по методике, изложенной в разделе 2.5.2.2 (рис. 11.2.1.1, рис. 11.2.1.2).

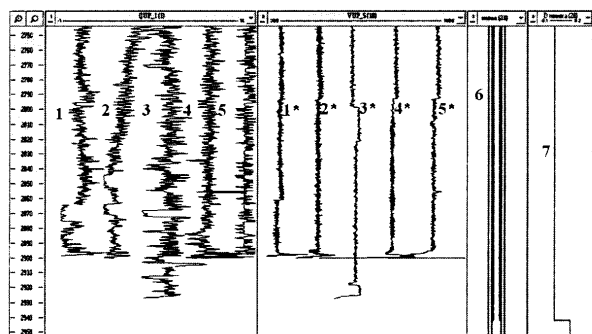
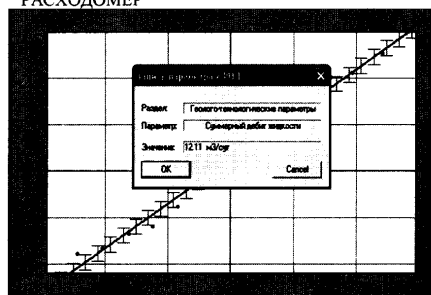


Рис. 11.2.1.1. Подготовка исходных данных для оценки дебита скважины и аппаратного коэффициента по результатам замеров механическим расходомером на различных скоростях записи в НКТ (обработка в системе «Камертон-Контроль»). 1–5 – замеры расходомером при различных скоростях записи; 1\*–5\* – соответствующие диаграммы изменения с глубиной скорости записи; 6 – схема конструкции скважины; 7 – кривая изменения внутреннего сечения обсадной колонны и НКТ по глубине

РАСХОДОМЕР



СКОРОСТЬ ЗОНДА, м/с

Рис. 11.2.1.2. Оценка дебита скважины и аппаратного коэффициента по результатам замеров механическим расходомером на различных скоростях записи (обработка в системе «Камертон-Контроль»)

Следующим этапом интерпретации является оценка по кривой скорости потока и расхода флюида  $Q$ . Для этой цели используется формула (7.2.1.1) для жидкости и (7.2.1.2) для газа. В расчетах используются данные о площади сечения потока флюида. Для их получения необходима достоверная информация о проходном сечении элементов конструкции (обсадной и насосно-компрессорных колонн, пакера и пр.). В идеале в скважине должны быть проведены замеры трубным профиломером.

Границы интервалов притока (поглощения) фиксируются по увеличению (уменьшению) расхода флюида по глубине (рис. 11.2.1.3).

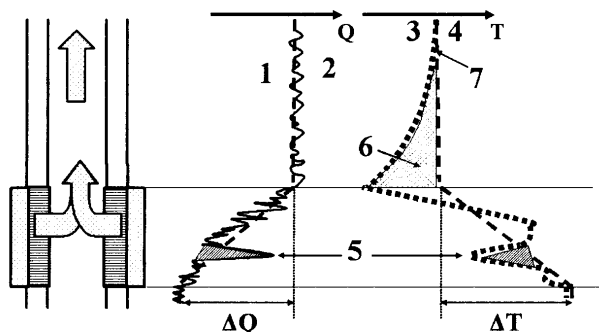


Рис. 11.2.1.3. Выявление интервала притока и оценка дебита по результатам механической и термокондуктивной расходомерии: 1, 2 – диаграмма механического расходомера ее аппроксимация ломаной линией; 3, 4 – диаграмма термоанемометра и ее аппроксимация ломаной линией; 5 – аномалия на расходограммах, связанная с неравномерностью притока; 6 – зона нестабильности показаний термоанемометра в кровле интервала притока, 7 – зона стабилизации показаний вдали от кровли (обычно образуется на значительном удалении от кровли и поэтому не наблюдается в интервале между работающими пластами)

Надежность интерпретации результатов измерений снижается за счет влияния ряда факторов (пульсирующий режим работы скважины, наличие в продукции механических примесей; неравномерность движения прибора, непостоянство физико-химических свойств потока; различие фазовых скоростей потока, непостоянство коэффициента пакеровки, непостоянство эпюры потока и т.п.). Связанные с перечисленными факторами незакономерные флуктуации показаний прибора особенно ярко выражены в интервалах притока, где сказыва-

ется влияние радиальных струй из высокопроницаемых пластов и перфорационных отверстий. Перед интерпретацией диаграммы механического расходомера обычно проводят ее сглаживание или осреднение. Эта процедура не всегда поддается формализации. Поэтому для более достоверной интерпретации обязательно привлекают результаты повторных записей, в том числе при изменении режима работы скважины.

Дебит  $\Delta Q_i$  и относительный расход  $Q_{отн.i}$  в заданном интервале определяют с помощью соотношения:

$$\begin{aligned} \Delta Q_i &= Q_{i+1} - Q_i \\ Q_{отн.i} &= \frac{\Delta Q_i}{Q_{\Sigma}} \end{aligned} \quad (11.2.1.1)$$

где  $Q_i$  и  $Q_{i+1}$  – расходы в подошве и кровле работающего пласта,  $Q_{\Sigma}$  – суммарный расход выше всех работающих пластов.

Для определения дебитов выше и ниже работающих пластов кривая расходомера в этих интервалах усредняется. В большинстве известных алгоритмов автоматизированной интерпретации эта кривая аппроксимируется методом наименьших квадратов прямой линией, параллельной оси глубин.

Обычно окончательные результаты представляют в виде гистограммы (рис. 11.2.1.4) или в виде таблицы расходов (выделенных интерпретатором для совокупности «работающих интервалов»). Если установлен приток с забоя скважины, то по показаниям расходомера на забое определяется дебит притока и его доля в суммарном расходе скважины.

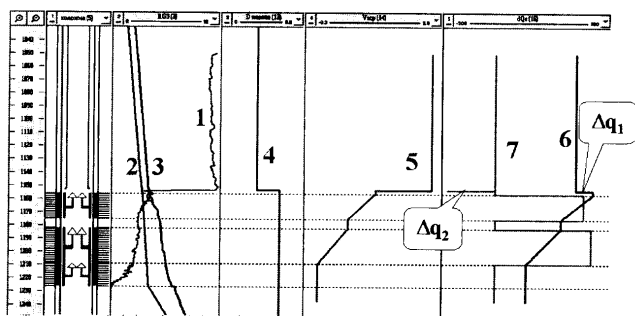


Рис. 11.2.1.4. Пример интерпретации результатов механической расходомерии в системе «Камертон-Контроль»: 1 – кривая механического расходомера, 2 – барограмма, 3 – термограмма, 4 – кривая изменения с глубиной внутреннего сечения потока (построена на основании данных о конструкции скважины), 5 – кривая скорости потока, осредненная между работающими интервалами, 6 – кривая расхода (аномалия на кривой расхода  $\Delta q_1$  на глубине НКТ связана с несоответствием скоростей в НКТ и в колонне относительно сечений труб, что обусловлено работой пластов за НКТ), 7 – кривая относительных расходов (работа пластов за НКТ отображена на этой кривой в виде аномалии  $\Delta q_2$  величины, соответствующей их суммарному дебиту)

Для выявления интервалов притока (поглощения) и оценки доли совместно работающих пластов в общем расходе не обязательно предварительное масштабирование расходограммы в физических единицах скорости. Следует только иметь в виду, что изменение скорости потока может быть связано с изменением не только дебита, но и диаметра потока флюида и учитывать возможность аномального изменения скорости на глубине НКТ, в интервале пакера и пр.

Регистрация замеров при исследованиях может производиться в непрерывном или в

поточечном режиме. Точечные измерения выполняют для проверки режима работы скважины на стационарность, определения суммарного дебита, определения профиля притока или приемистости по отдельным пластам в диапазоне низких и средних расходов. Измерения на точках выполняют с полностью открытым пакером. При перемещении прибора в другую точку пакер закрывают. Измерения в непрерывном режиме с постоянной скоростью производятся для определения отдающих (принимающих) интервалов перфорированного пласта и оценки герметичности колонны. Показания прибора соответствуют относительной скорости движения в среде (т.е. суммарной скорости движения прибора и потока). Данный способ требует контроля качества произведённых записей путем проведения повторных замеров (при аналогичных скважинных условиях).

Метод обладает недостаточной чувствительностью в области малых скоростей потока. Кроме того, в условиях скважины порог чувствительности расходомера может быть непостоянной величиной. Имеются также определенные ограничения по проходимости прибора в скважине (из-за наличия пакера), а также существенно влияние на результаты измерений механических примесей в потоке.

Информативность интерпретации механической расходомерии существенно снижается при нарушениях динамики потока и многофазном заполнении среды. В последнем случае различие в скоростях компонент приводит к различию воздействия каждой из них на турбинку. Скорость вращения турбинки становится зависимой от расходной концентрации и разности плотностей компонент.

### 11.2.2. Расходные характеристики по термокондуктивной расходомерии

Диаграммы термокондуктивного расходомера масштабируются в градусах. Информативным параметром является разница между температурой нагрева датчика  $T_\delta$  и температурой термоанометра  $T_\phi$ :  $\Delta T = T_\delta - T_\phi$ . Для перевода величины  $\Delta T$  в единицы скорости используются те же приемы, что и для механического расходомера (если в первом приближении пренебречь нелинейностью зависимости параметра  $\Delta T$  от дебита). Хотя, строго говоря, полной аналогии между результатами механической и термокондуктивной расходомерии нет. Подобным образом производится и дальнейшая интерпретация данных. Исключение состоит в том, что формальное осреднение расходограммы между работающими пластами при определении интервальных дебитов недопустимо из-за того, что датчик сильно охлаждается в интервалах притока. Время релаксации показаний достаточно велико, вследствие чего расходограмма искажена и в некотором интервале за пределами работающих пластов. Величина искажения зависит от типа флюида, дебита и других факторов и может достигать нескольких метров. Поэтому количественная оценка дебита возможна только при условии, что расстояние между пластами превышает названную критическую величину. Интервал осреднения выбирается на удалении от интервалов притока (рис. 11.2.1.3). Критерием выбора является стабильность показаний расходомера по глубине.

### 11.2.3. Расходные характеристики по термограммам вне интервалов притока (поглощения)

#### 11.2.3.1. Работа скважины со стабильным расходом

Распределение температуры в действующей скважине вне интервалов притока (поглощения) формируется под влиянием теплообмена движущегося по стволу потока жидкости (газа) с окружающими горными породами.

Существующие теоретические наработки и опыт исследований скважин показывают, что сложный нестационарный теплообмен в стволе действующей скважины в широком диапазоне измерений может быть описан очень простыми приближенными зависимостями типа (7.2.3.17), (7.2.3.18). Это позволяет сделать интерпретацию более наглядной.

Согласно соотношению (7.2.3.17) температура в скважине определяется величиной так называемого нормированного коэффициента теплоотдачи  $B_T$ .

Если значение  $B_T$  не превышает 3–5 м (что соответствует весовому расходу флюида не более  $2\text{--}5 \cdot 10^{-3} \text{ кг/с}$  или объемному расходу  $0.2\text{--}0.5 \text{ м}^3/\text{сут}$  для воды и  $200\text{--}500 \text{ н.м}^3/\text{сут}$  для газа) движение практически не сказывается на температурной кривой.

При увеличении расхода движение начинает влиять как на форму температурной кривой, так и на ее расположение относительно фоновой (зарегистрированной до пуска скважины). Эти признаки несут информацию о направлении движения флюида (рис. 7.2.3.5).

Критерии определения направления движения флюида в зависимости от расхода скважины сведены в табл. 11.2.3.1.

КРИТЕРИИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАПРАВЛЕНИЯ ДВИЖЕНИЯ ФЛЮИДА  
ПО ТЕРМОГРАММАМ ВНЕ ИНТЕРВАЛОВ ПРИТОКА (ПОГЛОЩЕНИЯ)

Таблица 11.2.3.1

Низкодебитные скважины				
Форма термограммы	Выпукла относительно оси глубин		Вогнута относительно оси глубин	
Изменение градиента температуры по глубине	падает вплоть до отрицательных значений	растет	падает вплоть до отрицательных значений	растет
Направление движения	снизу вверх		сверху вниз	снизу вверх
Высокодебитные скважины				
Изменение температуры по глубине	падает		растет	
Расположение термограммы относительно геотермограммы	левее	правее	левее	правее
Направление движения	снизу вверх		сверху вниз	снизу вверх

Рис. 7.2.3.5 иллюстрирует наличие двух характерных форм термограмм: одна с существенной кривизной (кривые 2,3 на рис. 7.2.3.5а,б,в,г), другая с неярко выраженной кривизной (кривые 4, 5 на рис. 7.2.3.5б,г), но с монотонным изменением температуры на большом протяжении от места поступления флюида в скважину. В соответствии с этим интервалы движения флюида можно условно подразделить на

малодобитные и высокодобитные. При толщине интервала порядка 30–100 м таким интервалам соответствуют диапазоны изменения параметра  $B_T$  соответственно:  $10 \div 50 \text{ м} < B_T < 50 \div 100 \text{ м}$  и  $50 \div 100 \text{ м} < B_T < 500 \div 700 \text{ м}$ .

Если  $B_T > 500 \div 700 \text{ м}$  (весовой расход более 1 кг/с) и величина интервала между работающими пластами не превышает первых сотен метров, кривизна термограммы нивелируется и незаметна. Если интенсивность дросселирования в стволе невелика (при движении воды), термограмма в таких интервалах близка к прямой линии, параллельной оси глубин. Тогда на термограмме отражается факт движения флюида, но не фиксируется интенсивность и направление движения. Если интервал глубин, в пределах которого анализируется термограмма, составляет порядка 1000 м и более, верхняя граница диапазона расходов, влияющих на форму термограммы, увеличивается до 5–10 кг/с. Обычно такой анализ возможен в интервале глубин выше продуктивной толщи.

Большинство известных способов оценки расхода по термограммам вне работающих пластов основано на модели тепломассопереноса в скважине, описываемой соотношениями (7.2.3.17), (7.2.3.18). При этом сначала на основе соотношения (7.2.3.17) по термограмме определяется величина параметра  $B_T$ , а затем по формуле (7.2.3.18) определяется расход.

Для малодобитных скважин для оценки параметра  $B_T$  используется тот факт, что при удалении от места поступления флюида в ствол термограмма становится параллельной расходограмме (кривая 3 на рис. 11.2.3.1). На этом участке, как следует из соотношения (7.2.3.17), температура в скважине отличается от геотермической на величину  $\Delta T_\infty = \Gamma \cdot B_T$  ( $\Gamma$  – геотермический градиент). Отсюда  $B_T = \Delta T_\infty / \Gamma$ .

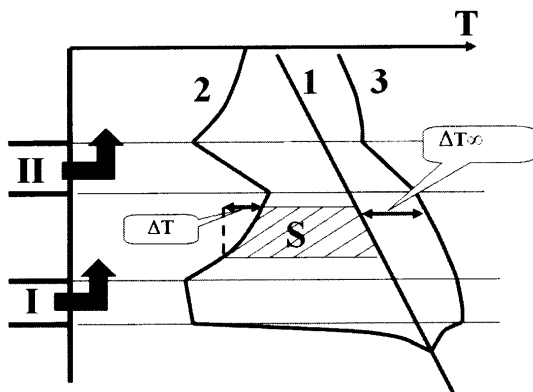


Рис. 11.2.3.1. К оценке относительных дебитов по термограмме вне работающих пластов: 1 – геотермограмма; 2, 3 – термограммы в действующей низкодобитной скважине при температуре поступающего в ствол флюида существенно ниже (2) и выше (3) геотермической

Если расстояние между пластами недостаточно, чтобы на термограмме появился экспоненциальный участок (термограмма имеет характерную экспоненциальную кривизну в пределах всего интервала между работающими пластами), для оценки параметра  $B_T$  можно использовать соотношение  $B_T = S / \Delta T$  [10], где  $S$  – площадь между термограммой и геотермограммой в выбранном интервале обработки,  $\Delta T$  – разность температур по термограмме между подошвой и кровлей этого интервала (кривая 2 на рис. 11.2.3.1).

Если дебит настолько большой, что термограмма вне интервалов притока не

имеет ярко выраженной кривизны, термометрия фиксирует факт движения флюида, но не позволяет оценить его интенсивность.

Оценка дебита по величине параметра  $B_T$  носит диапазонный характер (рис. 11.2.3.2, рис. 11.2.3.3). Причина этого в том, что в соотношения (7.2.3.17), (7.2.3.18) входят параметры, достоверные данные о которых, как правило, отсутствуют. В первую очередь это тепловые свойства заполнителя заколонного пространства и вмещающих горных пород. Аналитические расчеты [11], позволяют заключить, что ошибка определения расхода по термограмме в связи с отсутствием данных о перечисленных факторах колеблется от первых десятков процентов до сотен процентов и зависит от условий проведения исследований. В частности, ошибка в определении расхода, связанная с отсутствием данных о тепловых свойствах максимальна при эксплуатации скважины по межтрубью и существенно ослабевает, если флюид движется по трубкам (табл. 11.2.3.2). Последнее связано с экраным влиянием межколонного пространства, которое максимально при заполнении газом.

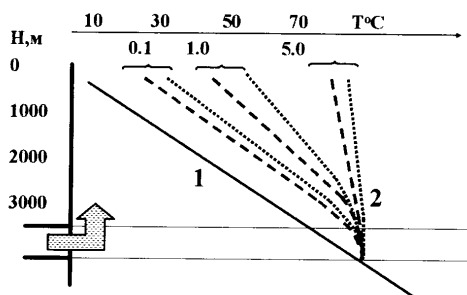


Рис. 11.2.3.2. Информативность количественной оценки дебитов вне интервалов притока 1 – геотермограмма; 2 – термограммы; ---- – минимальное, ..... – максимальное значение температуры, связанное с возможным в условиях скважины изменением тепловых свойств цемента и горных пород. Флюид (пластовая вода) движется по межколонному пространству НКТ с постоянным весовым расходом (шифр кривых). Время, прошедшее с момента пуска скважины – 24 часа

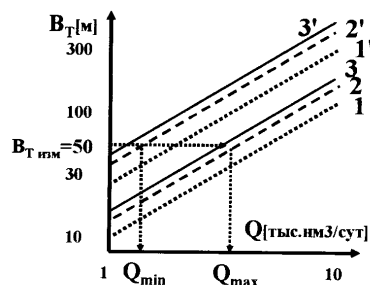


Рис. 11.2.3.3. Диапазонная оценка дебита газа  $Q$  по термограммам вне интервала притока по величине нормированного коэффициента теплоотдачи  $B_T$ : 1, 1'; 2, 2'; 3, 3' – границы диапазона значений параметра  $B_T$  в области возможного изменения тепловых свойств горных пород и заполнителей ствола скважины для продолжительности работы скважины соответственно, 1, 10 и 100 суток

Таким образом, дебит скважины может быть оценен лишь приближенно. Тем не менее в отсутствие альтернативной информации подобные экспресс-оценки следует признать весьма полезными.

#### ДОСТОВЕРНОСТЬ ОЦЕНКИ РАСХОДА ФЛЮИДА ПО ТЕРМОГРАММАМ ВНЕ ИНТЕРВАЛОВ ПРИТОКА

Таблица 11.2.3.2

Характер эксплуатации	Тип флюида	Диапазон расходов, кг/с	Ошибка определения расхода, %		
По внутриколонному пространству НКТ	газ	0.001-0.1	20-50	10-30	20-30
		0.1-1.0	до 10	10-20	10-30
		1.0-5.0	до 10	30-50	30-50
	вода	0.1-0.5	30-50	30-50	30-50
По затрубному пространству НКТ	газ	0.5-5.0	до 10	20-30	50-100
		0.1-0.5	50-100	до 2х раз	до 2х раз
		0.5-5.0	30-50	до 2х раз	до 3х раз
	вода	0.1-0.5	20-30	30-50	50-100 до 3х раз
		0.5-5.0	30-50	30-50	



Рассмотренные выше закономерности справедливы и для нестабильно работающих скважин.

### 11.2.3.2. Монотонное изменение расхода скважины

При монотонном изменении дебита со временем закономерности формирования температуры в скважине остаются такими же, как при постоянном дебите, поэтому применимы все известные для этого случая методы количественной обработки термограмм. Оцененный в результате расход является некоторой формальной количественной характеристикой. Если темп изменения расхода более 0.01 кг/час, подобная оценка близка к среднему расходу. Если же темп изменения расхода составляет менее 0.0001 кг/час, то определяется расход, близкий к реальному на момент измерения температуры. При промежуточных расходах его формальная оценка по термограмме будет находиться в промежутке значений среднего и конечного.

### 11.2.3.3. Немонотонное изменение дебита притекающего флюида

Рис. 11.2.3.4 иллюстрирует влияние на температуру в стволе скважины циклического (синусоидального) изменения расхода. Рисунок иллюстрирует справедливость выводов раздела 11.2.3.1 и для этого случая.

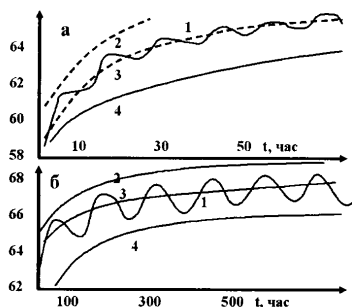


Рис. 11.2.3.4. Влияние на температуру в скважине на фиксированной глубине изменения расхода по синусоидальному закону 1 – дебит меняется по закону  $Q=0.15+0.05\sin(2\pi t/t_p)$  [кг/с]; 2, 3, 4 – дебит постоянен и равен соответственно 0.2, 0.15 и 0.1 кг/с; а)  $t_p=10$  час; б)  $t_p=100$  час. Температура поступающего в скважину флюида 75 °С

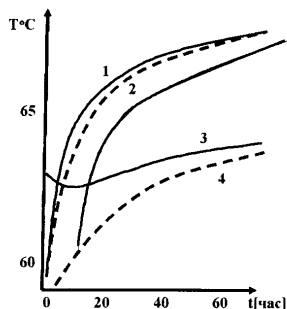


Рис. 11.2.3.5. Влияние на температуру в скважине на фиксированной глубине скачкообразного изменения расхода: 1 – скважина в течение 10 час. работала с дебитом  $Q_1=0.1$  кг/с, а с момента  $t=0$  перешла на дебит  $Q_2=0.2$  кг/с; 3 – то же при  $Q_1=0.2$  кг/с,  $Q_2=0.1$  кг/с; 2, 4 – скважина с момента  $t=0$  работает с дебитом соответственно 0.2 и 0.1 кг/с, а до этого момента не эксплуатировалась

Рис. 11.2.3.5 иллюстрирует формирование теплового поля после скачкообразного изменения расхода. Видно, как со временем нивелируется влияние предшествующего режима. Процесс протекает быстрее, если дебит нового режима больше предыдущего. Если предшествующий режим в 3–5 раз и более длительный, чем предыдущий, предысторию работы скважины можно не учитывать.

При скачкообразном изменении расхода для расчета температуры можно успешно использовать способ суперпозиции. Его смысл состоит в том, что сначала ищется фоновое распределение температуры, учитывающее влияние первого цикла работы скважины. Затем на фоне этого распределения рассчитывается влияние следующего цикла. Фоновое распределение обычно легко аппроксимировать функцией простого

вида (чаще – линейного). Поэтому на втором этапе расчетов пригодны известные приближенные способы вычислений на основе соотношений (7.2.3.17), (7.2.3.18). Разница лишь в том, что фоновая температура отлична от геотермической и для каждого момента времени – своя. Рассмотренный прием описания теплопереноса носит общий характер и открывает новые возможности при интерпретации термограмм (в частности, при выявлении и оценке межпластовых перетоков по негерметичному заколонному пространству – см. раздел 13.7).

#### 11.2.3.4. Изменение температуры поступающего в ствол флюида

На рис. 11.2.3.6 приведены зависимости температуры в скважине от глубины и дебита для случая, когда дебит постоянен во времени, а температура поступающего в ствол флюида  $T$  меняется со временем по линейному закону. Наряду с результатами табуляции точного решения (сплошные линии) приведены результаты расчетов, соответствующие значению  $T$ , не меняющемуся во времени и равному истинному в конце периода наблюдений (пунктир).

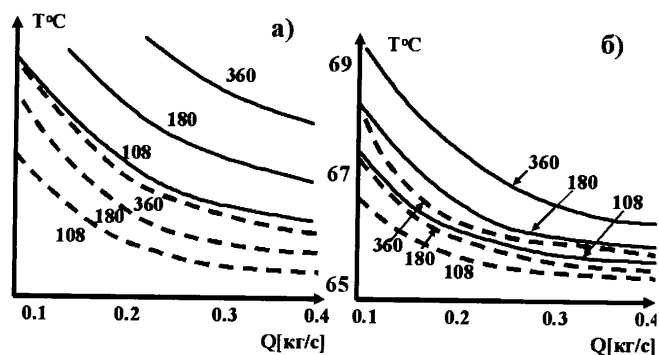


Рис. 11.2.3.6. Изменение температуры  $T$  в скважине от дебита  $Q$  на различных расстояниях  $Z$  от интервала притока (шифр кривых) при временах  $t$  работы скважины: а) 10 час.; б) 100 час. Дебит скважины  $Q$  не меняется со временем. Температура поступающего в скважину флюида в промежутке времени  $[0, t]$  не меняется и равна  $65^\circ\text{C}$  (пунктирные линии); температура за время  $[0, t]$  линейно меняется от  $75$  до  $65^\circ\text{C}$  (сплошные линии)

Рис. 11.2.3.6 позволяет оценить ошибку в определении дебита по термограммам, если результаты измерений обрабатывались с помощью аналитических зависимостей для не меняющейся во времени входной температуры. Видно, что при темпе изменения менее  $0.1^\circ\text{K}/\text{час}$ , ошибка не превышает 25–30%. При более высоком темпе она резко возрастает, требуя при количественной обработке специальных способов учета. Это естественно, поскольку в по-

добного рода процессах дебит является одним из основных информативных факторов.

При резких импульсных изменениях температуры пригоден тот же способ приближенных расчетов, что предложен выше для переменного дебита (см. п. 11.2.3.3).

Основной вывод из предшествующего изложения состоит в следующем.

Сложный нестационарный теплообмен в стволе действующей скважины в широком диапазоне условий измерений можно описать очень простыми приближенными зависимостями. Это позволяет сделать интерпретацию более наглядной и избежать формальных процедур обработки. Более тонкие информативные эффекты можно учитывать, используя для интерпретации модель теплопереноса, рассчитываемую на ЭВМ для конкретных условий исследуемой скважины.

### 11.2.4. Расходные характеристики потока флюида в стволе по термограммам в интервалах притока

При совместной эксплуатации нескольких пластов в интервалах притока наблюдается смешивание потоков флюида, движущегося в стволе и поступающего из пласта. Температуры потоков, как правило, отличны друг от друга, вследствие чего на термограммах в интервале смешивания фиксируется скачок температуры – *аномалия калориметрического смешивания*. Широко известен способ приближенной оценки по

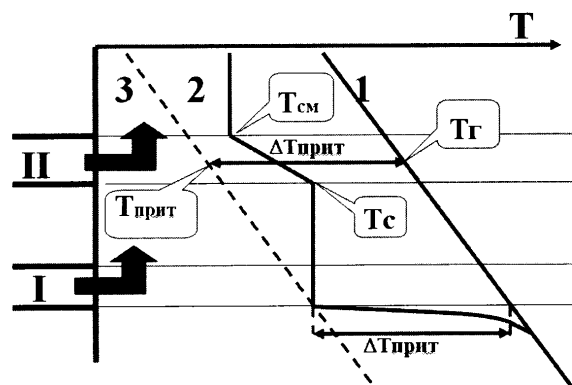


Рис. 11.2.4.1. К оценке относительных дебитов по термограмме в пределах работающих пластов: 1 – геотермограмма; 2 – термограмма в действующей высокодебитной скважине; 3 – условная геотермограмма

величине этой аномалии относительных дебитов. Термограммы обрабатываются в следующей последовательности (рис. 11.2.4.1).

Определяется разность отсчетов по термограмме и геотермограмме в подошве нижнего эксплуатируемого пласта, связанная с изменением температуры притекающего из пласта флюида вследствие эффекта дросселирования  $\Delta T_{прит}$ . Для каждого из вышележащих интервалов на основе соотношения (7.2.3.15) оценивается температура поступающего в ствол флюида:

$$T_{прит} = T_{Г} + \Delta T_{прит}. \quad (11.2.4.1)$$

Далее, по формуле (7.2.3.16), пренебрегая изменением с глубиной теплоемкости флюида, рассчитывают долю самого верхнего пласта в суммарном дебите:

$$\frac{Q_{прит}}{Q_c + Q_{прит}} = \frac{(T_{прит} - T_c)}{T_{см} - T_c}, \quad (11.2.4.2)$$

где  $T_{см}$ ,  $T_c$  – отсчеты по термограмме в кровле и подошве пласта.

Так, последовательно сверху вниз оценивают относительный дебит всех совместно работающих пластов.

Данный способ можно использовать только в случае, если отличие температуры поступающего в скважину флюида от геотермической температуры примерно одинаково для всех совместно эксплуатируемых пластов. Это значит, что пласты должны работать при одной депрессии и характеризоваться примерно одной и той же величиной эффективного коэффициента Джоуля–Томпсона, а флюид, поступающий из пластов, не должен отличаться по составу. Кроме того, дебиты пластов должны быть сравнимы между собой.

Таким образом, диапазон применения данного способа весьма ограничен. Но для перечисленных условий подобная экспресс-оценка может быть весьма полезна.

### **11.3. Динамические характеристики интервала, работающего газожидкостной смесью на квазистационарных режимах отбора**

Динамика энергетических и добычных возможностей пласта характеризуется, прежде всего, распределением пластового давления и насыщения по простиранию пласта, а также состоянием призабойной зоны. Для решения этой задачи одинаково важны результаты ГДИС и методы ПГИ для оценки текущего насыщения. Фактически рассматриваемая задача находится на стыке промыслово-геофизических и гидродинамических исследований. Настоящий раздел призван проиллюстрировать близость названных направлений и посвящен возможностям термобарорасходомерии в интервалах притока газа и жидкости.

Данный раздел раскрывает также еще одну сторону активных технологий. Речь идет о способах интерпретации результатов *многорежимных квазистационарных исследований с использованием избыточной информации*.

#### **11.3.1. Основные закономерности тепломассопереноса в скважине в интервалах притока**

Закономерности формирования полей различных параметров «приток-состава» при поступлении флюида в скважину и соответствующие аналитические описания в общем виде очень сложны. Обычно для анализа тепломассопереноса используются упрощенные модели изучаемых процессов. Этому есть более серьезные основания, нежели громоздкость сопутствующих интерпретации расчетов.

Основная цель теоретических построений в данном случае – обосновать и оптимизировать интерпретацию результатов исследования скважин при решении конкретной задачи ГИС-контроля. Теория должна не только объяснить основные наблюдаемые в скважине эффекты. Нужно также доказать возможность однозначного решения обратных задач на фоне помех и доказать достоверность сопровождающих интерпретацию количественных оценок. При этом рекомендуемые способы количественных оценок должны быть устойчивы к возможным погрешностям в исходной информации.

Учитывая пестроту и динамичность протекающих в действующей скважине процессов, может оказаться выгодным принять наиболее простой способ их описания. При этом приходится заранее пожертвовать некоторыми деталями, но взамен получить уверенность в достоверности выявления и оценки наиболее значимых эффектов. Это, на взгляд авторов, один из краеугольных подходов к интерпретации ГИС и ПГК вообще. Но в области ГИС-контроля он проявляется наиболее ярко, ввиду динамичности поведения скважины и большого количества влияющих факторов.

#### **11.3.2. Системы уравнений**

Сущность количественной обработки материалов исследований на квазистационарных режимах сводится к оценке динамических характеристик пласта по результатам измерения параметров притока флюида в скважине (температуры, давления, скорости и пр.) на основе основополагающих расчетных зависимостей:

- закона фильтрации (9.4.1.5) в интегральной форме связывающего фильтрационные параметры и дебит пласта; в частном случае притока жидкости, имеющего вид :

$$P_{пл} - P_c = A \cdot q; \quad (11.3.2.1)$$

- уравнения дросселирования (7.2.3.15), определяющего зависимость температуры поступающего из пласта флюида от депрессии, в виде

$$T_{прит} - T_{\Gamma} = \Delta T_{прит} = \bar{\varepsilon}_T \cdot (P_{пл} - P_c); \quad (11.3.2.2)$$

- уравнения calorиметрического смешивания (7.2.3.16), определяющего изменение температуры по стволу в интервале притока; если пренебречь различием в теплоемкости смешивающихся флюидов это уравнение приобретает вид (см. соотношение 11.2.4.2):

$$\frac{Q_{прит}}{Q_c + Q_{прит}} = \frac{Q_{прит}}{Q_{см}} = \frac{T_{см} - T_c}{T_{прит} - T_c}. \quad (11.3.2.3)$$

Расчеты на основе перечисленных соотношений могут быть построены различным образом. Один и тот же параметр может рассматриваться как в качестве исходного (априорно известного), так и в качестве рассчитываемого. При этом формально можно увеличить число рассчитываемых параметров, увеличивая количество совместно анализируемых уравнений типа (11.3.2.1)–(11.3.2.3). Для этого достаточно привести и обработать совместно результаты измерений на нескольких режимах.

В разделе (11.2.4) был рассмотрен метод относительных дебитов по термограмме calorиметрического смешивания. Это классический пример, когда для интерпретации привлекается минимум результатов измерений, но при этом априорно считаются известными большинство определяющих темломассоперенос в скважине параметров (пластовая температура, температура поступающего в скважину флюида, коэффициент дросселирования).

Чтобы использовать меньше дополнительных данных, нужно увеличить количество обрабатываемых совместно геофизических методов. В частности, известен способ совместной обработки термограмм, барограмм и расходограмм на двух квазистационарных режимах, отличающихся суммарными дебитами [11].

Способ основан на использовании формулы (11.3.2.2), представленной в виде:

$$T'_{прит} = T_{\Gamma} + \bar{\varepsilon}_T \cdot (P_{пл} - P'_c) \quad \text{и} \quad T''_{прит} = T_{\Gamma} + \bar{\varepsilon}_T \cdot (P_{пл} - P''_c), \quad (11.3.2.4)$$

откуда находится соотношение для оценки пластового давления:

$$\frac{(P_{пл} - P'_c)}{(P_{пл} - P''_c)} = \frac{(T'_{прит} - T_{\Gamma})}{(T''_{прит} - T_{\Gamma})}. \quad (11.3.2.5)$$

Необходимые для расчетов значения температур  $T'_{прит}$  и  $T''_{прит}$  поступающего из пласта флюида на каждом режиме рассчитываются по уравнению (11.3.2.3), значения давления на забое скважины  $P'_c$  и  $P''_c$  определяются по барограмме.

Формально, увеличивая количество совместно обрабатываемых данных, можно неограниченно повышать информативность результата. Громоздкость получаемых

расчетных соотношений не является препятствием для ЭВМ. Трудность состоит в другом. Вместе со сложностью вычислений резко возрастает влияние на результат погрешностей в исходной информации. Существует определенный оптимум между попытками ввести в расчеты наибольшее количество параметров и минимизацией погрешности расчетов. И здесь машина может взять на себя не только смысловые вычисления, но и оптимизацию их пути.

Вот один из примеров. Ранее авторами были предложены приемы обработки термограмм и барограмм на двух квазистационарных режимах отбора на основе соотношений типа (11.3.2.1)–(11.3.2.3):

$$\frac{(P_{пл} - P'_c)}{(P_{пл} - P''_c)} = \frac{(T'_{прит} - T'_Г)}{(T''_{прит} - T'_Г)}, \quad (11.3.2.6)$$

$$\frac{Q'_{см} \cdot (T'_{см} - T'_c) \cdot \left\{ \overline{\varepsilon_T} \cdot (P_{пл} - P'_c) - (T'_I - T'_Г) \right\}}{Q''_{см} \cdot (T''_{см} - T''_c) \cdot \left\{ \overline{\varepsilon_T} \cdot (P_{пл} - P'_c) - (T'_I - T'_Г) \right\}} = \frac{(P_{пл} - P'_c)}{(P_{пл} - P''_c)}. \quad (11.3.2.7)$$

Даже в таком упрощенном виде расчетное соотношение ненаглядно и неудобно для работы. Еще более настораживает факт, что за такого рода формулами вуалируется физическая сущность явления. Это затрудняет анализ достоверности результата и причин методических ошибок при количественных расчетах.

Попытка применить подобную расчетную процедуру для газа (двучленное уравнение фильтрации) потребовала бы увеличения числа обрабатываемых режимов до трех. В этом случае за громоздкими аналитическими выражениями полностью скрывается физический смысл задачи. Кроме того, как показали аналитические оценки, недопустимо возрастает влияние погрешностей в исходных данных. Поэтому в ущерб достоверности лучше заменить в расчетах известное двучленное уравнение фильтрации газа на одночленное уравнение с дробным коэффициентом при дебите.

Следовательно, может быть найден некоторый оптимум между соответствием исходных расчетных соотношений физическим закономерностям процесса и устойчивостью расчетов к погрешностям измерений. Однако попытка решать аналогичным способом более сложные задачи (т.е. попытка покрыть за счет увеличения числа количественных связей еще больший дефицит в исходной информации) приводит к совершенно неприемлемым результатам. При этом не только теряется наглядность расчетов, но и снижается устойчивость расчетов к аппаратурным и методическим погрешностям и затрудняется контроль достоверности результата.

### 11.3.3. Индикаторные диаграммы

#### 11.3.3.1. Стандартная обработка результатов расхо-барометрии

В практике гидродинамических исследований действующих скважин широко известен и часто используется метод построения индикаторных линий (диаграмм). Поскольку при последующем изложении необходимо будет часто ссылаться на заложенные в этом методе принципы, остановимся подробнее на основных расчетных соотношениях.

Классическим способом использования индикаторных линий является способ «давление-дебит» (см. раздел 12.3). Пусть по результатам измерений на различных режимах отбора или закачки жидкости определены значения давления в стволе против пласта  $P_c^i$  и значения дебита пласта  $Q_{нрпм}^i$ . Если нанести на кросс-плот вида «дебит-давление» точки по общему числу режимов с координатами  $\{Q_{нрпм}^i, P_c^i\}$ , то, в соответствии с уравнением (12.3.1.1), в отсутствие факторов-помех они лягут на прямую линию с тангенсом угла наклона, численно равному фильтрационному сопротивлению пласта  $A$ . Ось ординат эта индикаторная линия пересечет при давлении, равном пластовому. При наличии ошибок наиболее вероятное положение индикаторной линии определяют методом наименьших квадратов, одновременно рассчитывают доверительный интервал и другие статистические атрибуты указанной связи.

Аналогичное построение используется и для одночленного уравнения фильтрации газа, только координатами точек индикаторных диаграмм становятся значения  $\{Q_{нрпм}^i, (P_c^i)^2\}$ .

Для подобной обработки на основе двучленного уравнения фильтрации газа нужно знать величину пластового давления  $P_{пл}$ , тогда координатами индикаторной линии будут  $\{(P_{пл}^2 - P_c^{i2})/Q_{нрпм}^i\}$ . В отсутствие информации о пластовом давлении выбирают опорный режим  $n$  и индикаторную линию строят в координатах:

$$\{(P_{пл}^{i2} - P_c^{n2})/(Q_{нрпм}^i - Q_{нрпм}^n), Q_{нрпм}^i + Q_{нрпм}^n\}.$$

Методику индикаторных линий можно рассматривать несколько шире, чем конкретный способ совместной интерпретации барограмм и расходограмм. Фактически это общий прием обработки избыточной информации с использованием методов математической статистики. Этот методический прием можно использовать при обработке любых гидродинамико-геофизических исследований, выполненных для серии квазистационарных режимов работы пласта. В связи с этим повышаются возможности барометрии.

### 11.3.3.2. Обработка результатов расхода-баро-термометрии по уравнениям дросселирования

В основе количественных расчетов в рассматриваемом случае лежит уравнение дросселирования (11.3.2.2). Если определить температуру поступающего из пласта газа по уравнению смешивания (11.3.2.3) с использованием данных расходомерии и термометрии, индикаторная линия строится в координатах  $\{T_{нрпм}^i, P_c^i\}$ . Ее тангенс угла наклона численно равен по абсолютной величине коэффициенту дросселирования. Индикаторная линия отсечет на оси ординат величину  $T_f + \bar{\varepsilon}_T \cdot P_{пл}$ . При эксплуатации одним стволом нескольких продуктивных пластов по этому параметру возможна поинтервальная оценка пластового давления на основе известной естественной пластовой температуры.

Формально из расчетов можно исключить значение пластовой температуры  $T_f$ . Для этого нужно аналогично раздела 11.4.3.1 ввести понятие опорного режима  $n$  и построить индикаторную линию в координатах  $\{T_{нрпм}^i - T_{нрпм}^n, P_c^i - P_c^n\}$ . При этом из расчетов исключается и параметр  $P_{пл}$ . Структура формул такова, что константы  $T_f$

и  $P_{пл}$  равноправны. В этом случае по индикаторной линии определяется только значение коэффициента дросселирования.

Расчетные формулы в данном случае очень просты, и авторам хотелось на этом прозрачном и наглядном примере еще раз показать, что при рассматриваемом подходе нельзя сводить количественную обработку к формальному решению систем уравнений. Нужно обращать внимание на структуру формул, взаимосвязь параметров и реальную информативность конкретной интерпретации. Это важно для анализа более сложных случаев количественных расчетов.

### 11.3.3.3. Обработка результатов термометрии по уравнениям калориметрического смешивания и дросселирования

Эта обработка – эквивалент так называемой методики Чекалюка Э.Б. [8], предъявляющей очень жесткие требования к условиям измерений. Поэтому вряд ли подобный способ может быть широко применим. Тем не менее данная задача полезна как переходная к более сложной и приближенной в условиях практики (см. п.11.3.3.4).

Обработка термограмм рассмотренным способом предполагает, что:

- совместно эксплуатируемые пласты работают при одинаковой депрессии. Как следствие этого, доля каждого пласта в общем дебите не зависит от режима отбора и давления в скважине:

$$\frac{Q_{нприт}^i}{Q_{см}^i} = \alpha_i = const; \quad (11.3.3.1)$$

- коэффициенты дросселирования флюида из пластов одинаковы ( $\varepsilon_T^* = const$ ) и могут быть определены по отклонению температуры от естественной пластовой в кровле самого нижнего пласта:

$$\varepsilon_T = \frac{T_{нприт}^{ниж} - T_{Г}}{P_{пл} - P_{с}^{ниж}} = const. \quad (11.3.3.2)$$

Тогда можно представить уравнение смешивания (11.3.2.3) с учетом уравнения дросселирования (11.3.2.2) в виде:

$$T_{Г} + \varepsilon_T \cdot (P_{пл} - P_{с}^i) - T_{с}^i = \alpha_i^{-1} \cdot (T_{см}^i - T_{с}^i) \quad (11.3.3.3)$$

$$\text{или } T_{см}^i - T_{с}^i = (T_{Г} + \varepsilon_T \cdot P_{пл}) \cdot \alpha_i - (P_{с}^i \cdot \varepsilon_T + T_{с}^i) \cdot \alpha_i. \quad (11.3.3.4)$$

Это соотношение означает, что индикаторную линию следует строить в координатах  $\{(T_{см}^i - T_{с}^i), (P_{с}^i \cdot \varepsilon_T + T_{с}^i)\}$ . Тангенс угла наклона данной индикаторной линии будет численно равен по абсолютной величине  $\alpha_i$ . Индикаторная линия отсечет на оси ординат величину  $(T_{Г} + P_{пл} \cdot \varepsilon_T) \cdot \alpha_i$ . Из (11.3.3.2) следует, что индикаторная линия для самого нижнего пласта в координатах  $\{T_{нприт}^{ниж}^i, P_{с}^{ниж}^i\}$  может быть использована для определения коэффициента дросселирования. Если определена аномалия дросселирования для самого нижнего пласта  $\Delta T_{\varepsilon}^{ниж} = T_{нприт}^{ниж} - T_{Г}$ , то из (11.3.3.3) следует, что для вышележащих пластов справедливо соотношение:

$$T_{Г} - \Delta T_{\varepsilon}^{ниж} = \alpha_i^{-1} \cdot (T_{см}^i - T_{с}^i). \quad (11.3.3.5)$$



То есть индикаторная линия должна строиться в координатах  $\{T_{см}^i - T_n^i, T_f - \Delta T_{\varepsilon}^{ниж}\}$ .

Рассмотренный способ определения индикаторной линии является аналогом известного способа оценки относительных дебитов с использованием условной геотермы [10].

#### 11.3.3.4. Обработка результатов термометрии по уравнениям калориметрического смешивания, дросселирования и притока

Принятые в п.11.3.3.3 допущения сильно снижают диапазон применимости расчетных соотношений. Чтобы получить более достоверную и информативную интерпретационную модель, введем в расчеты совместно с уравнениями дросселирования (11.3.2.2) и смешивания (11.3.2.3) уравнение притока (11.3.2.1) (для жидкости).

Записав уравнение смешивания в виде

$$Q_{прит}^i = Q_{см}^i \cdot \frac{T_{см}^i - T_c^i}{T_{прит}^i - T_c^i} \quad (11.3.3.6)$$

и определив  $Q_{прит}^i$  из уравнения фильтрации, получим:

$$\frac{P_{пл} - P_c^i}{A} = Q_{см}^i \cdot \frac{T_{см}^i - T_c^i}{T_{прит}^i - T_c^i} \quad (11.3.3.7)$$

или, после преобразований,

$$\frac{T_{прит}^i - T_c^i}{P_{пл} - P_c^i} = \frac{Q_{см}^i (T_{см}^i - T_c^i) A}{(P_{пл} - P_c^i)^2} \quad (11.3.3.8)$$

И, наконец, определив  $T_{прит}^i$  из уравнения дросселирования, после преобразований окончательно получим:

$$\frac{T_f - T_c^i}{P_{пл} - P_c^i} = \frac{Q_{см}^i (T_{см}^i - T_c^i)}{(P_{пл} - P_c^i)^2} \cdot \frac{1}{\varepsilon_T}, \quad (11.3.3.9)$$

то есть координатами точек индикаторной линии будут:  $\left\{ \frac{T_f - T_c^i}{P_{пл} - P_c^i}, \frac{Q_{см}^i (T_{см}^i - T_c^i)}{(P_{пл} - P_c^i)^2} \right\}$ .

Тангенс угла ее наклона будет численно равен величине фильтрационного сопротивления  $A$ , а отрезок, отсекаемый индикаторной линией на оси ординат – коэффициенту дросселирования  $\varepsilon_T$ .

Проведя такие же выкладки и используя в качестве уравнения притока соотношение (9.4.1.9), получим аналог формулы (11.3.3.9) для газа:

$$\frac{T_f - T_c^i}{P_{пл} - P_c^i} = \frac{Q_{см}^i (T_{см}^i - T_c^i) A}{(P_{пл} - P_c^i)^2 (P_{пл} + P_c^i)} \cdot \frac{1}{\varepsilon_T}. \quad (11.3.3.10)$$

Как следует из приведенных соотношений, в этом случае удастся учесть влияние изменения по пластам состава притекающего флюида (посредством определения коэффициента  $\varepsilon_T$ ). Пластовое давление при подобной нормировке должно быть известно, то есть с ее помощью нельзя разобраться в ситуации, когда одним стволом ведется совместная эксплуатация нескольких пластов при разной депрессии. Тем не менее этот случай уже существенно ближе к практике. В частности, применим при интерпретации серии нестационарных термограмм, зарегистрированных при пуске, компрессировании, освоении скважины.

## 11.4. ХАРАКТЕРИСТИКИ СОСТАВА МНОГОФАЗНОГО ПОТОКА

### 11.4.1. Оценки по данным диэлькометрической влагометрии

Характеристиками состава по влагометрии являются показания влагомера, функционально связанные с диэлькометрической проницаемостью  $\epsilon_0$  заполнителя ствола. Диэлектрические проницаемости воды и углеводородов существенно отличны друг от друга ( $\epsilon_{0,в}=81$ ,  $\epsilon_{0,г}=2$ ,  $\epsilon_{0,с}=1$ ). Таким образом, показания диэлькометрического влагомера зависят от соотношения содержаний воды и углеводородных компонент в камере датчика.

Диэлькометрический влагомер является признанным и широко используемым индикатором влажности, его количественная обработка весьма приближенна из-за несовершенства метрологического обеспечения метода. Здесь есть принципиальные трудности, связанные с существенной зависимостью показаний датчика от структуры заполняющей ствол смеси и связанных с этим различий в составе смеси по сечению скважины. Вследствие этого при работе скважины в кольцевом или пробковом режиме состав флюида в стволе и в камере датчика может существенно отличаться друг от друга. Погрешности же определения влажности могут достигать 100% и выше. Достаточно сильной помехой является и значимая зависимость параметра  $\epsilon_0$  от температуры и минерализации воды.

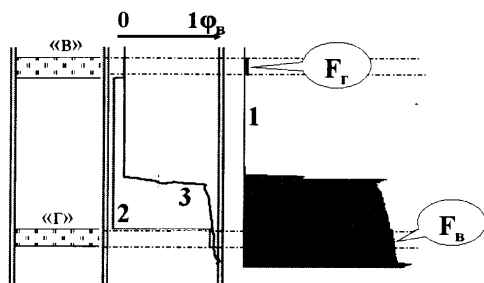


Рис. 11.4.1.1. К оценке состава газовой смеси по диэлькометрической влагометрии. «В», «Г» – интервалы преимущественного заполнения ствола водой и газом;  $F_g$ ,  $F_v$  – отсчеты по кривой влагометрии (кривая 1); 2 – промежуточная (опорная кривая), принимающая значения «0» и «1» в интервалах, заполненных газом и водой; 3 – масштабированная кривая в относительных единицах влажности (обработка в системе «Камертон-Контроль»)

В некоторых случаях может быть полезно приближенное масштабирование показаний диэлькометра на основе независимо полученных данных о заполнении ствола. Сущность данного способа состоит в том, что по комплексу методов оценки «приток-состава» в скважине определяют интервалы с однородным и стабильным заполнением: интервалы, заполненные водой с показаниями  $F_v$  (обычно в зумпфе скважины), интервалы, заполненные нефтью и газом с показаниями  $F_g$  (обычно выше продуктивной толщи). Масштабированные показания влагомера в названных интервалах принимаются в относительных единицах соответственно:  $F_{ми,в}=1.0$  (вода) и  $F_{ми,г}=0.0$  (газ). Масштабирование показаний влагомера  $F$  в соседних интервалах (со смесью продукции) производится на основе соотношения [12]:  $F_{ми} = (F - F_{ми,г}) / (F_{ми,в} - F_{ми,г})$ .

Данный способ является весьма приближенным и имеет очень ограниченное применение, поскольку предполагает линейную связь между влажностью и показаниями влагомера и не учитывает влияния на показания термобарических условий в скважине. Но для приближенных оценок указанный способ допустим. Пример его реализации дан на рис. 11.4.1.1.

### 11.4.2. Оценки по данным плотностеметрии

Плотность заполнителя ствола  $\gamma$  является одной из наиболее важных характеристик состава газожидкостной смеси в стволе скважины, постольку плотности основных компонент смеси существенно отличаются друг от друга, меняясь в зависимости от термобарических и других условий в диапазонах:  $\gamma_g=950-1450$  кг/м<sup>3</sup>,  $\gamma_n=650-890$  кг/м<sup>3</sup>,  $\gamma_z=1-300$  кг/м<sup>3</sup>.

По величине плотности на основе соотношения (7.1.0.7) рассчитывают *истинные объемные содержания компонент* (воды  $\phi_w$ , нефти  $\phi_n$ , газа  $\phi_z$ ) с помощью формул:

– для газонефтяной (газоконденсатной) смеси

$$\phi_n = \frac{\gamma_{см} - \gamma_z}{\gamma_n - \gamma_z}; \phi_z = \frac{\gamma_n - \gamma_{см}}{\gamma_n - \gamma_z}; \quad (11.4.2.1)$$

– для газовой смеси

$$\phi_z = \frac{\gamma_g - \gamma_{см}}{\gamma_g - \gamma_z}; \phi_g = \frac{\gamma_{см} - \gamma_z}{\gamma_g - \gamma_z}; \quad (11.4.2.2)$$

– для водонефтяной (водоконденсатной) смеси

$$\phi_n = \frac{\gamma_g - \gamma_{см}}{\gamma_g - \gamma_n}; \phi_g = \frac{\gamma_{см} - \gamma_n}{\gamma_g - \gamma_n}. \quad (11.4.2.3)$$

Для *трехфазной смеси* определяют содержание газа и жидкости, причем последнее в эквиваленте плотности воды (условно принимая, что вся жидкость в стволе – вода):

$$\phi_z = \frac{\gamma_g - \gamma_{см}}{\gamma_g - \gamma_z}; \phi_{жв} = \frac{\gamma_{см} - \gamma_z}{\gamma_g - \gamma_z} \quad (11.4.2.4)$$

и в эквиваленте плотности нефти (в предположении, что в стволе – только нефть):

$$\phi_z = \frac{\gamma_n - \gamma_{см}}{\gamma_n - \gamma_z}; \phi_{жн} = \frac{\gamma_{см} - \gamma_z}{\gamma_n - \gamma_z}. \quad (11.4.2.5)$$

Достоверность интерпретации не зависит от режима работы скважины.

*Плотностемер* имеет тот же недостаток, что и влагомер. Поскольку размеры измерительной камеры существенно меньше размеров ствола скважины, на показаниях этого метода существенно сказываются различия в составе смеси в стволе и камере датчика.

Плотностеметрия на практике в основном используется в скважинах, заполненных жидкостью (т.к. до сих пор не создано эффективных плотностемеров для газовой среды).

### 11.4.3. Оценки по данным барометрии

По барограмме с использованием формул численного дифференцирования со сглаживанием рассчитывается градиент давления  $grad P=(dP/dH)$ . Плотность смеси в стволе  $\gamma_{см}$  определяют по весу столба с помощью известной формулы:

$$\gamma_{см} = grad P/g, \quad (11.4.3.1)$$

где  $g=9.81$  м/с<sup>2</sup> – ускорение свободного падения.

По термограмме в величину плотности вводятся поправки на температурный режим в скважине. По величине плотности рассчитывают *истинные объемные содержания фаз* (воды, нефти, газа –  $\phi_w$ ,  $\phi_n$ ,  $\phi_z$ ) с помощью формул (11.4.2.1–11.4.2.5).

Изучение состава по барометрии имеет неоспоримые преимущества перед рассмотренными ранее способами, поскольку показания не зависят от распределения фаз по сечению скважины.

Оценки наиболее достоверны в статическом режиме. В стабильно работающей скважине необходимо учитывать влияние на барограмму гидравлических потерь, при неустановившемся режиме эксплуатации – влияние изменения давления во времени.

#### 11.4.4. Оценки по барометрии (или плотностеметрии) и влагометрии

##### 11.4.4.1. Интерпретация результатов измерений при статическом режиме

Как известно, по результатам барометрии можно судить о плотности заполняющей ствол газожидкостной смеси ( $\gamma_{см}$ ), а по данным диэлькометрической влагометрии – об относительной диэлектрической проницаемости ( $\epsilon_d$ ), которая преимущественно отражает влагосодержание среды в условиях забоя скважины. Поэтому совместная обработка перечисленных методов на основе соотношения (7.1.0.7) формально позволяет найти содержание каждой из трех компонент (газа, нефтегазоконденсатной смеси, воды) состава смеси в эксплуатационных скважинах.

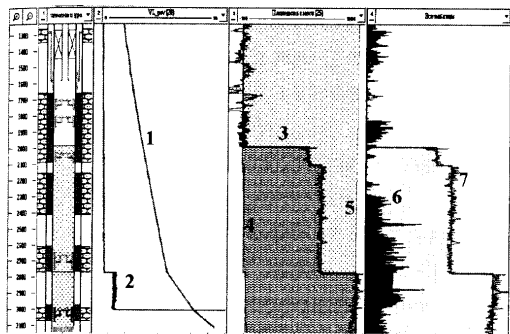


Рис. 11.4.4.1. К оценке состава газожидкостной смеси по барометрии и диэлькометрической влагометрии: 1 – барограмма; 2 – кривая диэлькометра; 3 – плотность смеси по барометрии, 4 – плотность газа, 5 – плотность воды; 6 – истинное объемное содержание воды, 7 – истинное объемное содержание нефти

компонент смеси ( $\gamma$ ) аналогично способу, описанному в разделе 11.4.3;

в) определяют фазовые истинные содержания компонент в смеси ( $\phi_i$ ) с учетом ранее найденного значения содержания воды ( $\phi_w$ ) в смеси.

На рис. 11.4.4.1 приведен пример решения данной задачи в системе «Камертон-Контроль».

##### 11.4.4.2. Интерпретация результатов измерений при динамическом режиме

В работающей со стабильным расходом скважине в рассчитанные значения содержаний фаз может быть введена поправка за движение флюида в стволе (динамическая поправка). Для этого используется эмпирическая связь значений влажности и плотности (градиента давления) со структурой и расходными параметрами потока.

Интерпретация материалов измерений идет в следующей последовательности:

а) преобразуют показания влагомера ( $J_\phi$ ) по градуировочным зависимостям в показания долей влагосодержания смеси ( $\phi_w$ ), а также вводят поправки на термобарические условия и минерализацию вод [13];

б) рассчитывают кривую изменения с глубиной градиента давления в стволе ( $dP/dH$ ), оценивают по весу столба плотность смеси ( $\gamma_{см}$ ), по уравнениям состояния с учетом реальных термобарических условий рассчитывают профили изменения с глубиной параметров плотностей

Этот же подход позволяет выполнять и дальнейшие преобразования, необходимые при оценке расходных параметров двухфазного потока. Основное препятствие при обработке диаграмм – недостаточная надежность результатов влагометрии при сложной структуре потока в стволе скважины.

При решении качественных задач для учета структур течения потоков газожидкостной смеси рядом авторов [14–15] предлагались диаграммы структуры и режимов течений, области которых наносятся на график с двумя независимыми координатами. При этом одной из координат может являться параметр давления или производная от него величина (градиент давления, плотность, фазовое истинное содержание). Такой дополнительный способ учета структуры потока авторами также реализуется в алгоритме расчетных программ посредством построенной в координатах  $Fr_{CM}$  и  $\varphi_{жс}$  карты структур (см. рис. 7.1.0.3, рис. 7.1.0.4).

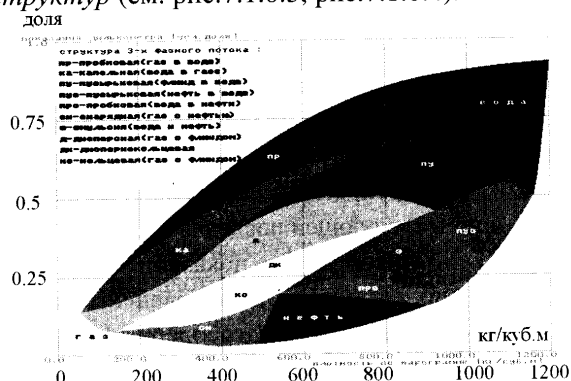


Рис. 11.4.4.2. Карта структур трехфазного потока для вертикальных труб. Результаты моделирования авторов. Структуры потока: пр – пробочная (газ в воде), ка – капельная, пу – пузырьковая, про – пробочная (вода в нефти), сн – снарядная, э – эмпирическая, д – дисперсная, dk – дисперсно-кольцевая, ко – кольцевая.

(по его градиенту) плотности смеси от показаний другого (также метрологически обеспеченного) метода состава. При определенных условиях организации метрологического обеспечения на производстве таким дополнительным методом состава может быть диэлькометрическая влагометрия. Авторами на базе материалов специальных стендовых исследований и результатов исследований на скважинах разработаны и уточнены зависимости структуры трехфазного потока от относительных показаний влагомера (в условных долях) и манометра (пересчитаны в единицы плотности) – см. рис. 11.4.4.2.

Аналогичные зависимости были установлены также для условий двухфазных потоков: газ-вода и нефть-вода. Используя данные палеточные зависимости, можно путем сопоставления двух измеряемых в скважине параметров (давления и условного влагосодержания) определить на каждой точке глубины вид структуры потока, после чего в показания обоих методов по специальным эмпирическим связям вводится необходимая поправка на тип структуры потока. С помощью такой поправки при пересчете градиента давления в плотность удастся несколько уменьшить погрешность, связанную с невозможностью учета коэффициента реальных гидравлических потерь.

Для упрощения технологии интерпретации и повышения надежности здесь рассматриваются лишь три основных типа структур потока: пробочная, кольцевая и переходная.

При малых значениях  $\varphi_{жс}$  ( $0.07 \geq \varphi_{жс}$ ) при анализе структур можно принимать  $Fr_{CM} = Fr_2$ ; при больших  $\varphi_{жс}$  –  $Fr_{CM} \neq Fr_2$  (причем всегда сохраняется  $Fr_{CM} < Fr_2$ ).

Аналогичного типа карты структур могут быть построены по материалам статистической обработки, если анализировать взаимосвязь параметра давления или рассчитанной

Существует множество условий работы скважины, когда в принципе нельзя получить качественную запись расходомерии, что делает невозможным и оценку потерь давления на трение. В этих случаях методика количественной оценки состава многофазной смеси путем обработки парных замеров двух методов (включая барометрию) и введением поправок за динамику потока (с помощью «карт-структур») может оказаться единственной доступной для широкого использования возможностью. И хотя различные способы комплексной обработки исходных данных (обычно расходомерии в комбинации с методами состава и без учета влияния гидравлических потерь) реализованы в большинстве отечественных и зарубежных продуктов, этого явно недостаточно (особенно для газовых скважин), чтобы иметь нормальное представление о текущем состоянии различных по типу объектов эксплуатации.

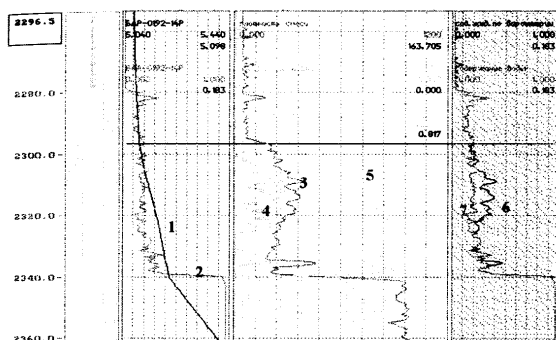


Рис. 11.4.4.3. Определение состава заполнителя ствола по барометрии совместно с влагометрией 1 – барограмма; 2 – влагограмма; 3 – плотность, рассчитанная по барограмме; 4, 5 – истинные содержания нефти и газа; 6 – содержание жидкости по барограмме; 7 – содержание воды по влагограмме

и) способом пересчета по специальным эмпирическим зависимостям для каждой из идентифицированных структур потока в значения ВЛ ( $J$ ) и БМ ( $dP/dH$ ) вводят поправки за динамику потока (для ( $J$ ) – за тип структуры, для ( $dP/dH$ ) – за потери на трение смеси);

г) выполняют повторные расчеты по п.11.4.4.1 (второе приближение) с учетом введенных поправок.

На рис. 11.4.4.3 приведен пример использования указанной расчетной методики при обработке данных барометрии и влагометрии, зарегистрированных на динамическом режиме работы скважины. Как уже говорилось выше, при сопоставлении результатов определения (с помощью барометрии) плотности смеси  $\gamma_{см}$  с результатами оценки состава по другим методам (индукционному резистивиметру, диэлькометрическому влагомеру и пр.) могут быть получены корреляционные связи, пригодные для расчетов истинных фазовых содержаний  $\varphi_i$  по стволу эксплуатационной скважины.

Ниже в качестве примера приведены корреляции, выполненные для некоторых ГKM (каналы манометра и диэлькометрического влагомера):

газ-вода:

$$\varphi_g = 0.225 \cdot \ln\left(\frac{\gamma_{см}}{8.004}\right) - 2.673 \quad (11.4.4.1)$$

Обработка результатов измерений производится в следующей последовательности:

а) в первом приближении выполняют все расчеты согласно п. 11.4.4.1;

б) в зависимости от состава продукции с помощью палеток (см. рис. 11.4.4.2) на каждой точке глубины определяют возможный тип структуры многофазного потока;

в) способом пересчета по специальным эмпирическим зависимостям для каждой из идентифицированных структур потока в значения ВЛ ( $J$ ) и БМ ( $dP/dH$ ) вводят поправки

нефть (конденсат)-вода:

$$\varphi_в = 0.253 \cdot \ln\left(\frac{\gamma_{см}}{3.953} - 0.902\right) \cdot \quad (11.4.4.2)$$

Область, лежащая в пределах этих зависимостей отражает рабочий диапазон показаний данного комплекса методов для трехфазных смесей. В случае статики (т.е. простаивающей скважины) при расчетах истинных фазовых содержаний трехфазных (или трехкомпонентных) смесей по данному типу корреляционным связям устанавливаются граничные условия для состояния среды (т.е. оценивается ее тип: двух- или трехфазная).

#### 11.4.4.3. Информативность комплекса методов барометрии и влагометрии

В табл. 11.4.4.1 дана характеристика основных факторов, определяющих информативность перечисленных методов.

#### ИНФОРМАТИВНОСТЬ КОМПЛЕКСА МЕТОДОВ СКВАЖИННОЙ БАРОМЕТРИИ И ВЛАГОМЕТРИИ

Таблица 11.4.4.1

Основные факторы	Их воздействие на информативность методов:		Дополнительная информация при совместной обработке методов
	влагометрии	барометрии	
Концентрация фаз – истинные объемные содержания: $\varphi_в$ – воды, $\varphi_н$ – нефти, $\varphi_г$ – газа (в забойных условиях).	Вода обладает $\varepsilon_{д.в}$ =55±81; у нефти $\varepsilon_{д.н}$ =2±2.7; у газа $\varepsilon_{д.г}$ =1. Это позволяет аддитивно оценивать $\varphi_в$ по показаниям скважинного влагомера ( $J$ )	Газ, вода, нефть существенно отличаются по плотности $\gamma$ . Это позволяет судить о содержании компонент смеси по $\gamma_{см}$	Оценивают объемное содержание фаз: а) долю воды ( $\varphi_в$ ) по влагометрии, б) доли газа и нефти по барометрии.
Гидравлические потери смеси $\lambda_{см}$	Не влияют	Вносят погрешность в определение $\gamma_{см}$ по ( $dP/dH$ )	Учитывают влияние гидравлических потерь $\lambda_{см}$ , судят о структуре потока и уточняют концентрацию фаз ( $\varphi$ )
Распределение фаз (структура потока)	Существенно влияет (ошибки могут достигать до сотен %)	Косвенно влияют из-за связи $\lambda_{см}$ с типом структуры потока	
Термобарические условия	При нормальных условиях $\varepsilon_{д.см}$ отличается от $\varepsilon_0$ в условиях $P, T$	Влияние связано с термозависимостью датчика давления $P$	В показания влагометрии $J$ возможно вводить поправку за $P, T$
Минерализация (хлоросодержание)	Несущественное влияние	Определяет плотность воды	Допустимы поправки к данным влагометрии $J$
Механические примеси	Практически не влияют	Влияют на плотность смеси	

В качестве дополнительных к указанному комплексу методов при обработке желательно иметь возможность привлечь данные расходомерии и термометрии. Как уже было показано выше, по расходомерии оценивают влияние динамики потока (гидравлических потерь) на результаты барометрии. Однако в рассматриваемой методике интерпретации проще исходить из условия невозможности выполнить качественную запись расходомером или невозможности привлечь эти данные по другим причинам.

#### 11.4.5. Оценки по данным резистивиметрии

Показания скважинного индукционного резистивиметра не зависят напрямую от соотношения компонент флюидов в стволе скважины, а определяются структурой водонефтяной смеси и минерализацией содержащейся в смеси воды. Поскольку пластовая вода,

как правило, является минерализованной, резистивиметр фиксирует ее наличие в стволе скважины. Эта задача решается наиболее успешно, если структура водонефтяной смеси в стволе является гидрофильной (нефть в воде). В этом случае по данным резистивиметрии возможна оценка проводимости и минерализации воды. В гидрофобной смеси (вода в нефти) по данным резистивиметрии можно лишь зафиксировать наличие воды. Количественная обработка результатов измерений, как правило, исключена.

#### 11.4.6. Оценки по нейтронным методам

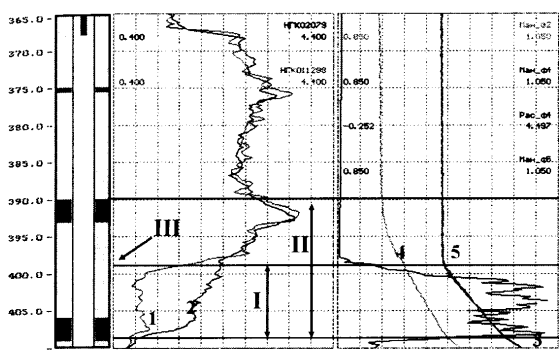


Рис. 11.4.6.1. Определение состава заполнителя ствола по комплексу методов ПГИ: 1 – фоновая диаграмма НГК; 2 – диаграмма НГК в статике; 3 – расходограмма в статике; 4, 5 – барограммы в динамике и статике; I, II – интервал внутри-колонного перетока жидкости в статике и динамике, III – глубина негерметичности обсадной колонны

Показания нейтронных методов зависят от водосодержания заполнителей ствола скважины и околоскважинной среды. Причем заполнение скважины сказывается на результатах исследований наиболее существенно. В частности, наличие воды в стволе в несколько раз снижает интенсивность вторичного гамма-излучения НГК (рис. 11.4.6.1). Это позволяет использовать нейтронные методы для дополнительного слежения за динамическими уровнями раздела фаз в скважине.

Следует подчеркнуть, что радиометрия в отличие от рассмотренных выше методов фиксирует изменение состава не только в зоне непосредственного контакта заполнителя ствола с датчиком (внутри обсадной колонны и НКТ), но и в межколонном пространстве.

К сожалению, до сих пор не разработана методика количественной интерпретации результатов нейтронных методов для изучения состава заполнителя ствола. Этот фактор больше рассматривается в качестве помехи при выявлении скоплений углеводородов в пластах-коллекторах и в кавернах цементного камня.

#### 11.4.7. Косвенные характеристики состава методами оценки притока

Методы изучения притока (термометрия, механическая и термокондуктивная расходометрия, шумометрия) не могут напрямую использоваться для количественной оценки состава заполнителя ствола. Однако состав продукции в стволе скважины оказывает существенное влияние на показания перечисленных методов. Поэтому их данные косвенно используются в комплексе ПГИ для подтверждения положения динамических фазовых уровней, резкого изменения содержания жидкости или газа в стволе скважины и т.п.

Кроме того, методы оценки притока дают информацию о динамических параметрах потока в стволе скважины. Сопоставление этой информации с данными о запол-



нении ствола позволяет более обоснованно судить о поведении скважины. Поэтому методы изучения притока и методы оценки состава должны применяться и интерпретироваться совместно.

Иллюстрацией совместного использования методов оценки притока и состава является рис. 11.4.6.1, где интервал заколонного перетока (III) аномален как по свойствам заполнения ствола, так и по расходным характеристикам.

## **11.5. ИНТЕГРАЛЬНЫЕ И ИНТЕРВАЛЬНЫЕ РАСХОДНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МНОГОФАЗНОГО ПОТОКА (стабильно работающие скважины)**

### **11.5.1. Способы и информативность изучения расходных характеристик**

Течение многофазного потока характеризуется сложными формами распределения фаз по каналу движения в зависимости от соотношения долей различных фаз, а также их скоростей. Среди эксплуатационных скважин такое течение обычно характерно для газонефтяных и обводняющихся газовых или нефтяных скважин. При этом содержание выносимых продукцией компонент (расходные характеристики потока) в отдельных интервалах может существенно отличаться от заполнения ими ствола (параметров истинного содержания смеси). Причина отличия в том, что некоторые фазы в определенных условиях частично или полностью не выносятся с потоком и скапливаются в стволе (например, реверсируя в ограниченном интервале в скважине) либо же накапливаются на забое.

Поэтому при проведении ПГИ в действующих скважинах встает задача оценки не только фазового заполнения интервалов в стволе, но и долей выносимых с продукцией фаз, характеризующих как интегральные, так и дифференциальные фазовые дебиты. Количественное определение в стабильно работающей скважине состава заполнителя ствола дает лишь косвенную информацию о фазовых притоках из пластов (пропластков) и может не совпадать с соотношением фаз в продукции всей скважины.

Чтобы получить реальное представление о глубинном профиле расхода какой-либо фазы (или компоненты) продукции в фонтанирующих со стабильным дебитом скважинах, можно исходить из следующих принципиально разных подходов:

- оценка возможных фазовых расходов продукции по эмпирическим связям с измеряемыми расходом смеси и параметрами состава заполнения, учитывая поправки за режим течения [14];
- прямое измерение профиля притока каждой из фаз специальными глубинными устройствами, реагирующими на движение только конкретного типа флюида [16–17];
- использование нескольких принципиально разных методов оценки состава в комплексе с различными методами определения расхода с целью решения упрощенного уравнения движения многофазного потока, предусматривающее

обязательный ввод поправок за структуру потока, гидравлические потери смеси и т.п. [14–15].

При решении уравнения движения смеси предпочтительнее исходить из представлений о разделенной модели потока, т.е. рассматривать движение каждой из фаз независимо, без учета влияния свойств флюидов друг на друга. Оптимально будет, если датчик расхода сможет измерять скорость движения либо только одной из фаз (например, газа в газожидкостном потоке с большим расходным газосодержанием), либо суммарную скорость смеси (как, например, скорость жидкости в водонефтяном потоке). Если скорости потока значительны, то необходимо будет учитывать потери энергии на трение. Здесь можно применять соотношения, экспериментально опирающиеся на данные барометрии.

Для разделения близких по свойствам флюидов в трехкомпонентной среде помимо барометрии потребуется применять еще дополнительный метод оценки состава. Например, для разделения близких по плотности флюидов (воды-нефти) – влагометрию в гидрофобных смесях или индукционную резистивиметрию в гидрофильных средах, а для разделения близких по составу углеводородов (газа-нефти) – плотностиметрию (гамма-гамма или на базе дифференциальной барометрии).

Учет влияния разнотипных датчиков на показания друг друга в условиях движущихся потоков и меняющихся структур потока может быть частично осуществлен с помощью эмпирических связей, включая так называемые «карты структур», которые предварительно оцениваются при моделировании и описывают связи распределения компонент смеси и характеризующих их параметров (например, плотности) с типами структур потока (см. рис. 7.1.0.2–7.1.0.4).

В основе алгоритмов количественного анализа расходных параметров газожидкостной двух- («2F») и трехкомпонентной («3F») смеси, разработанных авторами на основе использования данных барометрии в комплексе с результатами исследований другими методами ПГИ-ГИС, положен принцип поиска аномального поведения в работе скважины, вызванного влиянием поступающей в ствол наиболее тяжелой жидкости (воды) [14].

В качестве критерия определения ее поступления в ствол скважины используются не только расчетные соотношения фазовых расходных профилей, но и некоторые дополнительные критерии (например, факт нарушения уравнения неразрывности движущегося потока). С учетом сложности картины движения газожидкостных смесей в лифтовых трубах среди уже известных соотношений был выделен ряд наиболее устойчивых эмпирических зависимостей, показавших свою устойчивость при определении в реальных скважинных условиях как истинных, так и расходных фазовых содержаний для каждого из наиболее характерных режимов потока. Границы структур потока смеси устанавливались на основе анализа универсальных критериев уравнения движения [14, 18–21].

При использовании результатов комплекса ПГИ на основе метода скважинной барометрии в рамках разделенной модели для газожидкостного потока предложено сначала определить профили истинных содержаний фаз в стволе, а затем (с учетом эмпирической оценки реальных гидравлических потерь и структуры потока) выпол-

нить пересчет в расходные фазовые профили (значения последних позволяет вычислить фазовые дебиты).

Аналогично допускается выполнить и обратный порядок расчетов (т.е. через уже известные расходные параметры потока уточнить истинное содержание флюидов в стволе).

Профиль фазы трехкомпонентного потока (нефти, воды, газа) вследствие вызванной движением газа турбулентности и перемешивания жидких компонент обычно схож с аналогичным профилем двухфазного газожидкостного потока. Поэтому текущие фазовые расходы с учетом структурных особенностей потока могут быть определены путем комплексной обработки данных таких методов, как РМ, БМ-ПЛ, ВЛ и РИ. Для большей точности необходимо также учитывать термобарическое состояние смеси (по уравнениям состояния каждой из фаз). Последнее особенно касается вязкостных свойств нефти.

Так как в основе большинства аналитических расчетных соотношений с поинтервальными фазовыми дебитами исходно заложено знание суммарных фазовых дебитов, то для случаев, когда выполнение прямых скважинных замеров затруднено, авторами предложен ряд мер для приближенной оценки этих параметров расчетным путем (преимущественно на основе использования простых эмпирических связей). Эти и другие подходы для двухфазных и трехфазных потоков реализованы в алгоритмах систем комплексной автоматизированной обработки данных ГИС-контроля «Геккон» [22] и «Камертон-Контроль» [23], широко применяемых в промышленности.

Таким образом, в результате комплексной интерпретации материалов измерений основных гидродинамико-геофизических методов могут быть рассчитаны как параметры истинного состава фаз по стволу скважины, так и характеристики фазовых расходов. Расчет профилей фазовых дебитов, расходных фазовых содержаний и относительных критериев, учитывающих неразрывность потока в уравнении движения многофазной смеси, позволяет оценивать интервалы поступления в ствол каждой из фаз, а также выявить зоны, где жидкость практически не движется или испытывает реверсное движение вниз.

С появлением в зарубежных измерительных комплексах ПГИ (PLT) новых и усовершенствованных датчиков для оценки состава (по проводимости, по светоотражающей способности и др.), а также с реализацией возможности проведения замеров одновременно по всему сечению потока (многодатчиковые измерительные системы) задача получения профилей фазовых дебитов значительно упростилась [24].

### **11.5.2. Интегральные расходные характеристики по барометрии и устьевым замерам**

#### **11.5.2.1. Постановка задачи**

Чтобы достоверно судить о причинах аномального поведения в работе эксплуатационной скважины (включая сведения об источнике ее обводненности, интервалах негерметичности колонн, межпластовых перетоках по заколонному пространству) или чтобы прогнозировать картину поступления различных флюидов из пластов при меняющихся депрессиях, необходим анализ поведения расходных параметров потока продукции в стволе.

К основным расходным характеристикам многофазного потока могут быть отнесены: суммарные и интервальные фазовые содержания (относительные доли), фазовые расходы (скорости), а также тип структуры потока. Расходные фазовые содержания характеризуют количество определенного вещества, проходящего через сечение ствола в единицу времени. Критерии структуры потока могут быть определены при сопоставлении расходных фазовых содержаний с истинными фазовыми содержаниями. Последние показывают содержание фаз или компонент (воды, газа, конденсата) в заданных объемах или массах.

Информацию об истинных содержаниях фаз получить относительно просто. Формальная обработка любого из методов оценки состава позволяет оценить распределение флюида по стволу, отбить уровни компонент, выявить зону барботажа газа через жидкость и т.п. Но эти данные лишь косвенно характеризуют работу продуктивных пластов, и суждение по ним о профиле притока любой из фаз может привести к серьезным ошибкам.

Расходные содержания непосредственно связаны с фазовыми дебитами пластов или скважины в целом, но получить эти данные путем измерений гораздо сложнее. Если скважина заполнена однородным флюидом, информацию о скоростях и дебитах потока в стволе должна давать механическая расходометрия. Однако в реальных условиях с многофазной продукцией и при многопластовом притоке такие оценки технически трудны.

Режим работы большинства эксплуатационных скважин таков, что по стволу одновременно движется газ, нефть и вода. Технология измерений и методика интерпретации здесь более сложны и трудоемки. Необходимо проводить комплексные многорежимные исследования, анализировать уравнение движения двухфазной смеси в трубах, привлекая для оценки параметров потока специальные эмпирические связи. При этом промысловая информация обрабатывается комплексно – проводится совместный количественный анализ результатов расходометрии и барометрии с привлечением термометрии. Иногда используются данные влагометрии или других методов оценки состава.

Основная трудность, возникающая при попытках выполнить указанный анализ, состоит в отсутствии необходимых для расчетов данных о суммарных фазовых дебитах в исследуемой скважине и о соответствующих им характеристиках режима работы скважины в момент испытаний (устьевых  $P$  и  $T$ ). Обычно такие данные геофизикам предоставляют промысловые службы, которые обязаны выполнять мониторинг работы каждой скважины, но условия при эксплуатации и при испытаниях могут не совпадать.

Устьевые замеры, как правило, проводятся на специальных сепараторных установках и, помимо сведений о суточных фазовых расходах скважины, включают данные об обводненности продукции, общей минерализации выносимых вод, а также о выносе механических примесей. В последнее время на устьях некоторых скважин начали устанавливать современные автономные измерительные системы, предназначенные для ведения мониторингового контроля за всеми устьевыми параметрами. Ра-

бота таких (обычно портативных) ИИС не требует присутствия оператора на месте и может осуществляться дистанционно (по радио, спутниковой связи и т.п.).

Сепараторные измерительные установки бывают передвижными (тогда их устанавливают непосредственно на устьях скважин) и стационарными (на сборном пункте). В последнем, пока более типичном случае, при проведении промыслового контроля могут возникать определенные сложности в поочередном их подключении к скважинам. Здесь нередко необходимый для каждой из скважин контроль ограничивается сводными измерениями по целой группе одновременно эксплуатирующихся скважин. Тогда вместо точных данных о жизнедеятельности скважины приходится иметь дело с интегральным усреднением по группе, в то время как сами характеристики могут значительно отличаться даже у соседних скважин (особенно на поздней стадии разработки месторождений).

Для таких нежелательных ситуаций авторами разработан алгоритм приближенных оценок суммарных фазовых дебитов, призванный восполнить недостающее звено в информации о работе исследуемой при проведении ПГИ скважины. В качестве исходных данных используют замеры барометрии совместно с результатами расходомерии. Оцениваемая скважина должна работать двухфазной газожидкостной продукцией. В алгоритме используются эмпирические зависимости между потерями давления на трение и содержанием жидкости в продукции для похожих по типу газовых и газоконденсатных скважин [14]. Корреляционные зависимости имеют вид:

$\psi_{жс} = f(\varphi^0, \gamma^0, Fr_2)$  – для объемных расходных содержаний или

$X_{жс} = f(\varphi^0, \gamma^0, Fr_2)$  – для массовых расходных значений.

Здесь  $\varphi^0 = \lambda_{изм} / \lambda_r$  и  $\gamma^0 = \gamma_{жс} / \gamma_r$ . Параметр  $\lambda_{изм} = \lambda$  определяется с помощью известной формулы (7.2.4.9),  $\lambda_r = \lambda$  – из соотношения вида (7.2.4.7), значения плотностей жидкой и газовой фаз  $\gamma_{жс}$  и  $\gamma_r$  в условиях забоя – по уравнениям состояния. Связь параметров  $X_{жс}$  и  $\psi_{жс}$  обеспечивается путем введения модифицированного числа Фруда:

$$\Phi_2 = X_{жс} \cdot X_2 \cdot g \cdot d / w_2^2, \quad (11.5.2.1)$$

где  $w_2$  – скорость газовой фазы.

Тогда определяемое уравнение регрессии для варианта сплошной модели имеет вид:

$$\Phi_2 = a_{жс} + \sum_{i=1}^k a_i \cdot F_i \cdot (Fr_2; \varphi^0; \gamma^0), \quad (11.5.2.2)$$

где  $a_{жс}$ ,  $a_i$  – коэффициенты, характеризующие эмпирическую связь.

По материалам исследований в газовых обводняющихся, газоконденсатных и газонефтяных скважинах (где были экспериментально известны значения расходного массового содержания жидкости  $X_{жс}$  и дебита  $G_{жс}$ ) рассчитываются параметры  $\gamma^0$ ,  $Fr_2$ ,  $\varphi^0$ ,  $\Phi_2$  и определялись полиномы регрессии:

$$\Phi_2 \cdot 10^3 = -18.686 + \frac{20.082}{\lg(Fr_2)} + 4.429 \cdot \lg(Fr_2) + \frac{0.306\varphi}{\lg(\gamma^0) \cdot \lg(Fr_2)} \quad (11.5.2.3)$$

Приведенные зависимости были проанализированы и опробованы на материалах, полученных в группе эксплуатационных обводняющихся скважин, где погрешность при оценках значений  $X_{жс}$  находилась в пределах  $\Delta X_{жс}=5-15\%$  (что для реальных обводняющихся скважин может соответствовать 40–100 г воды в продукции на 1 нормальный м<sup>3</sup> газа). То есть по полиномиальным зависимостям вида (11.5.2.2) вполне допустимы приближенные оценки фазовых расходных характеристик.

Кроме того, для уравнения (11.5.2.3) было выполнено определение погрешностей при расчетах  $\Phi_z$ ,  $X_{жс}$ ,  $G_{жс}$  по результатам дополнительных базовых исследований. Среднее значение погрешности определения величины  $X_{жс}$  составило 17.6 %, что для данного типа методов определения величины  $X_{жс}$  также можно считать удовлетворительным результатом. Средняя величина погрешности определения параметра массового дебита жидкости  $G_{жс}$  соответственно составила 24.7%.

Расчет доли жидкости  $\psi_{жс}$  в продукции скважины на базе предложенных зависимостей типа (11.5.2.2) может быть осуществлен следующим образом.

Оценка расходного массового содержания жидкости:

$$X_{жс} = 0.5 \cdot [1 \pm (1 - 4 \cdot Fr_z \cdot \Phi_z)]. \quad (11.5.2.4)$$

Оценка массового дебита жидкости  $G_{жс}$  на основе известного дебита газа  $G_z$ :

$$G_{жс} = \frac{G_z \cdot X_{жс}}{1 - X_{жс}}. \quad (11.5.2.5)$$

Оценка плотности смеси как:

$$\gamma_{см} = \left[ \frac{X_{жс}}{\gamma_{жс}} + \frac{1 - X_{жс}}{\gamma_z} \right]^{-1}. \quad (11.5.2.6)$$

Оценка объемного расходного содержания жидкости:

$$\psi_{жс} = \frac{\gamma_{см} \cdot X_{жс}}{\gamma_{жс}}. \quad (11.5.2.7)$$

### 11.5.2.2. Оценка критерия минимального выноса жидкости с забоя

Известно, что при определенных соотношениях весового расхода газа  $G_z$  и расходного содержания жидкости  $X_{жс}$  энергии скважины может оказаться недостаточно, чтобы обеспечить вынос всей жидкости с забоя посредством естественного эрлифта. Более того, при определенных обстоятельствах наступает критическое условие, когда жидкость вообще не способна выноситься с продукцией на поверхность за счет энергии газового потока. В связи с этим для двухфазного алгоритма предлагается применять методику учета минимального критического выноса жидкости по зависимости истинного объемного содержания жидкости от параметра Фруда  $\varphi_{жс} = f(Fr)$ .

Для диапазона  $\varphi_{жс}=0-0.2$  и  $d=0.1$ м критические значения числа Фруда ( $Fr_{кри}$ ) были близки к величине 0.5–1.0. На рис. 11.5.2.1.а,б приведены результаты анализа для зависимости  $\varphi_{жс}=f(Fr_{см})$  по данным измерений в ряде газовых и газоконденсатных скважин Туркмении и Западной Сибири. Значения  $(Fr_{см})_{кри}$  не зависят от процесса перехода структуры течения потока газожидкостной смеси (от пробковой к кольцевой). Начало выноса жидкости из скважин обуславливается стабилизацией связи  $\varphi_{жс}$  от скорости движения

смеси по стволу  $w_{см}$ . Следовательно, при определенном соотношении значений  $w_{жс}$ ,  $w_{г}$ ,  $\varphi_{жс}$ ,  $\varphi_{г}$  образуются условия для преодоления реверса жидкости в вертикальных трубах.

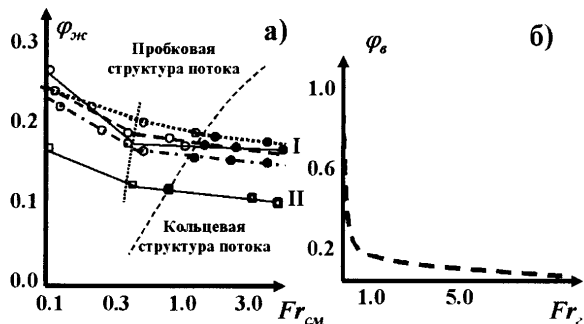


Рис. 11.5.2.1. Экспериментальные зависимости  $\varphi_{жс}=f(Fr)$  а) для газожидкостной смеси: 1 – для  $(1/\gamma=0.14)$ , 2 – для  $(1/\gamma=0.07)$ ; б) для газовой смеси

жидкости с забоя скважины. При этом изучались пульсации в скважинах, работающих в пробковом режиме течения продукции, а также сразу после остановки работающей скважины в момент осаждения жидкости на забой.

### 11.5.3. Фазовые расходные характеристики стабильного многокомпонентного потока по комплексу методов оценки «притока-состава»

#### 11.5.3.1. Определение глубинных профилей истинных и расходных параметров двухфазного потока

Как уже констатировалось выше, количественный анализ профилей расходных фазовых содержаний в первую очередь должен быть направлен на поиск аномального поведения в работе скважины, вызванного влиянием поступающих в ствол жидкости и газа, и на оценку достоверности полученных результатов. Конечным результатом анализа в условиях двухфазных газожидкостных потоков должны являться следующие параметры: пластовые давления газо- и водоотдающих пластов, распределение жидкой и газовой фаз по стволу скважины, суммарные потери давления движущейся по стволу смеси, характеристика темпа поступления жидкости в скважину в зависимости от количества отбираемого газа; фильтрационные параметры пластов, др. С целью решения перечисленных задач, связанных преимущественно с определением профиля притока воды в газовых скважинах, авторами разработан алгоритм количественных оценок и обрабатывающая программа «2F» в программном обеспечении «Геккон» [22].

В зависимости от используемого комплекса ПГИ и типа исходных данных алгоритм обработки предусматривает перебор различных внутризвенных процедур с учетом их приоритетов. Также в зависимости от эксплуатационных характеристик скважин предусмотрен учет диапазонов применимости отдельных связей. Некоторые расчетные параметры (например, расходные фазовые содержания и фазовые скорости) могут быть определены не только по разным зависимостям, но и способами, основанными на

Построенные зависимости времени прохождения пробок  $\tau_{проб}=H/w_z=f(Fr)$  показывают, что при  $Fr=0.5$  величина  $\tau_{проб} \rightarrow 0$ , т.е. исчезают условия существования пробкового режима течения газожидкостной смеси. Другие способы оценки  $(Fr_{см})_{кри}$ , приведенные в работе [14], также подтверждают значение  $Fr_{см}=0.5$  в качестве критерия минимального дебита газа, необходимого для начала выноса

принципиально разных методах количественного анализа. Это же относится к условиям выбора граничных условий структуры потока газожидкостной смеси на забое и др.

Работа обрабатывающего модуля построена на использовании эмпирических связей (при определении расходного  $\psi_i$  и истинного  $\phi_i$  фазовых содержаний, гидравлических потерь смеси  $\lambda_{см}$  и др.). Определение фазовых свойств на забое (коэффициента сжимаемости газов  $Z_{г, заб}$ , плотностей газа  $\gamma_{г, заб}$  и жидкости (воды)  $\gamma_{ж, заб}$ , динамических вязкостей газа  $\mu_{г, заб}$  и жидкости  $\mu_{ж, заб}$ , коэффициента поверхностного натяжения жидкости  $\sigma_{жс}$ ) выполнено согласно решениям, изложенным в работе [14] и основаным на зависимостях работ [18–21]. С целью выбора оптимальных эмпирических зависимостей был выполнен анализ расчетных формул на базе результатов многочисленных исследований в обводняющихся газовых и газоконденсатных скважинах месторождений Средней Азии и Западной Сибири. Особое внимание уделялось материалам, позволяющим достоверно установить структурные особенности течения газожидкостных потоков в действующих скважинах.

Путем проверки соответствия известных экспериментальных зависимостей результатам реальных скважинных исследований было определено влияние, оказываемое структурой потока на основные характеристики движения двухфазной продукции в стволе скважины (см. рис. 11.5.2.1.а, рис. 7.1.0.2). При анализе зависимостей по определению истинного газосодержания  $\phi_z = f(\psi_z)$  в стволе скважины рассматривались расчетные алгоритмы, изложенные в работах [14, 18–21]. Далее, по результатам исследований в большой группе опорных скважин были выполнены расчеты  $\phi_z = f(\psi_z)$  и проанализированы полученные данные. Наиболее близкими к реальным оказались результаты расчетов с использованием «единой для всех структур» зависимости [18–19]

$$\phi_z = \psi_z \left\{ 1 - \frac{(1 - K') \cdot (\alpha - \psi_z)}{\bar{b} - \psi_z} \right\}, \quad \text{где}$$

$$K' = K'' \cdot \{1 - \exp(-4.4 \cdot F^{0.5})\}; \quad \alpha = 1.04 - 0.03 \cdot u^2; \quad \bar{b} = 1.04;$$

$$F = \frac{Fr_{см}}{Fr_a}; \quad Fr_a = \left( \frac{1.6}{\mu_{жс}} + 5 \right) \cdot (1 - \gamma^0);$$

$$\gamma^0 = \gamma_{гс} / \gamma_{жс}; \quad \mu^0 = \frac{\mu_{гс}}{\mu_{жс}}; \quad u = \frac{W}{W^*}; \quad \text{где} \quad (11.5.3.1)$$

$$W^* = \frac{\left[ 3.3 \cdot \left( \frac{g \cdot \sigma \cdot \gamma_{жс}}{\gamma_{жс} - \gamma_{гс}} \right)^{0.25} \right]}{\gamma_z^{0.5}};$$

$$K'' = 0.35 + 1.4 \cdot (\mu^0)^{0.25} \quad \text{при} \quad \mu^0 < 0.01;$$

$$K'' = 0.77 + 0.23 \cdot (\mu^0)^{0.5} \quad \text{при} \quad \mu^0 \geq 0.01.$$

Аналогичный анализ по тем же объектам с использованием известных расчетных алгоритмов [18–21] был произведен и для выбора зависимостей коэффициента гидравлических потерь смеси и потерь давления на трение смеси. Некоторые расчетные



эмпирические связи разрабатывались для горизонтальных труб, где велики массовые и инерционные силы, поэтому расчеты по ним дали большую погрешность. Другие расчетные способы базируются на сплошной модели для кольцевой структуры потока и предусматривают точную оценку параметра скорости жидкой фазы, что возможно лишь тогда, когда нет реверса жидкой пленки и режим течения – идеально кольцевой. Расчеты величины потерь на трение по алгоритму работы [25] в сравнении с алгоритмом работы [18] приводят к завышенным показаниям. В основе указанного алгоритма лежит определение модифицированного параметра  $X$  и потерь давления на трение у газа  $\Delta P_{\text{з.тр.}}$ :

$$\hat{X} = (\varphi_2^{2.6456} - 1)^{1.25};$$

$$\Delta P_2 = \frac{\lambda_2 \cdot \gamma_2 \cdot w_2^2}{2 \cdot d}; \Delta P_{\text{з.тр.}} = \Delta P_2 \cdot (1 + \hat{X}^2), \quad (11.5.3.2)$$

где  $\lambda_2$  – коэффициент гидравлического сопротивления потоку газа,  $d$  – диаметр потока,  $w_2$  – скорость газа в потоке,  $\Delta P_2$ ,  $\Delta P_{\text{з.тр.}}$  – потери газового потока на вес столба и на трение.

Было установлено также, что оба расчетных алгоритма [18] и [25] учитывают эффекты реверса жидкой кольцевой пленки на стенке труб за счет пульсаций в граничном (газ–жидкость) слое. Для окончательного выбора оптимального алгоритма выполнялся также анализ соотношений энергетических потерь при разных условиях течения газожидкостной смеси и были исследованы зависимости на устойчивость к изменениям  $\Delta P_{\text{изм.}}$ . Как оказалось, в условиях кольцевого режима потока в вертикальной скважине доля потерь на трение смеси значительна и обобщение барометрических зависимостей формулой (11.5.3.2) ближе к реальным значениям. В то же время в условиях дисперсного потока (или дисперсно-кольцевого) лучше работают зависимости, приведенные в работе [18].

Общий вид алгоритма сплошной модели записывается как

$$\lambda_{\text{см}} = f(Re_{\text{ж}}; \Phi, \psi), \quad (11.5.3.3)$$

где  $Re_{\text{ж}}$ ,  $\Phi$  – соответственно число Рейнольдса по жидкости и приведенный коэффициент Фруда, скорость смеси:

$$Re_{\text{ж}} = \frac{w_{\text{ж}} \cdot d}{\nu_{\text{ж}}};$$

$$\Phi = \frac{j_2 \cdot (1 - j_2) \cdot g \cdot d}{w_{\text{см}}^2}; \quad (11.5.3.4)$$

$$w_{\text{см}} = \frac{\frac{\psi}{\text{ж}} \cdot \gamma_{\text{ж}} \cdot w_{\text{ж}} + \psi_2 \cdot \gamma_2 \cdot w_2}{\gamma_{\text{см}}}.$$

Приведенный коэффициент трения может быть определен следующим образом:

для дисперсно-кольцевой структуры потока:

$$\Psi = 0.95 - (0.22 - 0.005 \cdot \Phi \cdot Re_{\text{ж}}) \cdot \lg(1500/Re_{\text{ж}}); \quad (11.5.3.5)$$

для пробковой структуры потока:

$$\tilde{\Psi} = \frac{1 - \psi_{\Gamma} + \gamma^0 \cdot \psi_{\Gamma}}{\frac{(1 - \psi_{\Gamma})^2}{1 - \varphi_{\Gamma}} + \frac{\psi_{\Gamma} \cdot \gamma^0}{\varphi_{\Gamma}}}, \quad (11.5.3.6)$$

где  $\lambda_{\text{см}} = \tilde{\Psi} \cdot \lambda_{\Gamma}$ .

При  $(Re_{\text{ж}}, Re_{\text{г}}) < 10^5$ :

$$\lambda_{\text{см}} = \sqrt{\frac{(1 - \psi_{\Gamma}) \cdot \lambda_{\Gamma} \cdot \lambda_{\text{ж}} + \gamma^0 \cdot \psi_{\Gamma} \cdot \lambda_{\Gamma}^2}{\frac{(1 - \psi_{\Gamma})^2}{(1 - \varphi_{\Gamma})} + \frac{\gamma^0 \cdot \psi_{\Gamma}^2}{\varphi_{\Gamma}}}}. \quad (11.5.3.7)$$

Потери давления на трение предлагается определять по формуле (7.2.4.9), используя в качестве параметра  $\gamma$  – плотность смеси  $\gamma_{\text{см}}$ :

$$-\frac{dP}{dH_{\text{трени}}} = \frac{\lambda_{\text{см}} \cdot \gamma_{\text{см}} \cdot w_{\text{см}}^2}{2 \cdot d}. \quad (11.5.3.8)$$

Однако в реальных условиях, чтобы определить исходные значения расходных параметров, необходимо предварительно выполнять либо устьевые измерения продукции скважины с помощью наземного сепаратора, либо прибегнуть к другим независимым способам оценки фазовых дебитов в фиксированных интервалах или точках ствола скважины. Для случаев, когда эти условия выполнить не удастся, может быть применен приближенный расчетный способ на основе эмпирических соотношений.

При расчете потерь давления предусмотрен учет влияния конструкции скважины (т.е. учет эффектов движения потока через сужения, расширения и короткие вставки-сужения). Подробно эти вопросы рассматриваются авторами в работе [14], где на практическом скважинном материале показано, что сужения не только оказывают заметное влияние на характер поведения регистрируемых параметров  $P$ ,  $T$  и  $w$ , но и эти влияния могут быть с достаточной надежностью (с точностью до 10–20%) учтены в расчетах.

Окончательно, как более оптимальные, признаны следующие зависимости:

а) для сужения:

$$\frac{\Delta P_x}{\Delta P_o} = \frac{X_z \gamma_{\text{ж}}}{\varphi_z \gamma_z} + \frac{(1 - X_z)}{(1 - \varphi_z)}; \quad (11.5.3.9)$$

б) для расширения:

$$\frac{\Delta P_x}{\Delta P_o} = \frac{1}{1 - \Omega} \cdot \left[ X_z^2 \cdot \left( \frac{1}{\varphi_z} - \frac{\Omega}{\varphi_z'} \right) \cdot \frac{\gamma_{\text{ж}}}{\gamma_z} + (1 - X_z^2) \cdot \left( \frac{1}{1 - \varphi_z} - \frac{\Omega}{1 - \varphi_z'} \right) \right], \quad (11.5.3.10)$$

где  $\Delta P_x / \Delta P_o$  – отношение перепадов давления для двухфазного и однофазного потоков,  $\Omega$  – отношение суженного сечения потока к его полному сечению,  $\varphi_z'$  и  $\varphi_z''$  – соответственно истинные объемные газосодержания до и после сужения.

Ситуация, когда вся поступающая из пласта в ствол скважины жидкость будет полностью выноситься на поверхность, редко встречается в практике и может существовать лишь при крайне незначительной степени обводненности газовых скважин. В большинстве же случаев значительная часть жидкости скапливается ниже обвод-

няющего пласта в виде столба жидкости или в виде зоны с повышенным содержанием газожидкостной смеси в пределах продуктивной толщи. Тогда изменение плотности флюида в интервале одного из обрабатываемых пластов еще не свидетельствует однозначно, что данный пласт является обводняющим. Поэтому в качестве признаков возможного поступления жидкости в ствол (помимо параметров процентного расходного и истинного фазовых содержаний) оказался необходим и другой независимый критерий. Реальную информативность при рассмотрении дал относительный параметр  $\theta$ , учитывающий соблюдение баланса энергии движущегося потока и равный отношению суммарных потерь статического давления газовой фазы к суммарным потерям статического давления смеси:

$$\theta = \frac{\gamma_z \cdot g \cdot h + \Delta P_{z\_трен}}{\gamma_{см} \cdot g \cdot h + \Delta P_{см\_трен}}. \quad (11.5.3.11)$$

Относительный параметр  $\theta$  зависит не только от изменений фазового состава заполняющего ствол флюида (с ростом  $\varphi_{жс}$  значение  $\theta$  уменьшается), но и от степени выполнения баланса энергии движущегося потока. Приток флюида в ствол приводит к нарушению условия неразрывности потока  $(G_{жс}; G_z) = const$ , а следовательно, и к нарушению монотонности кривой  $\theta$ . Чем существеннее изменение энергетических затрат скважины на вынос дополнительно поступившего в ствол флюида и чем значительнее в этом случае перераспределение статической и динамической составляющих полного давления, тем больше будет изменение  $\theta$ . В случае поступления в ствол газовой или газонефтяной скважины воды нарушение уравнения неразрывности в интервале притока отразится на кривой  $\theta$  в виде локальной отрицательной аномалии. Погрешность определения относительных фазовых дебитов указанным способом по расчетам авторов [14] не превышает 10–30%.

Последовательность обработки исходных кривых параметров давления, скорости и температуры состоит в следующем:

1. Редактирование кривых с целью приведения их массивов к соответствующим физическим единицам измерения.
2. Определение расходного газосодержания  $\psi_z$  продукции скважины – отправной величины для начала выполнения расчетов профилей.
3. Последовательное определение, начиная с наименьших глубин интервала обработки и кончая забоем скважины, структурных форм газожидкостного потока и соответствующих им значений истинных газосодержаний  $\varphi_z$ .
4. Определение текущих значений для смеси: скорости  $w_{см}$ , плотности  $\gamma_{см}$ , гидравлических потерь на трение  $\lambda_{см}$  и  $\Delta P_{см\_трэн}$ .
5. Расчет суммарных потерь статического давления  $\Delta P = \gamma_{см} \cdot g \cdot h + \Delta P_{см\_трэн}$  с учетом различных поправок и допусков.
6. Анализ выполнения условия неразрывности потока  $(G; \psi)_i = (G; \psi)_j$  на точке обработки, уточнение истинной величины  $\gamma_{см}$ . Расчет энергетического параметра  $\theta$ .
7. Расчет параметров  $w_{см}$ ,  $\varphi_i$  и  $\psi_i$  (на основе уточнения значения  $\gamma_{см}$ ) для следующей глубины обработки профилей.

8. Повторение процедур 4–7 с учетом изменений структуры потока и соответствующих возможностей для выноса жидкой фракции на поверхность.

Окончательным этапом обработки по описанному алгоритму является графический вывод рассчитанных профилей для индивидуального анализа характера притока (так как индивидуальность работы скважин включает множество дополнительных аспектов, не поддающихся единому стандартизованному машинному анализу).

На рис. 11.5.3.1 приведен пример с результатами комплексной обработки материалов газо(гидро)динамических и геофизических исследований по скважине одного из ГKM.

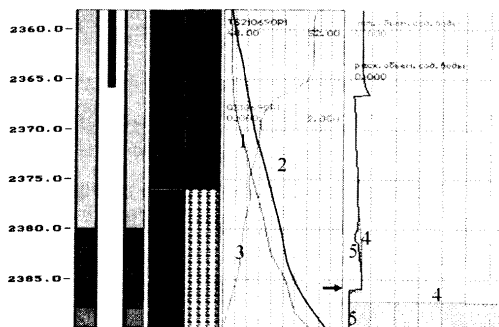


Рис. 11.5.3.1. Определение интервала поступления воды в ствол обводняющейся скважины ГKM способом расчета профилей расходного и истинного объемных содержаний по алгоритму программы «2F» (системы «Геккон»). Приток выше уровня раздела фаз в стволе. 1 – TM; 2 – BM; 3 – PM; 4 –  $\varphi_v$ ; 5 –  $\psi_v$ .

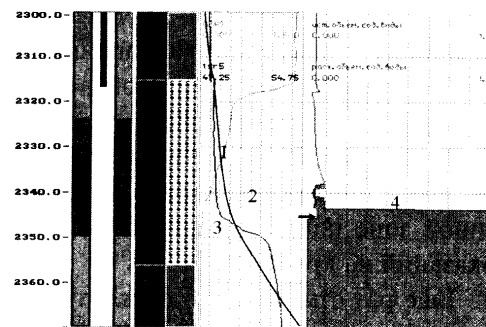


Рис. 11.5.3.2. Определение интервала поступления воды в ствол обводняющейся скважины ГKM способом расчета профилей расходного и истинного объемных содержаний по алгоритму программы «2F» (системы «Геккон»). Приток ниже уровня раздела фаз в стволе. 1 – TM; 2 – BM; 3 – PM; 4 –  $\varphi_v$ ; 5 –  $\psi_v$ .

Рисунок характеризует оптимальный режим отбора газожидкостной смеси из скважины, когда вся жидкость выносится на поверхность. О полном выносе жидкости свидетельствует идентичность профилей изменения по глубине истинных и расходных содержаний выше подошвы перфорации.

Указанный способ обработки пригоден и для решения более простых задач, например, для определения притоков воды (жидкости) в ствол действующей газовой скважины в интервалах, расположенных выше текущего уровня жидкости в стволе.

На рис. 11.5.3.2 показан пример подобного случая. Основные геолого-промысловые характеристики у данной скважины схожи с аналогичными параметрами у рассмотренного выше примера. Так как скважина имеет в продукции значительное количество воды, то здесь в первую очередь актуальна задача оценки причин обводнения скважины.

Определение состава смеси на забое выполнено путем сопоставления данных барометрии и влагометрии. Уровень воды в стволе зафиксирован у нижних дыр перфорации (2387.4 м). Выше в работающей скважине наблюдается газоводяная смесь. Качественная оценка состава позволяет говорить о заметном уменьшении истинного объемного водосодержания на забое после перевода скважины на режим работы с большим дебитом газа. Так, при смене режимов отбора, соответствующих диаметрам штуцера  $d_{шт} = 10$  и 14 мм, объемное содержание воды  $\varphi_v$  в продуктивной части разреза в стволе снизилось в 1.75 раз.

Оценка интервалов поступления в ствол скважины жидкой фазы выполнена на основе анализа рассчитанных профилей расходного ( $\psi_6$ ) и истинного ( $\phi_6$ ) содержаний воды (кривые 4 и 5 на рис. 11.5.3.2). Как и в рассмотренном ранее примере (см. рис. 11.5.3.1), эти профили в зоне башмака НКТ несколько искажены.

На уменьшенном режиме ( $d_{ум}=10\text{мм}$ ) приток воды возможен с отметки 2386.5–2387 м. На большем режиме ( $d_{ум}=14\text{мм}$ ) основное поступление воды зафиксировано на глубине 2385.2 м. Структура потока выше уровня жидкости в стволе – кольцевая. В верхней части интервала перфорации наблюдается незначительное расхождение у профилей  $\psi_6$ ,  $\phi_6$  (кривые 4, 5), что говорит о наличии здесь некоторых локальных изменений в структуре потока (например, о частичном реверсе жидкости).

С увеличением  $d_{ум}$  (ростом депрессии на пласт) фиксируемый по расчетному профилю  $\psi_6$  интервал притока воды несколько «приподнимается». Это говорит о заметном влиянии силы тяжести на притекающую в ствол жидкость. Учитывая этот факт, предположительно интервал обводнения устанавливается в перфорированной зоне пласта примерно на отметке 2384–2385 м. Здесь же замечен и рост показаний на кривой  $\theta$ .

Еще раз отметим, что обработке должен подвергаться как можно более полный комплекс методов ПГИ, а при оценке расходных параметров особенно важны достоверные данные о дебите потока в стволе. К сожалению, стандартная механическая и термокондуктивная расходометрия не всегда эффективны в газожидкостной среде (главным образом из-за помех, связанных с динамикой многофазного потока). Немалую роль в повышении эффективности ПГИ играют и результаты промысловых устьевых замеров фазовых расходов на сепараторной установке (в тех местах, где такие исследования ведутся).

Ведущие западные фирмы, предлагающие сервисные услуги в области PLT, давно осознали неперспективность и недостаточность для промысловиков информации типичного для России измерительного комплекса «приток-состав», когда получаемые результаты не доведены до данных о расходных фазовых профилях притока.

В мировой практике интерпретации распространены также и различные оценки поинтервальных фазовых дебитов по корреляционным связям с параметрами, получаемыми в результате замеров методами ПГИ [26–27]. Так, в алгоритме программы «QUICKLOOK» при двухфазном потоке в качестве исходных данных представлены результаты механической расходометрии (скорость  $w_{см}$  или расход смеси  $Q_{см}$ ), барометрии или дифференциальной барометрии (плотность смеси  $\gamma_{см}$ ). Для наклонных скважин дополнительно учитывается угол отклонения ствола скважины от вертикали (по данным инклинометрии). Далее последовательность расчетов может состоять в следующем:

- 1) по измеренной плотности и с учетом угла наклона ствола рассчитываются истинные объемные содержания обеих фаз  $\phi_1$ ,  $\phi_2$ ;
- 2) затем определяется разность скоростей более легкой («2») и более тяжелой («1») фаз –  $w_{12}$ . (пример зависимости для определения величины  $w_{12}$  приведен на рис. 11.5.3.3);

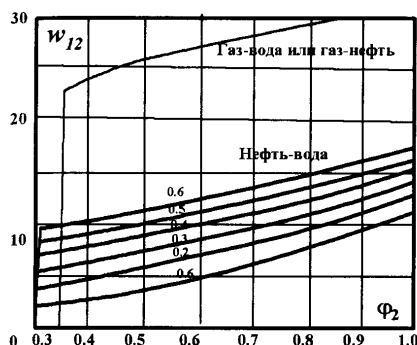


Рис. 11.5.3.3. Палеточная зависимость для определения скорости всплытия легкой фазы относительно всплытия тяжелой фазы  $w_{12}$  по данным Schlumberger, Production Log Interpretation, 1973. По оси абсцисс – истинное объемное содержание легкой (2) фазы в тяжелой (1)  $\phi_2$  ( $\phi_1$  – для смеси «вода-нефть» и  $\phi_2$  – для смеси «газ-вода»). По оси ординат – разность скоростей более легкой и более тяжелой фаз  $w_{12}$  (м/с). Шифр кривых – разность плотностей воды и нефти в [г/см<sup>3</sup>]

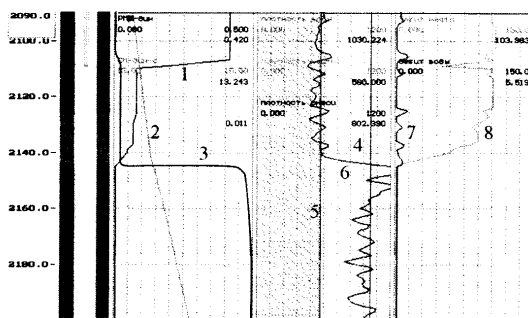


Рис. 11.5.3.4. Определение профилей фазовых притоков в нефтяной скважине. Кривые: исходные: 1, 2, 3 – соответственно расходограмма, барограмма, влагограмма; расчетные: 4, 5, 6 – плотности воды, нефти и смеси в забойных условиях (кг/м<sup>3</sup>); 7, 8 – профили фазовых расходов для нефти и воды (м<sup>3</sup>/сут)

3) по найденной величине  $w_{12}$  оценивают фазовые расходы:

$$Q_1 = Q_{см} \cdot S_{ном} \cdot w_{12} \cdot (1 - \phi_1); \quad Q_2 = Q_{см} - Q_1, \quad (11.5.3.12)$$

где  $S_{ном}$  – сечение серповидного пространства между обсадной трубой и прибором;

4) для газа скорость (расход) потока на забое пересчитывается с учетом термобарического состояния к условиям на поверхности;

5) при больших скоростях потока вносятся коррективы в расчеты  $\gamma_{см} = f(dP/dH)$  с учетом влияния процесса трения:  $\Delta P_{тр} = f(w_{см}, V_{зп}, S_{ном})$ .

Представленная связь очень простая и поэтому приближенная, что допустимо только при оперативных оценках. Тем не менее, в программном обеспечении ГИС-контроля «Камертон-Контроль», разработанном авторами в 2003–2004 гг., вместо относительно сложных в применении алгоритмов «2F» и «3F» (реализованных ранее в системе «Геккон», версии 1990–2000 гг. [22]) были использованы различные варианты алгоритмов экспресс-обработок. Эти алгоритмы реализуют как собственные авторские разработки, так и варианты палеточных связей, опубликованных в других работах (например, в [26]).

На рис. 11.5.3.4 представлены результаты реализации способа оценки расходных параметров пласта на основе соотношения (11.5.3.12).

Более сложные зарубежные программные продукты (например, «PVTDYN») могут быть использованы и для определения оптимальной модели вертикального подъема с целью прогнозирования работы скважины. В основе расчетных оценок всегда лежат данные замеров глубинных профилей давления, скорости потока и температуры, для которых заранее в зависимости от скважинных условий определен большой набор корреляционных связей. В первую очередь эти корреляции описывают различ-

ные физические и динамические свойства флюидов (вязкости, плотности и пр.), влияющие на реальное значение измеряемого по стволу перепада давления ( $\Delta P$ ), которое посредством дополнительных корреляционных зависимостей связано с параметрами, характеризующими случай вертикального потока (расходные фазовые дебиты, гидравлические потери и пр.).

Таким образом, основные подходы в этих программах напоминают описанные выше для алгоритма «2F». Интересным моментом в программе «PVT DYN» является возможность последовательного просчета исходных данных не по одной, а по нескольким моделям (с целью дальнейшего выбора наиболее подходящей модели). Это ценно тем, что в скважинах, где нет исходных записей профилей скорости, но известен суммарный дебит, по корреляционным зависимостям можно выполнить расчеты сразу нескольких гипотетических профилей давления (положение которых будет определяться различными моделями движения двухфазного потока). При сравнении результатов расчетов с реальными замерами в скважине можно сделать заключение о характере работы пластов и скважины.

Разумеется, для такого рода обработок будут пригодны лишь материалы исследований, полученные для достаточно простых типов эксплуатационных скважин (один перфорированный однородный стационарно работающий пласт, геометрически постоянная конструкция забоя и т.п.). Для водонефтяных потоков такие способы обработки позволяют учесть возможность проявления в стволе фазовых переходов углеводородных смесей и рассчитать профили содержания свободного газа. В другом варианте этот подход может использоваться для количественных оценок «выхода» конденсата в жидкую фракцию.

В работе [14] детально проанализирована достоверность количественного определения фазовых содержаний притока. В результате были получены средние относительные величины вкладов погрешностей отдельных параметров в суммарную погрешность определения с учетом ( $\gamma_{см}'$ ) и без учета потерь давления на трение ( $\gamma_{см}''$ ).

Величина ошибки в определении  $\gamma_{см}'$  на порядок меньше ошибки определения  $\gamma_{см}''$ . Рассчитанные по стандартной формуле

$$P_{сма} = \gamma_{см} \cdot g \cdot h \cdot \cos(\alpha') + (\lambda_{см} \cdot \gamma_{см} \cdot w_{см}^2) / 2 \quad (11.5.3.13)$$

профили плотности смеси для интервалов, в которых отсутствует зона притока флюидов, характеризуются флуктуациями  $\Delta \gamma_{см}$  не более  $2.5 \text{ кг/м}^3$  [16], что не превышает средних значений  $m'(\gamma_{см}) = 8\text{--}10 \text{ кг/м}^3$  при забойных условиях, когда  $\gamma_{см} \sim 140 \text{ кг/м}^3$ .

Анализируя распределение относительной погрешности  $\delta_\gamma$  определения  $\gamma_{см}$  по данным реальных скважинных измерений баро- и расходомерии можно сделать вывод, что так как обычно  $w_{см} = f(w_{ж}; w_{г}) < w_{г}$  в 2–5 раз,  $\lambda_{см} \approx (0.3 \div 2)(\lambda_{г})$ , а  $Fr_{г} \approx w_{г}^2$ , то с ростом расхода продукции величина  $\delta_\gamma$  увеличивается. Расчеты показывают, что при отборах газа  $Q_{г} = 100\text{--}600 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$  использование в пределах действия алгоритма «2F» результатов качественно выполненных глубинной аппаратурой замеров может обеспечить количественное определение дебита жидкости (воды) в газожидкостной продукции на уровне свыше 15 г на 1 нормальный  $\text{м}^3$  газа. При благоприятных условиях

(рост плотности среды в условиях забоя свыше  $2.5 \text{ кг/м}^3$ ) это позволяет выявлять локальные притоки воды в стволе эксплуатируемой газовой скважины.

Погрешность определения текущих относительных дебитов в сильно обводняющейся газовой скважине (с весовой долей расходного содержания жидкости  $X_{ж} \approx 5 \div 6\%$ ) по алгоритму «2F» не превышает 10–30%. Однако в отдельных местах резкого изменения сечения потока и в условиях практического отсутствия движения потока (например, в столбе жидкости) погрешности обработки  $(\delta_{G-ж})_i$  бывают значительными. При использовании рекомендаций о введении поправок в  $w_e$  и при включении в алгоритм редактирования расходограмм специального блока контроля на совместимость исходной и повторно зарегистрированной кривой, максимальную величину текущих выбросов случайного характера  $(\delta_{G-ж})_i$  удастся снизить до 40–50%.

Таким образом, выше дано обоснование для использования данных измерений методов барометрии и расходомерии в качестве основной информации, необходимой при моделировании непрерывного двухфазного потока расчетным способом. Для обнаружения признаков поступления жидкого флюида в ствол газовой скважины в качестве основных критериев можно использовать: характер поведения расчетного профиля расходной доли жидкости ( $\psi_{ж}$ ) или непосредственно расчетного профиля расхода жидкости ( $G_{ж}$ ), а также факт нарушения уравнения неразрывности для движущегося потока.

### 11.5.3.2. Определение глубинных профилей истинных и расходных параметров трехфазного (трехкомпонентного) потока

При добыче нефти фонтанным и компрессорным способами определить оптимальный дебит скважин невозможно без наличия аналитических зависимостей, устанавливающих связь между расходом и давлением при движении многофазных смесей. Такие смеси характеризуются непрерывным изменением концентрации легкой и тяжелой фаз, что в основном обусловлено расширением газа по мере его движения от забоя к устью и высвобождением растворенного в нефти газа. Помимо того, вязкопластичные свойства нефтей и их эмульсий во многом определяют гидравлические потери смесей в подъемнике. В связи с этим гидродинамические соотношения для фонтанного подъемника в условиях добычи обводненной и газированной нефти могут быть построены на основе определения скоростных особенностей движения пузырей газа при различных режимах течения потока, а также с учетом преобладающего влияния вязкости среды. Следовательно, представленный выше расчетный способ («2F») в трехфазных потоках (нефть-вода-газ) не может в достаточной степени удовлетворять решению поставленной задачи, поэтому для таких условий разработан более сложный алгоритм оценки суммарных фазовых дебитов и расчета профилей расходных и истинных объемных содержаний фаз («3F»), применяемого в рамках ПО «Геккон» [22].

Алгоритм включает два основных этапа обработки:

- оценка исходных данных по суммарным фазовым дебитам;
- расчет глубинных профилей фазовых содержаний и расходов.



Исходными данными в программе «3F» могут являться:

- отредактированные кривые скорости жидкости  $w_{ж}$ , давления  $P$ , плотности смеси  $\gamma_{см}$ ; объемного влагосодержания (по влагомеру)  $\phi_v$ ; температуры  $T$ ;
- промысловые оценки суммарных дебитов жидкости  $Q_{\Sigma_{ж}}$ , нефти  $Q_{\Sigma_{н}}$ , воды  $Q_{\Sigma_{в}}$ , газа (при стандартных условиях)  $Q_{\Sigma_{г}}^{см}$ ; устьевые давление  $P_y$  и температура  $T_y$ .

После определения суммарных фазовых дебитов оценивают расход газа в забойных условиях:

$$Q_{\Sigma_{г}}^{заб} = \frac{\psi_{г_{ж}} \cdot Q_{\Sigma_{ж}}}{1 - \psi_{г_{ж}}}, \quad (11.5.3.14)$$

где  $\psi_{г_{ж}}$  – расходная доля газа в жидкости.

Расходные значения доли газа в  $i$ -й среде (нефти, воде или жидкости) могут быть определены из соотношения вида:

$$\psi_{\Sigma_{г}i} = \frac{Q_{\Sigma_{г}}^{заб}}{Q_{\Sigma_{г}}^{заб} + Q_{\Sigma_{г}i}}; \quad i = в, н, ж. \quad (11.5.3.15)$$

Кроме того, зная газовый фактор  $ГФ = Q_{\Sigma_{г}}^{см} / Q_{\Sigma_{н}}$ , может быть найдено значение плотности нефти в забойных условиях  $\gamma_n^{заб} = f(\gamma_n^{см}; ГФ)$  и пересчитаны параметры плотности жидкости и смеси (во втором приближении). Причем вязкость жидкости определяется по эмпирическим соотношениям, приведенным в работе [18], вне зависимости от режима течения флюида. Кинетическая вязкость смеси приближенно будет равна:

$$\nu_{см} = \frac{1 + 0.5 \cdot \psi_{\Sigma_{в}}}{(1 - \psi_{\Sigma_{в}})^2}.$$

Затем определяется критерий Рейнольдса смеси, а значит, и режим течения флюида.

Началом цикла расчетов профилей (второй этап алгоритма) является обработка в точке начала записи кривых с исходными параметрами, адекватными условиям оценки суммарных дебитов фаз. Допустимо принять также, что когда значение  $\psi_{г_{ж}} < 0.01$ , влиянием газа можно пренебречь:  $w_{см} = w_{ж}$  и  $\phi_{г_{н}} = \phi_{г_{в}} = \phi_{г_{ж}} = \psi_{г_{ж}} = 0$  (т.е. тогда должен иметь место двухфазный алгоритм обработки «2F»). Для значений же  $\psi_{г_{ж}} > 0.9$  должны быть применены известные эмпирические соотношения, употребляемые при пересчете расходных объемных содержаний в истинные [18–19].

Истинная плотность смеси для каждой точки профиля находится из выражения:

$$\gamma_{см} = (1 - \phi_{г_{н}}) \cdot \gamma_n^{заб} \cdot (1 - \psi_v) + \gamma_v \cdot (1 - \phi_{г_{в}}) \cdot \psi_v. \quad (11.5.3.16)$$

Аналогичным способом уточняется значение вязкости смеси.

Если оговорено, что идет добыча аэрированной эмульсии, обладающей вязкопластичными свойствами, для определения коэффициентов гидравлического сопротивления в случае ламинарной структуры течения потока, в соответствии с работами Шищенко Р.И., Мирзаджанзаде А.Х., могут быть использованы специальные зависимости [21].

Таким образом, алгоритм «3F», если в качестве исходной информации используются результаты барометрии, не отходит от технологии обработки, представленной выше для случая газожидкостных потоков. Результатом анализа гидравлических потерь потока смеси в алгоритме «3F» является уточнение плотности смеси. В данном случае может быть использовано предположение, что при увеличении плотности смеси должна соблюдаться пропорциональность между потерями давления на трение и весом столба в стволе.

После окончания расчетов фазовых дебитов во всех точках профиля может быть выполнена повторная оценка суммарных фазовых дебитов – уже как процедура осреднения по самим расчетным профилям. К исходным данным (обязательным для выполнения расчетов профилей фазовых расходов и содержаний) отнесен следующий комплекс геофизических кривых: барограмма, влагограмма, расходограмма (полученная тахометром).

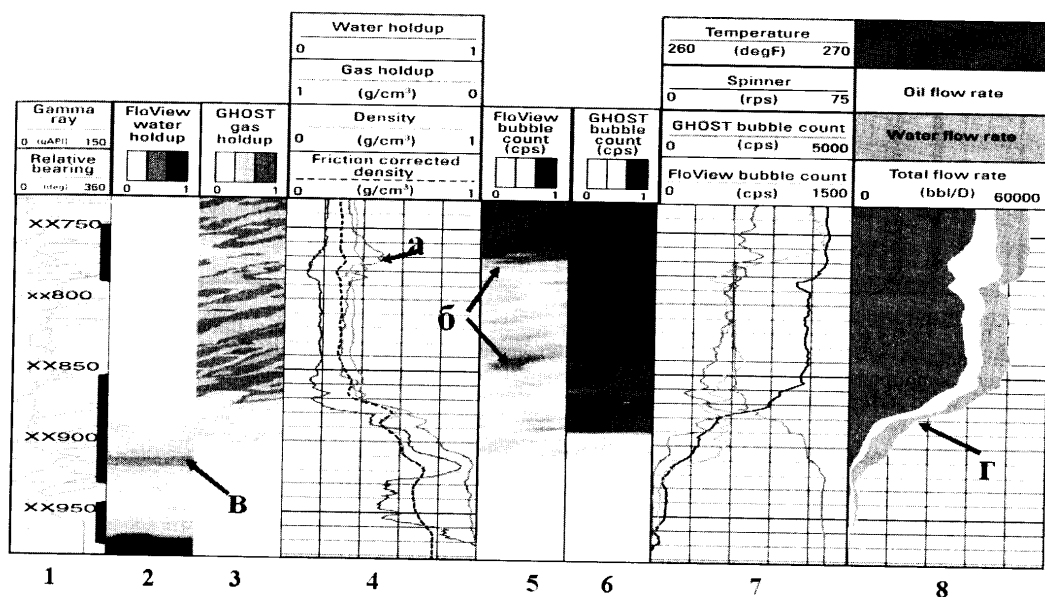


Рис. 11.5.3.5. Динамический планшет с результатами количественной интерпретации методов оценки «приток-состава» – определение профиля трехфазного потока с помощью датчиков «FloView» и «GHOST» (Schlumberger) а – приток из верхнего интервала состоит только из углеводородов; б – некоторое количество газа и нефти поступают из каждой зоны; в – водопроявление ниже глубины «XX900»; г – срединный интервал перфорации является основным источником поступления в скважину воды и углеводородов. Поля: 1 – кривая ГК; 2, 3, 5, 6 – характеристики состава в стволе по данным датчиков «FloView» и «GHOST»; 4, 7 – кривые методов ПГИ (оценки состава, ТМ, РМ); 8 – результирующие профили фазовых расходов. По материалам Schlumberger.

При просмотре и выводе результатов обработки по программе «3F» выводится любая вариация расчетных профилей, включая фазовые плотности и плотности смеси продукции; распределение компонент состава в стволе (с учетом структуры и возможностей реверса отдельных фаз, а также с учетом растворимости газа в жидкости); расходные параметры, иллюстрирующие профиль притока отдельно по каждой фазе.

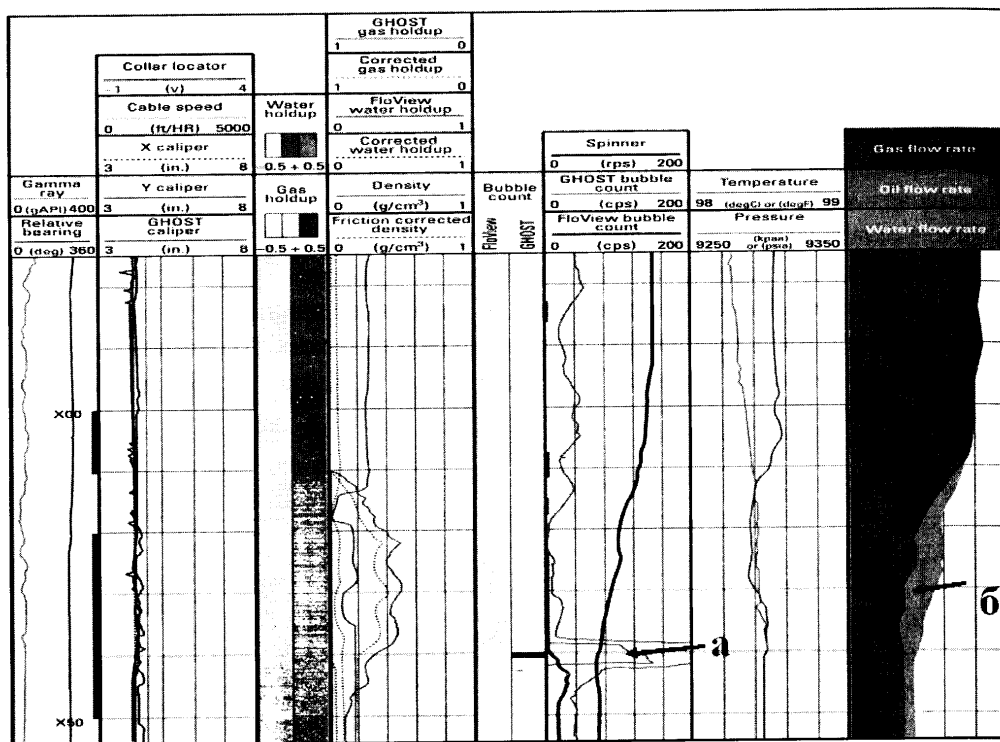


Рис. 11.5.3.6. Влияние рециркуляции воды на показания диаграмм промыслового каротажа (Schlumberger): а – с помощью функции подсчета пузырьков прибора «GHOST» можно отличить небольшое водопроявление («X40») от рециркуляции флюида в стволе скважины; б – реверсирующая жидкость. По материалам Schlumberger.

Пример обработки барограммы в комплексе с другими методами по алгоритму «3F» с целью определения профилей фазовых расходных дебитов представлен на рис. 11.5.3.4.

В данном примере продукция скважины – преимущественно нефть с низким газовым фактором, содержание воды в продукции выше интервала притока неоднородно (вода распределена в смеси в виде отдельных включений). Рассчитанные профили расходных и истинных фазовых содержаний практически не различимы, что говорит об отсутствии реверса воды и о равномерности процесса движения нефти с водой к устью.

В других условиях, когда начинает происходить разгазирование продукции (или вместе с жидкими компонентами происходит приток свободного газа), согласно данным расширенного комплекса PLT, может наблюдаться устойчивое трехфазное распределение расходных профилей вдоль всего ствола скважины (рис. 11.5.3.5). При этом зарубежные комплексы PLT обеспечивают принципиальную возможность фиксации интервалов притоков любой из фаз.

В условиях многофазного (многокомпонентного) потока на отдельных участках ствола могут возникнуть условия реверса (сползания) для части наиболее тяжелой фазы (воды). В этом случае на устье в продукции смеси регистрируемое расходное

содержание этой фазы будет значительно меньше (или даже может быть равным нулю), чем истинное содержание в интервале забоя, определяемое по показаниям методов оценки «приток-состава» (рис. 11.5.3.6).

#### **11.6. ДИНАМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПЛАСТА**

Под динамическими параметрами пласта понимаются главным образом параметры, характеризующие выработку. Например, емкостные параметры (коэффициенты насыщения), а также толщины: действующие (подверженные любым воздействиям вследствие выработки), работающие (обеспечивающие приток или поглощение флюидов), обводненные (в поровом пространстве которых происходит частичное замещение начальных запасов углеводородов пластовой или закачиваемой водой), промытые (после вытеснения из пор всей несвязанной воды), осушенные (при вытеснении нефти газом) и т.п.

Количественные критерии относительных коэффициентов, характеризующих охват изменения параметров выработки по толщине и поэтому широко используемых при площадном анализе выработки пласта, дан в разделах 1.1.2 и 1.1.5. К их числу относятся относительные коэффициенты охвата пласта выработкой  $\beta_{охв\_выпр}$ , обводнением  $\beta_{охв\_обв}$ , работой  $\beta_{охв\_раб}$ , осушкой газом  $\beta_{осуш\_г}$  и др.

Наиболее показательна динамика процессов выработки, если анализируются характерные связи ряда петрофизических и геофизических (измеряемых в процессе контроля разработки месторождений) параметров с емкостными свойствами (текущей и остаточной нефтегазонасыщенностью ( $K_{Н.Г\_тек}$  и  $K_{Н.Г\_о}$ ), водонасыщенностью ( $K_{В\_тек}$ ), коэффициентами вытеснения нефти (газа, конденсата) из пласта водой (газом)  $\beta_{выт\_i-j}$ ). Подробно изучение процессов вытеснения углеводородов описано в разделе 1.2.4.

Помимо приведенных выше интерпретационных параметров динамическими являются также и фильтрационные свойства пласта, например, проницаемость или производные из нее величины. В процессе заводнения (или осушки), вследствие изменения в поровом пространстве относительного содержания различных пластовых флюидов, текущая проницаемость будет меняться в зависимости от поведения соответствующих диаграмм относительных фазовых проницаемостей (см. раздел 15.5.2). Кроме того, на текущие оценки проницаемости будет влиять и меняющаяся в процессе выработки вязкость смеси пластового флюида. Все это должно учитываться при исследованиях ФЕС пластов в условиях разрабатываемых объектов. Подробно рекомендации авторов даны в главе 15.

#### **11.7. ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НЕЙТРОННЫМИ МЕТОДАМИ**

*(совместно с Марьенко Н.Н.)*

Оценка характера и величины коэффициентов насыщения пластов-коллекторов по данным нейтронных методов при контроле за разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений необходима при решении следующих задач: отбивка

ГЖК в бурящихся, наблюдательных и эксплуатационных скважинах; выделение интервалов разреза, в которых происходит изменение газонасыщенности во времени; установление интервалов поступления воды в эксплуатационных скважинах, оценка характера притока газа, воды, конденсата и состава флюидов в стволе скважины.

Рассмотренные в данном разделе методы оценки насыщенности пластов основаны на определении эффективного водородосодержания  $W$ . Этот параметр называют также нейтронной пористостью  $K_{пл}$  или эквивалентной влажностью. Сущность методики интерпретации результатов скважинных измерений в этом случае состоит в определении текущего значения  $W$  обрабатываемого пласта, его приведении к реальным термобарическим условиям измерений в исследуемой скважине и его сравнения с водородосодержанием этого же пласта при условии, когда его поровое пространство полностью насыщено водой. Этот подход известен и детально описан в отечественной литературе [28].

При подготовке исходных параметров для оценки насыщенности пластов необходимо принимать во внимание еще одно обстоятельство. В условиях смешанных разрезов, когда литология обрабатываемых пластов отличается от литологии опорных, корректный учет различия их нейтронных свойств требует введения поправки за литологию.

### 11.7.1. Определение нейтронной пористости

На этапе предварительной интерпретации кривая стационарной модификации нейтронного каротажа (НК) переводится в значения эффективного объемного водородосодержания (нейтронной пористости). Непрерывная кривая нейтронной пористости обычно рассчитывается на основе значений этого параметра в опорных пластах.

Опорными пластами могут быть как водо- и нефтенасыщенные, так и газонасыщенные пласты с известными значениями пористости и газонасыщенности.

При этом предполагается, что опорные пласты должны иметь номинальный диаметр скважины, такой же литологический состав, что и у исследуемых пластов, обладать минимальной глинистостью и не иметь примесей, искажающих их нейтронные свойства. Желательно также выбирать в качестве опорных пласты с минимальными и максимальными значениями водородосодержания, характерными для изучаемого разреза.

Расчет кривой нейтронной пористости проводится в следующей последовательности.

- Оцениваются водородосодержание глинистой фракции и основных компонент заполнителя пористой среды. При расчете водородосодержания воды  $W_e$  учитывают ее минерализацию и плотность. При оценке эквивалентного водородосодержания глинистого цемента учитывают количество связанной воды в конкретных глинистых минералах данной породы. Водородосодержание газа определяют исходя из его состава, пластовой температуры и текущего давления по приближенной формуле:

$$W_z = 1.6 \cdot 10^{-3} \frac{T_o \cdot P}{T \cdot P_o \cdot Z_z} \quad (11.7.1.1)$$

( $T_o$ ,  $P_o$ ,  $T$  и  $P$  – абсолютная температура и давление при нормальных и пластовых условиях,  $Z_z$  – коэффициент сжимаемости газа).

- На основе известных значений пористости, насыщенности и глинистости по формуле (7.4.1.10) рассчитывается водородосодержание опорных пластов.
- В тех же опорных пластах снимаются показания нейтронного метода ( $J_n$ ).
- С помощью метода наименьших квадратов устанавливается связь показаний метода от значений водородосодержания. При этом названная связь аппроксимируется полулогарифмической зависимостью. Это допущение справедливо с достаточной степенью приближения для большинства геолого-технических условий, в которых выполняются измерения в открытом стволе нефтегазовых скважин.
- С использованием полученной зависимости производится пересчет показаний метода в значения водородосодержания.

Полученные таким способом данные отражают среднюю величину водородосодержания вскрытого разреза для пластов, близких к стандартным условиям, принятым при построении эталонной палеточной зависимости. Отклонения от стандартных условий могут быть учтены путем введения поправок за наличие примесей с аномальными нейтронными свойствами.

Следует отметить, что полученные этим способом данные расчета  $K_{пл.н.}$  не могут претендовать на большую точность и должны рассматриваться в качестве первого приближения к истинным величинам водородосодержания. Если измерения в открытом стволе скважины проводились комплексом ГИС, включающим несколько методов пористости (АК, НК, ГГК и др.), результаты обработки этих данных являются наиболее представительными. Вместе с тем значения  $K_{пл.н.}$  вполне пригодны для целей оперативной оценки нейтронных параметров разреза, особенно при отсутствии других достоверных данных о пористости пластов-коллекторов. Такие оценки могут использоваться для оперативного определения текущей газонасыщенности пластов по данным текущих контрольных замеров методами НК при разработке залежей в условиях упруго – водонапорного режима.

## **11.7.2. Определение насыщения продуктивных пластов**

### **11.7.2.1. Определение насыщения по результатам стационарных нейтронных методов**

При контроле разработки газовых и газоконденсатных месторождений методы НК используются для количественных определений коэффициентов текущего газонасыщения пластов-коллекторов  $K_{Г\_тек}$  в условиях обсаженных скважин. Достоверные данные могут быть получены только при отсутствии зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости, в основном в неперфорированных интервалах, зона проникновения в которых расформирована (например, при исследовании наблюдательных скважин). Определение  $K_{Г\_тек}$  в перфорированных интервалах возможно, когда исключено проникновение жидкости из ствола скважины при безводном режиме работы пласта (динамика), либо в режиме остановленной скважины, когда произошло разделение газа и воды в стволе.

Определение газонасыщения по данным стационарных методов НК основано на различии концентраций водорода в газе и воде. Точность определения  $K_r$  снижается при увеличении пластового давления и глинистости, при уменьшении пористости и коэффициента газонасыщения пласта. Существует несколько методических подходов к определению  $K_r$ , различающихся в основном выбором опорных пластов. В общем случае, когда опорные и исследуемые пласты могут существенно различаться по литологии, пористости и другим характеристикам, применима универсальная методика, в которой используются значения водородосодержания ( $W$ ) пластов – см. соотношение (7.4.1.10). Учет литологии пласта осуществляется лишь в том случае, если она существенно отличается от литологии опорных пластов и если соответствующая поправка не учтена при вычислении  $W$  для опорных пластов.

После того, как определено значение водородосодержания газоносного пласта по НК, значение  $K_r$  в первом приближении (без учета плотностного эффекта) определяется по формуле:

$$K_r = \frac{1 - W}{1 - W_c} K_n. \quad (11.7.2.1)$$

Практическая реализация описанной универсальной методики значительно упрощается при использовании опорных пластов, литология и другие параметры которых близки или совпадают с параметрами исследуемых. В этом случае оценка  $K_r$  может быть выполнена на основе допущения о том, что приращения показаний нейтронного метода  $\Delta J_n$  и газонасыщенности  $\Delta K_r$  меняются согласно соотношению:

$$\frac{\Delta J_n}{A \cdot \ln(1 - K_r)} = \text{const}, \quad (11.7.2.2)$$

где  $A$  – нейтронопоглощающая способность породы.

Основное затруднение при расчете  $K_r$  связано с корректным учетом влияния на величину  $W$  особенностей нейтронных свойств реальных газонасыщенных пород. Как известно, основной параметр, определяющий показания НК в скважине, –  $L_n$  (длина замедления быстрых нейтронов в породе). Его значение зависит от многих факторов, в первую очередь от литологии и объемного водородосодержания породы, а также от ее плотности. Как известно, характерной особенностью газоносных пород является заметное уменьшение их плотности по сравнению с аналогичными пористыми коллекторами, поровое пространство которых полностью насыщено водой или нефтью. Вследствие этого для газонасыщенной породы отмечается существенное увеличение длины замедления по сравнению с водонасыщенными пластами, тем большее, чем выше значения пористости и газонасыщенности коллекторов при прочих равных условиях. Последнее обстоятельство сопровождается соответствующим повышением показаний НК в газонасыщенных пластах.

Описанное явление известно в литературе как плотностной эффект. Неучет плотностного эффекта приводит к завышению оценок  $K_r$  коллекторов по НК, что особенно существенно для условий относительно низких пластовых давлений в диапазоне средних и высоких значений  $K_r$ .

Величина плотностного эффекта зависит от газонасыщенности. Поскольку при интерпретации изначально величина  $K_g$  пласта неизвестна, для расчетов используют способ итераций, при котором в качестве первого приближения пренебрегают влиянием плотностного эффекта. Дальнейший ход вычислений предполагает выполнение последующих циклов расчетов, на каждом этапе уточняющих конкретные плотностные поправки в величину конечного значения  $K_g$ . Как показала практика, эта процедура требует обычно 5–6 итерационных циклов для снижения погрешности расчета  $K_g$  не более 1 абсолютного %.

При автоматизированной обработке результатов в системах «Геккон» и «Камертон-Контроль» введение поправок на плотностной эффект выполняется автоматически путем вычисления эффективного водородосодержания водоносного пласта. Показания НК против этого пласта приравниваются к показаниям реального газоносного пласта (способ предложен Резвановым Р.А. [28]).

#### 11.7.2.2. Определение насыщения по результатам импульсного нейтронного каротажа

Определение газонасыщения по данным ИННК основано на зависимости нейтронопоглощающей активности породы  $A_n$  от коэффициентов газонасыщенности ( $K_g$ ) и пористости ( $K_n$ ). Наиболее контрастными по нейтронным поглощающим свойствам являются высокопористые газоносные и водонасыщенные пласты при высокой минерализации пластовых вод. При увеличении пластового давления в залежи и глинисто-определение  $K_g$  для неглинистых коллекторов по данным ИННК основано на использовании формулы для нейтронопоглощающей активности пласта (без учета глинисто-сти):

$$A = A_{CK} \cdot (1 - K_n) + K_n \cdot [A_g \cdot (1 - K_2) + A_2 \cdot K_g], \quad (11.7.2.3)$$

где  $A_{CK}$ ,  $A_2$ ,  $A_g$  – нейтронопоглощающие активности соответственно твердой фазы породы, газа и воды.

На практике можно использовать аналогичную формулу для временного декремента поля нейтронов ( $\lambda_n$ ), значение которого получают по данным скважинных измерений. Наличие в породе примесей, например глинистого материала, приводит к изменению величины  $A_{CK}$  в соответствии с выражением:

$$A_{CK} = \frac{A_{CK} \cdot (1 - K_n - K_{2l}) + A_{2l} \cdot K_{2l}}{1 - K_n}, \quad (11.7.2.4)$$

где  $A_{CK}$  и  $A_{2l}$  – нейтронопоглощающие активности скелета породы и глинистых минералов;  $K_{2l}$  – коэффициент объемной глинистости.

При наличии в разрезе исследуемой скважины достаточного числа опорных пластов с известными емкостными параметрами и характером насыщения методика определения величины текущего коэффициента насыщения пластов-коллекторов сводится к следующему. По значениям  $K_{n,i}$  и  $A_{n,i}$  для водоносных опорных пластов рассчитывается среднее значение нейтронопоглощающей активности твердой фазы породы  $A_{CK}$  (или декремента), которое затем участвует в дальнейших расчетах. Кроме



того, для уточнения величины  $A_{ск}$  могут привлекаться наряду с водоносными и опорные продуктивные пласты с известными свойствами ( $K_{п}$  и  $K_{г}$ ). В этом случае они также входят в опорную выборку.

Значения нейтронопоглощающей активности воды и газа могут быть рассчитаны на основе данных о минерализации пластовых вод и водородном индексе углеводородов:

$$\begin{aligned} A_{г} &= 4.83 + 0.077 \cdot C_{м} \\ A_{з} &= 4.83 \cdot W_{з} \end{aligned} \quad (11.7.2.5)$$

где  $C_{м}$  – минерализация воды;  $W_{з}$  – водородный индекс газа (нефти) в пластовых условиях.

Окончательно расчет коэффициента текущего газонасыщения пласта с нейтронопоглощающей активностью  $A_{n,i}$  выполняется по формуле:

$$K_{Г} = \frac{A_{г} - A_{ск}}{A_{г} - A_{з}} \cdot \frac{A_{н} - A_{ск}}{K_{п} \cdot (A_{г} - A_{з})} \quad (11.7.2.5)$$

или

$$K_{Г} = \frac{\lambda_{г} - \lambda_{ск}}{\lambda_{г} - \lambda_{з}} \cdot \frac{\lambda_{н} - \lambda_{ск}}{K_{п} \cdot (\lambda_{г} - \lambda_{з})}. \quad (11.7.2.5)$$

В условиях низкой минерализации пластовых вод, что характерно, например, для большинства нефтегазовых месторождений Западной Сибири, различия нейтронопоглощающих свойств продуктивных и водоносных пластов невелики, что не позволяет выполнять достоверную оценку коэффициентов насыщения коллекторов на количественном уровне. Для реальных пород дисперсии пористости и глинистости за счет погрешностей их определения становятся соизмеримыми с дифференциацией нейтронных поглощающих свойств коллекторов различных классов насыщения.

Число градаций пород по насыщению в этом случае резко снижается; достоверной становится лишь интерпретация на качественном уровне. Приемы практического осуществления классификации коллекторов по характеру их насыщения обычно основаны на использовании статистических распределений интерпретационного параметра (времени жизни или декремента затухания) для пород разных классов. В нефтегазонасыщенных породах возможна классификация либо только по величине среднего времени жизни тепловых нейтронов, либо с предварительным разделением пород на подклассы с различной глинистостью.

Изучение статистических характеристик упомянутых распределений для пород разного насыщения может в практическом плане позволить выполнить расчеты ожидаемых наиболее вероятных нейтронных параметров для любой породы с известным минералогическим составом и пористостью, насыщенной нефтью, водой или газом.

Решение о фактическом насыщении изучаемого пласта принимается с учетом близости измеренного значения нейтронного параметра и упомянутых расчетных. При этом, естественно, учитываются все факторы геологического и промыслового характера, например: высотное положение пласта относительно принятых при подсчете запасов ГНК и ВНК, характер вытеснения углеводородов пластовой или закачиваемой во-

дой и пр. Такой подход, основанный на вероятностных критериях, может обеспечить практически приемлемый уровень достоверности геофизических заключений.

### 11.7.2.3. Оценка коэффициентов газонасыщенности пластов-коллекторов по данным однократного замера стационарной модификацией нейтронного метода

При решении настоящей задачи производится определение суммарного водородосодержания породы по данным замера НК с использованием заложенной связи показаний метода от  $W$ . Выполнение этой процедуры возможно при наличии палеточных зависимостей для конкретных скважинных условий (диаметр, заполнение ствола, минерализация жидкости и пр.) и проведения замеров эталонированной аппаратурой либо с использованием способа двух опорных пластов. Второй способ в данных условиях более предпочтителен, поскольку обычно неопределенности в корректном учете многочисленных условий измерений превышают допустимые пределы, что приводит к слишком высоким погрешностям конечных оценок  $K_G$ .

Привлечение данных о свойствах опорных пластов проводится по критериям, аналогичным упомянутым выше для оценки водородосодержания пластов по данным НК. В качестве опорных пластов могут быть выбраны как газонасыщенные, так и водонасыщенные интервалы с известными значениями  $K_{II}$ ,  $K_{GI}$  и  $K_G$ . Для закрепления шкалы зависимости водородосодержания от показаний нейтронного метода  $W=f(J_n)$  достаточно двух опорных пластов с существенно различающимися параметрами; увеличение их числа повышает надежность количественных оценок. Иногда в качестве опорного газонасыщенного пласта используют показания против плотного пласта-неколлектора, приписывая ему фиктивные значения пористости и газонасыщения, характерные для пластов продуктивной толщи. В частности, такой подход оказался удобен при интерпретации результатов измерений НК в скважинах ПХГ Подмоскovie, где отсутствуют высокогазонасыщенные пласты, пригодные для использования в качестве опорных.

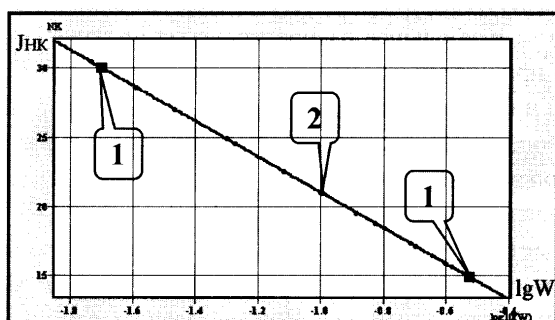


Рис. 11.7.2.1. Зависимость показаний НК от логарифма водородосодержания для оценки коэффициента газонасыщенности по одиночному замеру НК (обработка в системе «Камертон-Контроль»): 1 – опорные пласты, 2 – обрабатываемые пласты

После вычисления эффективного водородосодержания (нейтронной пористости) переход к искомой величине коэффициентов газонасыщенности коллекторов выполняется с учетом термобарических условий в конкретной скважине, определяющих водородосодержание газа, а также влияние плотностного эффекта.

На рис. 11.7.2.1 представлен пример обработки замера НГК в наблюдательной скважине. Расчет  $K_G$  выполнен по всему интервалу измерений с использованием опорного газонасыщенного пласта в кровельной

части залежи и водоносного коллектора, расположенного ниже начального ГВК.

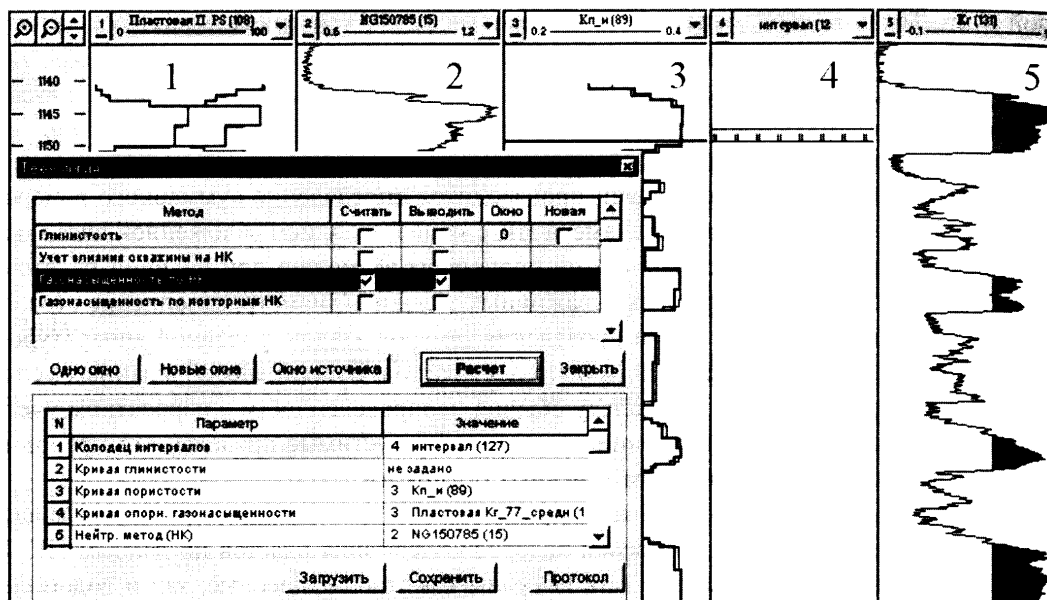


Рис. 11.7.2.2. Планшет с результатами оценки газонасыщенности по одиночному замеру НК (обработка в системе «Камертон-Контроль»). В окнах: 1 – результаты ГИС открытого ствола, 2 – исходная кривая НГК, 3 – кривая нейтронной пористости, 4 – опорные интервалы, 5 – кривая  $K_f$

На рис. 11.7.2.2 представлен пример обработки текущего замера НГК с использованием двух опорных пластов. Обработка выполнена в системе «Камертон-Контроль».

#### 11.7.2.4 Оценка насыщения пластов-коллекторов и выявление интервалов обводнения по данным повторных замеров нейтронными методами

Методы НК особенно эффективно используются при определении текущего положения ГЖК в наблюдательных скважинах, неперфорированных интервалах эксплуатационных и piezometric скважин. При этом наибольшее распространение получил способ временных (повторных) замеров, при котором изменение показаний метода устанавливают путем сравнения текущего и фонового замеров. Аналогичный подход используют при уточнении эффективных газонасыщенных мощностей пластов-коллекторов по эффекту расформирования зоны проникновения, а также при выявлении локальных интервалов внедрения пластовых вод в залежь (избирательное обводнение).

Выбор модификации нейтронного метода и измерительной установки (размера зонда) определяется конструкцией и заполнением скважины, термобарическими условиями в залежи, а также минерализацией пластовых вод. При небольших глубинах и малой минерализации рекомендуется использование стационарных нейтронных методов (НГК и ННК-т) со стандартными или несколько увеличенными размерами зонда; импульсный нейтронный каротаж ИННК более эффективен в условиях высоких давлений и при значительной минерализации пластовых вод.

Для газоносных пластов эффект разделения их от водоносных по ИННК основан на различии времени жизни тепловых нейтронов и растет с увеличением минерализа-

ции и уменьшением давления. Вместе с тем при интерпретации результатов ИННК необходимо учитывать степень однородности литологического состава пород, что иногда может ограничить его практическую применимость.

Значительные изменения характера насыщения пластов высокой пористости устанавливаются достаточно надежно путем корреляционного анализа повторных замеров НК. Однако для корректного использования такого подхода требуется идентичность условий проведения замеров (конструкции и характера заполнения ствола скважины, типа аппаратуры и т.п.). При различии каких-либо параметров необходимо предварительно убедиться в правомочности применимости рассматриваемого способа (сохранения линейности связей по опорным пластам).

Связь показаний двух сравниваемых замеров НК для  $i$ -го интервала разреза, не изменившего свойства между замерами, подчиняется уравнению регрессии:

$$J_{on.i} = a \cdot J_{тек.i} + b + c_i, \quad (11.7.2.6)$$

где  $J_{on.i}$ ,  $J_{тек.i}$  – показания разновременных замеров НК (опорного и текущего);  $a$  и  $b$  – параметры прямой;  $c_i$  – случайные отклонения за счет статистических факторов.

Для большей наглядности результаты повторных замеров обычно изображают на графике парной корреляции (по осям откладывают показания фоновое и текущего замеров НК). Коэффициенты  $a$  и  $b$ , а также ширина полосы разброса точек для опорных пластов (характеризующая величину статистической погрешности) оцениваются по опорным пластам, свойства которых во времени заведомо не меняются.

В качестве таких пластов могут привлекаться пласты ниже ГЖК, в интервале покрышки и выше нее, а также пласты-неколлекторы в пределах продуктивной толщи. Дополнительно в опорную выборку могут быть включены газоносные интервалы, в которых не произошло значимых изменений насыщения в период между замерами.

Выявление систематических расхождений показаний (аномалий) на двух диаграммах НК включает сопоставление результатов замеров по выборке пластов с заведомо стабильными свойствами (опорная выборка), расчет коэффициентов уравнения регрессии и оценку доверительных интервалов статистического разброса точек при различных уровнях значимости. Уровень случайных ошибок замеров оценивается известным способом по записям диаграмм в интервалах перекрытий. Мерой таких ошибок является величина среднеквадратичного отклонения –  $\sigma'$  или, точнее, стандарта показаний повторных замеров.

При нормальном распределении случайных ошибок точки для отдельных пластов с вероятностью 95% укладываются в полосу разброса  $\pm 2\sigma'$ . Следовательно, с погрешностью не более 5% точки, выпадающие из полосы разброса более, чем на  $2\sigma'$ , следует отнести к пластам с измененными свойствами.

Для выделения по НК газоносных пластов целесообразно сравнивать текущий замер с фоновым (опорным), выполненным при тех же скважинных условиях сразу после обсадки. Менее предпочтительно использование в качестве фонового замер в открытом стволе бурящейся скважины. Выявление обводняющихся интервалов целесообразно проводить по замерам, проведенным после завершения расформирования

зоны проникновения. Сама процедура выявления и оценки величины аномалий более наглядна при работе с нормализованными кривыми и кросс-плотами.

Количественно изменение во времени свойств пласта определяется по изменению водородосодержания пласта  $W$  в промежутке времени между регистрацией опорного  $J_{on}$  и текущего  $J_{тек}$  замеров. Для этого среди выделенной ранее опорной выборки выделяют опорные пласты с известным водородосодержанием  $W$ . Таких пластов должно быть как минимум два (возможно больше), отличающихся по величине  $W$ . Чаще всего это плотные или малопористые непродуктивные пласты и высокопористые водоносные коллекторы. Не исключено использование и продуктивных пластов, но только при надежном определении их пористости и газонасыщенности другим независимым методом.

При практической реализации корреляционного способа обработки повторных замеров в зависимости от характера изучаемого разреза могут встретиться разные ситуации: а) опорная выборка представительна – число интервалов со стабильными свойствами более 30; опорные и обрабатываемые пласты характеризуются одинаковыми конструкцией и заполнением скважины; б) опорная выборка не представительна или отсутствует; опорные и обрабатываемые пласты расположены в интервалах разреза, имеющих различия по конструкции и заполнению ствола.

Наличие представительной опорной выборки позволяет выполнить корректную обработку данных (в том числе в автоматизированном режиме). Методом наименьших квадратов для опорных пластов вычисляется уравнение регрессии, рассчитывается величина среднеквадратичного отклонения и на кросс-плоте с графиком парной корреляции наносятся линии осредняющей прямой и ограничивающие полосу разброса шириной  $\pm 2\sigma$ . Такая полоса разброса определяет заданный доверительный интервал в 95% для пластов с неизменными свойствами. С этой степенью надежности выпадающие из полосы точки должны интерпретироваться как пласты с изменением показаний во времени.

Для пластов с увеличением газонасыщенности во времени в радиусе исследования НК (расформирование зоны проникновения) точки будут располагаться в области повышенных показаний текущего замера относительно фоновых. При обводнении пластов-коллекторов соответствующие им точки будут располагаться в области пониженных показаний. Когда опорная выборка не представительна, рекомендуется весь диапазон показаний для опорных пластов разбить на 3–4 интервала. Расчет уравнения регрессии и дальнейшие построения выполняются по усредненным значениям в пределах каждого интервала с учетом положения нуля диаграмм.

Обработка данных разновременных замеров в интервалах разреза с различиями конструкции и заполнения скважины должна выполняться раздельно в пределах каждого интервала. Отсутствие достаточного количества опорных пластов в отдельных интервалах снижает надежность количественных оценок. Чтобы избежать этого, возможен пересчет показаний в этих интервалах к единым скважинным условиям, принятым за эталонные. Дальнейшая обработка данных, приведенных к единым условиям измерений, становится более надежной.

При полном отсутствии опорных пластов количественная обработка затруднена. Интерпретация возможна при условии тщательной градуировки аппаратуры и расчета сред-

неквадратичного отклонения по данным обработки интервалов перекрытий. Эффективность способа повторных замеров НК определяется надежностью использованного фоновых замера. При контроле разработки месторождений фоновые замеры должны выполняться после обсадки скважины в период, когда закончилось расформирование зоны проникновения хотя бы в высокопроницаемых пластах. Расформирование зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости может продолжаться от нескольких суток до нескольких лет в зависимости от фильтрационных свойств коллекторов и параметров зоны проникновения. Считается, что этот процесс завершен при достижении стабильных показаний НК против газонасыщенных пластов, что обычно устанавливается по данным обработки серии повторных замеров в оценочных скважинах.

На рис. 11.7.2.3 приведен пример обработки повторных замеров НГК по наблюдательной скважине в интервале обводнения газонасыщенных коллекторов приконтрактной части залежи за более чем 10 лет эксплуатации залежи. Обработка выполнена по интервалам, заданным как расчетные в колодце интервалов. На кросс-плоте нанесены точки для опорных пластов (квадраты) и точки для обрабатываемых интервалов (кружки). Отчетливо выделяется группа точек в нижней правой части кросс-плота, характеризующаяся резкими снижениями показаний на текущем замере. Значения  $\Delta K_r$  для этих пластов получены в пределах от  $-0.49$  до  $-0.62$ , что указывает на практически полное их обводнение.

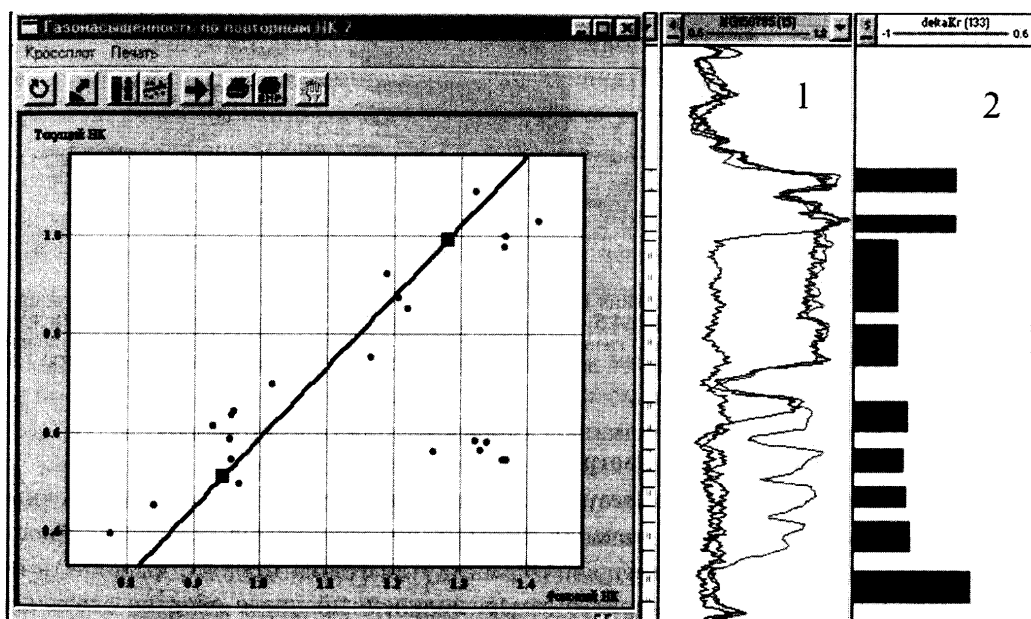


Рис. 11.7.2.3. Кросс-плот с результатами оценки газонасыщенности по повторным замерам НК (обработка в системе «Камертон-Контроль»). В окнах: 1 – результаты повторных измерений НГК, 2 – приращение газонасыщенности  $\Delta K_r$  в обрабатываемых пластах

При отсутствии фоновых замеров НК для выделения в разрезе обводняющихся пластов можно использовать данные метода сопротивлений. Основой этого способа

является наличие корреляционной связи между величинами удельного электрического сопротивления газоносных отложений и их нейтронными свойствами (показаниями НК, временем жизни или декрементом затухания поля тепловых нейтронов).

На рис. 11.7.2.4 приведены результаты определения положения ГВК на основе количественной интерпретации разновременных замеров нейтронными методами.

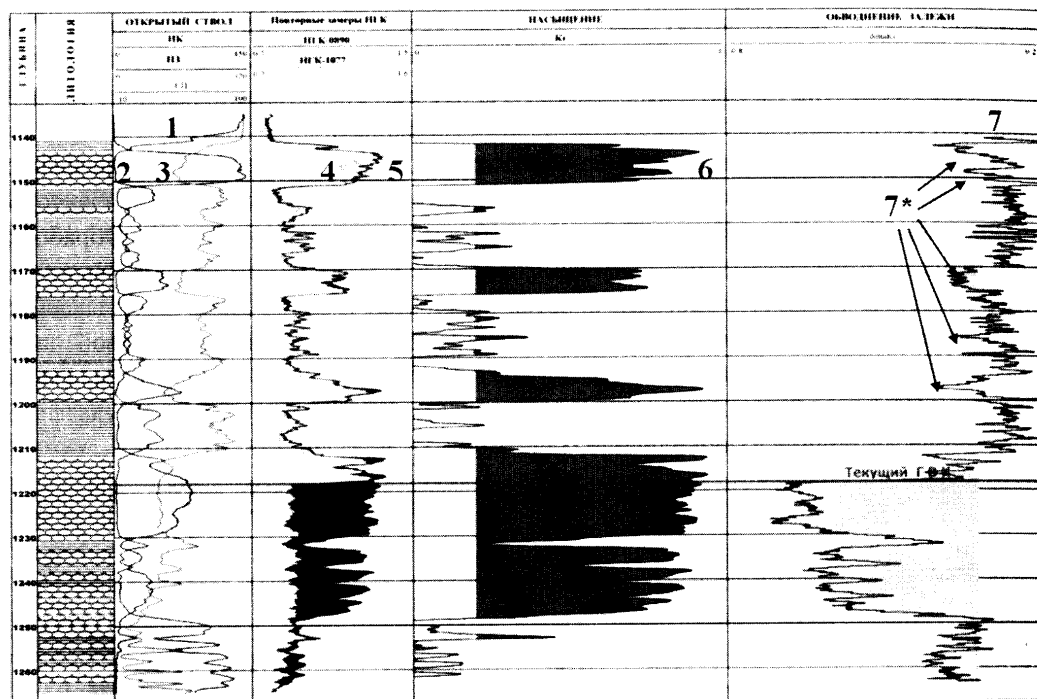


Рис. 11.7.2.4. Определение положения ГВК на основе количественной интерпретации нейтронных методов. Кривые: 1 – ИК, 2 – КС, 3 – ПС; 4, 5 – НГК (4 – замер от 10.1977г.; 5 – замер от 08.1990г.); 6 – начальное насыщение (цветом выделены газоносные пласты); 7 – текущее насыщение (цветом выделены водоносные и обводнившиеся пласты); 7\* – локальные интервалы обводнения выше текущего ГВК

### 11.7.2.5. Масштабирование шкалы газонасыщенности нейтронных методов по данным электрометрии

При выполнении обработки результатов серии повторных замеров НК конечным параметром обычно являются значения текущих коэффициентов газонасыщенности коллекторов вскрытого разреза  $K_{Г\_тек}$ . Обработку диаграмм принято выполнять попарно, используя в качестве опорного замер, полученный после обсадки скважины. В этом случае значительное количество пластов-коллекторов имеет нерасформированную зону проникновения, и привязка шкалы показаний НК по истинным значениям водородосодержания для этой категории пластов затруднена вследствие неопределенности учета влияния свойств этой зоны. При отсутствии в исследуемом разрезе

плотных пластов возникают проблемы в корректном проведении зависимости  $J_n=f(W)$  в области низкого водородосодержания.

Избежать упомянутых затруднений можно, привлекая в качестве независимой оценки значений газонасыщенности результаты определений по данным электрических методов –  $K_f(\rho_k)$ . С этой целью всю выборку газонасыщенных пластов-коллекторов необходимо классифицировать по характеру и свойствам зоны проникновения.

Выполнить такую классификацию можно с помощью анализа соотношений между значениями  $K_f(\rho_k)$  и показаниями НК для соответствующих интервалов коллекторов в разрезе. При нанесении точек на кросс-плот в выбранной системе координат можно выделить группу точек, характеризующихся предельными показаниями НК для коллекторов той или иной начальной газонасыщенности.

Объединение группы точек в отдельную выборку позволяет путем осреднения значений сопоставляемых параметров провести некоторую линию, описывающую искомую связь. Эта связь будет описывать положение точек на координатной плоскости для пластов с минимальной либо полностью расформированной зоной проникновения. Такой способ в практике обработки и интерпретации данных НК при контроле разработки месторождений Западной Сибири получил распространение под названием «способа огибающей».

Таким образом, перебор вариантов соотношений количества и положения выбранных интерпретатором пластов, индексируемых в качестве опорных, позволяет в принципе достичь приемлемого варианта решения. Критерием правильности выбора того или иного варианта является устойчивость результатов оценки  $K_f$  по данным разных (различающихся во времени) замеров НК.

После проверки такого уровня принимается окончательное решение о присвоении индекса опорных газонасыщенных пластов в объеме исследуемой выборки. Эти пласты в дальнейшей обработке используются в целях восстановления шкалы газонасыщенности (привязки к масштабу текущей диаграммы НК).

Таким образом, линейный масштаб показаний фоновой диаграммы НК (опорного замера) преобразовывается в логарифмический масштаб коэффициентов газонасыщенности, жестко увязанный по опорным газонасыщенным пластам-коллекторам. В процессе дальнейшей обработки повторных замеров НК масштаб диаграммы фонового замера автоматически калибруется в значениях  $K_f$ , соответствующих показаниям фонового замера НК для опорных пластов по данным электрометрии.

Вследствие этого, процедура масштабирования показаний текущего замера НК в единицах газонасыщенности сводится к приведению этого замера к масштабу фонового по пластам опорной выборки. При необходимости может быть выполнена проверка достоверности полученных результатов путем прямого сопоставления текущего замера НК с  $K_f$  по методу сопоставлений, аналогично описанному выше для фонового замера.



### 11.7.3. Методика учета влияния скважины на показания нейтронного каротажа

Как известно, показания нейтронных методов в условиях реальной скважины определяются в основном нейтронными свойствами горных пород (главным образом их водородосодержанием); кроме того, существенно влияние условий проведения измерений. К последним факторам относятся, в частности, особенности конструкции и заполнения ствола скважины. При сопоставлении разновременных замеров НК следует учитывать это обстоятельство, особенно в целях количественных оценок свойств пластов-коллекторов.

С такого рода трудностями обычно сталкиваются при обработке данных разновременных измерений в условиях эксплуатационных скважин, особенно при многофазном характере заполнения ствола (например, в период заметного обводнения объектов эксплуатации).

При ручной обработке таких материалов обычно применяют способы построения и анализа кросс-плотов, что в ряде случаев помогает систематизировать и выявить отдельные факторы, влияющие на характер регистрируемых параметров. Вместе с тем, как правило, отдельные интервалы с разной конструкцией или заполнением ствола могут иметь небольшую протяженность, затрудняющую корректный учет действительных помех. Последнее приводит часто к невозможности достоверного выявления аномальных зон и выполнения количественных расчетов текущего насыщения по результатам повторных замеров НК, например, в добывающих газовых скважинах.

Описываемая технология базируется на том, что в большинстве исследуемых скважин можно выделить отдельные интервалы разреза, имеющие однородные характеристики по конструкции и параметрам заполнителя ствола – «макроинтервалы». По определению, в пределах таких макроинтервалов должно выполняться условие линейности связи разновременных замеров НК, выполненных установками одного размера зонда. Количественный статистический анализ параметров таких связей позволяет получить и сопоставить величины коэффициентов уравнений регрессии для отдельных макроинтервалов. Далее, в результате анализа и необходимой коррекции, имеется принципиальная возможность пересчета исходных данных к единым условиям в скважине (путем приведения массивов точек разных макроинтервалов к параметрам выбранного опорного макроинтервала).

Таким образом, рассмотренный подход позволяет получить новую расчетную («синтетическую») кривую, приведенную к условиям, существующим в момент проведения опорного замера. Эта синтетическая кривая, освобожденная от влияния сторонних факторов влияния изменения конструкции и заполнения ствола скважины, может в дальнейшем процессе обработки сопоставляться с предшествующими замерами для содержательного анализа. В частности, такую синтетическую кривую можно использовать для выявления интервалов с изменившимися свойствами на качественном и количественном уровне, используя при этом всю совокупность опорных пластов во вскрытом разрезе и пользуясь для этих опорных интервалов единым уравнением регрессии.

Последовательность действий интерпретатора при реализации рассматриваемого способа следующая.

- Сопоставляя диаграммы опорного и обрабатываемого замеров, выявляют интервалы с идентичными условиями по конструкции и заполнению скважины, если такие интервалы существуют.
- Устанавливают положение в разрезе скважины точек, где отмечается изменение этих факторов (обычно это хорошо видно при наложении нормализованных кривых). Эти точки в дальнейшем используют в качестве границ соседних макроинтервалов.
- В пределах каждого интервала намечают положение и границы пластов, которые можно использовать в качестве опорных и обрабатываемых.

После этих подготовительных операций проводят построение кросс-плота и его анализ. Как правило, при этом проводится коррекция коэффициентов уравнений регрессии отдельных макроинтервалов в интерактивном режиме, выполняемая с учетом положения на кросс-плоте опорных пластов, характера влияния разных факторов и т.п. Правильность выполненных корректив проверяют по положению графиков на кросс-плоте и результирующей синтетической кривой. На рис. 11.7.3.1 изображен кросс-плот с группами точек для выделенных макроинтервалов (разные группы точек соответствуют различным макроинтервалам). На правом поле планшета выведена синтетическая кривая (2), полученная в результате работы программы.

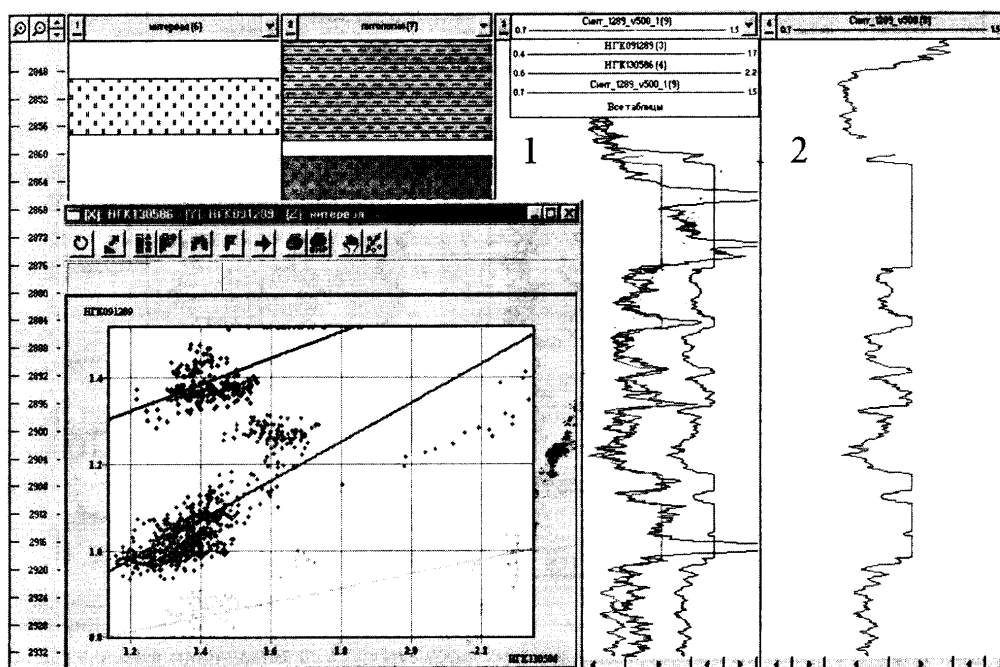


Рис. 11.7.3.1. Обработка повторных замеров НК методом макроинтервалов в системе «Камертон-Контроль». В окнах: 1 – результаты повторных измерений НК, 2 – результирующая синтетическая кривая.

Окончательные результаты расчетов могут быть проверены путем совмещения в одном окне опорной и синтетической кривых и при необходимости повторного пересчета с новыми скорректированными значениями коэффициентов уравнения связи.

Полученная результирующая кривая НК (синтетическая диаграмма) по определению скорректирована за влияние факторов изменения конструкции и заполнения ствола скважины и должна отражать лишь изменения свойств пластов-коллекторов. Вследствие этого дальнейшие процедуры ее сопоставления с опорной кривой и количественные обработки выполняют по известным правилам, т.е. как в условиях наблюдательных скважин.

### 11.8. ГЕОМЕТРИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ЭЛЕМЕНТОВ КОНСТРУКЦИИ

Задача оценки геометрических параметров элементов конструкции, как правило, решается попутно в рамках комплекса ПГИ по оценке технического состояния скважин.

Одним из наиболее распространенных прямых методов решения указанной задачи является трубная профилометрия, позволяющая изучить параметры внутреннего проходного сечения скважины, в том числе средний диаметр, площадь и форму сечения (см. раздел 2.5.4.4). Размеры колонны, а также длины секций могут быть косвенно оценены по результатам гамма-гамма цементометрии (рис. 11.8.0.1).

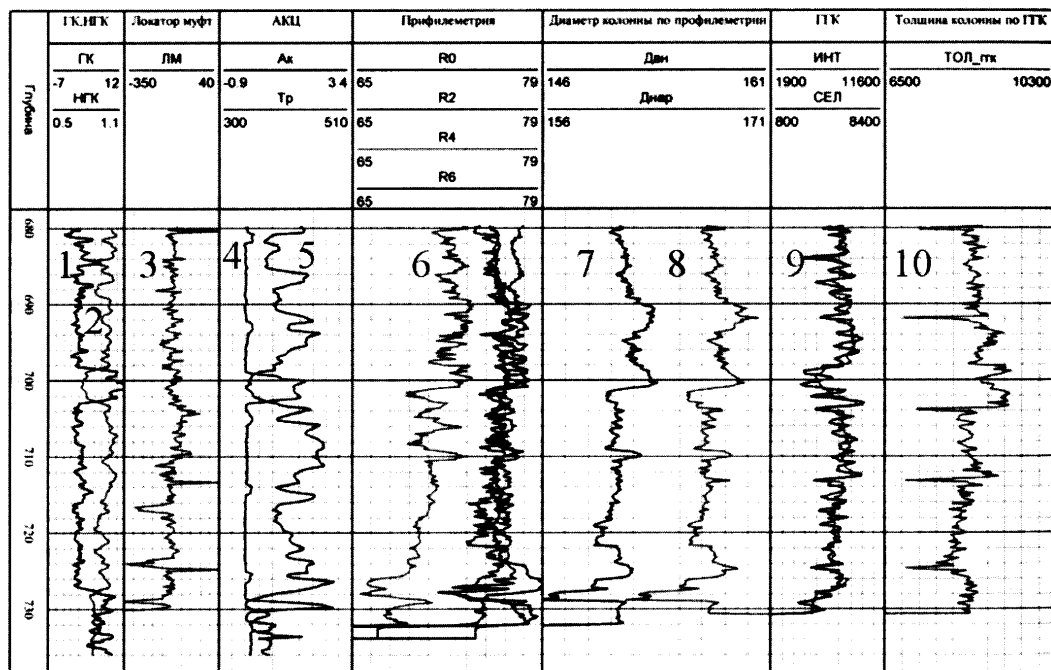


Рис. 11.8.0.1. Результаты оценки геометрических параметров обсадной колонны в эксплуатационной скважине ПХГ в системе «Камертон-Контроль». Кривые: 1 – ГК, 2 – НГК, 3 – локаатор муфт; 4, 5 – АКЦ (4 – амплитуда волны по колонне; 5 – интервальное время); 6 – радиусы скважины по профилометрии (мм); 7, 8 – средний внутренний и наружный диаметры ствола по профилометрии (мм); 9 – ГТК (интегральная и селективная); 10 – толщина колонны по ГТК(у.е.)

Косвенную информацию о местоположении и размерах элементов конструкции также можно получить по данным комплекса методов «приток-состава». Хотя полнота и точность подобной информации не очень высока, полученные данные характеризуют особенности конструкции на конкретный момент проведения комплекса ПГИ и повышают достоверность интерпретации комплексных исследований.

Возможности методов изучения «приток-состава» для определения геометрических размеров элементов конструкции иллюстрируются рис. 8.2.0.1. При рассмотрении данного примера следует подчеркнуть роль метода механической расходомерии, с помощью которого возможна фиксация изменений проходного сечения потока флюида в стволе, связанных с взаиморасположением элементов конструкции и подземного оборудования (обсадной колонны, НКТ, фильтра, пакера и пр.). Очевидно, такая оценка возможна только в интервалах, где маловероятны изменения состава и суммарного расхода флюида.

### **11.9. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ РАБОТЫ СКВАЖИНЫ И ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

Основными методами для получения оперативной информации о параметрах режима работы скважины являются промысловые глубинные и устьевые измерения (см. раздел 2.4). Для этой цели все чаще используются стационарные датчики, которыми оснащено современное глубинное оборудование.

Специализированные высокоточные измерения технологических параметров работы скважины обычно сопровождают базовые гидродинамические исследования. Для достоверной обработки результатов ГДИС крайне необходима информация об изменении дебита, причем при работе скважин со сложным составом продукции необходимо вести контроль динамики изменения фазовых дебитов.

Задача оценки текущих технологических параметров работы скважины и подземного оборудования, находящихся в эксплуатации скважин, решается попутно по результатам стандартного комплекса ПГИ. Основными определяемыми при этом характеристиками режима являются распределения температуры и давления по стволу, суммарный и интервальный расход флюида по компонентам.

Целенаправленно подобные измерения выполняются в случае решения задачи об оценке особенностей технологического режима работы конкретной скважины (см. раздел 13.3) и его оптимизации (см. раздел 13.4). В указанных случаях в скважине проводятся специализированные измерения на нескольких режимах работы скважины.

#### **ЛИТЕРАТУРА К ГЛАВЕ 11**

1. Орлинский Б.М. Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами, М., Недра, 1977, 239 с.
2. Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. Басин Я.Н., Труфанов В.В., Петросян Л.Г. и др. М., Недра, 1978.
3. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник под редакцией Добрынина В.М., М., Недра, 1988, 476 с.

4. Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений. Коноплев Ю.В., Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И. и др. – М., Недра, 1986, 221 с.
5. Горбачев Ю.И., Ипатов А.И. Геофизические методы контроля за разработкой нефтегазовых месторождений. М., ГАНГ, 1996 г., 129 с.
6. Блажевич В.А., Фахреев И.А., Глазков А.А. Исследования притока и поглощения жидкости по мощности пласта. М., Недра, 1969, 134 с.
7. Абрикин А.Л. Потокометрия скважин. М., Недра, 1978 г., 253 с.
8. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта, М., Недра, 1965.
9. Пудовкин М.А., Саламатин А.Н., Чугунов В.А. Температурные процессы в действующих скважинах, КГУ, 1977, 168 с.
10. Кременецкий М.И. Интерпретация термограммы в действующих скважинах вне интервалов притока. В сб. Физико-химическая гидродинамика, Уфа, 1983.
11. Кременецкий М.И., Кульгавый И.А. Информативность термических исследований действующих скважин вне работающих интервалов. Известия ВУЗов Нефть и газ, 1987.
12. Газодинамический контроль за эксплуатацией скважин на месторождениях и подземных хранилищах газа промыслово-геофизическими методами (утверждено правлением Газпром в качестве методических рекомендаций). Гергедава Ш.К., Пантелеев Г.Ф., Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Левитский К.О., М., 1991, 160 с.
13. Кременецкий М.И. Ипатов А.И. Применение скважинной барометрии (методы анализа фазовых расходных параметров в газовых и нефтяных обводняющихся скважинах), ИРЦ Газпром, 1997, 84 с.
14. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Основы применения скважинной барометрии в промысловой геофизике. Монография ГАНГ, М., 1997 (2-ое издание – 1998), 229 с.
15. Уоллис Г. Одномерные двухфазные течения. М., Мир, 1972, 440 с.
16. Выявление интервалов обводнения в действующих газовых скважинах методами геофизических исследований скважин. Ипатов А.И., Кривко Н.Н. Известия ВУЗов “Нефть и газ”, № 7, 1989, с. 3–7.
17. Спарлин Д.Д., Хаген Р.У. Контроль и регулирование добычи воды при разработке месторождений. Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1984, №3–4, с. 21–24.
18. Мамаев В.А., Одишария Г.Е., Клапчук О.В. и др. Движение газожидкостных смесей в трубах. М., Недра, 1978, 270 с.
19. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата. Справочное руководство. Том 1. Под редакцией Коротаева Ю.П., Маргулова Р.Д. – М.: Недра, 1984, 360 с.
20. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Зотов Г.А. Руководство по исследованию скважин. – М.: Наука, 1995. – 523 с.
21. Гужов А.И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа. М., Недра, 1973, 280 с.
22. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Марьенко Н.Н. Информационная автоматизированная система промыслово-геофизического контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений «ГЕKKОН+». М., ИГ ГАНГ, 1998, 104 с.
23. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Рыжков В.И., Афанасьева Л.А. Информационное обслуживание разработки месторождений углеводородов на основе совместной интерпретации промыслово-геофизических, гидродинамических и промысловых данных в едином обрабатывающем комплексе. Геофизика, №2, 2005, с. 50–57.
24. Техника каротажных исследований и интерпретации. Конференция в Москве. Schlumderger, Париж, 1986, 326 с.
25. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Под ред. Зотова Г.А., Алиева З.С. М., Недра, 1980, 301 с.
26. Production Log Interpretation, Schlumderger, USA, 1973, 89 p.
27. Ахнук Р., Лейтон Дж. и др. Поддержание производительности добывающих скважин. Нефтяное обозрение Schlumberger, осень 2000, с. 10–29.
28. Резванов Р.А. Радиоактивные и другие незлектрические методы исследования скважин. М., Недра, 1982.

**ПАРАМЕТРИЧЕСКАЯ  
ИНТЕРПРЕТАЦИЯ  
РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ  
ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН**

**12.1. ПРИНЦИПЫ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ**

Информативные возможности ГДИС значительны. Проведение гидродинамических исследований позволяет оценивать фильтрационные параметры пласта и призабойной зоны, определять параметры трещин ГРП, уточнять пластовое давление, оценивать геометрические параметры пласта и пр. При этом подходы к интерпретации ГДИС полностью аналогичны используемым при интерпретации ГИС и ПГИ. В принципе ничто не мешает рассматривать ГДИС как один из полноправных геофизических методов. При этом его специфика (в основном связанная с используемыми технологиями измерений) – неоспорима.

На рис. 12.1.0.1 изображена схема этапов работы с информацией гидродинамических исследований при проведении процедур интерпретации.

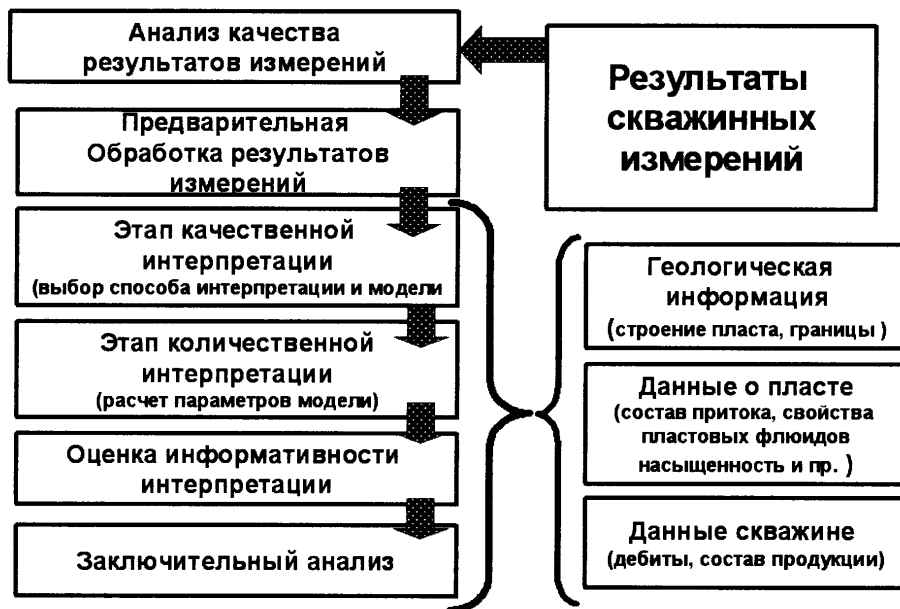


Рис .12.1.0.1. Этапы работы с информацией ГДИС при интерпретации

Первой и очень важной ступенью интерпретации является *анализ качества результатов ГДИС*. При этом в первую очередь оценивается точность регистрации параметров ГДИС (давления, температуры, дебита). Не менее важен и контроль соблюдения технологии проведения исследований (соответствие плановым продолжительность циклов работы и остановки скважины, а также контроль дебитов в циклах). Требуется проанализировать синхронность характера поведения давления и дебита во времени, выяснить, насколько существенно влияние послепритока в периоды остановки скважины и пр. При этом анализ поведения давления в скважине во времени в ряде случаев помогает восстановить последовательность технологических операций, производившихся в скважине в процессе ГДИС.

К анализу оценки качества ГДИС иногда приходится обращаться повторно на последующих этапах интерпретации, при проверке соответствия получаемых результатов (особенностей поведения диагностических графиков, величин рассчитанных параметров и пр.) начальным представлениям о скважине и пласте.

*Предварительная обработка результатов измерений* призвана сделать данные более наглядными и удобными для последующего анализа, в также очистить исходные данные от заведомо некачественной информации. К числу стандартных операций подготовки данных относится сглаживание и прореживание кривых давления и дебита, удаление выбросов и пр.

Количественной интерпретации результатов предшествует визуальный анализ графиков поведения давления во времени (*этап качественной интерпретации*). Для наглядности такие графики строят в функциональных шкалах. Их типы подробно рассмотрены в разделе 12.3. Наиболее широко используются графики давления и его производной в двойном логарифмическом масштабе (так называемые «LOG-LOG» диаграммы). По характерным особенностям поведения во времени названных параметров можно подобрать наиболее вероятную модель процесса и выявить интервалы, где преобладают конкретные режимы течения флюида в пласте (радиальный, билинейный, линейный, сферический, пр.). Для решения этой задачи используются графики в характеристических масштабах времени: « $\lg(t)$ » – для радиального режима течения, « $t^2$ » – для линейного, « $t^4$ » – для билинейного, « $1/t^2$ » – для сферического.

Далее можно переходить к этапу *количественной интерпретации*, который состоит в сопоставлении результатов измерений и теоретических расчетов в рамках выбранной для интерпретации модели. Следует иметь в виду, что интерпретация результатов измерений может быть неоднозначной. Одна и та же кривая изменения давления во времени может соответствовать разным моделям пласта. Поэтому для выбора наиболее вероятной модели необходима априорная информация о строении пласта, мероприятиях по воздействию на пласт и пр.

Методы количественной интерпретации результатов измерений, оценки информативности полученных результатов и их последующего анализа зависят от типа определяемого параметра и способа его определения. Эти вопросы рассматриваются в последующих разделах в связи с конкретными задачами параметрической интерпретации.

## 12.2. ДОСТОВЕРНОСТЬ ОЦЕНКИ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Прежде чем начать анализ информативности результатов гидродинамических исследований предлагается обсудить вопрос о возможности этой группы методов при оценке наиболее важного параметра, характеризующего энергетику пласта, – пластового давления  $P_{пл}$ .

Вопрос о существовании этого параметра с точки зрения ГДИС очевиден лишь для идеализированного случая работы одиночной скважины в неограниченном пласте (рис. 12.2.0.1).

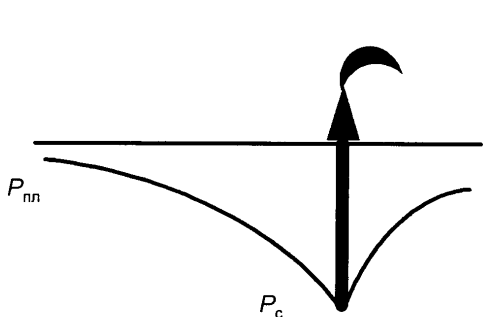


Рис. 12.2.0.1. К оценке пластового давления и коэффициента продуктивности в одиночной скважине

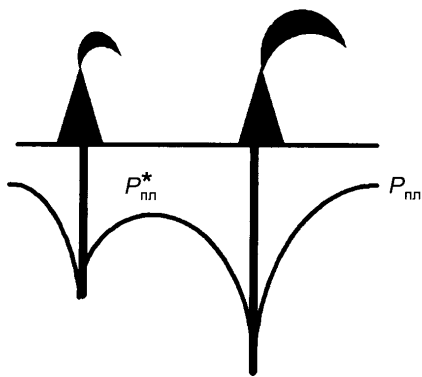


Рис. 12.2.0.2. К оценке пластового давления и коэффициента продуктивности при влиянии работы соседних скважин

Тогда пластовое давление соответствует начальному давлению, которое существовало в залежи до начала работы скважины. Его можно оценить с любой степенью приближения, остановив скважину и наблюдая за расформированием воронки депрессии, созданной в процессе предшествующей работы пласта. При длительной и стабильной работе такой скважины в стволе и окружающих породах формируется квазистационарное поле дебитов и давлений. Оно с достаточной для практических целей точностью описывается уравнениями массопереноса как при допущении о работе скважины с постоянным дебитом  $q=const$ , так и при постоянной депрессии  $P_{пл}-P_c=const$ . Добычные возможности пласта характеризуются коэффициентом продуктивности (см. раздел 9.4):

$$K_{факт} = \frac{q}{P_{пл} - P_c} \quad (12.2.0.1)$$

Ситуация является кардинально другой, если рассматривать более реальные в практике ГДИС случаи ограниченности залежи и влияния соседних скважин (рис. 12.2.0.2).

В этих условиях давление во всех точках залежи непрерывно меняется. Непонятно, к какой точке пласта, к какому времени необходимо приурочить оцениваемое по ГДИС значение пластового давления. Можно было бы подразумевать под пластовым давлением текущее давление в залежи как значение непрерывной функции времени и



координат. С этой точки зрения давление на забое в действующей скважине тоже является пластовым.

Такой подход, естественно, совершенно неприемлем с точки зрения инженерной практики описания текущей энергетики пласта. Необходимо разделять, с одной стороны – текущее поле давления в скважине и околоскважинном пространстве, а с другой стороны – осредненные параметры фоновое поля пласта, созданного в результате отработки месторождения в целом. Подобное разъяснение основано на том, что в реальных условиях темп создания и релаксации поля в исследуемой скважине, как правило, существенно выше, чем у фоновое поля. Хотя в условиях долговременных исследований (в частности, при измерениях давления датчиком под приемом насоса, функционирующим весь межремонтный период) это может быть и не так. Особенно если исследуются залежи малых размеров (линзы, русловые отложения).

В любом случае, определяя по ГДИС среднее пластовое давление, нужно понимать некоторую условность введения этого параметра и его зависимость от конкретного способа определения. В частности, пластовое давление, которое определяется по КВД в простаивающей скважине, фактически является некоторым гипотетическим параметром, который возможно наблюдать в скважине, если она никогда не запускалась в работу.

Значение пластового давления, получаемое при исследовании скважин методом индикаторных диаграмм – это среднее давление на условном контуре питания.

Имея в виду перечисленные допущения, можно распространить соотношение (12.2.0.1) на любую стабильно работающую скважину.

### 12.3. Оценка коэффициента продуктивности и пластового давления в стабильно работающих скважинах

#### 12.3.1. Работа скважины жидкостью

Чтобы оценить коэффициент продуктивности с помощью соотношения (12.2.0.1) необходимо априори знать пластовое давление, что не всегда возможно, особенно при интенсивной работе соседних скважин. В этом случае для одновременной оценки названных параметров используется метод индикаторной линии (диаграммы – ИД) [1–2]. Сущность технологии исследований скважин в этом случае состоит в измерениях давления на забое скважины  $P_{c\_i}$  и дебита пласта  $q_i$  на нескольких стабильных режимах работы скважины, отличающихся депрессией на пласты. Основой количественной обработки полученных результатов является соотношение (9.4.1.5) – линейный закон фильтрации:

$$P_{пл} - P_{c\_i} = A \cdot q_i. \quad (12.3.1.1)$$

Интерпретация состоит в определении по массиву значений  $\{P_{c\_i}, q_i\}$  коэффициентов  $a$  и  $b$  линейной зависимости вида:

$$P_{c\_i} = a + b \cdot q_i \quad (12.3.1.2)$$

$$a = P_{пл} \quad ; \quad b = A = \frac{1}{K_{факт}}$$

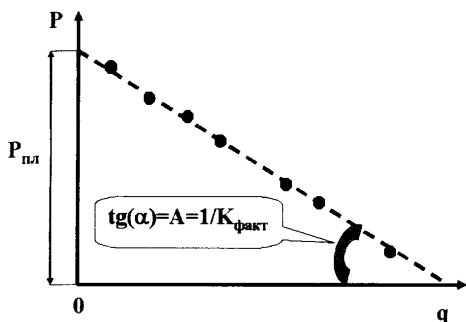


Рис. 12.3.1.1. Обработка результатов измерений давления и дебита на серии стабильных режимов в скважине, работающей жидкостью методом ИД

При графическом варианте интерпретации на кросс-плот наносятся точки с координатами  $\{P_{c,i}, q_i\}$ . Точки должны лечь на прямую линию, которую называют индикаторной. Тангенс угла наклона индикаторной линии (угловой коэффициент) численно равен значению  $A$  (фильтрационному сопротивлению).  $1/A = K_{факт}$  — коэффициент продуктивности (фактический). Координата точки пересечения индикаторной линии с осью абсцисс соответствует пластовому давлению (рис. 12.3.1.1).

Определенное подобным способом значение продуктивности более достоверно, чем рассчитанное по одиночному режиму. Это связано с несколькими причинами. Во-первых, из расчетов исключается величина пластового давления. Во-вторых, можно контролировать качество исходной информации по форме индикаторной линии. В-третьих, по искажению индикаторной диаграммы можно судить о нарушении линейности фильтрации (вследствие сложной структуры коллектора, при многофазном притоке, при подключении, при увеличении депрессии новых работающих толщин и пр.).

В скважинах, где вероятность появления высокого положительного скин-фактора заведомо невелика, по величине фактического коэффициента продуктивности на основе формулы (9.4.1.3) допустимо оценивать значение проницаемости:

$$k = \frac{K_{факт} \cdot \mu \cdot \ln(r_{кп} / r_c)}{2 \cdot \pi \cdot h} = \frac{q \cdot \mu \cdot \ln(r_{кп} / r_c)}{2 \cdot \pi \cdot h (P_{пл} - P_c)} \quad (12.3.1.3)$$

По определенному значению проницаемости в соответствии со схемой рис. 12.3.1.2 определяют другие фильтрационные параметры пласта.

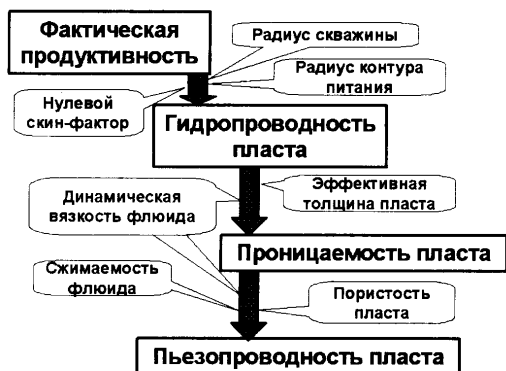


Рис. 12.3.1.2. Оценка фильтрационных параметров пласта по величине фактического коэффициента продуктивности

В несовершенной по характеру вскрытия скважине на определяемую величину коэффициента проницаемости одновременно влияют свойства как призабойной, так и дальней зоны пласта. Поэтому раздельное изучение пласта и ближней зоны невозможно. Это ограничивает применение данной методики при неизвестном скин-факторе.

По результатам разновременных определений продуктивности можно судить о динамике изменения скин-фактора во времени:

$$\frac{K_{\text{факт-1}}}{K_{\text{факт-2}}} = \frac{\ln(r_{\text{кп}}/r_c) + s_2}{\ln(r_{\text{кп}}/r_c) + s_1}. \quad (12.3.1.4)$$

В данном соотношении индексами «1 и 2» помечены разновременные значения продуктивности и соответствующие значения проницаемости.

### 12.3.2. Работа скважины газом

Методика исследований газовых скважин методом индикаторной диаграммы не отличается от аналога для жидкости. В основе интерпретации лежит двучленный закон фильтрации (9.4.1.8) [3]:

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{с-}i}^2 = A \cdot q_{\text{см-}i} + B \cdot q_{\text{см-}i}^2. \quad (12.3.2.1)$$

Преобразуем это соотношение к виду:

$$\Delta P_i^2 = \frac{P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{с-}i}^2}{q_{\text{см-}i}} = A + B \cdot q_{\text{см-}i}. \quad (12.3.2.2)$$

Интерпретация состоит в определении по массиву значений  $\{\Delta P_i^2, q_{\text{см-}i}\}$  коэффициентов  $a$  и  $b$  линейной зависимости:

$$\begin{aligned} \Delta P_i^2 &= a + b \cdot q_{\text{см-}i} \\ a &= A \quad ; \quad b = B \end{aligned} \quad (12.3.2.3)$$

При графическом варианте интерпретации на кросс-плот наносятся точки с координатами  $\{\Delta P_i^2, q_{\text{см-}i}\}$ . Тангенс угла наклона построенной по этим точкам индикаторной линии численно равен значению фильтрационного сопротивления  $B$ . Координата точки пересечения индикаторной линии с осью абсцисс соответствует фильтрационному сопротивлению  $A$  (рис. 12.3.2.1). Нелинейность ИД отражает зависимость условий ГДИС (параметров пласта, флюида и пр.) от режима работы скважины.

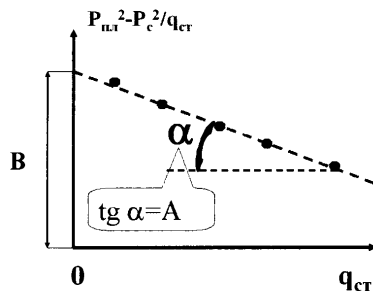


Рис. 12.3.2.1. Обработка результатов измерений давления и дебита на серии стабильных режимов скважине, работающей газом методом ИД

## 12.4. ОЦЕНКА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ ПАРАМЕТРОВ И СТРОЕНИЯ ПЛАСТА НА ОСНОВЕ ИЗУЧЕНИЯ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В СТАБИЛЬНО РАБОТАЮЩИХ СКВАЖИНАХ

### 12.4.1. Обработка кривых восстановления давления

В соответствии с общими принципами, изложенными в разделе 12.1, интерпретацию результатов ГДИС начинают с выбора наиболее вероятной модели строения исследуемого пласта. Для этого пользуются характеристическими графиками, изображающими результаты измерений в функциональных шкалах. Анализ проводят в двойных логарифми-

ческих («LOG-LOG») координатах с масштабом по оси абсцисс –  $\ln F_{\Sigma}^*(t)$ , по оси ординат –  $\ln(\Delta P) = \ln(P_c - P_{нач})$ , где  $F_{\Sigma}^*(t)$  – безразмерное время, рассчитываемое по формуле (9.9.1.5),  $P_c$  – текущее значение давления,  $P_{нач}$  – значение давления в начале цикла КВД.

Для каждой выбранной модели известна физически обоснованная схема смены режимов течения флюида в пласте со временем. Чем рельефнее выражены на результатах ГДИС характерные режимы, тем больше уверенность, что правильно выбрана модель обработки и корректно оценены параметры пласта.

Одной из основных проблем интерпретации является неоднозначность результатов, обусловленная тем, что с точностью погрешности измерений одну и ту же кривую давления можно описать несколькими моделями. Поэтому при выборе модели необходимо максимально учитывать конкретную геолого-промысловую обстановку (технические мероприятия, выполнявшиеся в интервале пласта, геологическое строение залежи, ее размеры, удаленность исследуемой скважины от соседних скважин и границ пласта). Выбор типа модели определяет расчетные соотношения, которые описывают поле давления для конкретного случая.

Смысл дальнейшей интерпретации состоит в том, чтобы с использованием этих соотношений получить расчетные (теоретические) данные о поведении давления во времени, сравнить их с результатами измерений и определить на этой основе параметры пласта.

#### 12.4.1.1. Особенности интерпретации результатов при радиальном режиме фильтрации

Сущность интерпретации кривой КВД для радиального режима рассмотрим на примере наиболее простой модели циклической работы однородного пласта со скин-зоной, описываемой уравнениями раздела 9.9.

Особенности интерпретации проиллюстрируем на примере исследования скважины, эксплуатируемой струйным насосом. Подобные условия исследований характеризуются небольшим послепритоком. Поэтому особенности радиального режима выражены достаточно рельефно. Интерпретация выполнена в программном комплексе «Гидра-Тест», исходные результаты исследований приведены на рис. 12.4.1.1.

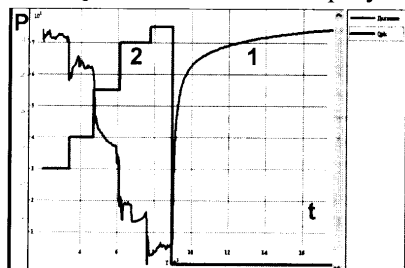


Рис. 12.4.1.1. Результаты ГДИС при закрытии скважины на забое: 1 – кривая давления, 2 – кривая дебита

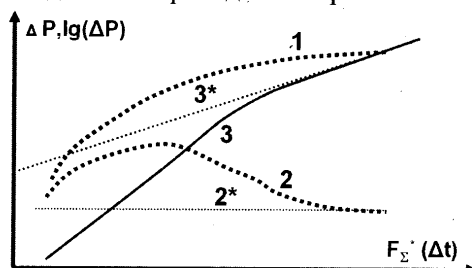


Рис. 12.4.1.2. К интерпретации результатов КВД при радиальном режиме течения флюида в пласте: 1, 2 – исходная кривая и ее логарифмическая производная в координатах  $[\lg(\Delta P), F_{\Sigma}^*(\Delta t)]$ ; 2\* – аппроксимация кривой 2 линейной зависимостью при больших временах  $t$ ; 3 – исходная кривая в координатах  $[\Delta P, F_{\Sigma}^*(\Delta t)]$ ; 3\* – аппроксимация кривой 3 линейной зависимостью при больших временах  $t$

В этом случае в основе интерпретации лежат два асимптотических графоаналитических способа (рис. 12.4.1.2).

*Первый способ* состоит в построении кривой КВД (кривая 1 на рис. 12.4.1.2) и ее логарифмической производной (кривая 2) в масштабе «LOG-LOG»:  $\{\ln(\Delta P); \ln F_{\Sigma}^*(\Delta t)\}$ . В этом случае логарифмическая производная давления во временном интервале радиального режима течения аппроксимируется прямой горизонтальной линией (кривая 2\*). Ее ордината определяет величину проницаемости пласта. Взаиморасположение кривой давления и ее логарифмической производной отражает величину скин-фактора.

*Второй способ* состоит в построении кривой КВД в так называемом масштабе «MDH», то есть в координатах  $\{\Delta P, F_{\Sigma}^*(\Delta t)\}$  (кривая 3 на рис. 12.4.1.2). В этом случае кривая давления во временном интервале радиального режима течения аппроксимируется наклонной прямой линией (кривая 3\*). Тангенс угла ее наклона определяет проницаемость пласта, а точка пересечения с осью ординат – величину скин-фактора.

В основе обоих способов лежит одно и то же соотношение (9.9.1.5), они полностью идентичны и отличаются лишь графическими приемами представления информации.

На рис. 12.4.1.3 представлена схема количественной оценки гидродинамических свойств пласта при обработке кривой давления в координатах «MDH».

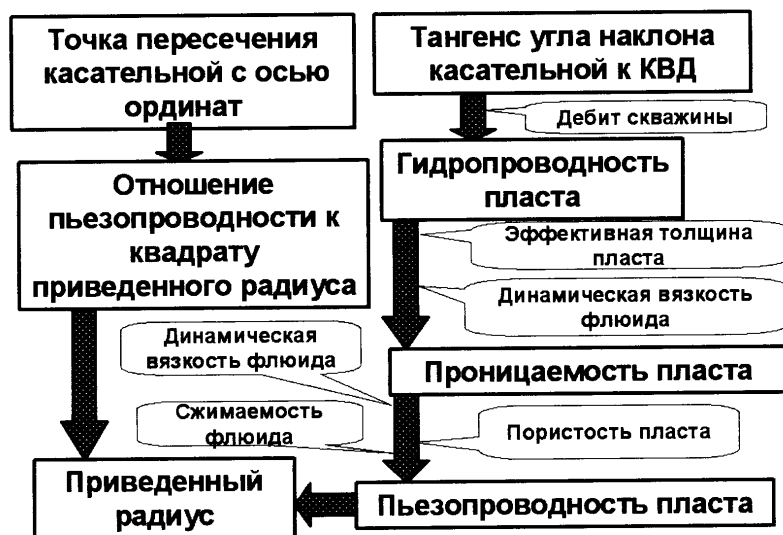


Рис. 12.4.1.3. Оценка фильтрационных параметров пласта при радиальном режиме течения флюида по параметрам асимптоты к КВД в «MDH» координатах

На рис. 12.4.1.4 результаты КВД представлены в обобщенных координатах Хорнера, рассчитанных на основе соотношения (9.9.1.4). Поскольку в цикле исследований дебит равен нулю, результат обработки в этих координатах не зависит от скин-фактора. В этом случае кривая давления (1 на рис. 12.4.1.4) во временном интервале радиального режима течения аппроксимируется наклонной прямой линией (1\*). Тангенс угла ее наклона определяет гидропроводность пласта, а ордината пересечения с осью ординат – величину пластового давления.

Наряду с асимптотическими методами для оценки гидродинамических параметров по КВД может быть использован метод типовых кривых [4–8]. Его сущность состоит в расчете (на основании выбранной модели массопереноса) теоретических кривых изменения давления во времени и их сопоставления с измеренной кривой. Параметры теоретической кривой, наилучшим образом совпавшей с измеренной, считают равными параметрам пласта. Для более точного сопоставления наряду с кривой давления в этом случае используется кривая его логарифмической производной.

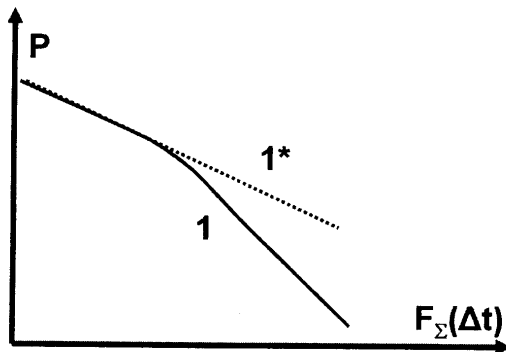


Рис. 12.4.1.4. К интерпретации результатов КВД при радиальном режиме течения флюида в пласте: 1 – исходная кривая в координатах Хорнера, 1\* – аппроксимация кривой 1 линейной зависимостью при больших временах  $t$

Традиционная классическая реализация метода типовых кривых предполагает их хранение в памяти компьютера в виде заранее рассчитанных массивов и выполнение совмещения с реально измеренными кривыми в интерактивном режиме. На рис. 12.4.1.5 изображены типовые кривые для случая радиального притока, осложненного скин-эффектом в безразмерных параметрах –  $\{\Delta P_D, F_{\Sigma}^*(\Delta t_D)\}$ , далее для сокращения –  $\{P_D, t_D\}$ . Здесь же изображены реальные измеренные кривые в параметрах «давление время». Процедура обработки включает их совмещение (интерактивно или автоматически) с теоретическими кривыми давления и производной давления по критерию их наилучшего совпадения. Затем сравниваются между собой координаты совпавших точек теоретической и измеренной кривой. Это отношение определяет параметры исследуемого пласта, в данном случае – проницаемость и скин-фактор.

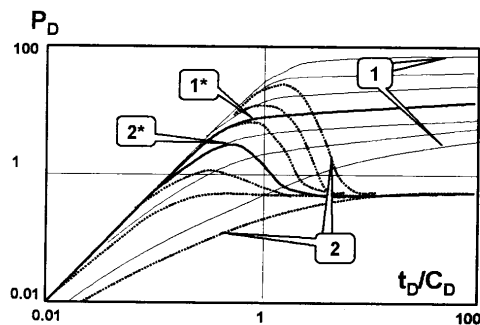


Рис. 12.4.1.5. Оценка параметров пласта при радиальном течении флюида с помощью типовых кривых давления (1) и логарифмической производной (2) в координатах «безразмерное давление – безразмерное время» ( $P_D, t_D/C_D$ ); 1\*, 2\* – результаты ГДИС в координатах «давление-время» ( $P, t$ )

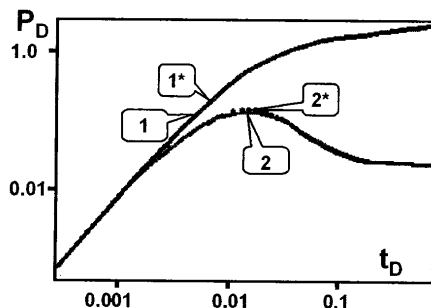


Рис. 12.4.1.6. Результаты ГДИС при установке скважины: 1\*, 2\* – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1, 2 – рассчитанные кривые (результаты совмещения)

Рис. 12.4.1.6 иллюстрирует решение той же задачи методом совмещения, когда программа в автоматическом режиме подбирает параметры теоретической кривой, наилучшим образом совпадающей с измеренной.

Рис. 12.4.1.7 иллюстрирует случай, когда асимптотический метод непригоден для интерпретации и только метод совмещения позволяет оценить параметры пласта. Причина состоит во влиянии предыстории работы скважины, т.к. циклу исследования (стабилизации давления) предшествовал цикл работы скважины с большим дебитом. Вследствие этого наблюдается немонотонное поведение давления в цикле исследования.

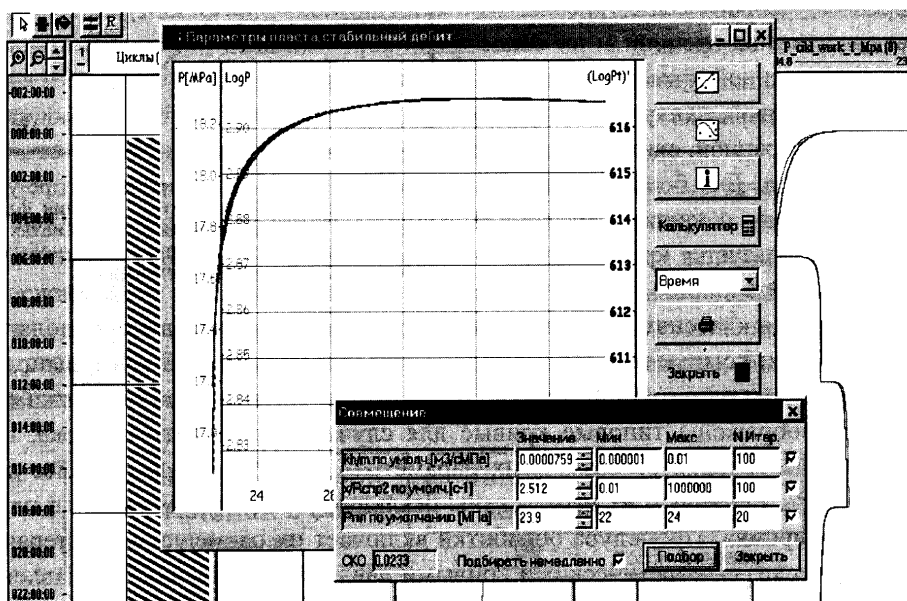


Рис. 12.4.1.7. Обработка ГДИС при сложной предыстории работы скважины методом совмещения (в ПО «Гидра-Тест»)

На рис. 12.4.1.8 представлена схема количественной оценки гидродинамических свойств пласта при обработке кривой давления методом совмещения для радиального режима течения (по гидропроводности и относительной пьезопроводности).

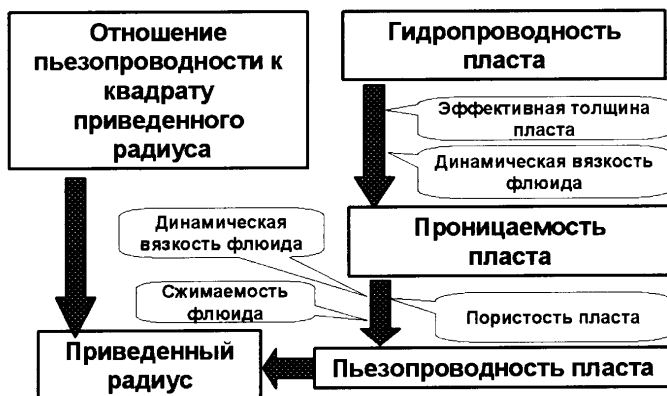


Рис. 12.4.1.8. Оценка фильтрационных параметров пласта при радиальном режиме течения по гидропроводности и относительной пьезопроводности

### 12.4.1.2. Особенности интерпретации результатов при нерадиальных режимах фильтрации

Принципы интерпретации результатов ГДИС при нерадиальных режимах течения не отличаются от рассмотренных выше [8–11]. Однако более сложные режимы течения и большее количество неизвестных параметров затрудняют обработку. В частности, на кривой давления выделяется несколько интервалов, отличающихся режимом течения. При использовании асимптотических методов в каждом из таких интервалов используется свой способ описания результатов измерений. Для оценки параметров пласта полученные данные обрабатываются совместно.

Так, для модели трещины гидроразрыва после того, как нивелируется влияние ствола скважины, можно увидеть признаки линейного или билинейного режима (или последовательную смену одного из этих режимов другим), а при более поздних временах – псевдорadiaльный режим. Каждому из названных режимов на кривой логарифмической производной будет соответствовать линейный участок со своим наклоном («1» – для заполнения ствола, «0» – для радиального и псевдорadiaльного, «0.5» – для линейного, «0.25» – для билинейного) – см. раздел 9.13.

Так, в примере, изображенном на рис. 12.4.1.9, наблюдается линейный и псевдорadiaльный режимы. Как следует из соотношения (9.13.0.3), в интервале псевдорadiaльного режима можно определить проницаемость пласта и полудлину трещины. Зная проницаемость, по результатам аналогичной обработки для билинейного режима можно с помощью соотношения (9.13.0.2) оценить параметр  $F_{CD}$ . Результаты интерпретации для линейного режима могут в этом случае использоваться для дублирующей оценки полудлины трещины – см. соотношение (9.13.0.1). Но если выход кривой давления на псевдорadiaльный режим не был достигнут и раздельное определение параметров пласта и трещины невозможно, то проницаемость пласта можно оценить только в случае, если параметры трещины априори известны.

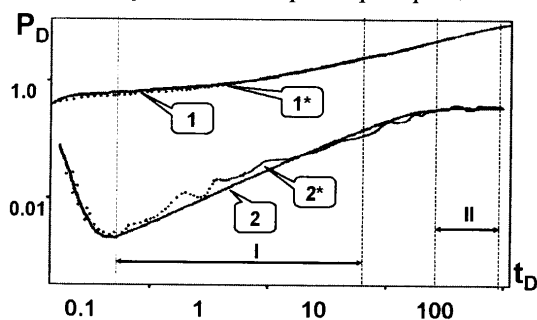


Рис. 12.4.1.9. Результаты ГДИС при остановке скважины: 1\*, 2\* – измеренные кривые давления и логарифмической производной, 1, 2 – рассчитанные кривые (результаты совмещения); I – интервал линейного режима течения; II – интервал псевдорadiaльного течения

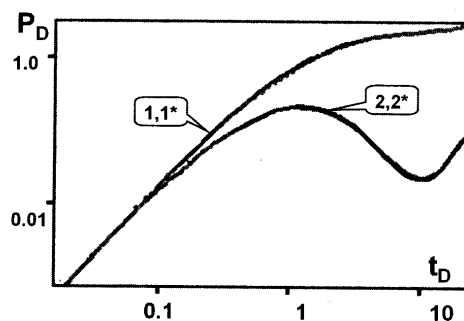


Рис. 12.4.1.10. Результаты ГДИС при остановке скважины: 1\*, 2\* – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1, 2 – рассчитанные кривые (результаты совмещения). Модель двух границ, пересекающихся под углом 45°

В современных программных продуктах наряду с интерактивным анализом реализована функция автоматического совмещения измеренной и расчетной кривой.



Причем последняя рассчитывается непосредственно в сеансе интерпретации для конкретных условий исследуемой скважины. При использовании конечно-разностного способа расчетов интерпретация возможна практически для любой модели исследуемого пласта. На рис. 12.4.1.10 изображен один из характерных результатов ГДИС в ограниченном пласте.

### 12.4.2. Обработка кривых стабилизации давления

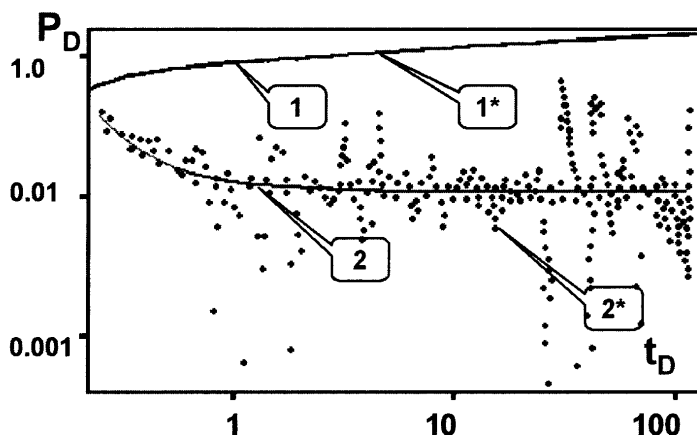


Рис. 12.4.2.1. Результаты ГДИС при пуске скважины: 1\*, 2\* — измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1, 2 — рассчитанные кривые (результаты совмещения)

Особенности поведения давления во времени при пуске и изменении режима работы скважины (КСД) абсолютно такие же, как при ее остановке. Соответственно между этими технологиями нет отличий в способах интерпретации результатов измерений. Однако анализ кривых давления при работе скважины имеет особенности, связанные с большой вероятностью

флуктуаций давления. Вследствие этого фактора возникает большой шум на производных давления, что снижает точность определения параметров пласта (рис. 12.4.2.1).

### 12.4.3. Обработка кривых падения давления

Условия исследований в нагнетательной скважине при кажущейся простоте (стабильный расход, однокомпонентный флюид, возможность длительной выдержки) на самом деле не столь элементарны. Поэтому опустим пока проблемы, связанные с изучением таких скважин в начальный период поддержания давления в залежи, когда велико влияние процессов вытеснения углеводородов закачиваемой водой и насыщенность в радиусе исследования существенно зависит от времени. Остановимся на исследованиях в промытой зоне, хотя и в этом случае при интерпретации результатов могут возникнуть серьезные проблемы, которые будут связаны с образованием в пласте в процессе закачки воды трещин гидроразрыва. При малой проницаемости коллектора длина трещины может достигнуть сотен метров. Тогда в процессе исследований будет наблюдаться продолжительный интервал линейного течения. В этом случае не всегда удастся дожидаться выхода скважины на псевдорadiaльный режим. Такие результаты не интерпретируются однозначно (рис. 12.4.3.1), по ним нельзя оценить проницаемость пласта, не имея априорной информации о параметрах трещины.

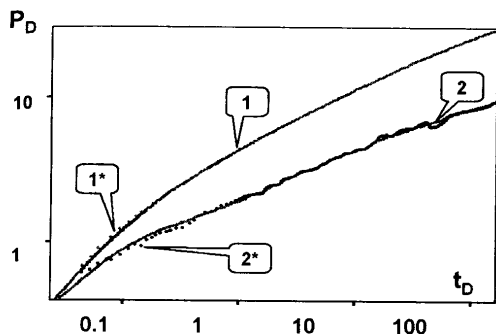


Рис. 12.4.3.1. Результаты ГДИС при остановке нагнетательной скважины: 1\*, 2\* – измеренные кривые давления и логарифмической производной, 1, 2 – рассчитанные кривые (результаты совмещения)

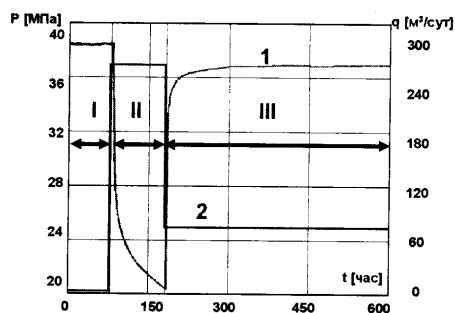


Рис. 12.4.3.2. Результаты ГДИС в нагнетательной скважине: I – цикл проста скважины; II, III – циклы с технологическим и уменьшенным расходом; 1 – кривая давления [МПа], 2 – кривая расхода [м³/сут]

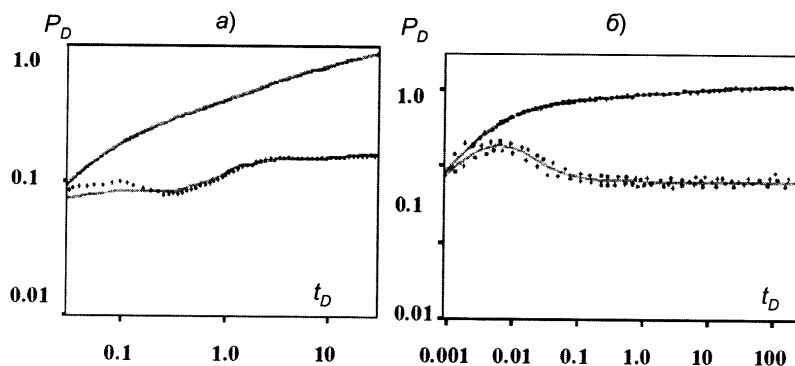


Рис. 12.4.3.3. Результаты обработки ГДИС в нагнетательной скважине: а) для цикла закачки с технологическим расходом; б) для цикла закачки с уменьшенным расходом

Неоднозначность может быть устранена, если включить в технологию исследований еще один дополнительный цикл, исследовав скважину в процессе закачки с уменьшенным расходом (или при изливе). Уменьшение репрессии на пласт приводит к уменьшению длины или к полному закрытию трещины. В этих условиях временной интервал линейного течения сокращается по продолжительности либо вообще исчезает. На рис. 12.4.3.2 представлены результаты двухциклического исследования скважины. В цикле «II» в скважину велась закачка с технологическим расходом, в цикле «III» расход закачки был уменьшен в несколько раз. Результаты обработки кривой давления в названных циклах представлены соответственно на рис. 12.4.3.3.а,б.

#### 12.4.4. Обработка результатов циклических гидродинамических исследований

Исследования данного типа предусматривают непрерывную регистрацию кривых изменения давления во времени при циклическом изменении дебита скважины (пуске, остановке, изменении депрессии на пласт). Преимущества подобной технологии оче-

видны даже в том случае, когда параметры пласта не меняются от цикла к циклу. В этом случае последовательная индивидуальная обработка каждого цикла согласно требований разделов 12.4.1–12.4.3 может быть дополнена совмещением результатов измерений и теоретических расчетов для всего интервала исследований (рис. 12.4.4.1).

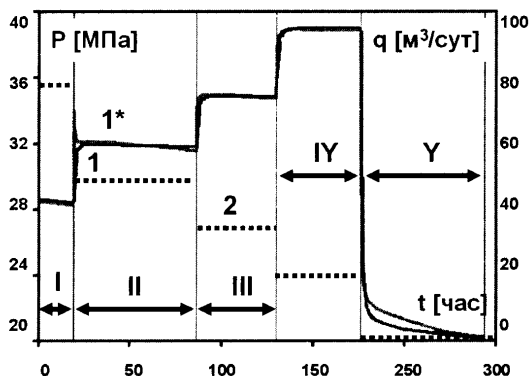


Рис. 12.4.4.1. Результаты обработки ГДИС по технологии ИД-КВД: 1, 1\* – измеренная и расчетная кривые давления (P), 2 – кривая дебита (Q), I–IV – циклы КСД, V – цикл КВД

Наибольший интерес такие исследования представляют при закономерном изменении параметров пласта от цикла к циклу. В первую очередь это касается интегрального скин-фактора. К этому классу относится пример с возникновением динамической трещины гидроразрыва в нагнетательной скважине (см. раздел 12.4.3).

Еще одной причиной необходимости совместного анализа результатов многоциклических исследований является нелинейность закона фильтрации. В частности, нелинейность фильтрации в газовых скважинах может быть описана как дополнительный скин-фактор. В зарубежной литературе этот параметр известен как «D-фактор». Легко показать, что этот параметр с точностью до размерного коэффициента равен фильтрационному сопротивлению  $B$ .

## 12.5. ОЦЕНКА РАСХОДНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ В СКВАЖИНАХ С ДИНАМИЧЕСКИМ УРОВНЕМ

### 12.5.1. Особенности исследований скважин с динамическим уровнем

В рассмотренных ранее случаях алгоритм интерпретации базировался на том, что влияние процесса заполнения ствола скважины (послепритока) существенно сказывается только на ранней стадии цикла исследований. В последующем этот эффект нивелируется и усиливается влияние массопереноса по пласту, что позволяет разделить при интерпретации эффекты притока в скважину и работы пласта. На этом, в частности, основана рассмотренная в предыдущих разделах интерпретация ГДИС в фонтанных и нагнетательных скважинах.

Таким образом, можно исследовать и малодобитные, непереливающие скважины. Но в последнем случае для этого нужны специальные технологии проведения работ. Необходимо проводить измерения при пуске или при изменении режима (с использованием соответственно подобранного насоса), либо же выполнять измерения в статике при закрытии скважины на забое. Если невозможно обеспечить соблюдение подобных требований, то при формальном использовании методик интерпретации,

разработанных для условий малого послепритока, можно получить ошибочные и противоречивые результаты.

Одним из наиболее типичных объектов, где встает обозначенная проблема, являются скважины, исследуемые в процессе роста динамического уровня (механизированного фонда или осваиваемые путем свабирования, компрессирования).

Технология исследования таких скважин включает:

- получение кривых снижения динамического уровня в стволе при эксплуатации или освоении скважины в затрубье  $H_{зат}$  и нкт  $H_{нкт}$ ,
- получение кривых изменения во времени забойного  $P_c$ , буферного  $P_{буф}$  и затрубного  $P_{зат}$  давлений в процессе подъема динамического уровня в стволе.

Величины  $P_{буф}$  и  $P_{зат}$  определяются на устье скважины.

Забойное давление может быть непосредственно замерено глубинным манометром (что предпочтительнее) или рассчитано по величине устьегового давления и динамического уровня. В соответствии с этим различают две технологии исследований: «КВУ-э» (в основе которой замеры уровня эхолотом) и «КВУ-з» (в основе которой замеры давления на забое в процессе роста уровня). Использование данных эхолота ограничено приближенными оценками дебита и продуктивности, их более глубокая интерпретация весьма сомнительна. Исследования по технологии «КВУ-з» более информативны. В благоприятных условиях результаты таких замеров можно использовать для определения практически полного спектра параметров пласта. Рассмотрим способы интерпретации ГДИС по перечисленным технологиям.

### 12.5.2. Связь значений давления и дебита в скважинах с динамическим уровнем

Малодобитные скважины с пластовым давлением ниже гидростатического исследуются в процессе притока жидкости после снижения уровня в стволе. Рост давления в процессе притока отражает как гидродинамические параметры пласта, так и интенсивность притока (дебит пласта). Поведение давления и дебита подчиняется следующим закономерностям.

Пусть  $dP$  – изменение давления на фиксированной глубине ниже уровня за время  $dt$ ,  $dH$  – изменение отметки уровня за это же время. Тогда:

$$\begin{aligned} dP &= \gamma \cdot g \cdot dH, \\ dH &= w \cdot dt, \end{aligned} \quad (12.5.2.1)$$

$$w = \frac{q}{S},$$

где  $w$  – скорость перемещения уровня,  $q$  – дебит,  $S$  – площадь сечения потока (внутреннего сечения колонны),  $\gamma$  – плотность флюида.

Из (12.5.2.1) следует:

$$\begin{aligned} dP &= \gamma \cdot g \cdot w \cdot dt = \gamma \cdot g \cdot \frac{q}{S} \cdot dt \\ \text{или} \quad \frac{dP}{dt} &= \frac{\gamma \cdot g \cdot q}{S}. \end{aligned} \quad (12.5.2.2)$$

Решая это дифференциальное уравнение, получим:

$$\frac{dP}{P_{nl} - P} = \frac{\gamma \cdot g \cdot q}{S \cdot (P_{nl} - P)} = \frac{\gamma \cdot g \cdot K_{факт}}{S}, \quad (12.5.2.3)$$

где коэффициент продуктивности  $K_{факт}$  считается постоянным:  $K_{факт} = const$ ,

$$\ln(P_{nl} - P) = -\frac{\gamma \cdot g \cdot K_{факт} \cdot t}{S} + C \quad (12.5.2.4)$$

или

$$P_{nl} - P = C \cdot \exp\left(-\frac{\gamma \cdot g \cdot K_{факт} \cdot t}{S}\right). \quad (12.5.2.5)$$

Величину коэффициента  $C$  можно определить из условия: при  $t=0$ ;  $P=P_{с\_нач}$ , откуда следует  $C=P_{nl}-P_{с\_нач}$  (где  $P_{с\_нач}$  – давление на забое скважины в момент начала подъема уровня). Итак, окончательно:

$$\begin{aligned} \frac{P_{nl} - P}{P_{nl} - P_{с\_нач}} &= \exp(-\xi \cdot t), \\ \xi &= \frac{\gamma \cdot g \cdot K_{факт}}{S}. \end{aligned} \quad (12.5.2.6)$$

Это соотношение известно как формула Маскета (Яковлева) и широко используется при обработке КВУ [1–2, 12]. Следует еще раз подчеркнуть, что в его основе лежит допущение о постоянной величине коэффициента продуктивности, которое соблюдается лишь приближенно. Чем меньше изменение давления (дебита) во времени, тем точнее это приближение. На начальной стадии восстановления уровня непосредственно после резкого изменения депрессии на пласт использование подобных соотношений чаще всего недопустимо.

### 12.5.3. Экспресс-оценка дебитов и давлений по замерам динамического уровня

На основе соотношения (12.5.2.2) можно получить формулы для расчета среднего объемного дебита (в НКТ –  $q_{нкт}$ , в затрубном пространстве –  $q_{зат}$  и общего –  $q_{\Sigma}$ ) по двум одновременным замерам динамического уровня:

$$\begin{aligned} Q_{зат} &= \frac{(H_{зат1} - H_{зат2})}{t_2 - t_1} S_{зат}, \\ Q_{нкт} &= \frac{(H_{нкт1} - H_{нкт2})}{t_2 - t_1} S_{нкт}, \\ Q_{\Sigma} &= Q_{нкт} + Q_{зат}, \end{aligned} \quad (12.5.3.1)$$

где  $H_{зат1}$ ,  $H_{зат2}$  – уровни в затрубном пространстве,  $H_{нкт1}$ ,  $H_{нкт2}$  – уровни в НКТ,  $S_{нкт}$ ,  $S_{зат}$  – площади сечения внутреннего пространства НКТ и затрубья.

Основным недостатком данного способа расчета является малая точность отбивки уровня эхолотом за счет выделения газа из нефти. Если замеряется уровень только в затрубном пространстве, следует также иметь в виду ошибки в оценке дебита за

счет того, что уровень может меняться не только вследствие притока в ствол новых порций жидкости, но и вследствие перетока жидкости между НКТ и затрубьем.

#### 12.5.4. Экспресс-оценка давлений по замерам динамического уровня

Самая простая оценка забойного давления по величине динамического уровня возможна по барометрической формуле (для затрубья):

$$P_c = P_{зат} + \gamma \cdot g (H_{с\_абс} - H_{зат\_абс}), \quad (12.5.4.1)$$

где  $H_{с\_абс}$  – абсолютная глубина на забое, для которой делается пересчет,  $H_{зат\_абс}$  – абсолютная отметка динамического уровня в затрубье,  $\gamma$  – средняя плотность жидкости в затрубье,  $g$  – ускорение силы тяжести.

Такая оценка вполне приемлема, если скважина заполнена однородным по составу флюидом (закачиваемая или пластовая вода, нефть с маленьким газовым фактором). В противном случае расчетные соотношения для оценки забойного давления усложняются.

В частности, если скважина работает водонефтяной смесью, причем процессом выделения газа из нефти можно пренебречь, для оценки забойного давления используется соотношение:

$$P_c = P_{зат} + \Delta P_{зат} + \gamma_n \cdot g \left[ H_{нкт\_абс} - H_{зат\_абс} \right] + \gamma \cdot g \left[ H_{с\_абс} - H_{нкт\_абс} \right], \quad (12.5.4.2)$$

где  $\gamma$  – плотность заполнителя ствола – рассчитывается по формуле:  $\gamma = \gamma_v \cdot (1 - \phi_v) + \gamma_n \cdot \phi_v$ ,  $\gamma_v$ ,  $\gamma_n$  – плотности воды и нефти,  $\phi_v$  – объемное содержание воды в продукции,  $g = 9.81 \text{ м/с}^2$ ,  $H_{нкт\_абс}$  – абсолютная глубина башмака НКТ,  $H_{зат\_абс}$  – абсолютная глубина динамического уровня в затрубье,  $\Delta P_{зат}$  – вес столба газа в затрубье, оцениваемый с помощью соотношения:

$$\Delta P_{зат} = P_{зат} \exp \left[ \frac{0.03415 \cdot \gamma_{отн} \cdot H_{зат\_абс}}{273.16 + T_{зат}} \right], \quad (12.5.4.3)$$

где  $\gamma_{отн}$  – относительная плотность газа по воздуху,  $T_{зат}$  – температура в затрубье.

Аналогичные расчеты для добывающих скважин с большим газосодержанием продукции выполняются с помощью специализированных алгоритмов с использованием эмпирических зависимостей, учитывающих различие в расходных содержаниях газовой и жидкой компонент – эффект проскальзывания легкой фазы [13–14]. Основной недостаток подобных алгоритмов состоит в том, что в них в качестве входных данных присутствуют параметры, достоверной информации о которых, как правило, нет. Существуют методики «обучения» расчетных зависимостей, позволяющие определить неизвестные параметры путем сравнения результатов прямых измерений и расчетов в контрольных скважинах. Но даже при этом не всегда удается добиться приемлемой точности расчетов. То есть необходимо в ответственных случаях отказы-

ваться от косвенных оценок забойного давления по уровню в пользу их непосредственного измерения. В случае же использования замеров уровней нужно четко понимать, что достоверность подобных расчетов при сложном составе продукции скважины, как правило, невысока.

### 12.5.5. Экспресс-оценка дебитов по темпу изменения забойного давления во времени

Для расчета дебита по темпу изменения забойного давления применяется соотношение (12.5.2.2). Формула используется с параметрами НКТ или затрубья в зависимости от того, по какому пространству рассчитывается дебит в конкретной скважине. Результаты подобного расчета представлены на рис. 12.5.5.1.

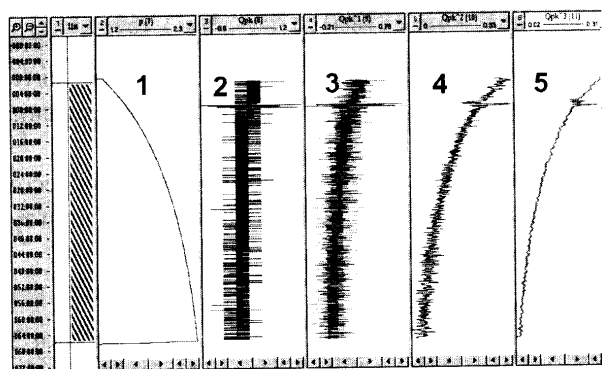


Рис. 12.5.5.1. Оценка дебита по темпу изменения забойного давления во времени в комплексе «Гидра-Тест»: 1 – кривая давления; 2, 3, 4, 5 – результаты расчета при различных сглаживающих фильтрах

Достоверной оценки, как правило, удастся добиться, если сжимаемость флюида невелика и этим параметром можно пренебречь. Еще один недостаток указанного способа расчетов состоит в том, что необходимо знать величину плотности поступающей в ствол смеси. Достоверные данные о плотности удастся получить лишь в скважинах, работающих однофазной продукцией (чистой водой или чистой нефтью с небольшим газовым фактором).

При притоке в ствол водонефтяной смеси точность оценки дебита снижается вследствие того, что из-за малодобитности таких скважин смесь флюидов в стволе имеет пробковую структуру потока. В этом случае скорости движения фаз отличаются друг от друга, плотность заполнителя ствола сильно меняется по глубине и перестает соответствовать плотности поступающей в ствол продукции.

Наличие в продукции газа усиливает названный эффект. Кроме того, начинает сказываться изменение по глубине и во времени сжимаемости заполнителя ствола. В этом случае достоверность количественной оценки дебита резко снижается.

### 12.5.6. Оценка расходной плотности по кривым изменения во времени забойного давления и динамического уровня

Итак, возможны количественные оценки параметров состояния скважины как по величине забойного давления, так и по величине динамических уровней.

Результаты совместных (синхронных) замеров забойного давления и положения уровня могут быть полезны для приближенной оценки состава притекающего флюида. Исходные данные в этом случае обрабатываются следующим образом [13].

- Определяется темп изменения давления во времени по формуле:

$$\Delta P_t = \frac{\partial(P_c - P_{зам})}{\partial t} \quad (12.5.6.1)$$

- В том же временном интервале определяется темп изменения абсолютной отметки уровня во времени по формуле:

$$\Delta H_{abc\_t} = \frac{\partial H_{abc}}{\partial t} \quad (12.5.6.2)$$

- Оценивается расходная плотность смеси притекающих флюидов по формуле:

$$\gamma_{см} = \frac{\Delta P_t}{g \cdot \Delta H_{abc\_t}}, \quad (12.5.6.3)$$

где  $g$  – ускорение свободного падения.

- Оцениваются дебиты по компонентам (вода, нефть):

– дебит воды

$$q_v = q_{см} \cdot \frac{\gamma_v - \gamma_{см}}{\gamma_v - \gamma_n}; \quad (12.5.6.4)$$

– дебит нефти

$$q_n = q_{см} \cdot \frac{\gamma_{см} - \gamma_n}{\gamma_v - \gamma_n}. \quad (12.5.6.5)$$

## 12.5.7. Оценка коэффициента продуктивности и пластового давления по кривым изменения во времени дебита и забойного давления

### 12.5.7.1. Метод псевдоиндикаторной (Яковлева)

Сущность метода псевдоиндикаторной состоит в том, что по кривым измеренного забойного давления и рассчитанного по давлению дебита формально строится зависимость «давление-дебит» (так называемая «псевдоиндикаторная диаграмма»).

Основным параметром, определяемым по КВУ, является коэффициент продуктивности, численно равный тангенсу угла наклона псевдоиндикаторной диаграммы. Точки пересечения диаграммы с координатными осями определяют пластовое давление и абсолютно свободный дебит (аналогично рис. 12.3.2.1). По величине коэффициента продуктивности рассчитывают гидродинамические свойства пласта.

Ограничения метода связаны с тем, что даже в условиях, когда фильтрация подчиняется одночленному закону фильтрации (Дарси), такая диаграмма нелинейна. Причина нелинейности в том, что каждая точка диаграммы отражает нестабильный переходный процесс изменения давления и дебита во времени. Однако с течением времени темп изменения этих параметров снижается и после нескольких часов с момента начала восстановления уровня становится возможным аппроксимировать псевдоиндикаторную диаграмму линейной зависимостью и определить по этой зависимости коэффициент продуктивности и пластовое давление (рис. 12.5.7.1).



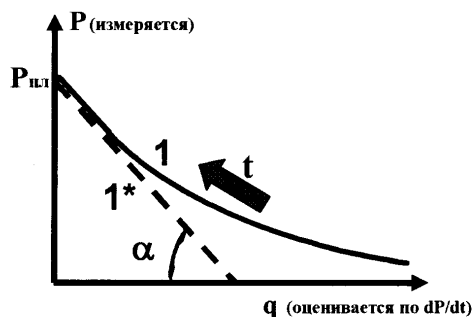


Рис. 12.5.7.1. Обработка КВУ методом псевдоиндикаторной (Яковлева): 1 – реальная кривая зависимости давления ( $P$ ) от дебита; 1\* – аппроксимация реальной кривой (линейной зависимостью при больших временах  $t$ ); стрелкой изображается направление увеличения времени

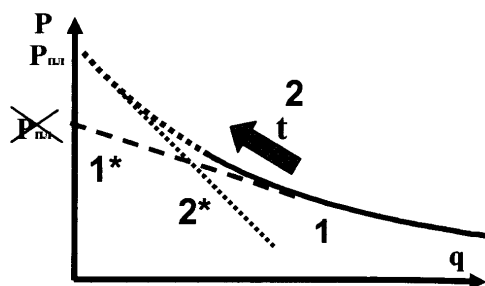


Рис. 12.5.7.2. Обработка КВУ методом псевдоиндикаторной (Яковлева) при недостаточном времени выдержки скважины: 1, 1\* – соответственно кривая зависимости давления ( $P$ ) от дебита и ее аппроксимация линейной зависимостью при недостаточном времени КВУ; 2, 2\* – то же при стабилизации в скважине квазистационарного режима притока;  $t$  – направление увеличения времени

Оптимальным для построения псевдоиндикаторной диаграммы в диапазоне наиболее вероятных фильтрационных свойств пластов залежей углеводородов является временной отрезок со следующими параметрами.

- Начало отрезка – первые 1–2 часа подъема уровня, конец отрезка – от 3–5 до 8–10 часов. При меньших временах псевдоиндикаторная диаграмма будет искажена вследствие интенсивного изменения дебита во времени. При больших временах из-за маленьких приращений давления недостаточно точно определяется дебит.
- Длительность временного интервала должна составлять как минимум несколько часов, чтобы наклон диаграммы был достаточно рельефным на фоне флуктуаций исходных параметров.

Критерием достоверности псевдоиндикаторной диаграммы является возможность ее аппроксимации линейной зависимостью с коэффициентом корреляции не хуже 0.7–0.8 и превышение диапазона изменения дебита над его флуктуациями во времени в 3–5 раз и более. Обработка индикаторной диаграммы аналогична описанной в разделе 12.3.1.

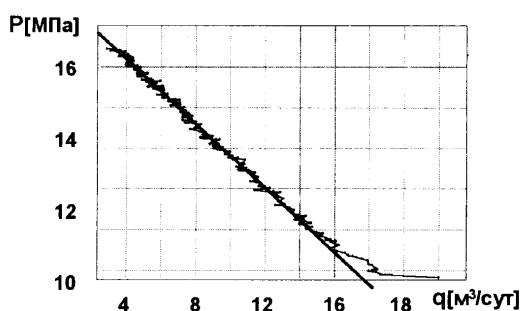


Рис. 12.5.7.3. Пример обработки КВУ методом псевдоиндикаторной (Яковлева) в комплексе «Гидра-Тест»

Рис. 12.5.7.2 иллюстрирует случай, когда продолжительность простоя скважины недостаточна для оценки коэффициента продуктивности. В этом случае при интерпретации занижается пластовое давление и завышается коэффициент продуктивности.

На рис. 12.5.7.3 приведен пример обработки КВУ методом Яковлева в реальной скважине с помощью ПО «Гидра-Тест».

### 12.5.7.2. Метод Муравьева-Крылова

Метод Муравьева-Крылова, по существу, ничем не отличается от рассмотренного выше метода Яковлева. Особенность метода Яковлева состоит в том, что сначала по величине приращения давления  $\Delta P$  рассчитывается дебит, а затем путем сопоставления значений давления и дебита определяется продуктивность. В методе Муравьева-Крылова продуктивность определяется без промежуточной операции по расчету дебита путем непосредственного сравнения значений  $\Delta P$  и  $P$ . При одних и тех же исходных данных результаты получаются полностью идентичными, т.е. перечисленные методы взаимозаменяемы.

### 12.5.7.3. Метод Маскета

В основе метода Маскета лежит соотношение (12.5.2.6), описывающее изменение давления во времени  $t$  в процессе роста динамического уровня по экспоненциальной функции:

$$P_c = P_{nl} - (P_{nl} - P_{c-нач}) \cdot e^{-K_{факт} \cdot \gamma \cdot g \cdot t / S}, \quad (12.5.7.1)$$

где  $P_{nl}$  – пластовое давление,  $P_{c-нач}$  – забойное давление в момент начала подъема динамического уровня (в начале КВУ),  $K_{факт}$  – коэффициент продуктивности,  $\gamma$  – плотность заполнителя ствола,  $S$  – площадь сечения потока флюида,  $g=9.81$  м/с<sup>2</sup>.

Из (12.5.7.1) следует:

$$\ln(P_{nl} - P_c) = \ln(P_{nl} - P_{c-нач}) - (K_{факт} \cdot \gamma \cdot g \cdot t / S). \quad (12.5.7.2)$$

Обработка КВУ на основе этого результата реализуется следующим образом. Сначала определяется пластовое давление – для этого перебирают величины  $P_{nl}$  в диапазоне его вероятного изменения. Для текущего значения  $P_{nl}$  строится график зависимости параметров  $\ln(P_{nl} - P_c)$  и времени  $t$ . Признаком того, что текущее значение пластового давления совпадает с истинным значением, является линейный характер данной зависимости.

Определив величину  $P_{nl}$ , находят коэффициент продуктивности как тангенс угла наклона полученной линейной зависимости.

По ординате пересечения этой прямой линии с осью ординат можно проконтролировать определенное ранее значение  $P_{nl}$ .

Реализацию метода иллюстрирует рис. 12.5.7.4.

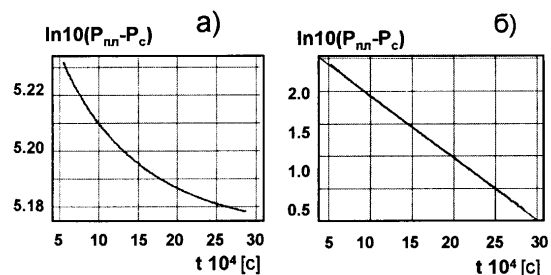


Рис. 12.5.7.4. Пример обработки КВУ методом Маскета в комплексе «Гидра-Тест»: (а) – пластовое давление подобрано неверно; (б) – пластовое давление подобрано правильно

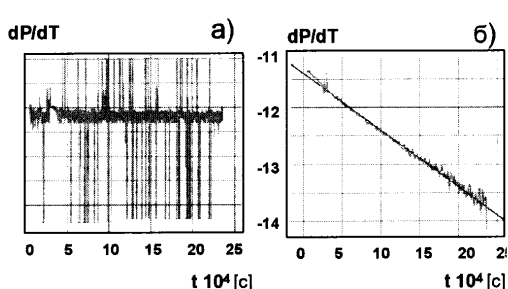


Рис. 12.5.7.5. Пример обработки КВУ дифференциальным методом Маскета в комплексе «Гидра-Тест»: (а) – в отсутствие сглаживания; (б) – при сглаживании

Данный метод легко реализуется в дифференциальном варианте. Продифференцировав (12.5.7.1) по времени, получим:

$$\frac{\partial P}{\partial t} = (P_{пл} - P_{с-нач}) \cdot (K_{факт} \cdot \gamma \cdot g/S) \cdot e^{-K_{факт} \cdot \gamma \cdot g \cdot t/S} \quad (12.5.7.3)$$

или

$$\ln \left\{ \frac{\partial P}{\partial t} \right\} = \ln \left\{ (P_{пл} - P_{с-нач}) \cdot (K_{факт} \cdot \gamma \cdot g/S) \right\} - (K_{факт} \cdot \gamma \cdot g \cdot t/S). \quad (12.5.7.4)$$

Отсюда следует, что для определения значения  $(K_{факт} \cdot \gamma \cdot g/S)$  достаточно пере-  
строить исходные данные в координатах  $\left[ \ln \left\{ \frac{\partial P}{\partial t} \right\}, t \right]$ .

Реализацию метода иллюстрирует рис. 12.5.7.5.

## 12.6. ОЦЕНКА ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ В СКВАЖИНАХ С ДИНАМИЧЕСКИМ УРОВНЕМ

### 12.6.1. Основные способы обработки и интерпретации гидродинамических исследований

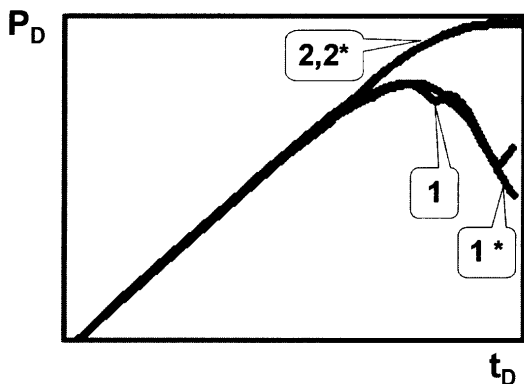


Рис. 12.6.1.1. Результаты ГДИС при интенсивном послепритоке 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1\*, 2\* – рассчитанные кривые (результаты совмещения)

В условиях КВУ неприменимы классические приемы интерпретации данных исследований, описанные в разделе 12.4. Так, обработка кривой давления в «LOG-LOG» масштабе даже в отсутствие влияния нерадиальных режимов течения в пласте не позволяет однозначно оценить параметры пласта. В результате подобной формальной обработки удастся лишь подтвердить высокое значение коэффициента послепритока (рис. 12.6.1.1). В данном случае модель с использованием коэффициента послепритока оказывается очень грубой.

Для этой цели в практике ГДИС известны другие подходы. Их сущность состоит в непосредственном введении в расчеты непрерывной кривой изменения дебита пласта во времени в процессе заполнения ствола скважины (аналогично тому, как выше учитывался при интерпретации циклически меняющийся дебит).

В основе расчетов лежат соотношения, использующие интеграл свертки, рассмотренные в разделе 9.10. Возможны разные способы использования этого соотношения.

Во-первых, можно перед обработкой КВУ произвести специальное преобразование исходных данных (так называемую деконволюцию), позволяющее устранить влияние переменного дебита [15–16]. В результате исходная кривая принимает стандартный вид, описываемый соотношениями раздела 12.4, и для ее обработки становится применимым весь спектр стандартных приемов, описанный в названном разделе.

ле. Во-вторых, можно выполнить совмещение результатов измерений с результатами расчетов, проведенных для конкретной модели с помощью уравнения типа (9.10.0.2) [1–2, 17]. И наконец, можно применить различные способы линейных анаморфоз с целью представления результатов измерений в виде линейной зависимости с коэффициентами, определяемыми параметрами пласта [1, 17].

### 12.6.2. Учет переменного дебита методом деконволюции

Сущность метода деконволюции состоит в расчете гипотетической кривой изменения давления в скважине во времени при условии, что дебит в цикле исследования не меняется. Если речь идет об интерпретации результатов измерений по технологии КВД, то давление рассчитывается для случая, когда послеприток в скважину полностью отсутствует.

Основой решения задачи является аналитическое соотношение, связывающее давление в стволе при постоянном и переменном дебите скважины с помощью интеграла свертки. Подобные аналитические решения для радиального режима фильтрации рассмотрены в разделе 9.10. Задача решается методом численного преобразования Лапласа.

Ниже представлен пример практического применения способа деконволюции. На рис. 12.6.2.1 изображены исходные кривые изменения давления и дебита во времени.

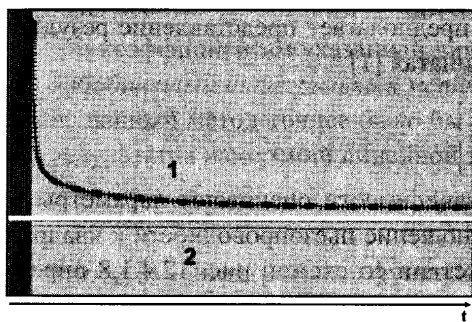


Рис. 12.6.2.1. Результаты ГДИС при переменном дебите: 1 – кривая давления; 2 – кривая дебита

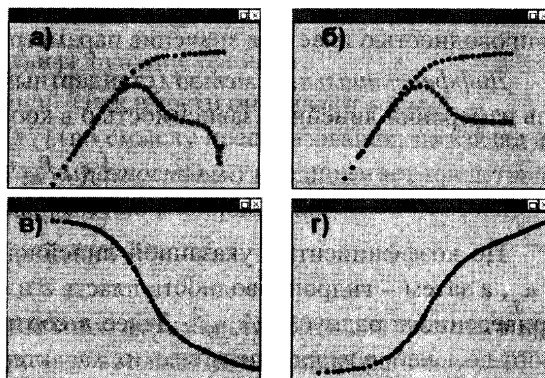


Рис. 12.6.2.2. Результаты ГДИС при переменном дебите: а) и б) – в «LOG-LOG» координатах; в) и г) – в координатах Хорнера (без поправки и с поправкой за переменный дебит)

На рис. 12.6.2.2 а представлены в «LOG-LOG» координатах результаты формальной обработки кривой давления при пуске скважины (КСД) в предположении, что дебит скважины после пуска оставался стабильным. Неучет переменного дебита приводит к ошибочному выводу о существовании в пласте границы постоянного давления. На рис. 12.6.2.2 б приведена обработка методом деконволюции, иллюстрирующая, что реально в скважине происходит не осложненный нарушениями радиальный приток. На рис. 12.6.2.2 в,г приведена соответствующая рассмотренным двум случаям обработка КВД в координатах Хорнера.

### 12.6.3. Совместная обработка кривых давления и дебита методом линейной анаморфозы

Для обработки материалов ГДИС с переменным дебитом используется несколько способов линеаризации результатов. Все эти способы основаны на едином принципе. Предполагается либо дифференцирование, либо интегрирование исходных зависимостей изменения давления во времени. В соответствии с этим существующие методы делятся на *дифференциальные и интегральные*. Рассмотрим особенности различных способов линейной анаморфозы на примере соотношения (9.10.0.3) (радиальный приток), которое представим в виде:

$$\begin{aligned} P_c(t) - P_{nl} &= -\alpha_\varepsilon [q(t) \cdot \alpha_s + f(t)], \\ \text{где } f(t) &= \ln(t) + \int_0^t \frac{q(t-\tau)}{\tau} d\tau, \\ \alpha_\varepsilon &= \frac{l}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon}; \alpha_s = \ln 2.25 \frac{\omega}{r_{c\_np}^2}, \end{aligned} \quad (12.6.3.1)$$

где:  $P_c(t)$ ,  $q(t)$  – значение давления и дебита для текущего времени  $t$ ,  $P_{nl}$  – пластовое давление,  $f(t)$  – функция времени и дебита; значение параметра  $\alpha_\varepsilon$  определяется гидропроводностью пласта, а значение параметра  $\alpha_s$  – величиной скин-фактора  $s$ .

*Дифференциальный метод* (стандартный) предполагает представление результатов измерений линейной зависимостью в координатах [1]

$$\left\{ \frac{f(t)}{q(t)}, \frac{P_{nl} - P_c}{q(t)} \right\}.$$

По коэффициентам указанной линейной зависимости оценивают параметры  $\alpha_\varepsilon$  и  $\alpha_s$ , а затем – гидропроводность пласта  $\varepsilon$  и отношение пьезопроводности к квадрату приведенного радиуса  $\omega/r_{c\_np}^2$ . Далее в соответствии со схемой рис. 12.4.1.8 определяют весь набор гидродинамических характеристик.

*Обобщенный дифференциальный метод* [17] (по мнению авторов, в связи с характером проводимых преобразований данный метод логичнее было бы назвать разностным) предполагает представление результатов измерений линейной зависимостью в координатах

$$\left\{ \frac{f(t) - f(0)}{q(t) - q(0)}, \frac{P(t) - P(0)}{q(t) - q(0)} \right\},$$

где  $P_c(t)$ ,  $q(t)$  – значения давления и дебита для текущего времени  $t$ ,  $f(t)$  – функция времени и дебита,  $P(0)$ ,  $q(0)$ ,  $f(0)$  – то же для начального времени интервала обработки.

По коэффициентам указанной линейной зависимости оценивают  $\varepsilon$  и  $\omega/r_{c\_np}^2$ .

Преимуществом данного способа обработки является возможность его использования в отсутствии данных о пластовом давлении. Но следует иметь в виду, что при этом

увеличивается вероятность ошибки вследствие неучета реальной геометрии пласта. Недостатком метода является также его повышенная чувствительность к погрешностям в исходных результатах измерений давления, а также к ошибкам в оценке дебита.

Действуя по аналогии, к списку перечисленных методов можно добавить *относительный дифференциальный метод*, предполагающий представление результатов измерений линейной зависимостью в координатах

$$\left\{ \frac{f(0)}{q(0)} - \frac{f(t)}{q(t)}, \frac{P_{nl} - P(0)}{q(0)} - \frac{P_{nl} - P(t)}{q(t)} \right\}.$$

По коэффициентам указанной линейной зависимости оценивают гидропроводность пласта. Далее в соответствии со схемой рис. 12.4.1.8 определяют проницаемость и пьезопроводность. При этом оценка величины скин-фактора исключена.

Недостатком метода является также его повышенная чувствительность к погрешностям исходных результатов измерения давления и к ошибкам в оценке дебита.

*Интегральный метод* (стандартный) [1] предполагает представление результатов измерений линейной зависимостью в координатах

$$\left\{ \frac{f_x}{q_x}, \frac{P_x}{q_x} \right\},$$

где  $P_x = \int_0^t (P_{nl} - P(t))dt$  – интегральная функция давления,  $q_x = \int_0^t q(t)dt$  – интегральная функция дебита;  $f_x = \int_0^t f(t)dt$  – интегральная функция времени.

По коэффициентам указанной линейной зависимости оценивают  $\varepsilon$  и  $\alpha/r_{c\_np}^2$ .

*Обобщенный интегральный метод* [17] (по смыслу преобразования, на взгляд авторов, данный метод точнее было бы назвать *разностным*) предполагает представление результатов измерений линейной зависимостью в координатах

$$\left\{ \frac{f_x(t) - f_x(0)}{q_x(t) - q_x(0)}, \frac{P_x(t) - P_x(0)}{q_x(t) - q_x(0)} \right\},$$

где  $P_x(t), q_x(t)$  – интегральные функции давления, дебита и времени для текущего времени  $t$ ;  $P_x(0), q_x(0), f_x(0)$  – то же для начального времени интервала обработки ( $t=0$ ).

По коэффициентам указанной линейной зависимости оценивают  $\varepsilon$  и  $\alpha/r_{c\_np}^2$ .

Преимуществом данного метода является возможность обработки результатов в отсутствии данных о пластовом давлении. Но следует иметь в виду, что при этом способе обработки увеличивается вероятность ошибки за счет неучета реальной геометрии пласта. Недостатком метода является также его повышенная чувствительность к погрешностям в исходных результатах измерений давления и к ошибкам в оценке дебита.

Действуя по аналогии, к перечисленным методам можно добавить *относительный дифференциальный метод*, предполагающий представление результатов измерений линейной зависимостью в координатах

$$\left\{ \frac{f_x(0)}{q_x(0)} - \frac{f_x(t)}{q_x(t)}, \frac{P_{nl} - P_x(0)}{q_x(0)} - \frac{P_{nl} - P_x(t)}{q_x(t)} \right\}.$$

По коэффициентам указанной линейной зависимости оценивают гидропроводность пласта, а далее проницаемость и пьезопроводность. При этом оценка величины скин-фактора исключена. Недостатком метода является повышенная чувствительность к погрешностям в исходных результатах измерений давления и к ошибкам в оценке дебита.

На рис. 12.6.3.1 представлен результат обработки тестового примера (расчетных кривых давления и дебита) дифференциальным методом в комплексе «Гидра-Тест».

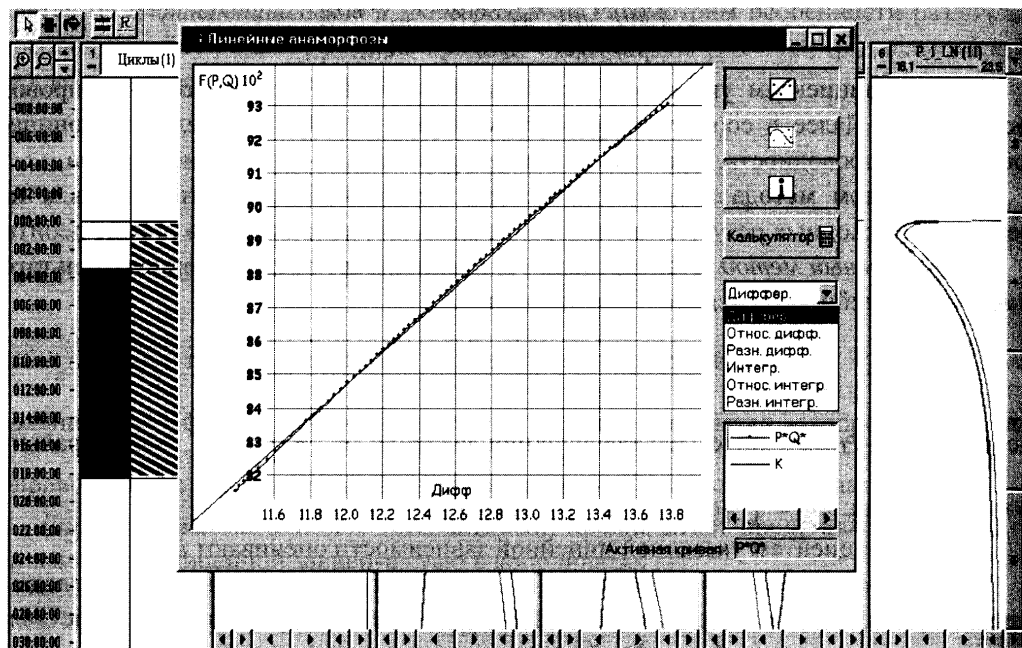


Рис. 12.6.3.1 Обработка КВУ дифференциальным методом в комплексе «Гидра-Тест»

#### 12.6.4. Совместная обработка кривых давления и дебита методом совмещения

*Метод совмещения* предполагает расчет теоретической кривой давления для серии произвольно меняющихся параметров пласта и нахождение значений параметров, при которых результаты измерений и расчетов совпадают наилучшим образом. Критерием совпадения измеренных и расчетных данных является минимум среднеквадратичного отклонения точек измеренной и рассчитанной кривой. Набор определяемых при этом параметров определяется принятой моделью пласта. Для *упругой радиальной фильтрации в однородном неограниченном пласте с учетом скин-фактора*, то есть на базе соотношения (12.6.3.1), определяются параметры: гидропроводность пласта  $\varepsilon = k \cdot h_{\text{раб}} / \mu$ , отношение  $a/r_{c\_np}^2$  пьезопроводности к квадрату приведенного радиуса скважины, пластовое давление  $P_{\text{пл}}$ .

В принципе перебор возможен сразу по всем трем названным параметрам  $\varepsilon$ ,  $a/r_{c\_np}^2$ ,  $P_{\text{пл}}$ . Но чаще всего в целях наглядности проводят несколько серий расчетов.

Для каждой серии фиксируется значение пластового давления и перебираются параметры  $\varepsilon$ , и  $\alpha/r_{c\_пр}^2$ . При этом величина пластового давления  $P_{пл\_пром}$ , известная по независимо полученным промысловым данным, является дополнительным критерием достоверности выполненных расчетов.

Если расчеты достоверны, наилучшее совмещение должно наблюдаться при значении пластового давления, близком к величине  $P_{пл\_пром}$ .

Рис. 12.6.4.1 иллюстрирует процесс подготовки исходных данных для оценки параметров пласта методом совмещения. Необходимая для интерпретации кривая изменения дебита с глубиной в данном примере получена двумя способами.

Первый способ (кривая 4) включает следующие этапы:

- оценка дебита в циклах КВУ по темпу изменения забойного давления  $P_c$ ;
- оценка пластового давления  $P_{пл}$  и коэффициента продуктивности  $K_{факт}$  для каждого цикла КВУ методом Яковлева;
- построение кривой изменения продуктивности во времени (кривая 5, рис. 12.6.4.1);
- расчет непрерывной кривой изменения дебита по формуле:  $Q=K_{факт} \cdot (P_{пл}-P_c)$ .

Второй способ состоит в расчете дебита в циклах КВУ по темпу изменения забойного давления, а в циклах свабирования – по соотношению падения давления в цикле и количества добытой жидкости во времени.

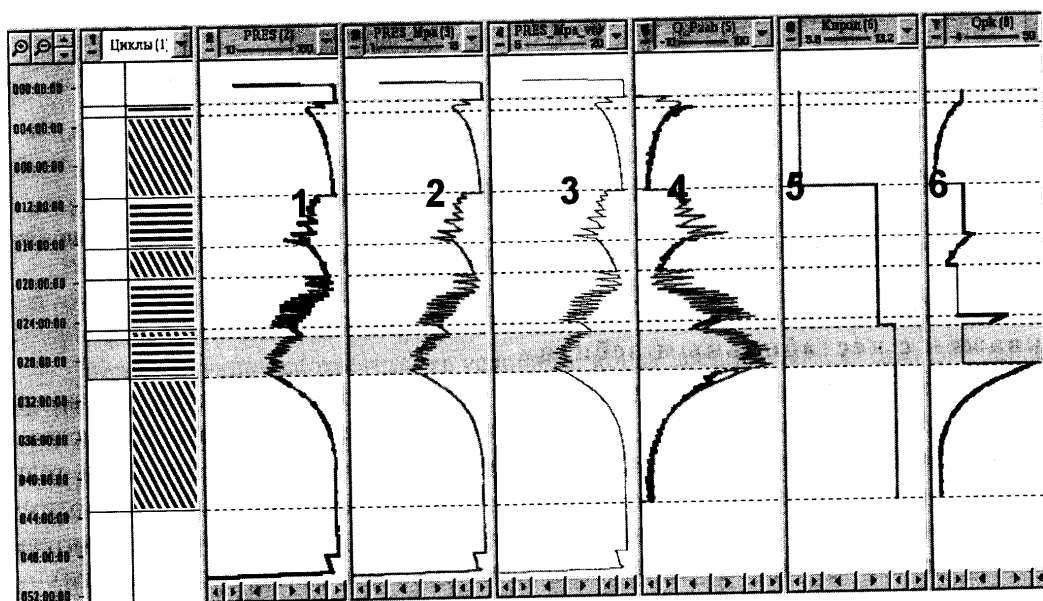


Рис. 12.6.4.1. Результаты предварительной обработки кривой давления при свабировании в комплексе «Гидра-Тест»: 1 – исходная кривая давления в атм; 2 – то же в МПа; 3 – давление, приведенное к кровле перфорации; 4 – кривая дебита, оцененная по коэффициенту продуктивности; 5 – кривая продуктивности по циклам; 6 – кривая дебита, рассчитанная по темпу изменения забойного давления



Многовариантная обработка с использованием исходных данных о дебите, полученных различными способами, позволяет повысить надежность интерпретации.

На рис. 12.6.4.2 приведены результаты совмещения при использовании кривой дебита, полученной первым из названных способов.

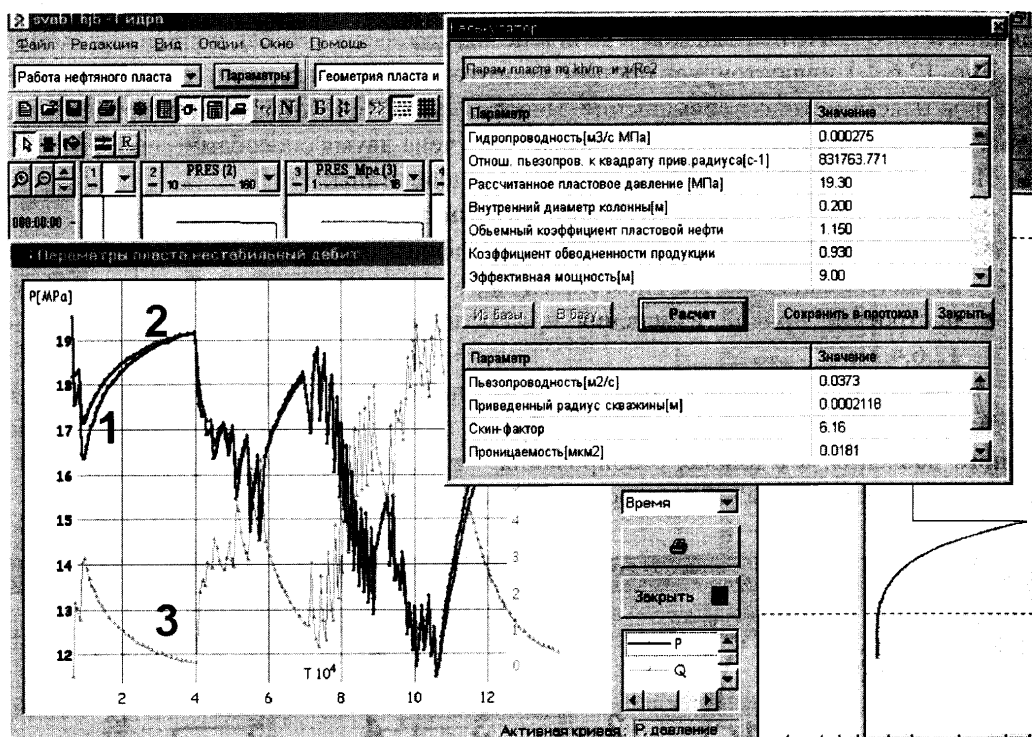


Рис. 12.6.4.2. Реализация метода совмещения для нестабильной работы скважины в комплексе «Гидра-Тест»: 1, 2 – соответственно исходная и расчетная кривая давления; 3 – кривая дебита

### 12.6.5. Информативные возможности интерпретации скважин с нестабильным дебитом

При интерпретации ГДИС в нестабильно работающих скважинах так же, как при стабильной и циклической работе необходима дополнительная геолого-промысловая информация, в первую очередь данные о дебите скважины. Недостаточно знать только закон изменения дебита в обрабатываемом временном интервале, необходимы также данные о дебите в предшествующий период работы скважины (продолжительностью как минимум в 3–5 раз дольше длительности самого интервала обработки).

В идеале скважина при начале таких исследований должна находиться в статическом состоянии. Далее фиксируются любые изменения давления и дебита в процессе последующих технологических операций. Проблема в том, что дебит в процессе восстановления динамического уровня пласта не может быть замерен на устье и чаще всего оценивается по темпу изменения забойного давления. Для этой цели необходи-

мы данные о плотности и сжимаемости заполнителя ствола. При притоке малосжимаемого однокомпонентного флюида (воды, тяжелой нефти) эти параметры оцениваются достаточно надежно.

При притоке водонефтяной смеси точность оценки названных параметров резко падает даже в случае, если их значения для каждой из компонент в отдельности известны (сказывается эффект проскальзывания более легкой фазы, не позволяющий достоверно судить о свойствах притекающего из пласта флюида по данным отбора проб и ПГИ).

Наконец, оценки свойств наиболее недостоверны, если в ствол поступает флюид аномально высокой сжимаемости (например, нефть с высоким газовым фактором). В этих условиях формальное использование описываемых методов приводит к значительным ошибкам.

Еще одна проблема связана с тем, что точность оценки параметра пласта существенно зависит от его типа. С этой точки зрения наиболее устойчивым параметром является гидропроводность. В определении параметра относительной пьезопроводности  $\alpha/r_{c\_np}^2$  возможны более существенные ошибки, которые связаны с тем, что в пределах точности исходных данных задача совмещения может иметь несколько решений. Поэтому необходимо выполнение не одной, а нескольких обработок в разных диапазонах значений  $\alpha/r_{c\_np}^2$ . Для каждого диапазона получают свои значения  $\varepsilon_2$ , и  $\alpha/r_{c\_np}^2$ . Истинные значения с учетом величины определенного ранее коэффициента продуктивности находят с помощью критерия :

$$s = \frac{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon_2}{K_{факт}} - \ln \left[ \frac{r_{кп}}{r_c} \right]. \quad (12.6.5.1)$$

## 12.7. ОЦЕНКИ, ВЫПОЛНЯЕМЫЕ НА ОСНОВЕ КРИВЫХ ПАДЕНИЯ ДЕБИТА

Анализ производительности скважин может быть осуществлен в двух принципиально различных ситуациях: при длительной эксплуатации со стабильным расходом и при устойчивом падении дебита.

Первая ситуация соответствует условиям, когда дренируемые скважиной запасы существенно больше добычи за время исследований. Тогда пластовое давление можно считать стабильным, а возможные изменения дебита скважины связаны с целенаправленным изменением давления на забое. В этом случае данные оценки дебита на технологическом режиме используются при стандартных оценках продуктивности пласта по формуле (12.2.0.1). Более детальная оценка добычных возможностей пласта возможна по результатам исследования скважин на нескольких стабильных режимах работы. Интерпретация полученных данных методом индикаторной диаграммы позволяет оценить продуктивность (или фильтрационные сопротивления) пласта и производные от нее параметры (см. раздел 12.3).

Принципиально отличной является ситуация, когда добыча за время исследований и дренируемые запасы сравнимы. Такая ситуация наиболее типична при долговремен-

ных исследованиях скважин, дренирующих залежи относительно малых размеров (как правило, линзового или руслового строения). Закономерности формирования поля давления в таких условиях подробно рассмотрены в разделе 9.18. Рассмотрим основные подходы к интерпретации результатов измерений давления и дебита.

### 12.7.1. Интерпретация кривых изменения дебита

Приведенные ниже материалы иллюстрируют возможности современного программного обеспечения при интерпретации кривых изменения дебита на примере одного из наиболее совершенных программных продуктов для решения подобных задач – комплекса «Торазе» (Production Analysis Software) фирмы «Карра». На рис. 12.7.1.1 представлен общий вид рабочего окна программного комплекса. Рассмотрим на представленном примере основные возможности обработки исходных данных.

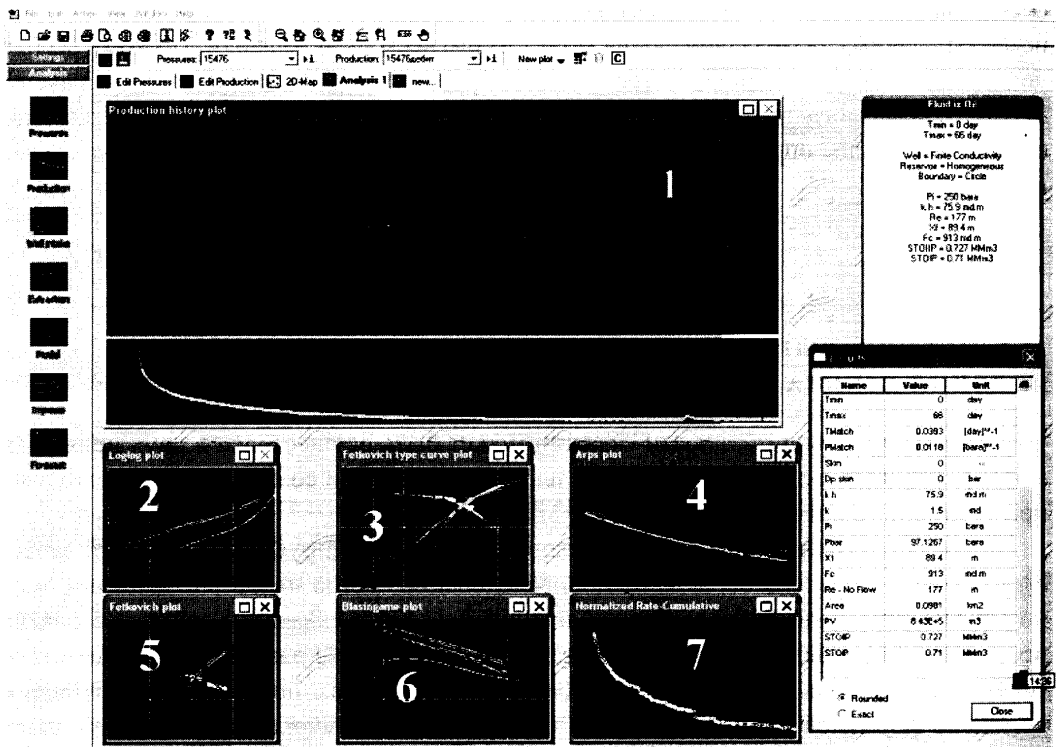


Рис. 12.7.1.1. Общий вид рабочего окна программы обработки результатов исследований методом падающей добычи (ПО «Торазе»): 1 – исходные кривые изменения дебита; 2-6 – результаты обработки (2 – в «LOG-LOG» координатах, 3 – с использованием типовых кривых Фетковича; 4 – методом Арпса; 5 – модифицированным методом Фетковича; 6 – по Блассингейму); 7 – зависимость количества добытой жидкости от текущего расхода

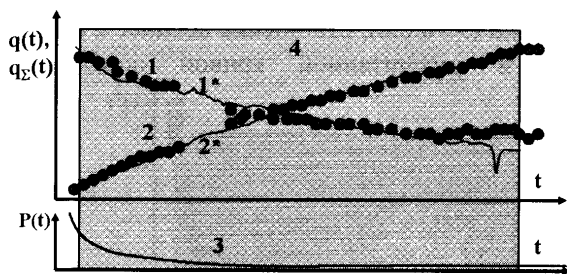


Рис. 12.7.1.2. Исходные результаты исследований по методу падения дебита: 1, 1\* – текущий расход; 2, 2\* – количество добытой жидкости (1, 2 – промысловые данные; 1\*, 2\* – результаты расчета); 3 – давление; 4 – интервал совмещения



Рис. 12.7.1.3. Зависимость количества добытой жидкости от текущего расхода

На рис. 12.7.1.2 изображены измеренные и рассчитанные кривые дебита. Вид представленных данных типичен для ограниченной залежи.

Соответствующая зависимость изменения количества добытой жидкости от ее текущего расхода представлена на рис. 12.7.1.3.

Самая простая обработка кривых изменения дебита состоит в их аппроксимации зависимостями Арпса – рис. 12.7.1.4, см. выше соотношение (9.8.0.1).

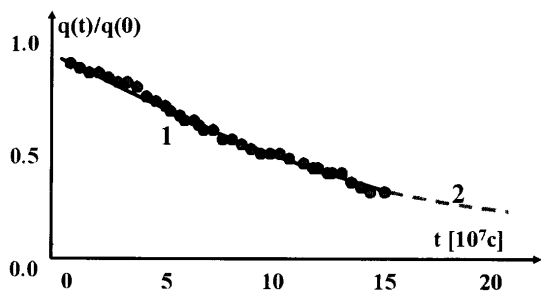


Рис. 12.7.1.4. Обработка результатов падения дебита во времени методом Арпса 1 – аппроксимация результатов измерений дебита аналитической зависимостью (анализ), 2 – расчет дебита на основе найденной зависимости (прогноз)

Основная цель подобной аппроксимации состоит в том, чтобы получить представление о темпе падения дебита в ограниченной залежи и дать прогноз того, как будет меняться продуктивность залежи в будущем. Такой прогноз является весьма приближенным, поскольку предполагает, что существующие условия разработки залежи сохранятся и в дальнейшем.

Более сложная и приближенная к условиям реальной залежи обработка кривых падения дебита использует предположение, что в течение всего

периода разработки залежи давление на забое скважины является неизменным. В этом случае в основе экспресс-обработки кривой изменения дебита при истощении залежи лежит метод типовых кривых, в качестве которых выступают так называемые кривые Фетковича (см. раздел 9.18, рис.9.18.0.4).

Обработка проводится в следующей последовательности:

- по промысловым данным в двойном логарифмическом масштабе строится зависимость изменения дебита скважины во времени  $q = q(t)$ ;
- указанная зависимость накладывается на палетку при условии наилучшего совмещения с одной из типовых кривых (рис. 12.7.1.2);

- как следует из выражений (9.18.0.7) и (9.18.0.8), отношение абсцисс и ординат совпавших точек измеренной и рассчитанной кривой определяется соотношениями:

$$\frac{\bar{t}}{t} = \frac{\frac{kt}{K_{II} \mu \beta_f r_{c, np}^2}}{\frac{1}{2} \left[ \frac{r_e^2}{r_{c, np}^2} - 1 \right] \cdot \left[ \ln \frac{r_e}{r_{c, np}} \right]}, \quad (12.7.1.1)$$

$$\frac{\bar{q}}{q} = \frac{\mu \left[ \ln \frac{r_e}{r_{c, np}} \right]}{2\pi \cdot kh(P_{II} - P_c)}, \quad (12.7.1.2)$$

где все условные соотношения аналогичны используемым в формулах (9.18.0.7) и (9.18.0.8), откуда при известном начальном пластовом давлении ( $P_{II}$ ), геометрических размерах пласта ( $r_e$ ,  $h$ ) и свойствах пористой среды и пластового флюида ( $K_{II}$ ,  $\beta_f$ ,  $\mu$ ) можно оценить проницаемость пласта ( $k$ ) и приведенный радиус скважины ( $r_{c, np}$ ).

При использовании подобного способа обработки следует помнить, что скин-фактор может быть успешно определен лишь в случае, если реализовано совмещение в левой части палетки Фетковича (на начальном этапе дренирования залежи). Однако чаще всего реальные исследования выполняются при больших временах (как это изображено на рис. 12.7.1.5). В этих условиях при интерпретации данных возникает неоднозначность. Для оценки проницаемости пласта необходима априорная информация о скин-факторе (аналогично оценке параметров пласта по коэффициенту продуктивности на основе уравнения Дюпюи).

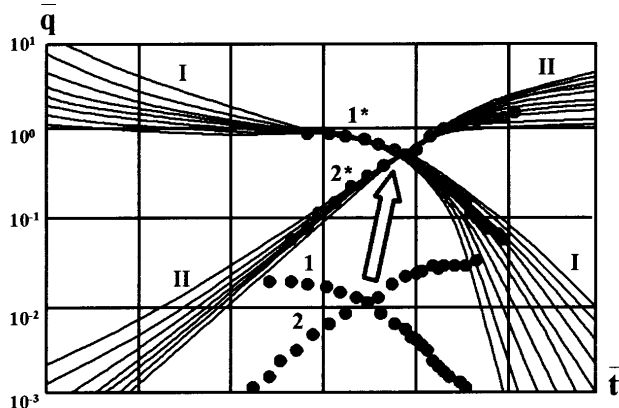


Рис. 12.7.1.5. Обработка результатов изменения дебита (I) и накопленной добычи (II) во времени с использованием типовых кривых Фетковича (рис.9.18.0.4) 1, 2 – результаты измерений; 1\*, 2\* – то же после совмещения

Итак, чтобы отдельно определить проницаемость пласта и скин-фактор, необходимо проводить исследования непосредственно после начала работы скважины. Но даже если обеспечена техническая возможность для проведения таких измерений, их интерпретация с помощью палетки Фетковича чаще всего затруднена из-за того, что в этом интервале редко с достаточной точностью выполняется условие стабильности во времени значений забойного давления. То есть, решая задачу

одновременной оценки всего набора фильтрационных параметров пласта, необходимо снова вернуться к совместной обработке результатов изменения во времени давления и дебита (как и при использовании большинства технологий ГДИС).

## 12.7.2. Интерпретация кривых изменения давления и дебита

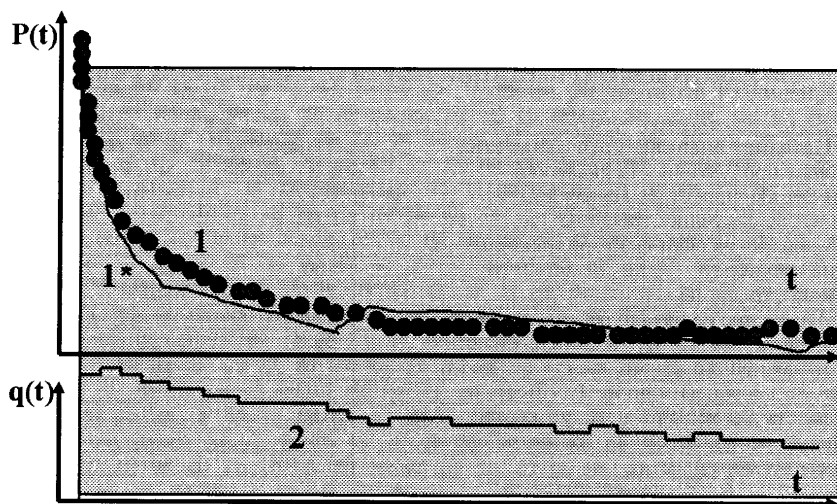


Рис. 12.7.2.1. Результаты ГДИС при переменном дебите в ограниченном пласте: 1, 1\* – кривые давления (1 – промысловые данные, 1\* – результат расчета); 2 – кривая дебита; 4 – интервал совмещения

Подход к совместной интерпретации кривых давления и дебита в данном случае ничем не отличается от используемого в обычной практике ГДИС (см. раздел 12.6). В частности, на рис. 12.7.2.1 представлены исходные результаты исследования скважины с переменным дебитом. Скважина исследовалась после гидроразрыва пласта в процессе запуска в работу с закрепленным под насосом датчиком давления и температуры (технология исследования КСД). Датчик находился под насосом до последующего планового ремонта.

На рис. 12.7.2.2, рис. 12.7.2.3 приведены результаты сопоставления измеренной и расчетной кривых давления в полулогарифмических и двойных логарифмических координатах.

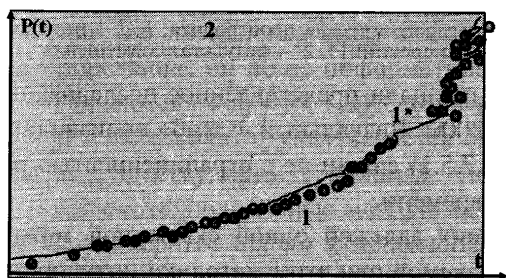


Рис. 12.7.2.2. Обработка кривых изменения давления при переменном дебите в полулогарифмических координатах: 1 – промысловые данные; 1\* – результат расчета; 2 – интервал совмещения

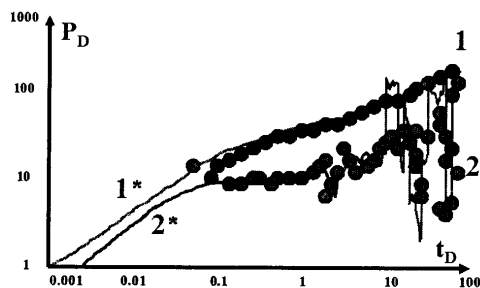


Рис. 12.7.2.3. Обработка кривых изменения давления при переменном дебите в двойных логарифмических координатах: 1, 1\* – давление; 2, 2\* – логарифмическая производная; 1, 2 – результаты измерений; 1\*, 2\* – результат совмещения

Результаты количественной интерпретации ГДИС приведены в табл.12.7.2.1. Как видно из таблицы, определен практически полный спектр гидродинамических параметров пласта.

#### РЕЗУЛЬТАТЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГДИС В ОГРАНИЧЕННОЙ ЗАЛЕЖИ

Таблица 12.7.2.1

Название оцениваемого параметра	Значение	Единица измерения
Коэффициент продуктивности скважины	5.0	м <sup>3</sup> /сут атм
Коэффициент влияния ствола скважины	0.49	м <sup>3</sup> /атм
Скин-фактор кольматации трещины	0.03	-
Перепад давления на скин-факторе трещины	3.31	атм
Полудлина трещины	160	м
Проводимость трещины	757	мД м
Пластовое давление на начало работы скважины	241.8	атм
Эквивалентная проводимость пласта для нефти	59.8	мД м
Эквивалентная проницаемость пласта для нефти	1.18	мД
Проницаемость для нефти по методу Перрина	1.02	мД
Проницаемость для воды по методу Перрина	0.05	мД
Расстояние до непроницаемой границы резервуара	217	м
Объем исследуемого пласта	1.3 10 <sup>6</sup>	м <sup>3</sup>

Следует сказать, что неограниченные размеры залежи не являются препятствием для подобной интерпретации – см. примеры на рис. 12.7.2.4, рис. 12.7.2.5.

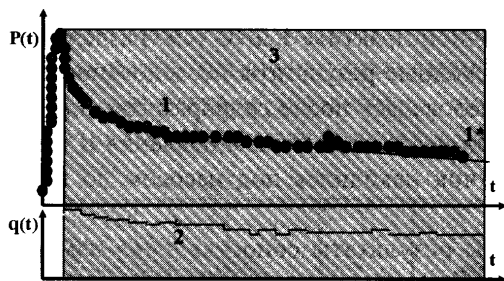


Рис. 12.7.2.4. Результаты ГДИС при переменном дебите в неограниченном пласте: 1, 1\* – кривая давления (1 – промысловые данные, 1\* – результат совмещения); 2 – кривая дебита; 3 – интервал совмещения

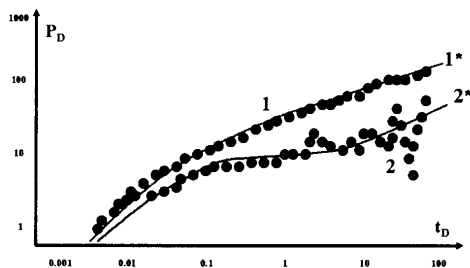


Рис. 12.7.2.5. Обработка кривых изменения давления при переменном дебите в двойных логарифмических координатах: 1, 1\* – давление; 2, 2\* – логарифмическая производная; 1, 2 – результаты измерений; 1\*, 2\* – результат совмещения

Значительной неоднородности пласта по площади представленное исследование не выявило, хотя его глубинность превышает 200м. Визуальный «загиб» производной вверх на поздних временах (кривая 2, рис. 12.7.5.1) связан не с ограниченностью резервуара, а с изменением дебита скважины во времени.

Таким образом, при разработке небольших залежей одной скважиной можно оценить размеры резервуара. В основе используемой при этом методики интерпретации лежат теоретические предпосылки, изложенные в разделе 9.18. Основная идея интерпретации состоит в том, что по начальному периоду работы скважины определяются ФЕС пласта и параметры околоскважинной зоны, а по изменению давления и дебита на поздних временах исследования, когда начинается истощение залежи, определяются ее размеры.

И, наконец, следует сказать о специализированных методах совместной обработки кривых давления и дебита в нормализованных шкалах.

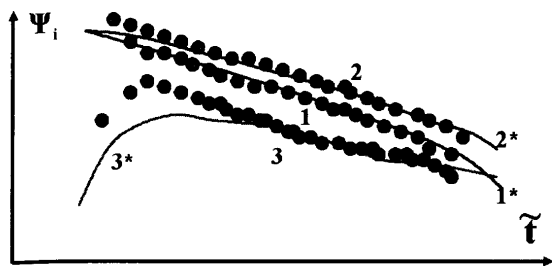


Рис. 12.7.2.6. Обработка кривых изменения давления и дебита методом Блассингейма. По оси ординат: значения функции накопленного дебита, приведенного к текущей депрессии (кривые 1, 1\*); значения интегральной и дифференциальной функции накопленного дебита (кривые 2, 2\* и 3, 3\*); 1, 2, 3 – результаты измерений; 1\*, 2\*, 3\* – результаты совмещения

К числу наиболее широкоизвестных и используемых способов нормировки результатов ГДИС при переменном дебите относится преобразование Блассингейма – см. соотношения (9.18.0.9)–(9.18.0.14). Наиболее часто используемым способом интерпретации применительно к рассматриваемому случаю является способ типовых кривых (см. рис. 9.18.0.5). Наряду с ним используется также способ совмещения в тех же функциональных шкалах. Пример реализации такого способа представлен на рис. 12.7.2.6.

Интерпретация может быть выполнена также на основе модифицированных кривых Фетковича, учитывающих изменение давления и дебита. На рис. 12.7.2.7 приведены результаты преобразования измеренных кривых давления и дебита по Фетковичу для модели трещины гидроразрыва в однородном пласте с цилиндрической границей.

Очевидно, область применения рассмотренных приемов интерпретации не ограничена анализом результатов исследования в процессе истощения залежи. Таким образом, можно обработать любые результаты исследований при переменном дебите.

В этом смысле исследования кривых падения дебита и давления в ограниченной залежи ни по технологии скважинных измерений, ни по используемым подходам к интерпретации, ни по ее информативности не отличаются от других ГДИС и их выделение в отдельную группу является скорее данью существующим традициям. Подобные высокотехнологичные методы являются закономерным шагом к использованию при интерпретации ГДИС секторных моделей, позволяющих определять параметры межскважинного пространства и контролировать достоверность исходных данных об истории разработки на основе изучения взаимодействия скважин (см. раздел 15.8.4.2).

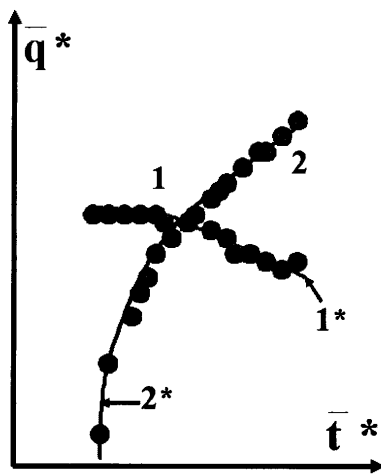


Рис. 12.7.2.7. Обработка кривых изменения давления и дебита методом Блассингейма 1, 1\* – функция дебита; 2, 2\* – функция накопленной добычи; 1, 2 – результаты измерений; 1\*, 2 – результаты совмещения



## 12.8. ОЦЕНКА ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЯ

При интерпретации результатов гидропрослушивания применимы те же подходы, которые используются для ГДИС в целом [1–2]. Основная специфика интерпретации этого вида гидродинамических исследований состоит в том, что изменение давления в реагирующей скважине (аномалию ГДП) наблюдают на фоне общих изменений давления, вызываемых разработкой части или даже всей залежи.

Обнаружение аномалии ГДП в реагирующей скважине свидетельствует о ее гидродинамической связи с возмущающей скважиной. Скорость нарастания и величина аномалии определяются параметрами исследуемого пласта. По результатам ГДП возможна раздельная (независимая) оценка средних значений гидропроводности и пьезопроводности пласта. Это позволяет рассчитать среднюю работающую толщину пласта – то есть толщину, по которой происходит движение флюида по пласту на момент исследования. Это очень важная информативная возможность метода, отличающая его от других модификаций ГДИС (рис. 12.8.1.1).

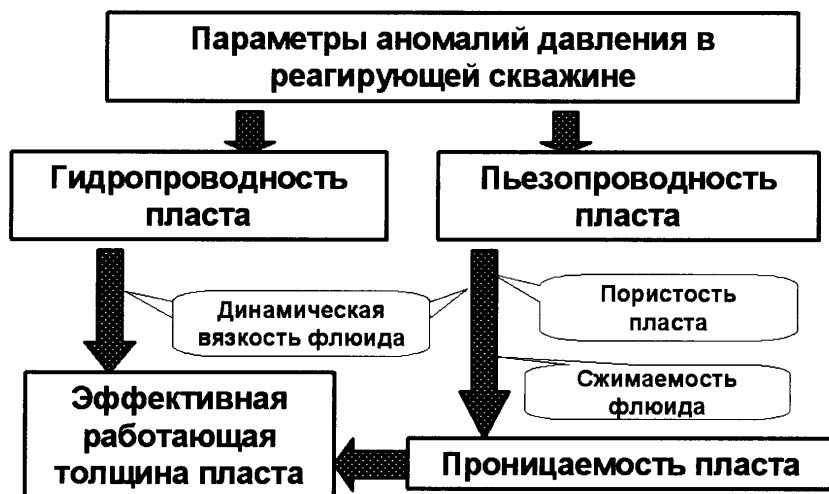


Рис. 12.8.1.1. Оценка проницаемости и эффективной работающей толщины пласта по результатам гидропрослушивания

### 12.8.1. Методы экспресс-обработки результатов гидропрослушивания

Экспресс-обработка аномалий гидропрослушивания предполагает анализ аномалий на основе упрощенных моделей системы «скважина-пласт».

Все методы экспресс-обработки результатов ГДП делятся на две группы. Первая группа объединяет методы, основанные на использовании отдельных характерных точек, выделяемых на кривой реагирования. Точность результатов при определении параметров

пласта этими методами зависит от точности выделения характерных точек. На практических кривых выделить эти точки очень трудно, а иногда и вообще невозможно.

Вторая группа (методы интервальной обработки) объединяет методы, основанные на использовании всей фактической кривой или ее участка. Рассмотрим названные группы методов более подробно.

### 12.8.1.1. Методы характерных точек

Данные методы основаны на выделении ряда характерных точек кривой реагирования типа точки перегиба, точки начала реагирования, точки касания, точки взаимосоответствия, точки пропорциональности, точки максимума. Особенности реализации каждого из перечисленных методов определяются конкретной технологией исследований.

В частности, если возмущающая скважина пущена в работу после длительного простоя или остановлена после длительной работы, на кривой давления в реагирующей скважине будет фиксироваться аномалия, величина которой увеличивается во времени (рис. 12.8.1.2).

В частности, если возмущающая скважина работает в циклическом режиме, кривая давления в реагирующей скважине будет иметь экстремумы. Если возмущающая скважина до исследований простаивала, а затем была пущена и через некоторое время вновь остановлена, то в этом случае кривая изменения давления будет иметь минимум.

Если же возмущающая скважина работала до исследования, а затем была остановлена и вновь пущена, кривая давления будет иметь максимум (рис. 12.8.1.3).

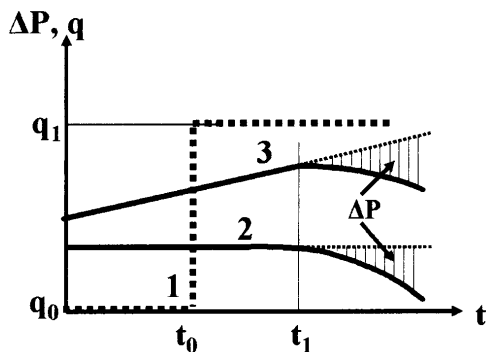


Рис. 12.8.1.2. Изменение давления в реагирующей скважине после пуска возмущающей скважины: 1 — изменение дебита в возмущающей скважине; 2, 3 — изменение давления в реагирующей скважине (2 — в неработающей, 3 — в временно простаивающей),  $t_1$  — условная точка начала реагирования

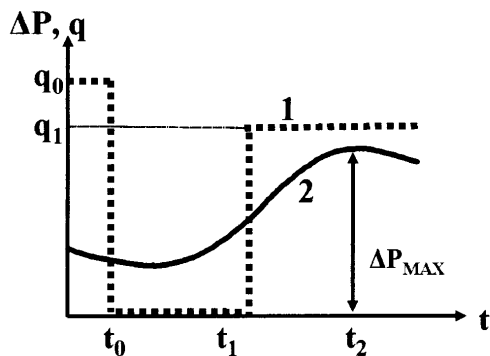


Рис. 12.8.1.3. Изменение давления в реагирующей скважине после остановки и последующего пуска возмущающей скважины: 1 — изменение дебита в возмущающей скважине; 2 — изменение давления в реагирующей скважине;  $t_2$  — точка экстремума

Если по кривой изменения давления, полученной в реагирующей скважине после остановки и последующего пуска возмущающей скважины, найти точку экстремума и соответствующее время  $t_2$ , то, зная время остановки  $t_0$  и пуска  $t_1$ , можно определить величину коэффициента пьезопроводности пласта по следующей формуле:

$$\alpha = \frac{r^2 \cdot \Delta t_1}{4 \cdot t_2 \cdot (\Delta t_1 + \Delta t_2)} \cdot \frac{1}{\ln \frac{q_1 \cdot (\Delta t_1 + \Delta t_2)}{q_0 \cdot \Delta t_2}}, \quad (12.8.1.1)$$

$$\Delta t_1 = t_1 - t_0; \Delta t_2 = t_2 - t_0,$$

где  $q_0$  – дебит возмущающей скважины до начала исследований,  $q_1$  – дебит возмущающей скважины после проведения исследований.

### 12.8.1.2. Методы интервальной обработки

Принципы, положенные в основу, и классификация этих методов аналогичны используемым при стандартных ГДИС. В частности, широко применяется метод эталонной кривой, в основе которого для одиночного цикла пуска скважины лежит соотношение (9.7.1.4).

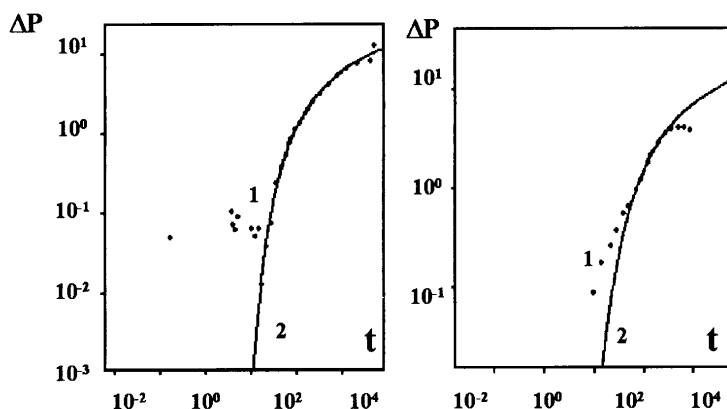


Рис. 12.8.1.4. Обработка результатов гидропрослушивания совмещением с эталонной кривой: 1 – исходные результаты измерения давления в реагирующей скважине; 2 – эталонная кривая

Совмещение фактической кривой и эталонной определяют координаты на фактической кривой  $\Delta p_{\text{факт}}$  и  $t_{\text{факт}}$ , соответствующие единичным координатам на эталонной кривой  $\Delta p_o=1$  и  $t_o=1$ . Найдя  $\Delta p_{\text{факт}}$  и  $t_{\text{факт}}$ , определяют параметры пласта (рис. 12.8.1.4):

$$\varepsilon = \frac{k \cdot h}{\mu} = \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \Delta p_{\text{факт}}}, \quad (12.8.1.2)$$

$$\alpha = \frac{r^2}{t_{\text{факт}}}, \quad (12.8.1.3)$$

где  $r$  – расстояние между возмущающей и реагирующей скважинами.

Промысловые кривые часто не совпадают с эталонной кривой в начале и в конце. Несовпадение в конце кривых объясняется наличием неоднородностей в пласте.

Как и для стандартных ГДИС, при обработке кривых ГДП наряду с методом эталонной кривой используются и аналитические способы. В частности, дифференциальный метод для условий пуска возмущающей скважины с постоянным расходом

после длительного простоя основан на использовании расчетного соотношения (9.17.0.1). Дифференцируя это соотношение, получим:

$$\frac{\partial p_c}{\partial t_{\text{раб}}} = - \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon \cdot t_{\text{раб}}} e^{-\frac{r^2}{4 \cdot \varepsilon \cdot t_{\text{раб}}}}. \quad (12.8.1.4)$$

Обозначая

$$\psi(t_{\text{раб}}) = -t_{\text{раб}} \frac{\partial p_c}{\partial t_{\text{раб}}} \quad (12.8.1.5)$$

и логарифмируя, имеем:

$$\ln \psi(t_{\text{раб}}) = \ln \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} - \frac{r^2}{4 \cdot \varepsilon \cdot t_{\text{раб}}}. \quad (12.8.1.6)$$

Перестроив фактическую кривую в координатах  $\{\ln \psi(t_{\text{раб}}), 1/t_{\text{раб}}\}$ , имеем прямую, по коэффициентам которой определяем пьезопроводность и гидропроводность пласта.

Процесс обработки результатов гидропрослушивания с помощью метода графического дифференцирования сопряжен с неизбежными, а иногда и значительными ошибками. Это обстоятельство особенно сильно сказывается при обработке дефектных экспериментальных данных (например, при немономтонном характере кривой). Поэтому такие кривые целесообразно обрабатывать методом графического интегрирования.

Представим формулу (12.8.1.4) в виде:

$$\frac{1}{t_{\text{раб}}} \frac{\partial p_c}{\partial t_{\text{раб}}} = - \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon \cdot t_{\text{раб}}^2} e^{-\frac{r^2}{4 \cdot \varepsilon \cdot t_{\text{раб}}}}. \quad (12.8.1.7)$$

После интегрирования получим:

$$\ln \varphi(t_{\text{раб}}) = \ln \frac{q \cdot \varepsilon}{p_c \cdot \varepsilon \cdot r^2} - \frac{r^2}{4 \cdot \varepsilon \cdot t_{\text{раб}}} \quad (12.8.1.8)$$

$$\varphi(t_{\text{раб}}) = - \int_{p_c(0)}^{p_c(t_{\text{раб}})} \frac{dp_c}{t_{\text{раб}}}$$

Интеграл легко можно вычислить одним из методов численного интегрирования. Таким образом, перестраивая фактическую кривую, полученную в реагирующей скважине, в координатах  $\{\ln \varphi(t_{\text{раб}}), 1/t_{\text{раб}}\}$ , получаем прямую, по коэффициентам которой определяем пьезопроводность и гидропроводность пласта.

Рассмотрим характерный пример асимптотического метода обработки результатов ГДП. Соотношение (9.17.0.1) для малых значений времени, прошедших после пуска возмущающей скважины, принимает вид:

$$P_{\text{нл}} - P_c = \frac{q \cdot \varepsilon \cdot t_{\text{раб}}}{\pi \cdot \varepsilon \cdot r^2} e^{-\frac{r^2}{4 \cdot \varepsilon \cdot t_{\text{раб}}}} \quad (12.8.1.9)$$

или

$$\ln \frac{P_{\text{нл}} - P_c}{t_{\text{раб}}} = \ln \frac{q \cdot \varepsilon}{\pi \cdot \varepsilon \cdot r^2} - \frac{r^2}{4 \cdot \varepsilon \cdot t_{\text{раб}}}. \quad (12.8.1.10)$$

Таким образом, перестраивая фактическую кривую, полученную в реагирующей скважине, в координатах  $\{ \ln \frac{P_{pi} - P_c}{t_{раб}}, \frac{1}{t_{раб}} \}$ , получаем прямую, по коэффициентам которой определяем пьезопроводность и гидропроводность пласта.

### 12.8.2. Методы базовой обработки результатов гидропрослушивания

С развитием вычислительной техники при интерпретации результатов гидропрослушивания все шире используются сложные расчетные зависимости, максимально приближенные к реальным условиям пласта. Речь, в частности, идет о расчетных зависимостях, учитывающих произвольно меняющийся дебит возмущающей скважины. Более сложные теоретические модели учитывают взаимодействие между скважинами, сложную геометрию пласта, наличие границ и пр. Современная концепция обработки подобной информации состоит в расчете теоретических кривых поведения давления во времени непосредственно в процессе работы с данными, а также в их сопоставлении с результатами измерений. Таким образом, реализуется метод совмещения в самой общей и полной постановке. При решении таких задач методы ГДИС фактически смыкаются с методами секторного моделирования. Видимо, по мере все более широкого использования результатов ГДИС при создании цифровых моделей залежи, удельный вес подобных способов интерпретации данных будет возрастать.

Методы интерпретации подобных результатов подробно рассмотрены в разделе 15.8.4.

#### ЛИТЕРАТУРА К ГЛАВЕ 12

1. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. М., Недра, 1973, 246 с.
2. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений. РД-39-100-91. Миннефтегазпром, ВНИИ. М., 1991, 540 с.
3. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин, под ред. Зотова Г.А., Алиева З.С. М., Недра, 1980, 301 с.
4. Bourdet D. A new set of Type curves simplifies well test Analysis. World Oil. 1983. May, p. 95–106.
5. Bourdet D. Ayoub J.A. , Pirard Y.M. Use of pressure Derivative in Well Test Interpretation. SPE. 1984.12777.
6. Ramey H.J «Short-Time Well Test Data Interpretation in the Presence of Skin Effect and Wellbore Storage», JPT, Jan, 1970, 97-104, Trans, AIME, 249 p.
7. Agarval R.G., Al-Hissainy.R, Ramey H.J. An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow: I Analytical Treatment, SPEJ, Sept, 1970, p.291-297; Trans AIME, 249.
8. Lee J., Well Testing, SPE, Richardson, TX, 2002, 1600 p.
9. Gringarten A.C., Ramey H.J. Raghavan R. Rressure Analysis in Fractured Wells, Paper SPE 4051 Presented at the SPE AIME 47<sup>th</sup> Annual Fall Meeting, San Antonio, Oct. 8–11.
10. Odeh A.S., Babu D.K. Transient flow behavior of horizontal wells: Pressure drawdown and buildup analysis. SPE FE.1990, Mar., p. 7–15.
11. Olarewaju J.S., Lee W.J. Pressure Behavior of layered and dual-porosity reservoirs in the presence of wellbore effects. SPE FE. 1989, Sept. p. 397–405.

12. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. М., РГУНГ, 628с., переиздание 2004 г.
13. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Основы применения скважинной барометрии в промысловой геофизике. ГАНГ, М., 1997, 229 с.
14. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Применение скважинной барометрии (Методы анализа фазовых расходных параметров в газовых и нефтяных обводняющихся скважинах), ИРЦ Газпром, 1997, 84 с.
15. Blassingame T.A., Johnston J.L., Lee W.J., Raghavan R. The Analysis of Gas Well Test Data Distorted by Wellbore Storage Using an Explicit Deconvolution Method. Paper SPE 19099, Texas, 1989, p. 423–442.
16. Bruno Deruck, Cristine Ehlig Economides, Jeffrey Joseph. Проектирование и анализ испытания скважин. Нефтегазовое обозрение, осень 1997, с. 52–65.
17. Акрам Х., Вольпин С., Мясников Ю., Дияшев И., Ли Дж., Шандрыгин А. Исследования малодебитных скважин в России. Нефтегазовое обозрение, Schlumberger, весна 1999, с. 4–13.

### **13.1. ЗАДАЧИ ЦЕЛЕВОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ**

Основной целью параметрической интерпретации является изучение физических процессов, протекающих в скважине и пластах. На более высоком уровне (целевой интерпретации) предполагается изучение конкретных геолого-промысловых объектов, в которых протекают физические процессы. Причем речь идет о характеристике или классификации объектов на уровне пласта или скважины, поэтому результаты целевой интерпретации являются основой для насыщения информационной модели системы «скважина-пласты».

Как уже отмечалось в разделе 2.2, результативность геофизических исследований оценивается во взаимосвязи с условиями их проведения.

Радикальным способом повышения эффективности целевой интерпретации материалов ГИС и ПГК является использование *активных технологий*, предусматривающих целенаправленное формирование условий геофизических исследований и выбор способа обработки результатов для усиления изучаемого информативного эффекта и подавления помех.

### **13.2. ИЗУЧЕНИЕ ПРОЦЕССА ВЫРАБОТКИ (ОБВОДНЕНИЯ) ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА**

Решение ряда задач, присущих ГИС-контролю, изначально пытались организовать на основе исследований в открытом стволе. Актуальность этих работ отчасти сохраняется и сейчас, т.к. в процессе ведения разработки месторождений часть скважин продолжают добуривать (например, сгущают сетку скважин). Учитывая *связь основных геофизических параметров* (естественной и вызванной электрохимической активности, удельного электрического сопротивления, диэлектрической проницаемости, естественной радиоактивности, нейтронных, тепловых и акустических характеристик пласта) с процессами вытеснения углеводородов из порового пространства пласта (особенно при заводнении), к настоящему времени подробно изучены *петрофизические основы* соответствующих методов ГИС [1–4].

Часть указанных наработок была также использована и при исследованиях в обсаженных скважинах для методов РК, АК и, отчасти, электромагнитных методов (ИК, ДК). Последние в настоящее время широко применяются в Башкирии, Татарии, а также используются в Западной Сибири [5] для изучения динамики заводнения пластов после

предварительной обсадки ствола в продуктивной зоне разреза скважины специальными стеклопластиковыми трубами. Преимуществом указанной технологии является ее работоспособность при низких минерализациях вод (ИК – от 5 г/л, ДК – еще более пресные).

Таким образом, задачи, связанные с прослеживанием динамики движения контактов в продуктивных пластах и с определением текущего насыщения вырабатываемых пластов с помощью *традиционных методов ГИС*, решались и до сих пор решаются на большинстве нефтяных и газовых месторождений России. Однако в условиях обсаженных действующих скважин перенос стандартных технологий и использование привычных модификаций методов для перечисленных типов исследований не всегда оправдан. Выяснилось, что даже контроль за заводнением с помощью методов СНК, ИНК, АК во многих случаях (при низкой минерализации вод, слабой пористости, наличии зоны проникновения бурового фильтрата в пласт и др.) объективно ограничен чувствительностью или глубиной самих методов.

Нивелировать негативное влияние основных динамических процессов на показания традиционных методов ГИС частично удастся с помощью организации на месторождениях системы контрольных наблюдательных скважин, в которых за счет отсутствия воронки депрессии не нарушается естественное распределение фаз в прискважинной зоне. Но строительство необходимого для действенного системного контроля числа наблюдательных скважин требует значительных материальных затрат и поэтому очень часто не производится (пример – нефтяные месторождения Западной Сибири).

С другой стороны, попытки организовать системный геофизический контроль даже на базе широкой сети наблюдательных скважин по ряду причин не всегда заканчивались существенным успехом. Пример – использование термометрии в сеноманской залежи Уренгойского ГКМ, где охват выработки газоносных толщин в действующих скважинах увязывался с локальными понижениями температуры за счет адиабатического эффекта в соответствующих пропластках в неперфорированных скважинах того же куста [6]. Однако время передачи теплового импульса от задающей скважины на практике оказалось непомерно высоким (порядка нескольких месяцев), а наблюдаемые температурные аномалии крайне малыми и трудно отличимыми от помех. Но основным препятствием стала проблема разделения влияния соседних скважин. В то же время известно, что термометрия может быть крайне показательной даже в нефтяных добывающих скважинах за счет контрастности температуры вытесняющих закачиваемых вод и пластового флюида (хотя сам охлажденный фронт, естественно, обычно отстает от фронта внедрения воды в пласт).

В процессе распространения методов ГИС-контроля в России многие исследователи пришли к выводу о необходимости усложнения технологий испытания скважин. Значительный интерес вызывали исследования ИНК, основанные на активных технологиях по схеме «каротаж-воздействие-каротаж» с закачками меченых (нейтроннопоглощающих) веществ. Обводнившиеся и нефтенасыщенные толщины здесь могут быть определены по их разной фазовой проницаемости. Несмотря на высокую стоимость этих работ, распространение их на ряде нефтяных месторождений Западной Сибири имело закономерный успех [7]. Повышенное внимание уделялось также проблемам обнаруже-



ния на ряде месторождений при повторных ГК аномалий, вызванных радиогеохимическим эффектом РГЭ [8]. Некоторые из данных методов и технологий ГИС продолжают путь своей модернизации и сейчас. Так, постоянно совершенствуются методики исследований нейтронными методами. В последнее время технология разновременных замеров дополнена оригинальной методикой учета состава заполнителя ствола (Резванов Р.А., Марьенко Н.Н.), ранее была апробирована двухзондовая модификация НК, создан метод ИНК с компенсацией влияния водородосодержания [9].

Технологическое перевооружение ГИС на разных этапах позволяло на основе теории радиометрических исследований внедрять такие сложные разработки, как метод наведенной активности по кислороду (КНАМ), метод ядерно-магнитного резонанса ЯМР; метод неупругого рассеивания нейтронов ГИНР в модификации углеродно-кислородного каротажа ([10] – аппаратура RST Schlumberger и др.), методы радиопросвечивания (для выявления и оценки нефтегазоносных пластов). В настоящее время широко апробируется способ определения текущей нефтегазонасыщенности пород на базе волнового акустического метода [11], в основе которого использован принцип различной сжимаемости флюидов (нефти, воды, газа), находящихся в поровом пространстве пород. Данные методические разработки реализуются в настоящее время в системе «Камертон» [12] (рис. 13.2.0.1).

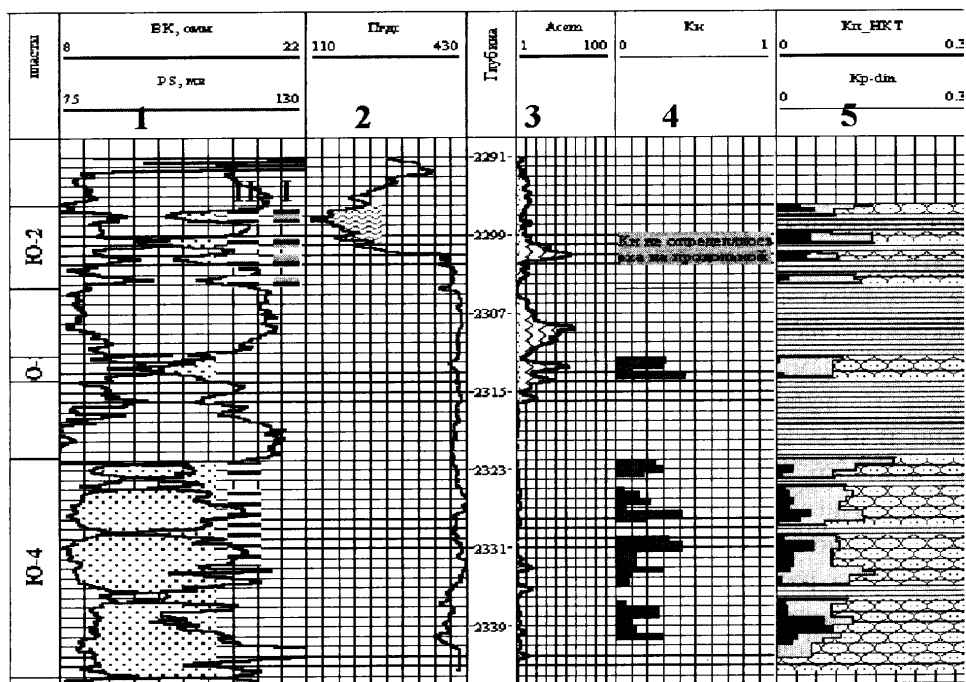


Рис.13.2.0.1. Результаты оценки коэффициента нефтенасыщенности по данным широкополосной акустики (обработка в системе «Камертон»). Распределение кривых по окнам: 1- кривые БК и ПС; I, II – первоначальная и повторная перфорации; 2 – параметр гидродинамической связи (локальный минимум связан с существенной связью); 3 – критерий качества контакта «колонна-цемент»; 4 – текущая нефтенасыщенность; 5 – общая пористость по НКТ с поправкой за глинистость, динамическая пористость по акустике



Продолжение таблицы 13.2.0.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3. ИНК	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	Минерализация: а) 40-80 г/л б) 15-40 г/л
4. ИНК с закачкой МВ						+	+	+	+	+	Возможна оценка охвата вытеснением
5. МНА по кислороду		+	+				+	+			При минерализации свыше 40 г/л
6. ГИНР (С/О)		+	+	+	+		+	+			Для пресных вод
7. Электромагнитные ГИС (ИК, ДК)		+	+	+	+		+	+			При обсадке стеклопластиковыми трубами
8. Волновая акустика (ВАК)											Для пресных вод и высокопористых пород ( $K_D > 0.2$ )
8.1 Кинематические характеристики	+	+				+	+				Ограниченные возможности
8.2 Динамические характеристики	+	+	+	+	+	+	+	+		+	Расширенные возможности
9. Термометрия (ТМ)		+									По адиабатическому эффекту $=f(P_{пл})$
10. Термометрия при закачке охлажденных вод		+	+				+	+			Фронт охлаждения отстает от процесса заводнения
Примечание						Возможное изменение границ раздела фаз в прискважинной зоне под действием воронки депрессии					

### 13.3. ИЗУЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ «СКВАЖИНА-ПЛАСТ»

#### 13.3.1. Общая характеристика возможностей геофизического контроля

Главное различие технологий исследований комплексом методов ГИС-контроля и стандартным комплексом каротажа бурящихся скважин состоит в подходе к использованию так называемых гидродинамико-геофизических методов. В первом случае существует тесная взаимосвязь технологии проведения исследований с динамикой работы изучаемого объекта (пласта или скважины). Указанная взаимосвязь проявляется, прежде всего, в осознанном выборе программы исследований в зависимости от особенностей условий проведения измерений в скважине. Еще более существенным фактором представляется необходимость целенаправленного изменения условий измерений с целью достижения информативного результата при решении конкретной геолого-промысловой задачи.

Ранее авторы неоднократно настаивали на обособлении в классификации методов ГИС-контроля тех из них, в которых измеряемые физические поля наиболее

взаимозависимы от динамических процессов, происходящих в стволе скважины или в пластах [1]. К таким методам исследований могут быть отнесены: барометрия, термометрия, методы оценки расхода и состава продукции в стволе, пассивная акустика и т.п. По классификации авторов, это – «гидродинамико-геофизические» исследования (ГГИ). Двойное название требуется, чтобы подчеркнуть геофизическую основу данных методов (температура, давление, скорости флюидов и др. – это все физические поля) и обозначить зависимость их показаний от динамических (гидродинамических) параметров работающей скважины. ГГИ главным образом объединяет ГДИС и методы оценки приток-состава ПГИ.

Информативность ГГИ построена на технологическом обеспечении процесса измерений и на соответствующем учете условий измерений. В этом смысле стандартное разделение скважин на «нефтяные» и «газовые» не является исчерпывающим, т.к. нормальный состав продукции – это обычно многокомпонентная смесь газообразных и жидких углеводородов, пластовой и закачиваемой воды. Большую значимость для выбора комплексов ГИС-контроля, технологий и способов интерпретации имеют особенности поведения скважины. Причем наиболее существенна стабильность технологических параметров эксплуатационной скважины во времени. С этой точки зрения наиболее значимо деление исследуемых скважин на две группы.

К *первой* относятся газовые, газонефтяные и нефтяные скважины со стабильным дебитом (фонтанирующие, эксплуатируемые насосным способом и т.п.). Комплекс исследований таких скважин может строиться на использовании технологии много-режимных замеров при установившихся дебитах отбора.

Для скважин *второй* группы характерен нестационарный режим работы. Наиболее яркий пример таких скважин – это малodeбитные нефтяные, вызов притока в которых осуществляется компрессированием или свабированием. Здесь в основе технологии исследований лежат разновременные замеры.

В особую группу, как характеризующиеся совершенно специфическими условиями проведения измерений, следует отнести нагнетательные скважины. Кроме того, при классификации скважин (объектов ГИС-контроля) могут быть учтены и дополнительные особенности поведения скважин.

Общими для всех типов скважин (хотя и при наличии в технологиях характерных индивидуальных черт) являются гидродинамические исследования по оценке фильтрационных параметров пластовых свойств, которые во многом строятся на технологии прослеживания за поведением работы пластов во времени.

Сходными также являются конечные задачи при обработке «профильных» замеров у методов оценки «приток-состава». Здесь принципиальным шагом при раскрытии информативного потенциала ГГИ является реализация перехода от интервальных данных о распределении состава флюидов в стволе скважины (что обеспечивают прямые измерения методами ГГИ) к представлениям о распределении по стволу фазовых или компонентных расходных содержаний (дебитов). Способов осуществления указанного перехода может быть много, но качественный информационный скачок при количественных оценках могут обеспечить лишь два метода – расходомерия и

барометрия. В связи с этим в *группу основных гидродинамико-геофизических методов* входят [2]: барометрия, термометрия и расходомертия («*P-T-w*»-методы). Эти же методы наиболее качественно метрологически обеспечены.

После решения (комплексным путем) задач, связанных с определением текущих параметров пластов (насыщения и фильтрационных свойств) и профилей фазовых притоков, можно увидеть всю картину работы пластов и скважины т.е. *оценить соответствие состава притока в интервалах перфорации насыщению вскрытых пластов*. Вместе с прямыми способами обнаружения интервалов негерметичностей и перетоков (в процессе технологических испытаний скважины) при проведении ГИС-контроля эта информация позволяет воссоздать модель гидродинамической системы «пласты-скважина», что должно позволить интерпретатору частично диагностировать причины возможного аномального поведения работы скважины. Указанная цель является основной на этапе применения стандартных и специализированных комплексов исследования скважин.

К сожалению, измерения методами оценки «приток-состава» обычно дают лишь *косвенную* информацию о работе пластов, поэтому после проведения подробного анализа полученных данных может возникнуть ситуация, требующая дополнительного привлечения прямых (более дорогих и сложных) способов ГИС-ПГИ-ГДИС определения характеристик пласта. На практике подтверждение оперативной диагностике могут дать лишь испытания скважины, опирающиеся на применение активных технологий с воздействием на объекты исследований. При этом измерения физических параметров делятся на фоновые, в процессе и после внешнего воздействия. Для гидродинамико-геофизических методов наиболее характерны такие типы воздействий, как закачка, стравливание, нагрев, охлаждение и т.п.

Ниже в табл. 13.3.1.1 показаны традиционные способы применения методов ГГИ (исключая барометрию) в ГИС-контроле. Использование барометрии отдельно и в комплексе подробно рассмотрено ниже.

ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕКОТОРЫХ МЕТОДОВ ГГИ (БЕЗ БАРОМЕТРИИ)  
ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАСХОДОВ И ПРОФИЛЕЙ ПРИТОКА (ПРИЕМИСТОСТИ),  
ОЦЕНКИ СОСТАВА ЗАПОЛНИТЕЛЯ СТВОЛА, ВЫЯВЛЕНИЯ  
И ОЦЕНКИ МЕЖПЛАСТОВЫХ ПЕРЕТОКОВ

Таблица 13.3.1.1

Объект ПГК, оцениваемые параметры	Добывающая скважина				Нагнетательная скважина		Технологические особенности использования метода
	Нормальная		Малодобитная				
Метод ГГИ	газо- вая	нефтя- ная	газовая	нефтяная	газовая	водная	
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Механическая расходомертия	+	+			+	+	Ограничения по порогу чувствительности к малым дебитам притока
2. Термокондуктивная расходомертия (термоиндикатор)	+	+	+	+			Повышенная чувствительность при одновременной зависимости от состава продукции

Продолжение таблицы 13.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8
3. Термометрия	+	+	+	+	+	+	Интерпретация аномалий предусматривает знание положения геотермы
4. Методы оценки состава :							Только косвенная информация о работе пластов
4.1 Гамма-гамма плотностеметрия		+		+			Измерение состава в камере датчика, вследствие чего существенно влияние структуры многофазного потока в стволе
4.2 Дизелькометрическая влагометрия	+	+	+	+			
4.3 Резистивиметрия индукционная	+	+	+	+			Наилучшие результаты в условиях повышенной обводненности продукции
5 Шумометрия (шумоиндикатор)	+	+	+		+	+	Эффективна при учете влияния различных элементов конструкции
Примечание			Нестационарные технологии исследования с предварительным возбуждением скважин				Дополнительные требования к оценке достоверности результатов

На рис. 13.3.1.1, 13.3.1.2, 13.3.1.3 представлены характерные примеры использования комплекса методов ГИС-контроля при общей характеристике режима эксплуатации.

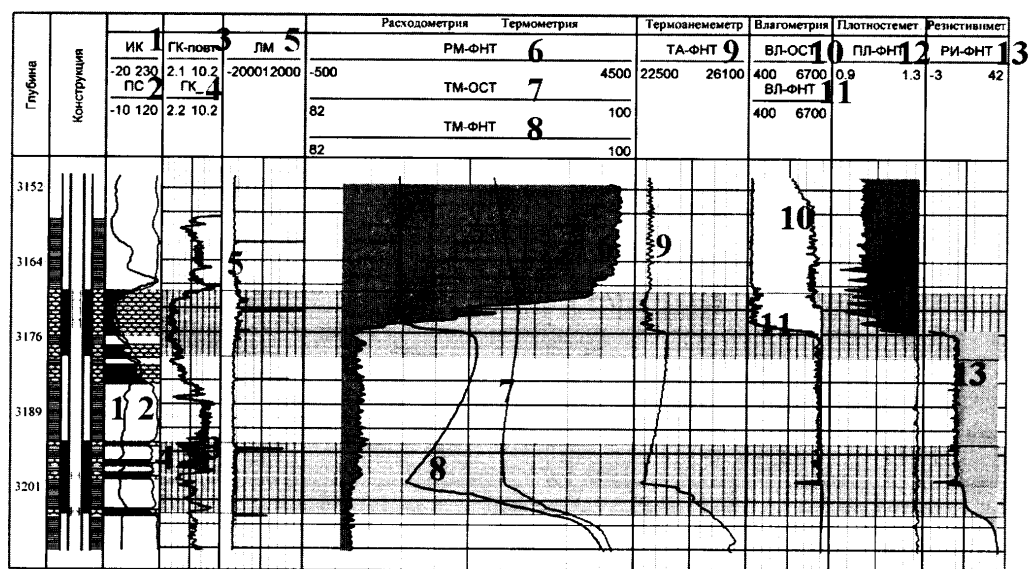


Рис. 13.3.1.1. Характеристика режима эксплуатации добывающей фонтанирующей скважины, работающей газожидкостной смесью (обработка в системе «Камертон-Контроль»)

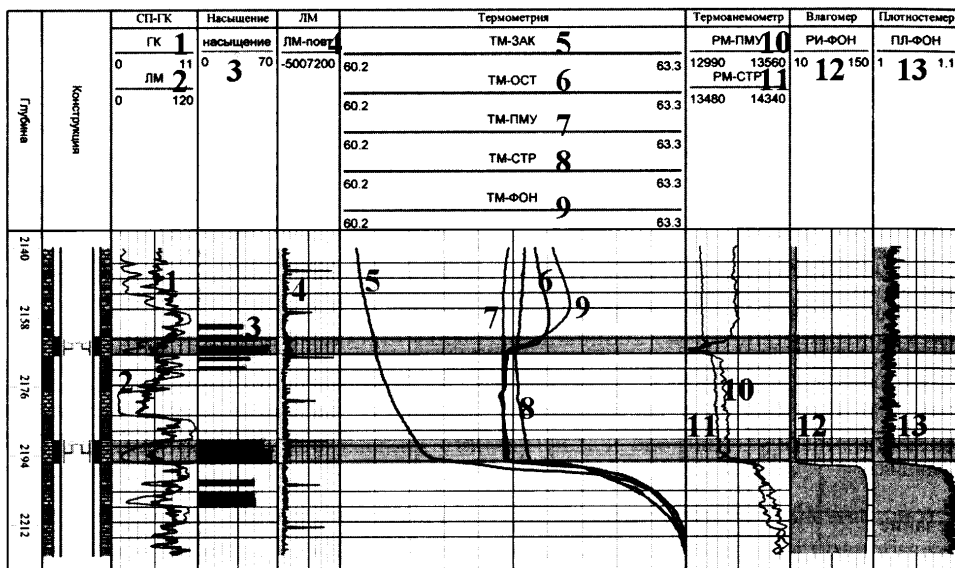


Рис. 13.3.1.2. Характеристика режима эксплуатации добывающей скважины при вызове притока компрессором (обработка в системе «Камертон-Контроль»)

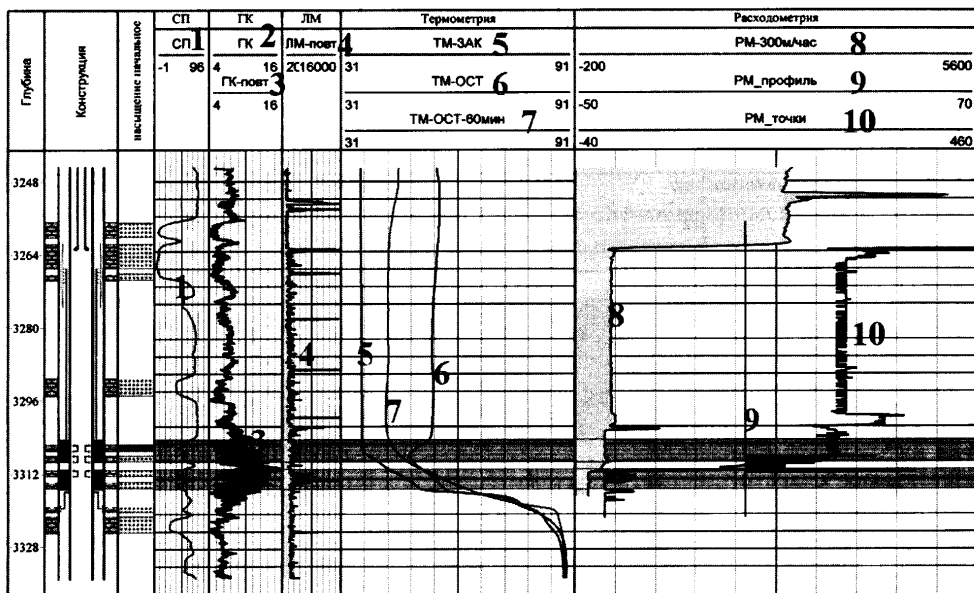


Рис. 13.3.1.3. Характеристика режима эксплуатации нагнетательной скважины (обработка в системе «Камертон-Контроль»)

Более подробно вопросы использования и совершенствования методов и аппаратуры ГИС-контроля (включая и методы ГГИ) в целях оптимизации разработки нефтяных и газовых месторождений в России и за рубежом за период последнего десятилетия освещены авторами в отраслевых обзорах [1, 3–4] и методических руководствах [5–6].

Ниже возможности рассматриваемого направления целевой интерпретации рассмотрены более подробно.

### 13.3.2. Выявление работающих пластов при однофазном заполнении скважины

Выявление работающих пластов относится к традиционным задачам ПГИ. Эта задача является одной из наиболее отработанных технологически и методически. Основой комплекса для ее решения являются методы изучения «приток-состава». О работе пластов судят по значимым эффектам, обусловленным поступлением в ствол новых порций флюида или уходом флюида в пласт. Эти эффекты достаточно многочисленны и разнообразны. Их сущность состоит в изменениях состояния ствола вблизи работающих пластов, обусловленных движением флюида по пласту. В частности, можно назвать такие информативные признаки:

- изменение состава заполняющей ствол скважины смеси (см. раздел 11.4);
- аномалии на профилях расходных параметров: скорости потока смеси, дифференциальных дебитов (см. раздел 11.2), фазовых расходных содержаний (см. раздел 11.5);
- аномалии на диаграммах термометра, расходомера и манометра, связанные с поступлением флюида из пластов и его смешиванием с флюидом, находящимся в стволе скважины, и определяемые динамическими характеристиками пласта (раздел 11.3);
- аномалии на диаграммах шумомера, преимущественно обусловленные турбулентным характером потоков флюида в скважине и пластах (см. раздел 7.5).

В условиях нагнетательной скважины успешности решения рассматриваемой задачи способствует однофазное заполнение ствола и высокий расход (рис. 13.3.2.1).

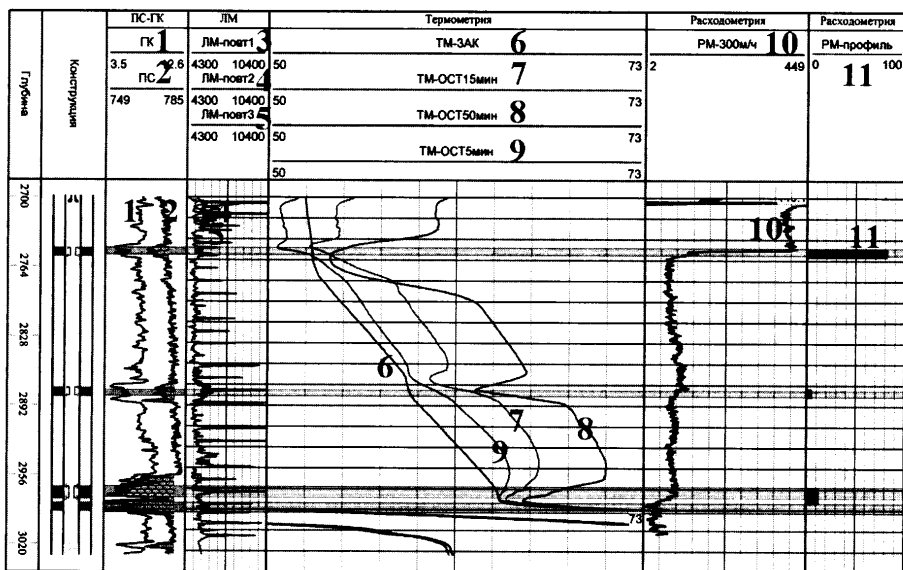


Рис. 13.3.2.1. Выявление интервалов поглощения в нагнетательной скважине по результатам термометрии и механической расходометрии (обработка в системе «Камертон-Контроль»)



Основная проблема при интерпретации данных материалов ГИС-контроля состоит в том, что большинство из названных признаков не являются однозначными. Только подробный анализ результатов комплекса может достоверно решить поставленную задачу (см. пример выявления работающих интервалов по комплексу ПГИ на рис. 13.3.1.1).

Особое внимание следует обратить на возможность повышения эффективности интерпретации за счет использования активных технологий ПГИ. В данном случае они связаны с *управлением состоянием скважины* в процессе геофизических измерений. Рассмотрим несколько характерных примеров решения данной задачи.

### 13.3.3. Уточнение подошвы работающего пласта при изменении режима эксплуатации скважины

На рис. 13.3.3.1 изображены результаты исследования газовой скважины. В скважине перфорированы два газоносных пласта. Газонасыщенные толщины уверенно фиксируются нейтронными методами (кривые 6, 7). Расходометрия фиксирует наличие притока из обоих пластов, однако достоверному определению границ препятствует наличие жидкости (конденсата) в стволе скважины. В данном случае при выявлении границ верхнего интервала притока наиболее информативна термометрия. По ее данным на технологическом режиме (кривая 1) максимальный приток наблюдается из верхнего перфорированного интервала. В нижнем интервале точность определения работающей толщины невелика.

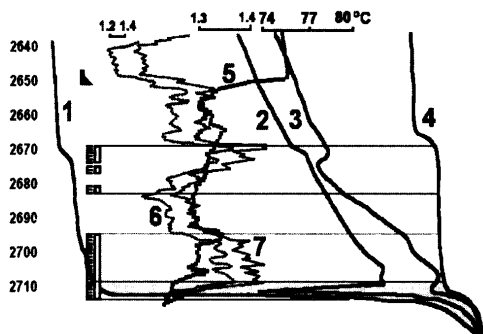


Рис. 13.3.3.1. Уточнение подошвы работающего пласта: 1 – термограмма в действующей скважине; 2, 3 – термограммы в остановленной скважине непосредственно после перевода скважины на отбор с малым дебитом (2), спустя 3 часа (3) и спустя сутки (4); 5 – расходограмма; 6, 7 – диаграммы НГК (в у.е.) при отборе (6) и после его прекращения (7)

Причина этого в том, что в нижнем работающем пласте эффект дросселирования практически не экранируется движением флюида по стволу и проявляется наиболее рельефно. При этом, поскольку работа пласта сопровождается его теплообменом с вмещающими породами, аномалия дросселирования из-за теплообмена распространяется за пределы пласта. Если теплообмен исключительно кондуктивный, величина зоны нарушения температуры вмещающих пород определяется временем теплового воздействия и достигает нескольких метров. Увеличение протяженности аномалии за эти пределы может свидетельствовать о заколонных

перетоках, негерметичности зумпфа скважины и пр.

Однако подобная интерпретация часто бывает неоднозначной. Это особенно характерно для фонтанирующей газовой скважины при сильном охлаждении отдающего пласта и вмещающих пород вследствие дросселирования. В этих условиях температурное влияние пласта на вмещающие породы в зумпфе скважины аномально высоко. Оно обусловлено естественной конвекцией жидкости в зумпфе. Поэтому по-

дошва продуктивной толщи может фиксироваться нечетко. Исправить положение позволяет проведение термических исследований непосредственно после уменьшения депрессии на пласт. При уменьшении депрессии в ствол начинает поступать более теплый газ. В первую очередь повышается температура в стволе в пределах отдающего пласта и выше, где идет движение газа. В зумпфе температура меняется существенно медленнее, поэтому в первые часы после изменения режима на термограмме выделяется четкий локальный минимум в подошве работающей толщи. Ниже фиксируется отрицательная аномалия – след предшествующего охлаждения вмещающих пород вследствие работы скважины на технологическом режиме (рис. 13.3.3.1, кривая 2). По прошествии нескольких часов эта аномалия нивелируется (кривая 3), а через несколько суток – полностью исчезает (кривая 4).

#### **13.3.4. Уточнение границ работающего пласта при переводе скважины на режим малого отбора**

Исследования на нестационарных режимах позволяют более достоверно определить границы не только самого нижнего, но и вышележащих интервалов притока. Дело в том, что основным сопровождающим приток информативным эффектом на термограмме является калориметрическое смешивание потоков флюида, движущегося в стволе скважины и поступающего из работающего пласта. Вследствие различия температур потоков флюидов в пределах интервала притока формируется скачок температуры, величина которого зависит от соотношения температур, расходов и теплоемкостей смешивающихся флюидов – см. раздел 7.2.3, формулу (7.2.3.16). Основной проблемой использования этих методик является отсутствие четких критериев эффективности интерпретации. Информативные эффекты формируются случайным образом, в зависимости от конкретной ситуации в скважине.

Поэтому в данном случае встает проблема управления состоянием скважины в процессе проведения измерений. Для этого существует несколько возможностей. Наиболее очевидная возможность состоит в изменении соотношения температур смешивающихся флюидов путем смены депрессии на пласты, но это дорогая и не всегда осуществимая операция. При резкой смене режима эксплуатации существует еще одна возможность управления аномалиями смешивания. Она состоит в выборе оптимального времени регистрации термограммы. В газовой скважине величина аномалий дросселирования обычно существенно выше, чем в нефтяной. Поэтому временной фактор проявляется очень рельефно.

Если обратиться снова к рис. 13.3.3.1, то можно отметить несоответствие величины и формы температурных аномалий на разновременных замерах после резкого уменьшения дебита скважины. Причина несоответствия в том, что долгое время после уменьшения дебита скважина хранит черты предшествующего режима. Но мало того, что новое температурное поле устанавливается не сразу, оно меняется с разной скоростью в разных интервалах. Наиболее сильные изменения происходят в интервалах интенсивно работающих пластов, более медленные – против малодобитных интервалов. И наконец, в последнюю очередь изменения происходят вне интервалов притока.

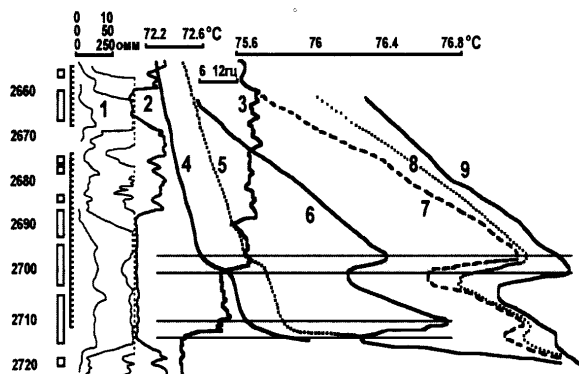


Рис. 13.3.4.1. Уточнение интервалов притока: 1 – диаграмма КС, зонд «A2.0M0.5N» (Ом·м); 2 – диаграмма ПС; 3 – расходограмма на технологическом режиме отбора (Гц); 4, 5 – термограммы в скважине, работающей на технологическом режиме и режиме малого отбора; 6-9 – термограммы через 0,5, 1, 4,5 и 20 часов после прекращения отбора

работы скважины против всех работающих пластов формируются положительные аномалии, связанные с выносом более теплого газа (кривая 3). Но влияние потока из нижнего пласта на верхний минимально, а аномалия калориметрического смешивания невыразительна. Впоследствии в скважине формируется квазистационарное поле малого режима (кривая 4) и форма температурной кривой становится подобной термограмме для технологического режима отбора (кривая 1).

Рассмотренные эффекты позволяют с большей степенью надежности выявлять интервалы притока. В этом смысле еще более показателен пример исследования газовой скважины, изображенный на рис. 13.3.4.1. Здесь верхний интервал притока достаточно уверенно фиксируется на режиме стабильного отбора как по расходометрии (кривая 3), так и по термометрии (кривые 4, 5). Но, как и в рассмотренном выше примере, специальный подбор режима работы скважины позволяет повысить информативность термометрии.

Проанализируем поведение термограмм на рис. 13.3.4.1. В процессе работы скважины на технологическом режиме температура отдающих пластов существенно снизилась (кривая 4). После уменьшения отбора температура постепенно растет (кривые 6–9). Полное прекращение притока привело бы к образованию в пределах работающей толщины отрицательных температурных аномалий, но этого не происходит, поскольку из пластов продолжает поступать газ. Он быстро прогревает пласты и повышает температуру в стволе. В первую очередь прогрев происходит в интервале притока. Вмещающие породы остаются более охлажденными, поэтому пластам-коллекторам соответствуют не отрицательные, а положительные аномалии калориметрического смешивания. Причем наблюдаемые границы аномалий более четки, чем на технологическом режиме, за счет большей разницы температур смешивающихся флюидов. Это повышает достоверность фиксации притока.

Проанализируем поведение термограмм (рис. 13.3.3.1) более подробно. Итак, после перехода скважины на режим малого дебита депрессия на пласт уменьшается и температура поступающего из пластов газа растет. Наиболее быстро температура в стволе повышается против пласта 2699–2707 м (кривая 2). По данным расходометрии (кривая 5) из этого пласта наблюдается самый интенсивный приток. Участок термограммы (кривая 2) в пределах глубин 2666,5–2670,5 м испытывает влияние предшествующего режима динамики. После длительной

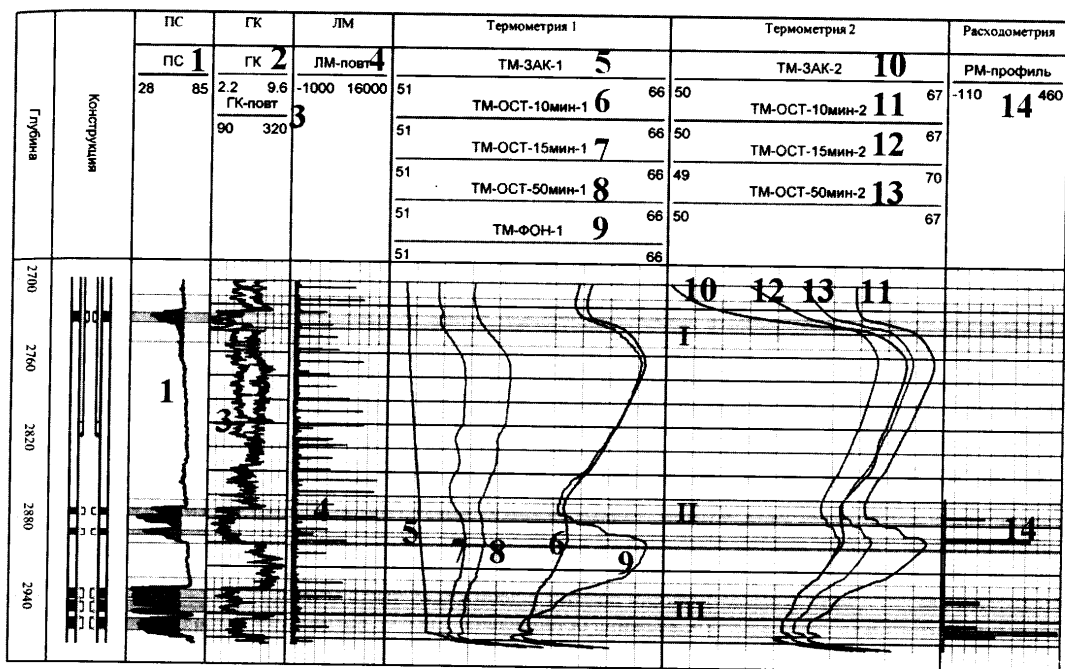


Рис. 13.3.4.2. Уточнение интервалов работающих пластов (I–III) в нагнетательной скважине по результатам термометрии и механической расходомерии (обработка в системе «Камертон-Контроль»)

Указанные особенности наиболее ярко выражены непосредственно после уменьшения дебита, когда разница в температурах находящегося в стволе и поступающего из пластов газа максимальна, особенности изменения со временем аномалии смешивания индивидуальны для каждого пласта (кривые 6–9).

Аналогичный пример для работающей жидкостью скважины приведен на рис. 13.3.4.2. Здесь закачка в верхний объект I (2726–2741м) осуществляется по затрубью НКТ, а в нижележащие объекты II, III (2866–2879м) – по трубкам». В остановленной скважине наблюдается излив закачанного флюида из интервалов II, III. Вследствие этого в интервале II формируется аномалия калориметрического смешивания. Подошва самого нижнего работающего пласта в интервале III четко фиксируется за счет замедленного темпа восстановления естественной температуры в подстилающей непроницаемой толще.

### 13.3.5. Выявление притока из газоносных пластов при наличии жидкости в стволе скважины

Характерным примером решения данной задачи являются комплексные исследования газоконденсатной скважины (табл. 13.3.5.1).

## ТЕХНОЛОГИЯ И КОМПЛЕКС СТАНДАРТНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ ПГИ

Таблица 13.3.5.1

№ ре- жим	Комплекс	Характеристика режима работы скважины
1	2	3
1_0	Термометрия ( $T$ ), барометрия ( $P$ ), расходомерия ( $w$ ), ТА, ПЛ (ВЛ)	Работа по НКТ и затрубью с дебитом газа –185 тыс.м <sup>3</sup> /сут., конденсата –11.2 т/сут.
2_0	$T, P, w$	Непосредственно после перехода на отбор по затрубью с дебитом 140 тыс.н.м <sup>3</sup> /сут.
2_1		– через 1.5 часа
2_2		– через 3.5 часа
2_3		– через 22 часа
3_0	$T, P, w$	Непосредственно после перехода на отбор по затрубью с дебитом 50 тыс.н.м <sup>3</sup> /сут.
3_1		– через 1.5 часа
3_2		– через 3.2 часа
3_3		– через 72 часа
4_0	$T, P, w$	Непосредственно после перехода на отбор по затрубью с дебитом 123 тыс.н.м <sup>3</sup> /сут.
4_1		– через 1.5 часа
4_2		– через 19.5 часа
5_0	$T, P, w$	Работа по затрубью с дебитом 39 тыс.н.м <sup>3</sup> /сут
6_0	$T, P, w$	Работа по НКТ с дебитом 49 тыс.н.м <sup>3</sup> /сут.
7_0	$T, P, w$	Скважина остановлена

Результаты исследований представлены на рис. 13.3.5.1.

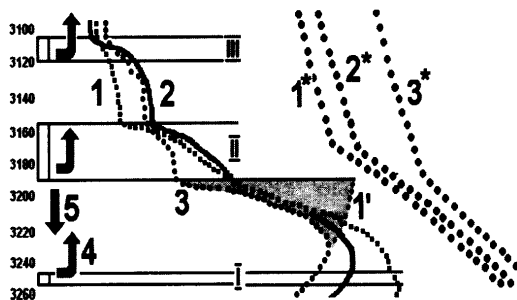


Рис. 13.3.5.1. Приток из газоносных пластов при наличии жидкости в стволе скважины: 1, 2, 3 – термограммы на режимах отбора (согласно табл.13.3.4.1); 1\*, 2\*, 3\* – соответствующие барограммы; 1' – гипотетическая термограмма, соответствующая замеру 1; 4 – приток газа; 5 – реверсивное движение воды; I, II, III – интервалы притока

На измерения при всех режимах влияет жидкость в стволе скважины. Жидкость наиболее четко фиксируется по барограммам (кривые 1\*, 2\*, 3\*). Ее количество меняется от режима к режиму и по глубине. Ниже глубины 3190 м концентрация жидкости максимальна и практически не зависит от интенсивности отбора, выше – в стволе скапливается газожидкостная смесь. Верхняя граница ее распространения на режиме наибольшего отбора газа составляет 3161 м. С уменьшением дебита вынос жидкости на поверхность затрудняется. Уровень газожидкостной смеси поднимается и достигает на режимах «5», «6» (табл. 13.3.5.1)

отметки 3124 м. В статике и при малом отборе, режимы «3», «7» (табл. 13.3.5.1) жидкость задавливается в проницаемые пласты, а ее уровень устанавливается на глубине 3190 м (см. кривую 3\*). Кратковременное уменьшение количества жидкости в стволе происходит при каждой смене режима эксплуатации. Влияние жидкости затрудняет выделение интервалов притока газа. По комплексу методов «приток-состава» надежно фиксируются три интервала: «I» – 3244–3247 м; «II» – 3153–3190 м; «III» – 3107–3120 м.

Как и в примерах, приведенных выше, притоки газа выделяются увереннее по результатам термометрии на нестационарных режимах. Рассмотрим подробнее специфические особенности термограмм, связанные с наличием в стволе газожидкостной смеси.

Влияние жидкости на режимах максимального дебита наиболее ощутимо между «I» и «II» пластами, где ее содержание наиболее велико (кривые 1, 2, 3 на рис. 13.3.5.1). Здесь происходит движение газа через воду практически без выноса воды («барботаж») и поведение термограмм весьма своеобразно. Кривая 1' на рис. 13.3.5.1 – гипотетическая температурная кривая для случая отсутствия жидкости в стволе. Тогда поступающий из пласта «I» охлажденный газ прогревался бы по пути вверх за счет теплообмена с более теплыми породами. Интенсивный приток газа из пласта «II» должен был бы вызвать резкий скачок температуры. Но подобное распределение температуры из-за наличия жидкости неустойчиво. Барботирующий газ выносит часть жидкости, вызывая ее нисходящее движение по стенкам скважины. Из-за этого охлаждение не локализуется в подошве второго пласта (кривая 1), а распространяется вниз (на рис. 13.3.5.1 влияние охлаждения заштриховано). При уменьшении дебита (кривые 2, 3) охлаждение фиксируется вплоть до кровли «I» пласта. Одновременно граница газожидкостной смеси в стволе поднимается вверх. Соответственно расширяется зона аномального градиента температуры. Аномалии на термограммах нивелируются.

Итак, меняя режим работы в скважине, можно спровоцировать процесс тепло-массопереноса, картина которого физически ясна и потому вполне предсказуема. А значит, можно более уверенно интерпретировать исходный геофизический материал и давать более обоснованное заключение по выполненному комплексу ПГИ.

### 13.3.6. Выявление поступления воды в ствол газовой скважины

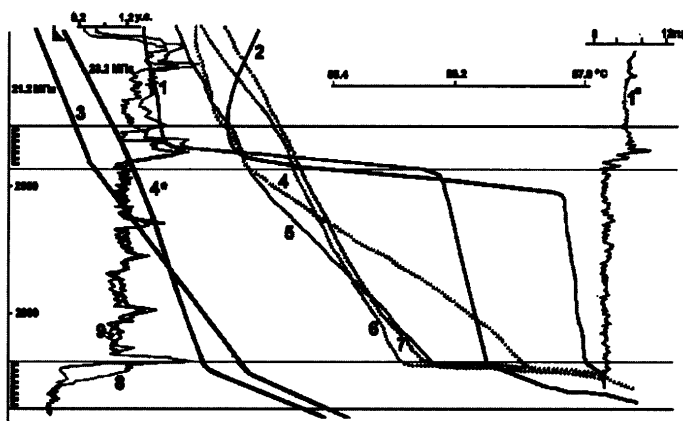


Рис. 13.3.6.1. Выявление поступления воды в ствол газовой скважины: 1, 10 – термограмма и расходограмма при работе скважины на технологическом режиме отбора; 2, 3 – термограмма и барограмма непосредственно после перевода скважины на режим малого отбора; 4–7 – термограммы соответственно через 50 мин., 2 час 30 мин., 26, 35 и 48 часов после перевода скважины на режим малого отбора; 4\* – барограмма через 2 час.30 мин; 8, 9 – кривые НГК в действующей и остановленной скважине

При контроле работы скважины и пластов важно не просто обнаружить жидкость в стволе. Необходимо установить, какой из совместно эксплуатируемых пластов является источником ее поступления. А это задача неизмеримо более сложная. Как известно, на приток жидкости значимо реагируют большинство регистрируемых в скважине геофизических параметров (температура, расход, плотность, влажность и пр.). Проблема в том, что из-за влияния многочис-

ленных факторов-помех аномальное поведение геофизических кривых нельзя истолковать однозначно, то есть встает задача фильтрации полезной информации на фоне помех. Одним из наиболее эффективных способов ее решения является воздействие путем целенаправленного изменения условий проведения ПГИ как на интенсивность, так и на форму проявления информативного эффекта. Для этого можно использовать связь скорости газового потока с критериями по выносу жидкости из ствола.

Рассматриваемый ниже способ предназначен для фиксации интервалов притока с малым содержанием жидкости в середине продуктивной толщи – рис. 13.3.6.1.

Скважина вскрывает два газоносных пласта, на рисунке обозначенных «I» и «II». Из верхнего пласта наблюдается приток газожидкостной смеси. На технологическом режиме вся жидкость выносится из ствола и поведение газодинамических параметров стандартно для действующей газовой скважины (термограмма 1, расходограмма 1°).

Сущность способа (патент авторов [7]) заключается в следующем. После проведения замера на технологическом режиме скважина переводится на режим уменьшенного отбора. Причем режим отбора выбирается так, чтобы энергии потока хватало для выноса жидкости из пласта, но было недостаточно для выноса жидкости на поверхность. В этом случае в интервале отдающего жидкость пласта происходит разделение газожидкостного потока. Газ движется вверх, к устью скважины, а жидкость – вниз, скапливаясь на забое. Верхняя граница нисходящего движения соответствует работающему пласту.

Скопление жидкости на забое сопровождается ростом ее уровня в стволе ниже отдающего пласта «I», что может быть зафиксировано серией замеров манометром. Но этот признак является неоднозначным и потому малоинформативным. Рост уровня может быть связан с притоком жидкости из самого нижнего пласта «II», а в случае поглощения жидкости пластом «II» уровень может быть стабилен.

В рассматриваемом случае более информативны разновременные замеры термометром непосредственно после перехода скважины на режим уменьшенного отбора. Нисходящее движение отражается на термограммах замедлением темпа восстановления температуры вплоть до инверсии темпа. Так, на рис. 13.3.6.1 после закономерного начального перемещения термограммы в направлении к геотерме (кривая 2) наблюдается инверсионное удаление от термограмм, прогрессирующее со временем (кривые 4–7). Причем термограммы имеют экспоненциальную форму, характерную для движения флюида сверху вниз (градиент уменьшается по абсолютной величине в направлении движения жидкости).

Здесь очень важны замеры манометром, т.к. нисходящее движение жидкости может быть обусловлено еще одной причиной – осаждением на забое жидкости, вынесенной в ствол скважины потоком газа в процессе предшествующего технологического режима отбора. Окончание этого процесса можно зафиксировать по моменту стабилизации градиента давления в стволе. С этого момента времени термометрия фиксирует исключительно нисходящее движение жидкости, поступающей в ствол из обводняющегося пласта в процессе измерений.

Таким образом, с изучаемым процессом в стволе скважины удалось связать легкоузнаваемый на фоне помех информативный эффект. Это позволило повысить однозначность интерпретации комплексных геофизических исследований.

### **13.3.7. Определение работающей толщины пласта**

В несовершенной (как по характеру, так и по степени вскрытия) скважине интервалы притока флюида в ствол, как правило, не совпадают с интервалами движения флюида по пласту (работающими толщинами). При их определении большинство стандартных методов определения «приток-состава» оказываются бессильными.

Существует несколько направлений решения этой задачи.

Первое, сравнительно новое и наиболее перспективное, направление состоит в применении методов, способных при прямом измерении выявить факт движения флюида в пласте. Принципиальной возможностью для решения этой задачи обладает пассивная акустика (спектральная шумометрия), но метод не получил должного распространения. Проблема использования стандартных (интегральных) модификаций шумометрии связана с недостаточной чувствительностью при сильном шунтирующем влиянии шумов от движения флюида по стволу. По мнению авторов, большие надежды здесь могут быть связаны с модификациями шумометрии, изучающими амплитудно-частотные спектры как акустических, так и электромагнитных полей, по которым удастся идентифицировать непосредственно работу пласта (см. разделы 7.5 и 13.8).

Для решения данной задачи успешно используются также различные модификации метода закачки индикаторов в пласт.

При оценке работающих толщин могут быть использованы и косвенные оценки изменения во времени насыщения пласта. Учитывая, что исследования чаще всего проводят в обсаженной части ствола, речь идет о радиометрии и широкополосной акустике.

Наконец, следует особо выделить метод термометрии, который из-за относительной простоты реализации традиционно занимает одно из ведущих мест при решении данной задачи. Однако здесь следует помнить о проблеме однозначной интерпретации полученных результатов. Рассмотрим этот вопрос более подробно, т.к. он важен при обосновании информативности термометрии в решении широкого спектра задач, например изучении конструктивных особенностей скважины, оценке ее технического состояния, изучении межпластовых перетоков и пр. Чувствительность термометрии к термодинамическим эффектам, сопровождающим движение флюида в работающем пласте, очень высока.

Если влияние изучаемого эффекта преобладает, его выявление не вызывает проблем. Так, как правило, не возникает затруднений при оценке работающих толщин пластов, поглощающих закачиваемую воду в нагнетательных скважинах. Этому способствует как высокая интенсивность закачки, так и аномально низкая температура нагнетаемой воды. На рис. 13.3.1.3 был дан пример выделения поглощения закачиваемой воды вскрытыми перфорацией проницаемыми пластами (в интервале 2510–2530 м) на фоне других эффектов.



Но нередко изучаемые аномалии не столь рельефны и при интерпретации термограмм необходимо уметь распознавать изучаемый температурный эффект на фоне факторов-помех. Этому мешает не только многообразие и многочисленность формирующих тепловое поле процессов, но и медленная релаксация предшествующих температурных воздействий. Длительность влияния последних может достигать нескольких недель и даже месяцев.

Один из способов уменьшения влияния помех в действующих скважинах состоит в использовании известного принципа геофизических исследований «каротаж-воздействие-каротаж». Альтернативой этого способа в неработающих наблюдательных скважинах состоит в воздействии на пласт через соседние эксплуатационные скважины и фиксации в динамике изменений параметров пласта по разновременным замерам.

Наиболее наглядным является сопоставление термограмм по абсолютной шкале температуры. Для этого термозамеры должны быть выполнены эталонированной аппаратурой достаточно тщательно, с соблюдением требований технологии. Один из таких примеров изображен на рис. 13.3.7.1 для наблюдательной скважины ПХГ.

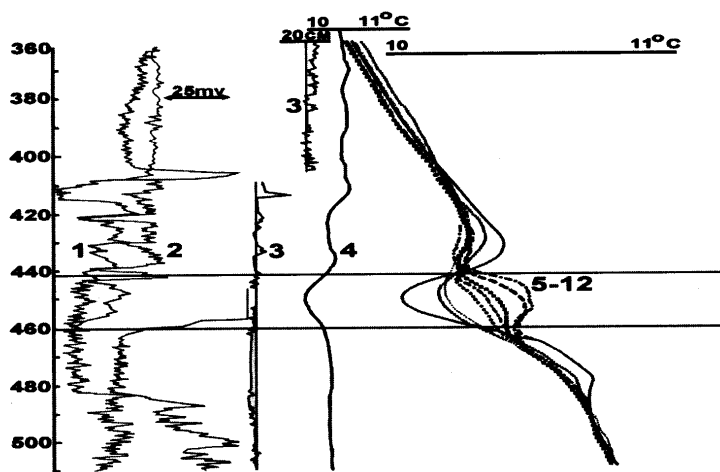


Рис. 13.3.7.1. Выявление работающих толщин пласта-объекта подземного хранения: 1 – диаграмма КС, зонд «А2.0М0.5N»; 2 – диаграмма ПС; 3 – кавернограмма; 4 – термограмма ОЦК; 5–12 – разновременные термограммы в процессе закачки газа

На фоновых замерах в период между отбором и закачкой газа (спустя два месяца после окончания бурения скважины) в пределах пласта-объекта хранения газа обнаружена отрицательная аномалия, которая вначале была ошибочно связана с межпластовым перетоком газа вверх по разрезу (рис. 13.3.7.1, кривая 4). В процессе последующего цикла закачки газа скважина

не перфорировалась и в ней была зарегистрирована серия разновременных термограмм (кривые 5–12). Первая из них получена непосредственно после начала закачки, последняя – через 4 месяца перед окончанием закачки. Временной интервал между замерами составлял 10–15 дней. Термограммы зафиксировали всю динамику изменения температурного поля, которая стала легкообъяснимой. Температура закачиваемого газа была существенно выше естественной температуры пород. Поэтому в процессе закачки происходил постепенный разогрев первоначально охлажденных работающих толщин пласта. Первоначальная температурная аномалия сначала нивелировалась, а затем изменила свой знак. Статичность первоначального фона, а также локализация после-

дующего разогрева пласта в пределах работающей толщины позволяют сделать вывод об отсутствии здесь заколонного движения.

Представленный пример характерен тем, что наблюдаемые температурные аномалии достаточно четки, рельефны и легкоотличимы. Для термометрии чаще всего характерна другая ситуация. Температурные аномалии имеют величину порядка первых десятых долей градуса и имеют нечеткие границы. Так, в частности, проявляется температурное воздействие заколонных перетоков, адиабатическое охлаждение газоносного пласта при его отработке и т.п. Интерпретация в этих случаях осложнена еще и тем, что одновременные замеры обычно выполнены разнотипной аппаратурой. Поэтому зачастую полученные замеры несопоставимы не только по абсолютным значениям температуры, но и по ее градиенту. В этих условиях стандартное сопоставление термограмм приводит к ошибочной, а иногда и тенденциозной интерпретации.

Для рассмотренных результатов эффективна попарная нормализация одновременных термограмм. Но обработка термограмм имеет свою специфику. Пределы изменения температуры, как правило, существенно выше величины ее локальных аномалий. В этих условиях стандартная нормализация по двум опорным пластам малоэффективна. Наиболее приемлем способ так называемой «множественной» нормализации, широкоиспользуемый при обработке диаграмм нейтронных методов. Его смысл состоит в выделении обучающей выборки опорных пластов, снятии отсчетов с обрабатываемых кривых в интервалах пластов, определении параметров корреляционной связи между отсчетами и использовании этих параметров в качестве коэффициентов нормализующего уравнения.

Особенности термометрии проявляются и в требованиях к выбору опорных пластов. Главным критерием выбора являются не столько одинаковые характеристики по насыщению и заполнению ствола, сколько одинаковое воздействие различного рода перемещений флюида в стволе и окружающих пластах. По возможности опорные интервалы нужно выбирать вне интенсивно обрабатываемых пластов и вне зон, где наиболее вероятны межпластовые перетоки. Критерием правильности выбора является теснота корреляционной зависимости между отсчетами по пластам, снятыми с различных термограмм.

Машинная обработка допускает для термограмм и более сложный и специфичный способ нормализации. Кривые могут быть сопоставлены не по дискретным осредненным отсчетам в пластах, а по точкам – в соответствии с шагом квантования при оцифровке. Такой прием допустим, поскольку градиент температуры меняется с глубиной плавно и в сравнительно малом диапазоне.

На рис. 13.3.7.2 приведен пример предлагаемой обработки для наблюдательной скважины газового месторождения. Температурные аномалии в пределах работающей толщины продуктивных пластов связаны с адиабатическим расширением газа. Расширение происходит вследствие падения давления в залежи со временем за счет ее выработки.

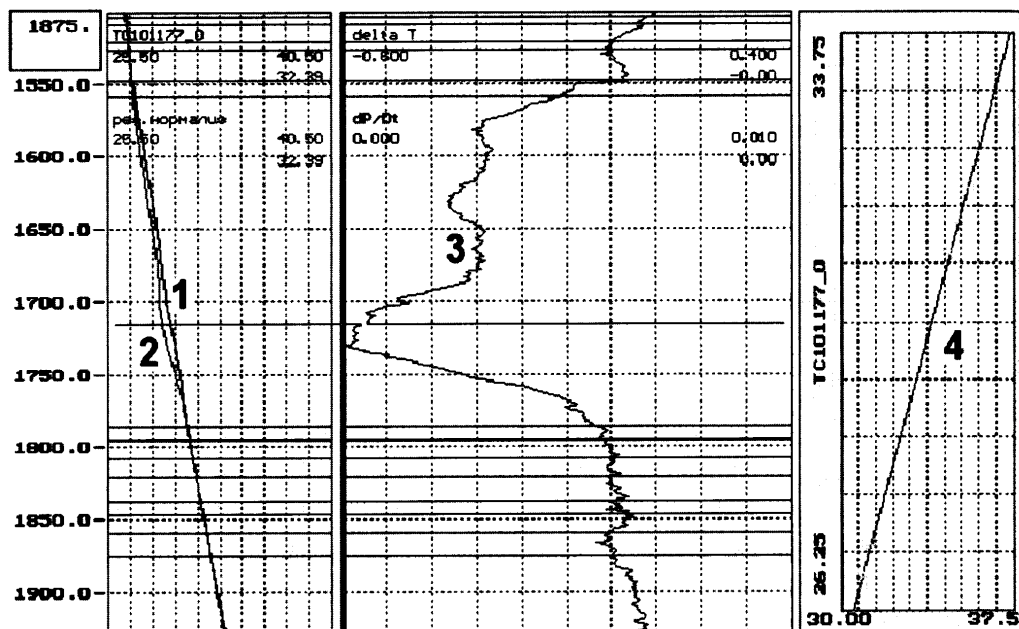


Рис. 13.3.7.2. Выявление работающей толщины газоносных пластов, дренируемых соседними скважинами: 1 – фоновая термограмма; 2 – текущий замер; 3 – разность между замерами; 4 – результат нормализации термограмм 1 и 2

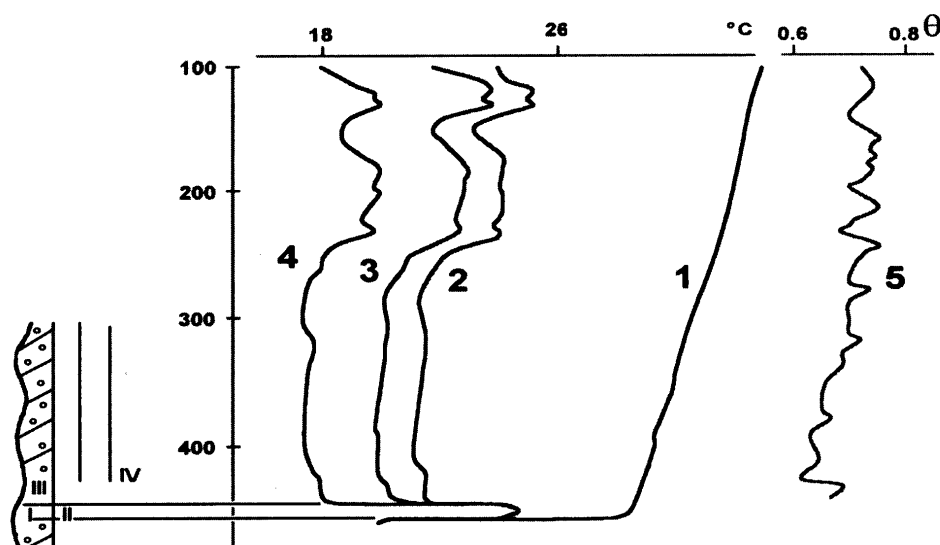


Рис. 13.3.7.3. Выявление работающей мощности пласта-объекта подземного хранения: 1 – термограмма в действующей скважине (в процессе закачки газа); 2–4 – термограммы в остановленной скважине соответственно через 1, 3 и 10 час. после прекращения закачки; 5 – кривая изменения по глубине относительной температуры ( $\theta_T$ ); I – подошва интервала поглощения; II – работающие толщины; III – цементное кольцо; IV – НКТ

В рассмотренных примерах описаны случаи, когда искажающее влияние эксплуатации скважины практически отсутствует. В реальных условиях термические исследования проводятся непосредственно после остановки скважины. В этих условиях в отсутствии межпластовых перетоков в стволе скважины наблюдается восстановление первоначального (нарушенного эксплуатацией) температурного режима. При этом значимые изменения температуры происходят не только в пределах работавших толщин пластов, но и у непроницаемых интервалов, где темп восстановления температуры в первую очередь определяется тепловыми свойствами горных пород и заполнителя заколонного пространства (рис. 13.3.7.3).

Степень воздействия последних определяется продолжительностью работы скважины, временем ее выстойки а также величиной отношения радиусов скважины и колонны ( $r_c/r_k$ ). Если время работы не превышает часа, цемент практически полностью определяет восстановление температуры при  $r_c/r_k < 2$ . Чем больше диаметр цементного кольца, тем медленнее восстанавливается температура. Это происходит потому, что теплопроводность цементного камня аномально низка. При увеличении времени простоя скважины влияние тепловых свойств пород становится все более ощутимым. При прочих равных условиях темп восстановления температуры минимален в глинистых породах и максимален в плотных (известняках), поэтому в глинах нарушения естественной температуры наблюдаются больше всего.

В области значений времен, характерных для термических исследований, на температуру в скважине влияют как породы, так и цементное кольцо. Подобные аномалии могут рассматриваться как информативные, но в данном конкретном случае – это помехи. При интерпретации нужно уметь выявлять на их фоне предшествующую работу пластов.

Предпосылкой успешного решения этой задачи является факт, что в работавших до остановки скважины пластах из-за больших размеров зоны нарушения естественной температуры ее восстановление идет более медленно, чем в непроницаемых толщинах. Характер аномалии на термограмме зависит от депрессии на пласты и времени работы скважины. При малой депрессии (доли МПа) и непродолжительной работе (до суток) существенного нарушения температуры работающего пласта по сравнению с вмещающими непроницаемыми породами не происходит. Поэтому работающие толщины трудно выявить на фоне помех, обусловленных изменением тепловых свойств по глубине.

При работе пласта с более высокой депрессией или более продолжительное время температурный режим пласта оказывается существенно более искаженным, чем во вмещающих породах. Тогда появляются предпосылки выделения работающей толщи пласта на фоне помех. Тем не менее, чтобы однозначно решить данную задачу, нужно привлекать дополнительную информацию. Так, на факт, что аномалии на термограмме обусловлены влиянием цементного кольца, указывает их соответствие по величине и форме аномалиям на термограммах ОЦК. На влияние тепловых свойств пород указывает формирование аномалий в интервалах, которым соответствует существенное изменение с глубиной геотермического градиента [8].

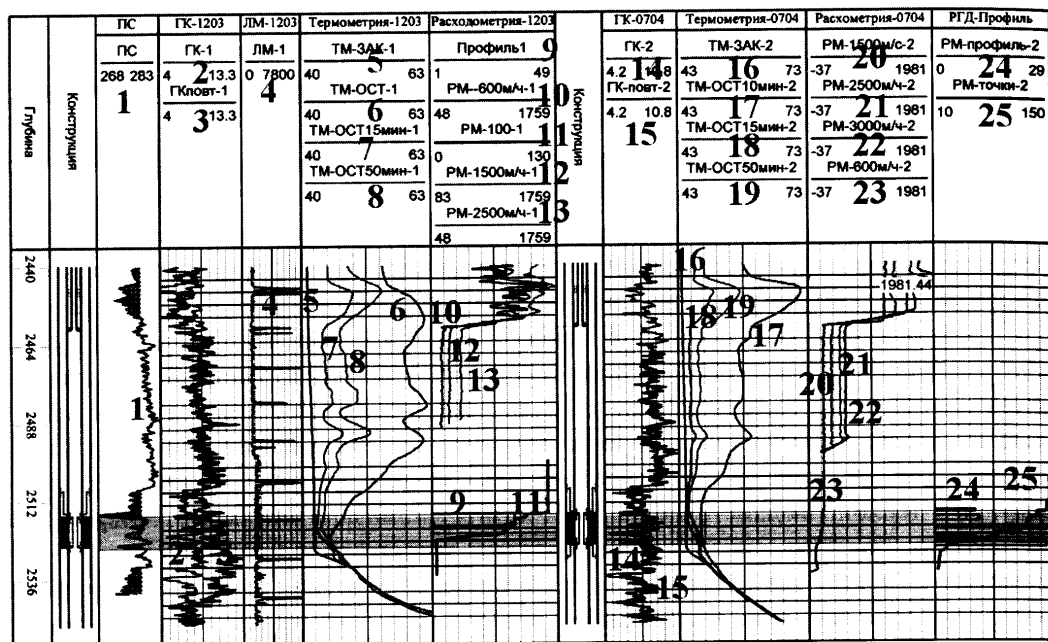


Рис. 13.3.7.4. Определение работающей толщины пласта в нагнетательной скважине (обработка в системе «Камертон-Контроль»)

Рис. 13.3.7.4 иллюстрирует факт, что подобные эффекты имеют общий характер и наблюдаются также в скважинах, работающих жидкостью. Как и в рассмотренном ранее примере (рис. 13.3.7.3), влияние поглотившего закачиваемую воду коллектора легко различимо на фоне помех и проявляется в замедленном темпе восстановления естественной температуры этого интервала (после его охлаждения закачиваемой жидкостью). Пласт в интервале 2445–2455 м с аналогичными свойствами, не вскрытый перфорацией, отличается аномально высоким темпом восстановления температуры.

К анализу рассмотренных эффектов еще не раз придется возвращаться в последующих разделах, анализируя особенности термограмм в интервалах нарушения технического состояния скважины.

### 13.3.8. Изучение текущих энергетических и добычных возможностей продуктивных пластов и скважин

Специфика данной комплексной задачи целевой интерпретации состоит в оценке возможностей скважины как единой системы, обеспечивающей работу пластов и транспортировку добываемого флюида на поверхность [9].

Для анализа существенны параметры, характеризующие энергетическое состояние эксплуатируемого объекта (начальное и текущее пластовое давление, потенциальная и фактическая продуктивность и пр.). Не менее важны данные о фильтрационно-емкостных свойствах пласта и параметры, характеризующие степень совершенства вскрытия скважины. Как известно, определяющую роль в получении названной ин-

формации принадлежит ГДИС (см. главу 12). Не менее важны результаты поинтервальных оценок давлений и дебитов, получаемые в процессе ПГИ (см. главу 11).

Для комплексного анализа существенны также интегральные расходные характеристики потока флюида в стволе скважины (см. раздел 11.5.2).

Первым этапом подобных работ является оценка возможностей технологического режима работы скважины. На основе анализа полученных результатов может быть принято решение по проведению специализированных ПГИ с целью выбора оптимального режима эксплуатации скважины. Возможностям подобного комплекса посвящен следующий раздел.

### 13.4. ОБОСНОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИНЫ

#### 13.4.1. Анализ результатов освоения

Результаты промыслово-геофизических и гидродинамических исследований на этапе освоения являются основой для выбора способа и режима эксплуатации скважины. Именно на этом этапе исследований можно получить информацию о первоначальном насыщении и энергетическом состоянии пласта, фильтрационно-емкостных параметрах.

Одной из наиболее важных составляющих промыслово-геофизического контроля в данном случае являются гидродинамические исследования. Чаще всего они проводятся в экспресс-варианте без закрытия скважины на забое и имеют основной целью оценку фактической продуктивности пласта. Получаемый результат наиболее достоверен, если регистрируется непрерывная кривая изменения давления на забое скважины в течение всех циклов освоения. Примеры подобных исследований при освоении скважин методами компрессирования и свабирования представлены на рис. 13.4.1.1 и рис. 13.4.1.2.

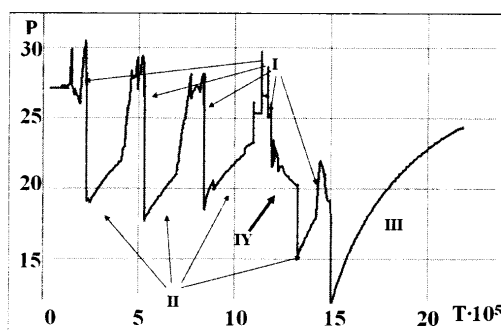


Рис. 13.4.1.1. Изменение давления на забое скважины, осваиваемой компрессированием: I – временные интервалы работы компрессора; II – интервалы восстановления динамического уровня; III – заключительная КВУ после окончания освоения; IV – перевод скважины на нефть

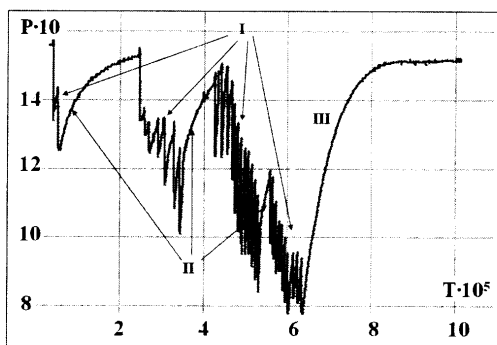


Рис. 13.4.1.2. Изменение давления на забое скважины, осваиваемой свабированием: I – временные интервалы снижения уровня свабирования; II – интервалы восстановления динамического уровня; III – заключительная КВУ после окончания освоения

Одна из основных задач последующей обработки получаемых данных состоит в оценке эффективности очистки призабойной зоны в процессе освоения и определении фактического коэффициента продуктивности. Одним из возможных путей решения этой задачи для непереливающих скважин является расчет дебита по темпу изменения забойного давления во времени (см. раздел 12.5.5) с последующей совместной обработкой кривых давления и дебита (см. раздел 12.6).

Динамика изменения коэффициента продуктивности во времени является важной характеристикой процесса освоения (рис. 13.4.1.3). В частности, с помощью него, используя соотношение (12.6.5.1), можно оценить относительные изменения скин-фактора.

Абсолютные значения скин-фактора целесообразнее всего определять на основе исследований по технологии КВД с закрытием скважины на забое. В принципе скин-фактор и параметры пласта можно найти с использованием приемов, описанных в разделе 12.6. Но следует иметь в виду, что достоверность подобных оценок существенно зависит от достоверности определения состава притока и дебита в процессе восстановления динамического уровня.

Для определения добычных возможностей скважины в процессе освоения используются синхронные замеры изменения во времени забойного давления и уровня жидкости. По этим данным оценивают изменение во времени суммарного дебита притекающей в ствол жидкости и ее компонентный состав (см. разделы 12.5.5, 12.5.6), они могут быть дополнены также периодическими замерами параметров «приток-состава». Последние проводятся как в интервале продуктивной толщи, так и в интервале глубин перемещения динамического уровня. По первой группе замеров судят об особенностях работы продуктивных пластов (см. разделы 11.2, 11.4), а по второй – о динамике роста уровня.

Остановимся наиболее подробно на особенностях поведения уровня. Результаты скважинных исследований (рис. 13.4.1.4) свидетельствуют, что в процессе подъема в стволе уровня жидкости происходит сегрегация ее компонент (нефти и воды). Нефть, как более легкая, всплывает наверх, а вода скапливается снизу. Поэтому обычно наблюдают в стволе два уровня раздела фаз: уровень жидкости (нефти) или так называемый «газожидкостный раздел» (ГЖР) и уровень «вода-нефть» или водонефтяной раздел (ВНР).

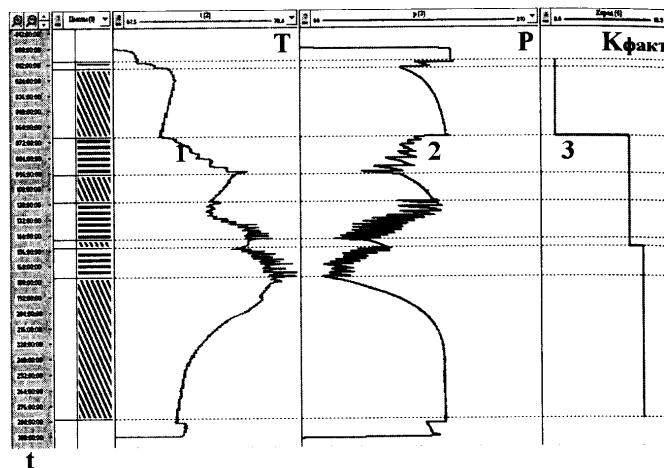


Рис. 13.4.1.3. Изменение температуры (1), давления (2) и продуктивности (3) в процессе циклического свабирования скважины. Продуктивность рассчитана по циклам КВУ методом псевдоиндикаторной (Яковлева) (обработка в комплексе «Гидра-Тест»)

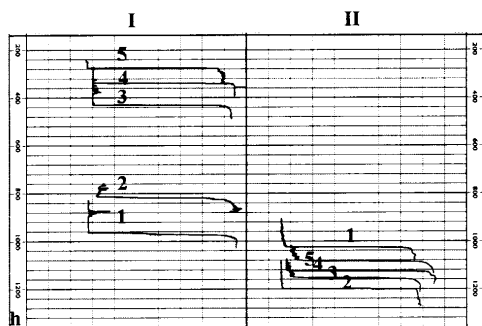


Рис. 13.4.1.4. Динамика изменения уровней раздела фаз в стволе скважины по результатам влагометрии В окне I – результаты наблюдения за уровнем жидкости, в окне II – за разделом «вода-нефть». Замеры (1–5) пронумерованы в порядке возрастания времени регистрации

Рис. 13.4.1.4 иллюстрирует характерную особенность динамики изменения уровней. Уровень жидкости монотонно растет во времени, уровень «вода-нефть» сначала падает, но затем начинает расти. Этот процесс можно формально проинтерпретировать как увеличение доли нефти в стволе в начальной фазе притока. Но это, конечно, не так. Причина аномалии в том, что в момент остановки скважины не может произойти полной сегрегации фаз. Ниже так называемого уровня «вода-нефть» находится не чистая вода, а водонефтяная смесь.

Поэтому в начальный период восстановления уровня всплывание нефти протекает наиболее интенсивно. Впоследствии скорость этого процесса замедляется и уровни начинают меняться монотонно. На этом временном отрезке по темпу изменения их отметок возможна оценка компонентных дебитов, которая проводится в следующей последовательности. Сначала по ГЖР на основе соотношений (12.5.3.1) рассчитывается дебит жидкости. Дебит нефти рассчитывается по аналогичным соотношениям, но вместо величины ГЖР в формулах используется разность соответствующих одному и тому же моменту времени ГЖР и ВНР. В расчеты вводится поправка, учитывающая, что замеры ГЖР и ВНР не могут быть выполнены одновременно. Учитывая, что скорость движения скважинного прибора при регистрации положения уровней, как правило, существенно больше скорости движения уровней, соответствующая корректировка результатов расчетов не столь сложна.

### 13.4.2. Оптимальный режим эксплуатации стабильно работающих добывающих скважин

Одним из основных критериев оптимизации режима стабильно работающей эксплуатационной скважины является давление на забое (депрессия на пласты). Известные закономерности, связывающие забойное давление и дебит для однофазного притока жидкости и газа (см. раздел 9.6), подсказывают тривиальный вывод: для обеспечения максимального дебита необходимо стремиться к максимальной депрессии на эксплуатируемые пласты.

Работа при форсированной депрессии возможна и при притоке многокомпонентной смеси. Но при этом нужно иметь в виду негативные последствия разгазирования нефти или выпадения конденсата и газа. В обоих случаях происходит ухудшение фильтрационных параметров призабойной зоны вследствие двухфазного режима течения. В зависимости от конкретных условий в пласте (коллекторских свойств, состава флюидов и пр.) эта ситуация может по-разному сказаться на эффективности работы скважины. Скважина может продолжать устойчиво работать, а при снижении депрессии коллектор будет возвращаться в исходное состояние. Во многих случаях



такое радикальное снижение депрессии приводит к необратимым для пласта последствиям. Индикаторная кривая принимает немонотонный характер, а при увеличении и последующем снижении депрессии возникают гистерезисные явления, вызванные ухудшением проницаемости пласта (см. раздел 9.6, рис. 9.6.0.3). Указанные аномалии четко отражаются на результатах ГДИС в виде высокого положительного значения скин-фактора. Динамика изменения насыщенности призабойной зоны, дебита и состава притока сказываются на показаниях методов оценки «приток-состава». Поэтому роль промыслово-геофизического контроля в обнаружении, а главное – в предупреждении возникновения подобных аномалий чрезвычайно высока.

С возможным увеличением нагрузки на эксплуатируемые пласты при отборе и закачке связана также проблема возникновения и развития заколонных перетоков, достаточно подробно рассматриваемая авторами в разделах 13.5 и 13.7.

Еще один аспект проблемы оптимизации режима отбора связан с движением по стволу газожидкостного потока. В зависимости от дебита скважины происходит накопление жидкости в стволе и ее частичный или полный вынос на устье.

С этой точки зрения показателен пример исследования газоконденсатной скважины, изображенный на рис. 13.4.2.1. Выполненные в скважине измерения достаточно полные и представлены как основными методами оценки состава (барометрия, влагометрия), так и методами, необходимыми для количественной оценки притока (расходометрия, термометрия, барометрия). Конструкция забоя (башмак НКТ выше продуктивной толщи, один интервал перфорации, большой зумпф) благоприятна для выполнения качественных ПГИ. Исследования выполнены на нескольких режимах работы скважины, что позволяет судить о динамике работы пласта в зависимости от депрессии.

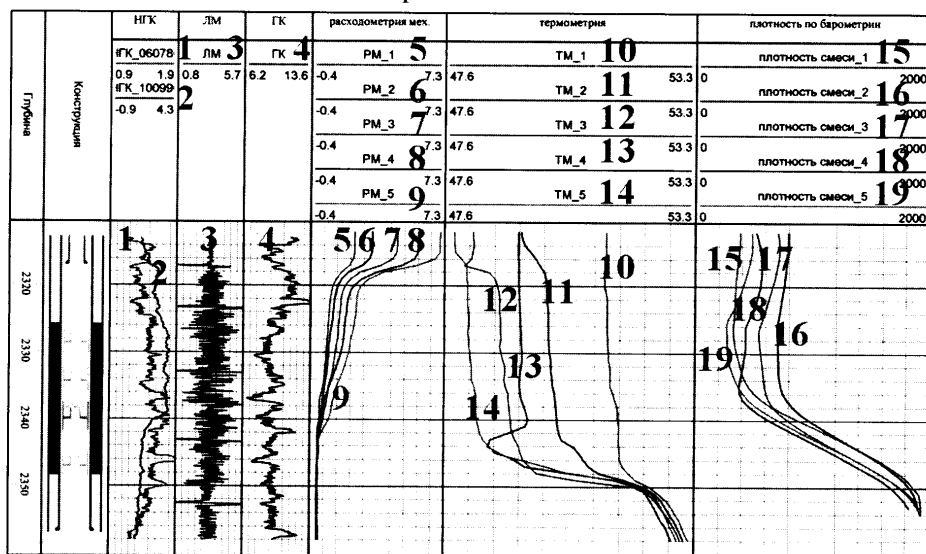


Рис. 13.4.2.1. Исследования с целью оптимизации режима отбора газоконденсатной скважины (обработка в системе «Камертон-Контроль»). Индексы идентификаторов методов «1–5» соответствуют различным режимам отбора

По данным НГК и влагометрии уровень жидкости в неработающей скважине находился на глубине 2344 м, уровень воды – 2347 м. В интервале 2344–2347 м имеет место смесь конденсата с водой, выше (2342–2344 м) – газовый конденсат в жидкой фазе.

Изменение состава смеси в работающей скважине в зависимости от режима (диаметра штуцера  $d_{шт}$ ) представлены в табл. 13.4.2.1.

#### ПРИМЕР ИЗМЕНЕНИЯ УРОВНЕЙ РАЗДЕЛА ФАЗ В ДЕЙСТВУЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ

Таблица 13.4.2.1

		Режим (диаметр штуцера, мм)					
		статика	10	16	20	24	28
Уровень, м	«1»	-	2334	2337	2341	-	2338
	«2»	2344	2341	2341.5	2344.5	2343	2343.5
	«3»	2342	-	2344	-	-	-
	«4»	2347	2344.5	2346	2446.5	2346	2345.5
«1» – газоконденсатная взвесь с незначительным количеством воды, «2» – трехфазная смесь, «3» – газовый конденсат, «4» – вода.							

Такое поведение среды на забое от режима к режиму говорит о ярко выраженной тенденции в изменении границ работающей толщи. Сначала с ростом депрессии происходит снижение уровня жидкости и улучшение газоотдачи из пропластка 2335–2344 м (вплоть до режима  $d_{шт}=20$  мм). Затем темп прироста газоотдачи уменьшается, а столб жидкости начинает расти. Чтобы оценить характер перераспределения газоотдающих толщ, проанализируем вклад отдельных пропластков в суммарный дебит газа (табл. 13.4.2.2).

#### ПРИМЕР ИЗМЕНЕНИЯ ДОЛИ ВКЛАДА ОТДЕЛЬНЫХ ПРОПЛАСТКОВ В СУММАРНЫЙ ДЕБИТ ГАЗА СКВАЖИНЫ

Таблица 13.4.2.2

		Глубины, м	Относительные дебиты при режиме (диаметр штуцера, мм)			
			10	16	20	28
Интервал	I	2325-2330	0.24	0.30	0.23	0.15
	II	2330-2337	0.55	0.36	0.39	0.44
	III	2337-2344	0.15	0.28	0.34	0.35
	IV	2344-2350	0.06	0.06	0.05	0.06

Анализ таблицы подтверждает сделанный ранее вывод о том, что пропласток 2337–2344 м вплоть до режима  $d_{шт}=20$  мм увеличивает вклад в суммарный дебит газа, после чего наступают условия, когда рост дебита газа из данного интервала прекращается. Нижняя часть интервала перфорации (IV) обводнена и не влияет на продуктивность объекта. Верхний интервал (I) с увеличением депрессии уменьшает свой вклад, так как фильтрационные свойства у этого пропластка несколько хуже, чем у интервалов II и III.

Таким образом, характер работы продуктивных горизонтов в рассмотренной скважине достаточно сложный. Чтобы окончательно понять процесс работы объекта в целом, нужно дополнительно проанализировать, как ведут себя на режимах расходные фазовые параметры.

Условно принимаем, что вся имеющаяся на забое жидкость (вода, газовый конденсат) – это вода. Далее будем решать уравнение движения двухфазной смеси (газ-вода), а в выводах сделаем поправку, что расчетные расходные значения жидкой фазы представлены в эквиваленте плотности воды (т.е. для чистого конденсата дебит жидкой фазы будет искусственно занижен на величину соотношения плотностей воды и конденсата).

В табл. 13.4.2.3 приведены значения суммарных расходных параметров, рассчитанных в интервале НКТ. Здесь они сопоставлены с промысловыми данными, что позволяет судить о достоверности расчетов.

ПРИМЕР ИЗМЕНЕНИЯ РАСХОДНЫХ ФАЗОВЫХ ПАРАМЕТРОВ В ЗАВИСИМОСТИ  
ОТ РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИНЫ

Таблица 13.4.2.3

Интегральные параметры потока флюида в НКТ	Режим работы при различном $d_{\text{шт}}$ (мм)			
	10	16	20	28
Расчетное расходное содержание жидкости в эквиваленте воды $\psi_{\text{ж}}$	0.011	0.008	0.005	0.006
Расчетный суммарный расход жидкости $G_{\text{ж}}$ , т/сут	8.40	8.47	7.62	15.21
Суммарный расход жидкости по данным промысла $G_{\text{жс}}$ , т/сут	6.95	9.75	13.45	19.80

Как видно из таблицы, режим отбора продукции на  $d_{\text{шт}}=20$  мм является наиболее экономичным для скважины, т.к. на этом режиме сокращается зона барботаж (что улучшает энергетические способности скважины к выносу всех флюидов на устье) и уменьшается поступление в ствол жидкости. Причем данное уменьшение (по результатам расчетов) наблюдается как в процентном соотношении ( $\psi_{\text{ж}}$ ), так и в абсолютном виде ( $G_{\text{ж}}$ ). Одновременно на указанном режиме вследствие начала свободного поступления газа из интервала 2343–2345 м максимально снижается уровень воды (до отметки 2345 м).

Рассмотрим также, как меняются расходные фазовые характеристики потока по стволу. На рис. 11.5.3.1 были представлены результаты расчетов глубинных профилей для следующих параметров выявленного в ходе анализа «экономичного» режима отбора ( $d_{\text{шт}}=20$  мм):

- расходного объемного содержания жидкости ( $\psi_{\text{ж}}$ ),
- истинного объемного содержания жидкости ( $\phi_{\text{ж}}$ ),
- энергетического параметра ( $\theta$ ).

Параметр  $\theta$  определяет соотношение потерь давления в стволе для чистого газа (рассчитано теоретически) и газожидкостной смеси (определено по результатам исследований в скважине). Резкие изменения с глубиной данного параметра – симптом нарушения неразрывности потока. В частности, это может происходить в связи с поступлением в ствол жидкости, когда поток вынужден затратить дополнительную энергию на ее вынос.

Анализируя поведение расходных параметров, можно выявить:

- интервалы, где истинное содержание жидкости много больше расходного ( $\varphi_{ж} \gg \psi_{ж}$ ). Это обычно наблюдается там, где жидкость не движется (например, ниже уровня воды в стволе);
- интервалы, где истинное и расходное содержания сравнимы, но расходное меньше по величине ( $\varphi_{ж} > \psi_{ж}$ ). Здесь газ проходит через застойную жидкость, не вынося или частично вынося ее на поверхность (так называемая «зона барботажа»);
- интервалы, где истинное и расходное содержание близки. Здесь происходит полный вынос жидкости (тяжелой фазы) из ствола (вся жидкость в стволе движется);
- интервалы нестабильности поведения энергетического параметра  $\theta$ , что возможно связано с появлением зоны барботажа или с притоками в ствол жидкой фазы;

В табл. 13.4.2.4 выделены основные интервалы аномального поведения расходных параметров.

ПРИМЕР ВЫДЕЛЕНИЯ АНОМАЛЬНЫХ ИНТЕРВАЛОВ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ  
В ЗАВИСИМОСТИ ОТ РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИНЫ,  
РАБОТАЮЩЕЙ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСЬЮ

Таблица 13.4.2.4

Аномальный интервал, м	Режим работы при различном $d_{ум}$ (мм)			
	10	16	20	28
Интервал нестабильности энергетического параметра $\theta$	2328.0-2334.0	2326.0-2341.0	2334.0-2342.0	2338.0-2343.0
Зона барботажа ( $\varphi_{ж} > \psi_{ж}$ )	2321.0-2340.5	2326.0-2342.0	2334.0-2343.0	2339.0-2343.0
Зона неподвижной жидкости (ниже уровня жидкости) ( $\varphi_{ж} \gg \psi_{ж}$ )	2343.0	2344.0	2345.0	2343.0

Сравнительный анализ изменений от режима к режиму уровней разделов фаз, динамика колебаний границ зоны барботажа и границ интервалов, где по характеру поведения энергетического параметра  $\theta$  наблюдается невыполнение уравнения неразрывности потока, позволяет сделать следующие выводы.

1. Изначально (в статике при  $P_г=14.8$  МПа) продуктивный пласт имеет следующее насыщение горизонтов: выше отметки 2342 м – газ, 2342–2344 м – газовый конденсат, 2344–2347 м – смесь газового конденсата с водой, ниже отметки 2347 м – пластовая вода.
2. По мере увеличения депрессии на пласт ( $d_{ум}=10;16;20$  мм и  $P_г=14.0, 13.4, 12.7$  МПа) граница притока газа постепенно понижается до отметок 2343 м, 2344 и 2345 м. Прискважинная зона очищается, растет объемная доля газовой фазы в продукции (с 89 до 95%).
3. При достижении некоторого критического значения депрессии (начиная с режима  $d_{ум}=24$  мм и  $P_г=11.5$  МПа и особенно на режиме  $d_{ум}=28$  мм и  $P_г=9.7$  МПа)

нижний участок пласта (2343–2346 м) работает чистой жидкостью, уровень которой также повышается. Одновременно резко возрастает вынос жидкости на устье. Скважина начинает тратить свою энергию на подтягивание жидкой фазы по горизонтам продуктивного пласта и на удаление с забоя этой дополнительной жидкости вместе с остальной продукцией.

Выполненный анализ иллюстрирует не только высокую информативность количественных оценок фазовых расходных параметров, но и возможность использования этих оценок в качестве количественных критериев для оптимизации режима отбора.

### 13.5. ИЗУЧЕНИЕ МЕЖПЛАСТОВЫХ ВНУТРИКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ

В данном разделе будет опущено рассмотрение кратковременных релаксационных процессов обмена флюидом между совместно эксплуатируемыми пластами при резком изменении режима работы скважины, речь пойдет о так называемых *стабильных (стационарных)* перетоках. Они связаны с существенным и относительно стабильным во времени различием текущих пластовых давлений в совместно эксплуатируемых интервалах и поэтому типичны для режима остановленной скважины, когда репрессия на поглощающие пласты максимальна.

В условиях фиксации движения флюида методами оценки «приток-состава» используются те же информативные признаки, что и в стволе действующей скважины. На рис. 13.5.0.1 приведен характерный пример. Поступление газа из пласта в канал перетока отмечается ярко выраженной аномалией дросселирования. Далее, двигаясь по стволу скважины вниз, газ прогревается вмещающими породами. В подошве интервала поглощения температура возвращается к фоновой, на термограмме фиксируется характерный скачок.

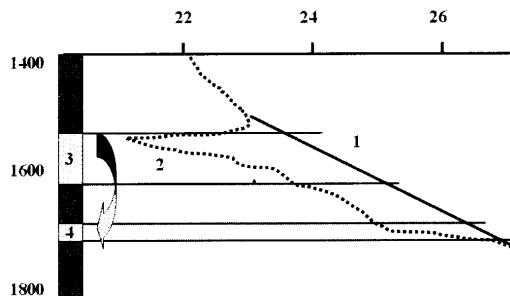


Рис. 13.5.0.1. Поведение термограммы в интервале перетока газа по стволу скважины снизу вверх: 1 – геотермограмма; 2 – термограмма в длительно простаивающей скважине; 3 – отдающий пласт, II – принимающий пласт. Стрелкой показано направление перетока

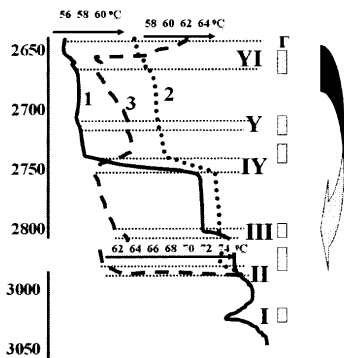


Рис. 13.5.0.2. Поведение термограмм в интервале высокодебитного межпластового перетока газа по внутриколонному пространству: 1, 2 – термограммы в действующей скважине при режиме отбора малого дебита и на технологическом режиме отбора; 3 – термограмма в остановленной скважине; I–VI – интервалы притока (поглощения) газа; «Г» – газонесные пласты, выделенные по комплексу ГИС

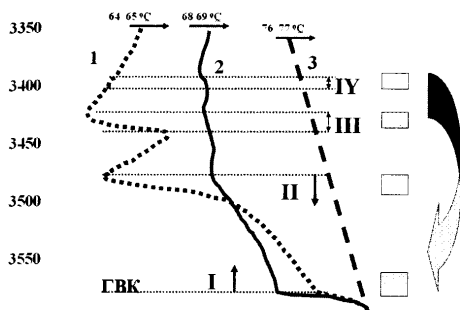


Рис. 13.5.0.3. Поведение термограмм в интервале низкодебитного межпластового перетока газа по внутриколонному пространству: 1, 2 – термограммы в действующей скважине при режиме отбора малого дебита и на технологическом режиме отбора; 3 – геотермограмма; I–YI – интервалы притока (поглощения) газа; «Г» – газонасыщенные пласты; «ГВК» – газоводяной контакт (выделяется по комплексу ГИС)

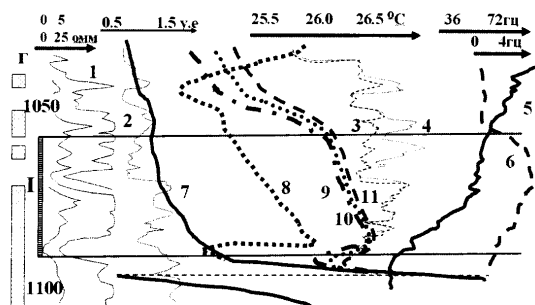


Рис. 13.5.0.4. Результаты ПГИ в интервале высокодебитного межпластового перетока газа по внутриколонному пространству: 1 – диаграмма КС, зонд «A2.0M0.5N»; 2 – кривая НГК в пробуренной скважине; 3, 4 – НГК в условиях эксплуатации (3 – при отборе газа, 4 – после его прекращения); 5, 6 – расходограммы в процессе и после отбора; 7 – термограмма при отборе; 8–11 – термограммы соответственно через 0,5, 8, 26 и 32 часа после прекращения отбора; «Г» – газонасыщенные пласты; «I» – интервал перфорации

На рис. 13.5.0.2 приведен более сложный пример, когда в переточную систему включено несколько пластов. Одиочная термограмма в интервале перетока (кривая 3) в остановленной скважине здесь не интерпретируется однозначно. Идентифицировать нижний интервал 2920–2927 м, как поглощающий, позволяет анализ изменения аномалии температуры в подошве. Величина аномалии при остановке скважины не уменьшается, а, наоборот, возрастает. Другим признаком нисходящего движения при перетоке является характерное экспоненциальное поведение температуры вследствие теплообмена с вмещающими породами.

Аналогичный пример представлен на рис. 13.5.0.3, где вследствие меньшего дебита перетока описанные эффекты более рельефны.

На рис. 13.5.0.4 представлен пример комплексных промыслово-геофизических исследований в интервале перетока.

Переток в статике уверенно фиксируется по результатам расходографии (кривая 6, рис. 13.5.0.4). Результаты термометрии в данной скважине интересны тем, что иллюстрируют переходные процессы в интервале перетока непосредственно после остановки скважины. В этот период на температурное поле в скважине (кривая 8) одновременно влияют 2 процесса:

- расформирование температурных аномалий, связанных с предшествующей эксплуатацией (особенности этого процесса подробно описаны в разделе 13.3.6);
- формирование теплового поля, обусловленного перетоком.

По прошествии некоторого времени влияние перетока начинает превалировать. В этих условиях закономерности формирования заколонных перетоков становятся такими же, как в стволе работающих скважин. В приведенном случае форма температурной кривой позволяет однозначно определить направление перетока – снизу вверх.

При изучении рассмотренных выше типовых ситуаций возрастает удельный вес специальных технологий, позволяющих не только выявить факт движения флюида по

стволу, но и определить направление движения (например, регистрация расходограмм при различных скоростях записи и др.).

Следует обратить внимание на неоднозначность формальной интерпретации одиночных термограмм, т.к. одной и той же температурной кривой может соответствовать несколько схем движения флюида по стволу скважины. Причина этого в том, что на термограммах могут фиксироваться как характерные для добывающих скважин аномалии дросселирования и калориметрического смешивания, так и аномалии в пределах поглощающих пластов. По виду эти аномалии трудно отличить. Аналогичный вывод можно сделать относительно расходографии, поскольку по одиночной диаграмме расходомера нельзя определить направление движения флюида.

Информативность термограмм повышается при выявлении малодобитных перетоков, когда температура флюида в скважине вне работающих пластов изменяется вследствие теплообмена с окружающими породами. Этот дополнительный информативный признак указывает на направление движения флюида в стволе.

Радикальным способом повышения информативности ПГИ является количественная интерпретация результатов многорежимных исследований расходографии и барометрии, позволяющих определить направление движения флюида в стволе и оценить пластовые давления [4,10]. К сожалению, перечисленные методы неприменимы при работе скважины по затрубью НКТ, где в основе интерпретации лежат исключительно данные термометрии.

Достаточно наглядным примером выявления межпластовых перетоков по комплексу методов оценки «приток-состава» являются результаты ПГИ, представленные на рис. 13.5.0.5.

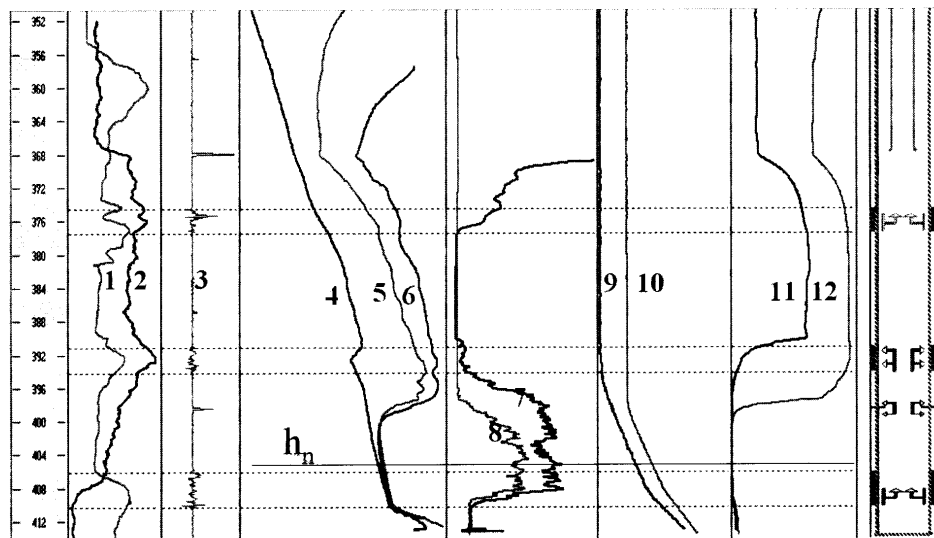


Рис. 13.5.0.5. Результаты ПГИ при внутриколонном перетоке воды, осложненном негерметичностью обсадной колонны: 1 – диаграмма ПС; 2 – диаграмма НГК; 3 – диаграмма локатора муфт; 4 – термограмма в динамике; 5, 6 – термограммы в статике, отличающиеся временем после остановки скважины; 7, 8 – расходограммы в динамике и статике; 9, 10 – барограммы в динамике и в статике; 11, 12 – кривые термоанометра в динамике и в статике;  $h_n$  – глубина негерметичного муфтового соединения колонны

Данные локации муфт уверенно фиксируют здесь положение башмака НКТ и интервалов перфорации. НКТ дополнительно фиксируется всеми методами определения «приток-состава». Рассматриваемая скважина эксплуатирует совместно несколько продуктивных интервалов. По данным механической и термокондуктивной расходомерии, а также термометрии уверенно фиксируется межпластовый переток между интервалами 390–393 м и 406–409 м. Направление перетока – снизу вверх. Об этом свидетельствует возрастание показаний расходомера в интервале между отдающим и принимающим пластами в динамике. Направление перетока подтверждается результатами термометрии. В подошве нижнего пласта показания термометра практически не меняются от режима к режиму. Величина аномалии соответствует интенсивности дросселирования газа, притекающего в ствол скважины. Скачок температуры в кровле интервала перетока связан с отличием температуры перетекающего газа от фоновой и сильно меняется со временем.

Сопоставление полученных в динамике и в статике расходограмм в совокупности с данными локации муфт свидетельствует о движении газа как по стволу, так и по негерметичному заколонному пространству. В статике при минимальной депрессии поток перетекающего газа практически полностью уходит в заколонное пространство через негерметичное муфтовое соединение на глубине 398.7 м. В динамике часть потока газа движется и по внутриколонному пространству, уходя из ствола в интервале перфорации 390–393 м.

Данные механической расходомерии свидетельствуют, что скорость газа в интервале перетока сравнима со скоростью газа в НКТ. Учитывая соотношение площадей сечения внутриколонных пространств обсадной колонны (диаметр 146 мм) и НКТ (97 мм), можно сказать, что дебит перетока примерно в 2.5 раза превышает эксплуатационный дебит скважины.

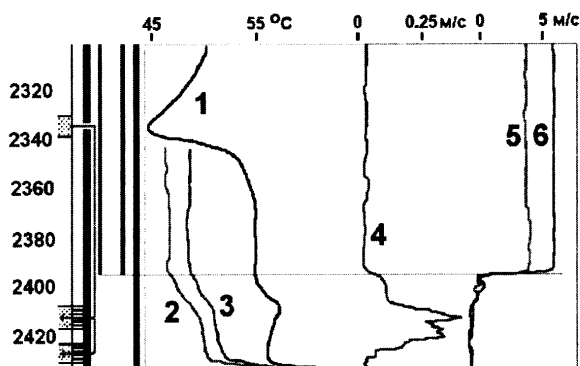


Рис. 13.5.0.6. Результаты ПГИ в интервале высокодебитного межпластового перетока газа по затрубью НКТ. 1 – термограмма в статике; 2, 3 – термограммы на технологическом режиме отбора и режиме уменьшенного отбора; 4 – расходограмма в статике; 5, 6 – расходограммы на технологическом режиме и режиме уменьшенного отбора. Стрелками показано направление перетока в статике

По данным барометрии, уровень воды соответствует положению нижних дыр нижнего интервала перфорации (409 м). В интервале перетока в стволе находится газожидкостная смесь, плотность которой составляет в статике  $600 \text{ кг/м}^3$ , а в динамике  $400 \text{ кг/м}^3$ . Уровень смеси соответствует верхней границе жидкости в колонне (муфта колонны 398.7 м в статике, кровля перфорации – 393 м в динамике).

Учитывая низкую вероятность обводнения коллекторов на данной площади, можно предположить, что в стволе скапливается

конденсационная вода, которая не выносится газом из-за недостаточной энергии потока.



Вышележащий интервал перфорации (375–377 м) практически не работает. Его дебит находится за пределами чувствительности механической расходомерии и практически не фиксируется по термоанемометру.

Рис. 13.5.0.6 иллюстрирует информативные возможности комплекса ПГИ при перекрытии части интервала перетока насосно-компрессорными трубками. Влияние перетока наиболее ощутимо в простаивающей скважине, когда его интенсивность максимальна и отсутствует экранирующее влияние эксплуатации. По термограмме фиксируется весь интервал перетока как ниже, так и выше НКТ (кривая 1). Наличие перетока в интервале, не перекрытом НКТ, подтверждается результатами расходомерии (кривая 2).

### 13.6. ИЗУЧЕНИЕ ТЕКУЩЕГО ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИНЫ

*(совместно с Малевым А.Н.)*

#### 13.6.1. Контроль технического состояния скважины на разных этапах

Скважина, как и любое инженерное сооружение, проходит через различные стадии своего существования: строительство, эксплуатация, текущие и капитальные ремонты, аттестация, консервация и ликвидация. Для каждого из этапов имеется характерный круг задач, решаемый геофизическими методами диагностики технического состояния.

*Строительство скважины*, особенно наклонно-направленной или горизонтальной, является технологически сложным и дорогостоящим процессом. Необходимую информацию о процессе бурения получают при регистрации технологических показателей бурения станцией геолого-технологических исследований (ГТИ). Методами контроля технического состояния при строительстве скважины могут решаться следующие задачи: определение места прихвата бурового инструмента;

- выявление прихватопасных зон;
- определение ориентации ствола скважины в горном массиве;
- снятие профиля ствола скважины и определение фактического забоя;
- расчет объема затрубного пространства перед обсадкой и цементированием;
- контроль глубины спуска колонн;
- контроль полноты и качества цементирования колонн;
- сопровождение вторичного вскрытия пластов и освоения скважины;
- контроль спуска НКТ и забойного оборудования;
- снятие фоновых показателей основных контролируемых параметров элементов конструкции скважины.

Сопровождение строительства скважины геофизическими методами позволяет оперативно принимать решения по проведению той или иной технологической операции, правильно рассчитать необходимый объем цемента, оптимально расположить забойное оборудование и проконтролировать правильность его установки. Но наиболее

важным моментом на данном этапе является получение фоновых показателей, которые в дальнейшем будут использованы при контроле технического состояния скважины.

В ходе *эксплуатации скважины* происходит старение материалов, составляющих конструкцию скважины. Особенно быстро оно происходит под агрессивным физико-химическим воздействием окружающей среды. Повышенные давления и температуры, вибрации, электролитические процессы, химическое воздействие со стороны добываемых (закачиваемых) флюидов, абразивный износ под воздействием выносимых из пласта твердых частиц и многое другое – все это приводит к образованию различного типа дефектов.

Основными элементами конструкции скважины, подлежащими диагностике, являются: обсадные колонны, цементный камень, насосно-компрессорное и забойное оборудование. Каждый из этих элементов несёт различную по характеру и степени воздействия механическую, термобарическую, химическую и др. нагрузку. В результате такого воздействия образуются специфические для каждого элемента конструкции дефекты.

Рассмотрим наиболее распространённые из них.

Для обсадных колонн, в частности, характерны изменения геометрии колонны труб в результате воздействия горного давления и веса труб, которое выражается в образовании выпуклостей и вогнутостей, сдвигов и искривлений, эллипсности и в конечном итоге – образовании трещин и порывов. При плохом цементаже в результате электрохимического воздействия флюидов на колонну образуются интервалы коррозии труб.

При диагностике цементного камня необходимо определять его наличие и распределение за колонной, выявлять каналы и трещины, степень сцепления с колонной и породой.

Износ насосно-компрессорного и забойного оборудования определяется воздействием на него добываемого или закачиваемого флюида, содержащихся в нём примесей. К наиболее распространённым дефектам можно отнести абразивный износ, коррозию, образование трещин и негерметичности элементов оборудования в результате их старения или неправильной установки и использования.

Кроме того, в процессе эксплуатации на забойном оборудовании и НКТ происходит отложение смолистых, парафиновых, солевых и гидратных образований, нарушающих технологический режим работы скважины. Места их образования также могут определяться геофизическими методами.

Наиболее рационально проводить контроль технического состояния скважины без ее глушения. Это позволит сохранить добычу, выявить дефекты, проявляющиеся только в динамике, и сохранить пласт от вредного воздействия жидкости глушения.

Если дефект выявлен и для его устранения необходима остановка скважины и проведение ремонта, то для локализации дефекта, а также для комплексного изучения состояния скважины при поднятом забойном оборудовании проводится расширенный комплекс методов диагностики, позволяющий досконально изучить состояние колонн, цементного камня и околоскважинного пространства.

При проведении *ремонтных работ в скважине* методы контроля ТС скважин используются для локализации дефекта, определения его размеров и степени. По завер-

шении РИР геофизическими методами проводится проверка их правильности и эффективности. Например, контроль установки металлического пластыря или эффективности цементирования.

Если принято решение о *консервации или ликвидации скважины*, на первое место встает вопрос экологической безопасности. В данном случае аттестация скважины методами ГИС-контроля позволит оценить потенциально опасные зоны и провести работы с максимальным эффектом при минимальных затратах.

Технологии ГИС-контроля при определении ТС скважин (включая уточнение положения элементов конструкции скважин и подземного оборудования, оценку внутреннего состояния, изношенности и герметичности труб обсадных и лифтовых колонн, оценку состояния цементажа, выявление и оценку межпластовых перетоков, фиксацию в стволе интервалов с отложениями солей, парафинов, гидратов и др.) могут быть разделены на три группы: а) с применением термометрии и методов оценки «приток-состава» на одном или нескольких режимах работы скважины (с использованием информативности динамических процессов в стволе); б) с применением специальных методов геофизического контроля состояния скважин (магнитная локация муфт, электромагнитная и гамма-гамма дефектоскопия, скважинное акустическое телевидение, акустическая цементометрия, профилометрия или микрокавернометрия и др.); в) с применением активных технологий (закачки изотопов, других МВ).

Задача выявления и оценки межпластовых заколонных перетоков ввиду специфичности используемых для ее решения технологий рассматривается обособленно (см. раздел 13.7).

Задачи оценки технического состояния эксплуатационных скважин и технологических особенностей поведения подземного оборудования могут решаться двумя путями.

Основной из них состоит в использовании специальных методов (акустических, радиометрических, электромагнитных), предназначенных для обнаружения так называемых *статических аномалий*. К числу таких аномалий относятся: пустоты и трещины в цементном камне, деформации, коррозия и нарушения сплошности обсадной и лифтовой колонн и пр. Технологии обнаружения подобных дефектов, как правило, не предъявляют специфических требований к режиму работы скважины и чаще всего используются в *нефункционирующих скважинах* (например, находящихся на стадии капитального ремонта) [11–17].

*Не менее существенной возможностью при оценке ТС скважины является использование методов оценки приток-состава на разных режимах работы скважины.* При этом решаются следующие задачи: уточнение местоположения элементов конструкции скважин; слежение за поведением в них соответствующих технологических процессов (типа срабатывания пусковых муфт); выявление мест негерметичности колонн; фиксация негерметичности заколонного пространства по обнаруженным интервалам с межпластовыми перетоками; оценка герметичности цементного камня в зоне искусственного забоя и др. [1, 3, 5].

Рассмотрим решение перечисленных задач более подробно.

### **13.6.2. Оценка технического состояния скважин в статических условиях**

#### **13.6.2.1. Общая характеристика возможностей геофизических методов**

Задачи, решение которых не сводится к оценке динамических особенностей потоков, включают:

- уточнение геометрических характеристик скважины, включая местоположение различных элементов конструкции (например, перфорацию);
- оценку состояния металла и поверхности обсадных и лифтовых труб, других элементов конструкции скважины или ее подземного оборудования;
- оценку качества цементирования и состояния цементного камня в заколонном пространстве обсаженной скважины.

К соответствующим устройствам, реализующим решение данных задач, относятся:

1. Магнитные и электромагнитные устройства для выявления зон напряженности колонн – локаторы муфт ЛМ (аналоги: «CCL», «MAG» у Western Atlas и др.).
2. Гамма-гамма толщиномеры типа «СГДТ».
3. Индукционные («ДСИ»), электромагнитные («ЭМДС») и магнитоимпульсные («МИД-К») дефектомеры «многократных колонн» (зарубежные аналоги: «PAL», «ETT», «METT» у Schlumberger, «Vertilog VRT», «Vertiline VTLN», «Magnelog MGLN» у Western Atlas).
4. Телеакустические системы (акустического сканирования поверхности) типа CAT (зарубежные аналоги: «SET», «USI» у Schlumberger, «CBIL», «SBT», «CBL» у Western Atlas).
5. Микрокаверномеры и трубные профиломеры (для труб малого диаметра) «ПТС» (зарубежные аналоги: «TGS», «MFCT» у Schlumberger, «MFC» у Western Atlas).
6. Акустические цементомеры АКЦ, в том числе и измерительные системы с регистрацией волновых картин, обеспечивающих построение фазо-корреляционных диаграмм (зарубежные аналоги: «CBT», «USI» у Schlumberger).
7. Телевизионные глубинные системы или системы скважинного видео на основе оптико-волоконной телеметрии (например, фирмы Halliburton).
8. Ниже, в табл. 13.6.2.1, представлена иллюстрация возможностей указанных методов, предусматривающих оценку технического состояния в неработающих скважинах.

**ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СПЕЦИАЛЬНЫХ МЕТОДОВ ГИС-КОНТРОЛЯ  
ПРИ ОЦЕНКЕ ТС ЭЛЕМЕНТОВ КОНСТРУКЦИИ В ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ  
ПРОСТАИВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ**

Таблица 13.6.2.1

Объект ПГК	Конструкция эксплуатационной скважины				Подземное оборудование		Общее для конструкции		Технологические особенности метода
	цемент- ный камень (ЦК)	перфо- рация	ЭК	другие обсад- ные колон- ны	НКТ	подземное оборудование	коррозия металла	внут- ренняя поверх- ность	
1. Локация муфт ЛМ		+	+		+	+			Отбивка муфт колонн, наруше- ний сплошности
2. γ- цементо- метрия	+								Без фиксации ми- ни-трещин в ЦК
3. γ- толщино- метрия			+				+		В трубах диамет- ром более 5 дюй- мов
4. Электро- магнитная дефектоско- пия		+	+	+	+	+	+		Для оценки кор- розии сложная настройка
5. Акусти- ческое теле- видение		+					+	+	Не допускает на стенках битум- ных пленок
6. Трубные профилеме- ры		+	+		+			+	Опасность меха- нических повре- ждений рычагов
7. Акусти- ческая це- ментомет- рия	+								Необходимость в волновых карти- нах
8. Скважин- ное видео		+					+	+	Необходимость в оптико- волоконном ка- беле
Примечание	На- личие кана- лов	Инте- рвал, каче- ство	Уточнение баш- мака колонн, муфт и наруше- ний сплошности металла			Пусковые муфты и пр	Изъе- ден- ность (мм)	Саль- ники и пр.	

### 13.6.2.2. Уточнение геометрических характеристик скважины, состояния обсадных колонн и подземного оборудования

К основным геометрическим параметрам, характеризующим скважину в процес-  
се строительства и эксплуатации, относятся текущее положение забоя, расположение  
скважины в горном массиве (продольный профиль) и поперечное сечение скважины  
на конкретной глубинной отметке (профилеграмма) – см. раздел 11.8.

Определение текущего забоя скважины является отдельной технологической  
операцией и проводится в ходе шаблонирования скважины перед исследованиями ли-  
бо непосредственно в процессе исследований.

При бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин особое значение имеет проведение инклинометрии для контроля траектории ствола и соблюдения проектных показателей. Инклинометрические исследования проводятся как непосредственно в процессе бурения при комплектации низа буровой колонны забойной телеметрической системой, так и по завершении бурения участка ствола. Кроме того, в старом фонде скважин могут проводиться контрольные замеры с целью уточнения их траектории.

Профилеметрия открытого ствола проводится с целью определения поперечного сечения скважины, выявления каверн, сальников и желобов. Основная задача профилеметрии – расчет объема скважины и заколонного пространства для уточнения количества закачиваемого цемента. Современные системы регистрации и обработки данных ГИС выдают информацию о необходимом количестве тампонажного раствора в режиме реального времени. Технологии сканирующей профилеметрии (многолучевой или акустической) позволяют получить более детальную информацию о геологическом строении пласта, выделить поверхности напластования и трещины, определить элементы их залегания.

В обсаженной скважине профилеметрия в комплексе с другими методами дает информацию о геометрии колонны труб (смятие, смещение, эллипсность), положении элементов конструкции скважины, состоянии внутренней стенки скважины (наличие отложений, дефектов, коррозии и желобов на стенках скважины). Данные профилеметрии существенно повышают информативность гидродинамико-геофизических методов.

При изучении технического состояния колонн и оборудования скважин, контроле мест установки конструктивных элементов и их дефектоскопии применяется широкий комплекс методов.

На этапе строительства скважины основной задачей является контроль за соблюдением проектных решений по конструкции скважины, контроль за правильностью установки элементов, эффективностью вторичного вскрытия пласта. Электромагнитные методы дают исчерпывающую информацию о конструкции скважины, позволяют определить местоположение скважинного оборудования даже при многоколонной конструкции. Современные сканирующие системы (профилеметрия САТ, «ЭМДМ-С») точно выделяют интервалы перфорации даже при использовании шадящих технологий вскрытия (современные кумулятивные, гидropескоструйные, сверлящие перфораторы). Эффективность вскрытия оценивается в комплексе с гидродинамико-геофизическими методами (см. раздел 13.6.3). При строительстве скважин, предназначенных для длительного использования, или при разработке месторождений с повышенным содержанием коррозионноактивных веществ рекомендуется получить фоновые записи конструкции скважины методом, используемым при дальнейшем мониторинге ТС. Это существенно повысит точность и однозначность интерпретации.

Определение толщины стенки колонны при мониторинге ТС производится методами электромагнитной и гамма-гамма толщинометрии. Косвенно толщину колонны можно измерить с использованием высокоразрешающей профилеметрии (в предположении постоянства внешнего радиуса колонны).

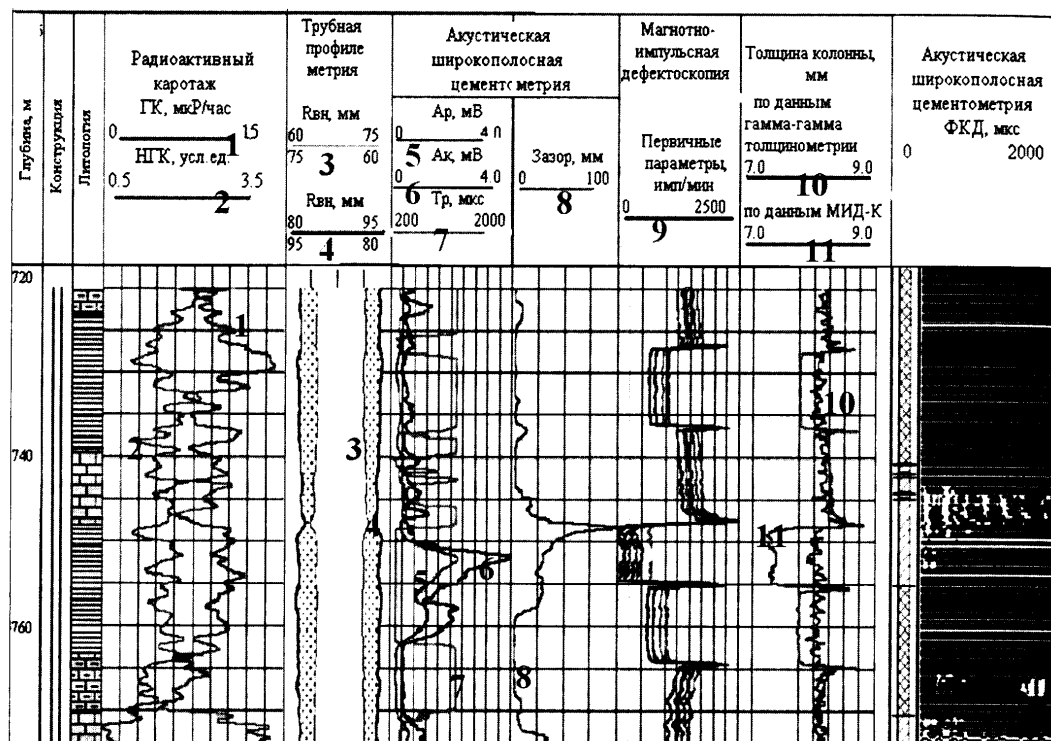


Рис. 13.6.2.1. Оценка технического состояния обсадной колонны по комплексу акустических и электромагнитных методов (обработка в системе «Камертон»). Наименования полей и кривых указаны в заголовках планшета

Выявление несквозных дефектов внутренней стенки колонны наиболее эффективно с использованием САТ или многорычажной профилометрии. Сквозные дефекты труб выделяются методами электромагнитной дефектоскопии в комплексе с другими методами ГИС-контроля (см. раздел 13.6.3). Дефекты муфтовых соединений могут быть выявлены только косвенно по данным методов оценки «приток-состава» и шумомерии – как места притока (поглощения). Дефекты на внешней стороне колонн вызваны коррозией и имеют достаточно большую протяженность (от нескольких метров и больше). Выделяются они по уменьшению толщины стенки при неизменном внутреннем радиусе (рис. 13.6.2.1).

### 13.6.2.3. Оценка состояния цементного камня

Контроль качества цементирования ведется как при строительстве скважины, так и в процессе её эксплуатации. Высоту подъема тампонажного раствора непосредственно после проведения работ контролируют методом термометрии (технология ОЦК – отбивка цементного камня). Исследования должны быть проведены не позднее времени ожидания затвердевания раствора в конкретных геологических условиях. Технология основана на экзотермической реакции дегидратации цементных растворов.

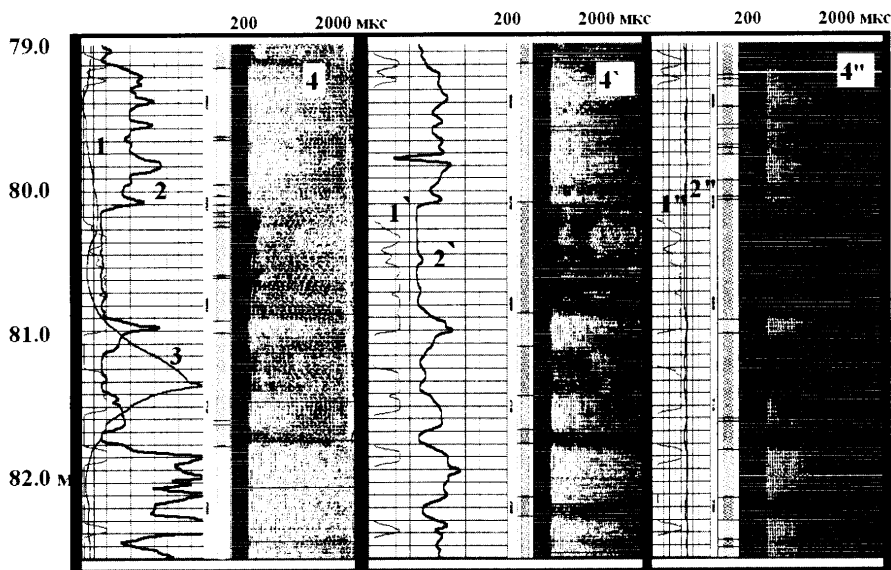


Рис. 13.6.2.2. Контроль процесса формирования цементного камня. Параметры АКЦ: 1 –  $T_n$ ; 2 – зазор; 3 – термограмма; 4 – ФКД. Замеры выполнены через: 0.1, 4 (индекс ') и 12 (индекс '') часов.

Качественно и количественно ЦК оценивается методами акустической и гамма-гамма цементометрии. Геофизическими методами также проводится контроль за мероприятиями по улучшению условий формирования цементного камня (рис. 13.6.2.2). Зарегистрированные диаграммы в дальнейшем служат фоновыми при мониторинге состояния цементного камня.

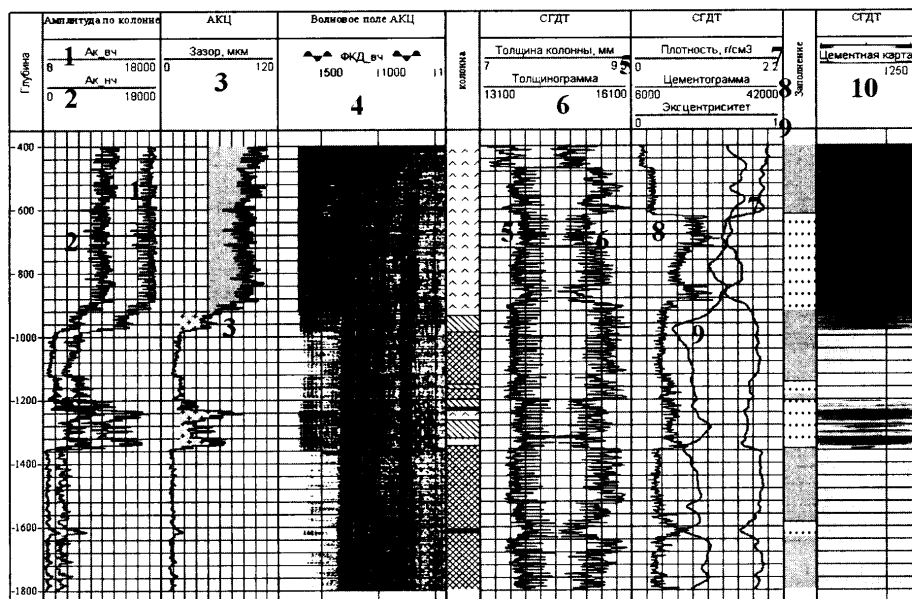


Рис. 13.6.2.3. Оценка технического состояния цементного камня по комплексу акустических и радиометрических методов (обработка в системе «Камертон»). Наименования полей и кривых указаны в заголовках планшета



На рис. 13.6.2.3 представлен пример обработки результатов широкополосной акустики и гамма-гамма цементометрии для оценки качества цементирования скважины [15].

### 13.6.3. Оценки технического состояния при динамических условиях

Данная группа способов реализуется в рамках возможностей гидродинамико-геофизических методов. Косвенным свидетельством негерметичности является появление аномалий, связанных с притоком (поглощением) флюида в скважине в не вскрытых перфорацией интервалах негерметичностью зумпфа и пр.

Рассмотрим несколько характерных примеров решения этой задачи.

Ранее на рис. 13.3.1.3 был представлен пример исследования нагнетательной скважины, где не наблюдалось существенных нарушений ТС. Тем не менее данный рисунок интересен иллюстрацией возможностей расходометрии по фиксации местоположения элементов конструкции скважины. Помимо резкого изменения показаний РМ на глубине башмака НКТ на расходограмме отражается изменение показаний в интервале пакера (3250.4–3252.6 м), а также локальное расширение колонны в кровле интервала перфорации (3299.5–3301.8 м). Влияние перечисленных особенностей отражается также на кривой локатора муфт.

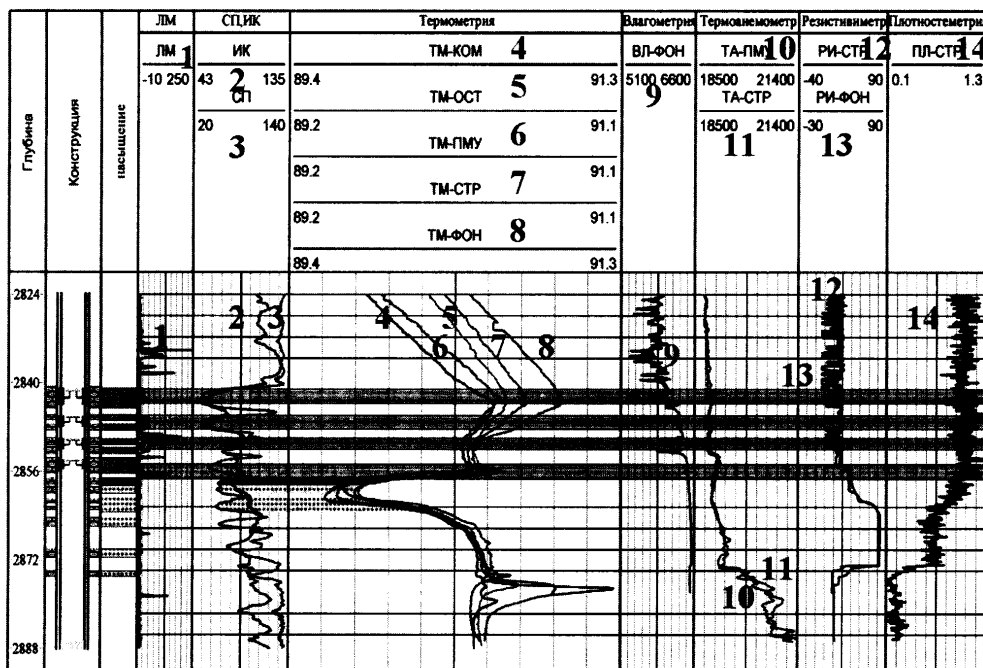


Рис. 13.6.3.1. Исследование скважины в процессе освоения, выполненное комплексом методов оценки «приток-состав» (обработка в системе «Камертон-Контроль»). Наименования кривых указаны в заголовке планшета, индексы соответствуют следующим условиям исследования: ФОН – до компрессирования, ПМУ – срабатывание пусковой муфты, СТР – при притоке после стравливания, ОСТ – при длительном простое после стравливания

Но наиболее типичным является случай, когда расход жидкости через интервал негерметичности невелик и не отражается на результатах расходомерии. В этом случае о нарушении целостности колонны судят по косвенным признакам – по аномалиям температуры, связанным с движением флюида, по изменению состава заполнителя ствола в зумпфе скважины.

На рис. 13.6.3.1 представлен пример выявления негерметичности колонны в зумпфе скважины. Косвенным признаком движения флюида является характерная положительная аномалия дросселирования на глубине муфтового соединения, величина которой зависит от режима работы скважины. На то, что это эффект вызван негерметичностью, а не связан с движением по заколонному пространству, указывают изменения плотности и минерализации заполняющей ствол воды на этой глубине и выше по разрезу.

Непосредственно в подошве перфорации наблюдается глубокая отрицательная температурная аномалия. Ее местоположение хорошо коррелируется с интервалами водоносных горизонтов, находящимися в зоне искусственного заводнения. Это позволяет с достаточно большой вероятностью заключить, что в данном случае произошло охлаждение пласта закачиваемой водой. Тем не менее рассматриваемый рисунок иллюстрирует возможность многозначной интерпретации результатов исследований методов оценки «приток-состава».

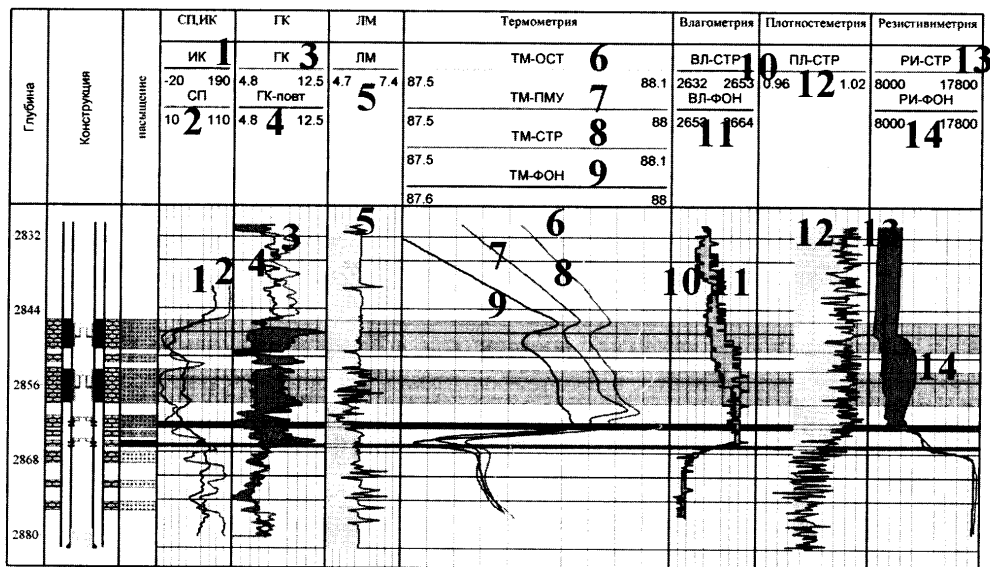


Рис. 13.6.3.2. Исследование скважины в процессе освоения, выполненное комплексом методов оценки «приток-состава» (обработка в системе «Камертон-Контроль»). Наименования кривых указаны в заголовке планшета, индексы соответствуют следующим условиям исследования: ФОН – до компрессирования, ПМУ – срабатывание пусковой муфты, СТР – при притоке после стравливания, ОСТ – при длительном простое после стравливания

Достоверность интерпретации существенно повышается, если удастся наблюдать за изменением параметров «приток-состава» в интервале негерметичности в динамике. Подобный характерный пример показан на рис. 13.6.3.2. В данной скважине колонна в

зумпфе нарушена в двух интервалах. Приток флюида в ствол в этих интервалах фиксируется по результатам термометрии. Ввиду контрастности состава заполнителя ствола и притекающего флюида достаточно информативны и другие методы ПГИ. Зумпф скважины заполнен аномальным по плотности осадком, который характеризуется низкой влажностью и электропроводностью. С глубины 2865 м в скважину происходит приток практически чистой воды. Важным диагностическим признаком этого является не только поведение методов оценки состава, но и стабильность их показаний при изменении режима работы скважины. Состав притока с глубины 2862 м зависит от депрессии на пласт. Истинное содержание нефти в стволе выше этой глубины растет при увеличении депрессии, что свидетельствует о преобладании углеводородной компоненты в составе поступающей в ствол смеси. Сделанные выводы подтверждаются информацией о насыщении пластов на указанных глубинах. Следует отметить, что как вскрытые перфорацией, так и работающие через негерметичную колонну пласты, характеризуются очень высокой аномалией радиогеохимического эффекта.

Рис. 13.6.3.3 также иллюстрирует возможности ПГИ при выявлении негерметичности по динамике изменения состава заполнителя ствола. О притоке из пласта на глубине 2013 м свидетельствуют результаты термометрии – выше указанной отметки в процессе освоения скважины наблюдается различие температуры по сравнению с фоновой термограммой. О том, что это различие связано с негерметичностью, свидетельствует изменение состава заполнителя ствола при создании депрессии на пласт. Данные резистивиметрии свидетельствуют, что зумпф постепенно заполняется минерализованной пластовой водой. Приток через негерметичную колонну фиксируется также по кривой термоанометра и влагомера.

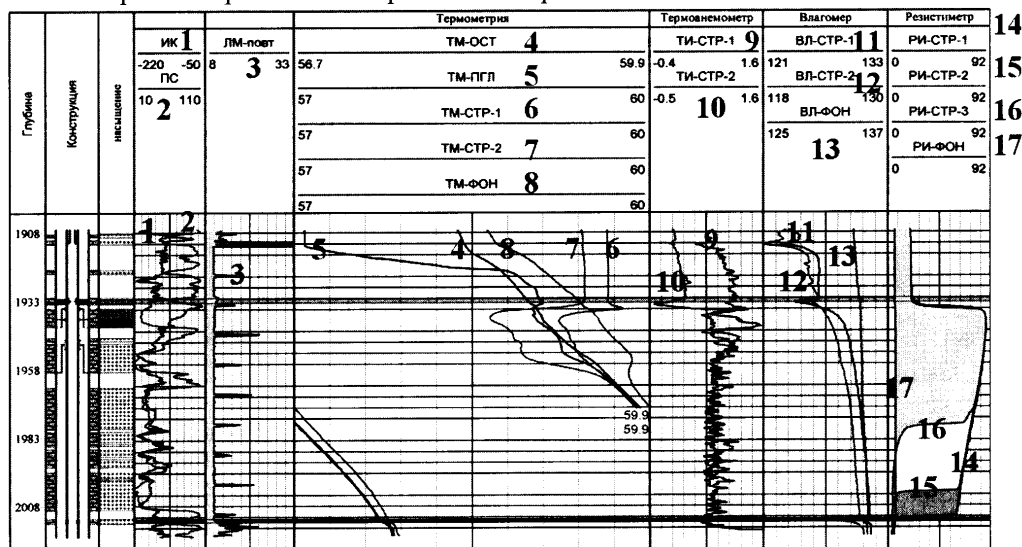


Рис. 13.6.3.3. Выявление негерметичности колонны по комплексу методов оценки «приток-состав» (обработка в системе «Камертон-Контроль»). Наименования кривых указаны в заголовке планшета, индексы соответствуют следующим условиям исследования: ФОН – до компрессирования; ПГЛ – в начальной стадии компрессирования при поглощении флюида работающими пластами; СТР-1, СТР-2 – при притоке через 0.5 и 1 час после срабатывания; ОСТ – при длительном простое скважины после срабатывания

Подводя итог проведенному анализу возможностей геофизических методов при оценке технического состояния скважин, следует заключить, что в основу контроля ТС в процессе эксплуатации должен быть положен принцип поэтапного исследования, позволяющий продлить срок эксплуатации скважины и сократить время простоя скважины [16–17].

Поскольку современные скважинные системы позволяют выполнять исследования по оценке ТС скважин практически в любых геолого-технических условиях, первый этап освидетельствования скважины желательно проводить без её глушения, тем более, что многие дефекты наиболее ярко проявляются именно в динамике. Второй этап исследований – локализация дефекта проводится расширенным комплексом с использованием принципа избыточности информации, т.е. получения результата методами с различной физической основой. Третий этап – специальные исследования проводится по необходимости по специально составленной программе в зависимости от особенностей решаемой задачи.

### 13.7. КОНТРОЛЬ ПЕРЕТОКОВ И УТЕЧЕК ИЗ ОБЪЕКТА РАЗРАБОТКИ ПО НЕГЕРМЕТИЧНОМУ ЗАКОЛОННОМУ ПРОСТРАНСТВУ

### 13.7.1. Информативность геофизического комплекса

Возможности современного комплекса ГИС при контроле за герметичностью за-  
колонного пространства достаточно велики. По данным радиометрии и акустики изу-  
чают не только качество сцепления цементного камня с колонной, заполнение цемен-  
том каверн, но и размер кольцевых зазоров, величину и пространственную  
ориентацию каналов и пустот [18–19, 11, 15]. Косвенно о герметичности судят по из-  
менению вторичной газонасыщенности непродуктивных неперфорированных пла-  
стов, трещиноватых зон и пустот в теле цементного камня, фиксируемых нейтронны-  
ми методами [3, 6, 19–20].

Методы обнаружения фактов заколонного движения малочисленны и не всегда эффективны. Один из наиболее известных способов решения данной задачи состоит в активации перетекающего флюида веществом с аномальными гамма-активными или нейтронными свойствами с последующим измерением в скважине интенсивности гамма-излучения и параметров нейтронного поля [5, 19]. Однако широкое использование данного способа затруднено относительной сложностью технологии.

Большие надежды в указанной области связаны с совершенствованием пассивного акустического метода (шумометрии). Для повышения его информативности и чувствительности ведутся активные изыскания как в области совершенствования датчиков и измерительной аппаратуры, так и технологии измерений, методики интерпретации [2, 13, 16].

В настоящий момент наиболее широко при оценке заколонных перетоков используется термометрия [1, 3, 5, 18]. В этом методе привлекает дешевизна и кажущаяся простота исследований. Выше, в разделах 2.5.2.5 и 7.2.3, были подробно рас-

смотрены информативные возможности термометрии, поэтому ниже будут сделаны акценты на особенностях практического использования данного метода при оценках герметичности заколонного пространства скважин.

По факту выявления заколонного перетока (через негерметичный ЦК) могут быть приняты необходимые для восстановления изоляции цемента мероприятия (включая РИР). В их числе: повышение затрубного давления на устье, герметизация затрубья заколонными механическими пакерами (например, «ЕСР»), уменьшение проницаемости матрицы цемента (закупоривающий поры латекс или повышающие вязкость жидкого флюида полимерные добавки), закачка цементных растворов мгновенного действия (например, «RAS»), изоляция поступления газа с помощью ПАВ (формирующих устойчивую пену) или самовспенивающихся цементов, др.

### 13.7.2. Неработающие скважины

Известно, что заколонное движение сопровождается термодинамическими эффектами, отражающимися на термограмме. В неработающей скважине на фоне геотермического распределения температуры эти эффекты проявляются практически так же, как и при движении флюида внутри обсадной колонны [1, 6, 18]. Пример подобной ситуации был представлен на рис. 13.5.0.1. Однако такие условия достаточно редки.

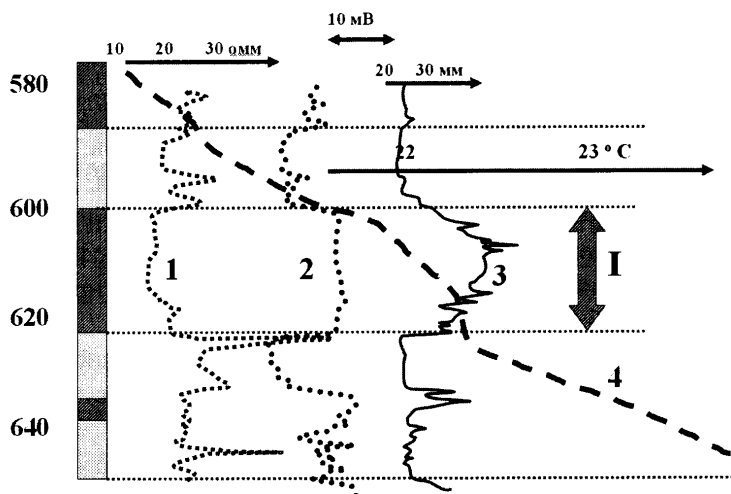


Рис. 13.7.2.1. Результаты геофизических исследований в интервале малотеплопроводного глинистого пласта: 1 – диаграмма КС, зонд «N2.5M0.5A»; 2 – диаграмма ПС; 3 – кавернограмма; 4 – термограмма в длительно простаивающей после закачки газа скважине; I – интервал малотеплопроводного глинистого пласта с аномально низким темпом восстановления естественной температуры после окончания закачки

Более того, часто приходится проводить измерения в скважинах, время выдержки которых недостаточно для восстановления геотермического теплового поля. Температура в таких скважинах незначительно отличается от естественной. Тем не менее и в этих условиях в стволе могут наблюдаться локальные аномалии, обусловленные предшествующей эксплуатацией. Чаще всего такие аномалии связаны с работающими толщинами коллекторов, с заполненными промывочной жидкостью кавернами (в не-

обсаженной части ствола) или с цементным камнем (в обсаженных интервалах), а также с аномальными по тепловым свойствам пластами (чаще всего глинистыми). На рис. 13.7.2.1 приведен пример такой аномалии в интервале глинистого пласта, обладающего малой теплопроводностью. В интервале глин сохраняется влияние предшествующего движения закачиваемого по стволу газа, поэтому измеряемая здесь температура существенно выше, чем у вмещающих пород.

13.7.3. Действующие скважины, интервал ниже работающих пластов

Основой комплекса при изучении заколонных перетоков в данном случае также является термометрия. Наиболее просто по результатам термометрии выявить переток из пласта, залегающего ниже продуктивной толщи в подошву интервала перфорации. Признаки заколонного движения в этом случае такие же, как при выявлении перфорированного пласта.

Наиболее достоверно выявляется высокодебитный переток, с которым связано существенное искажение температуры во всем интервале заколонного движения. Пример такого перетока для добывающей скважины, осваиваемой компрессором, представлен на рис. 13.7.3.1. Аналогичный пример для нагнетательной скважины представлен на рис. 13.7.3.2.

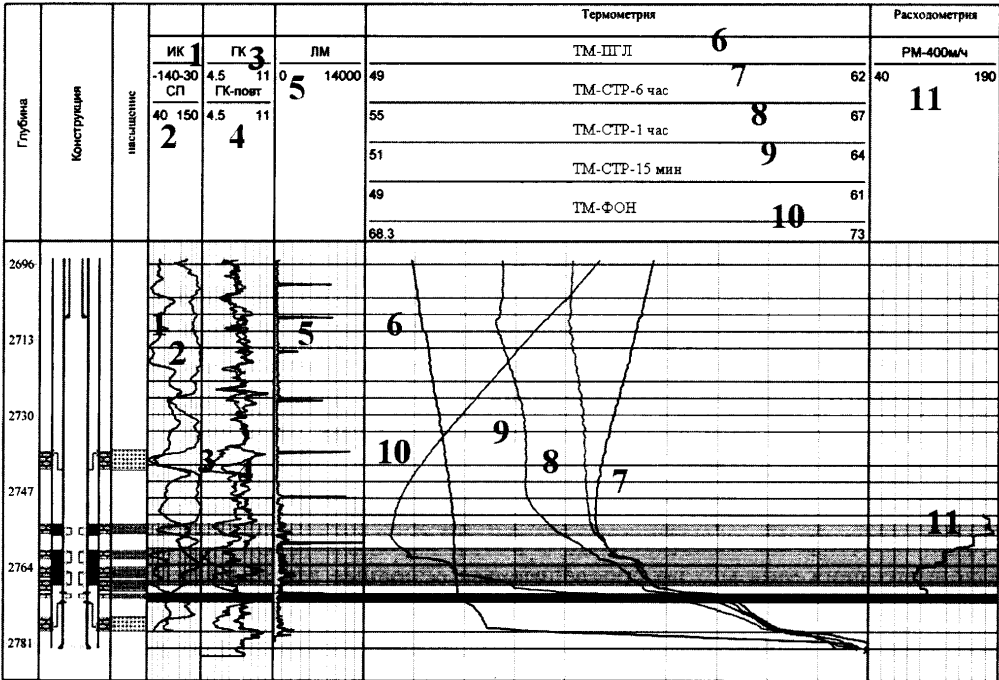


Рис. 13.7.3.1. ПГИ в скважине при освоении компрессором (обработка в системе «Камертон-Контроль»). Наименования кривых указаны в заголовке планшета, индексы соответствуют следующим условиям исследования: ФОН – до компрессирования; ПГЛ – в начальной стадии компрессирования при поглощении флюида работающими пластами; СТР – 15 мин, СТР – 1 час, СТР – 6 час – соответственно при притоке через 15 мин, 1 час и 6 час после срабатывания



перетока во времени. При этом весьма своеобразно поведение аномалии температуры в коллекторах в интервале 2809–2822.4 м. При остановке скважины из этих пластов (2809–2811 м) наблюдается интенсивный излив закачанной воды, что приводит к аномальному темпу повышения температуры. Вследствие этого экстремум отрицательной аномалии, обусловленной предшествующей закачкой, смещается вниз – в пределы неперфорированной толщи.

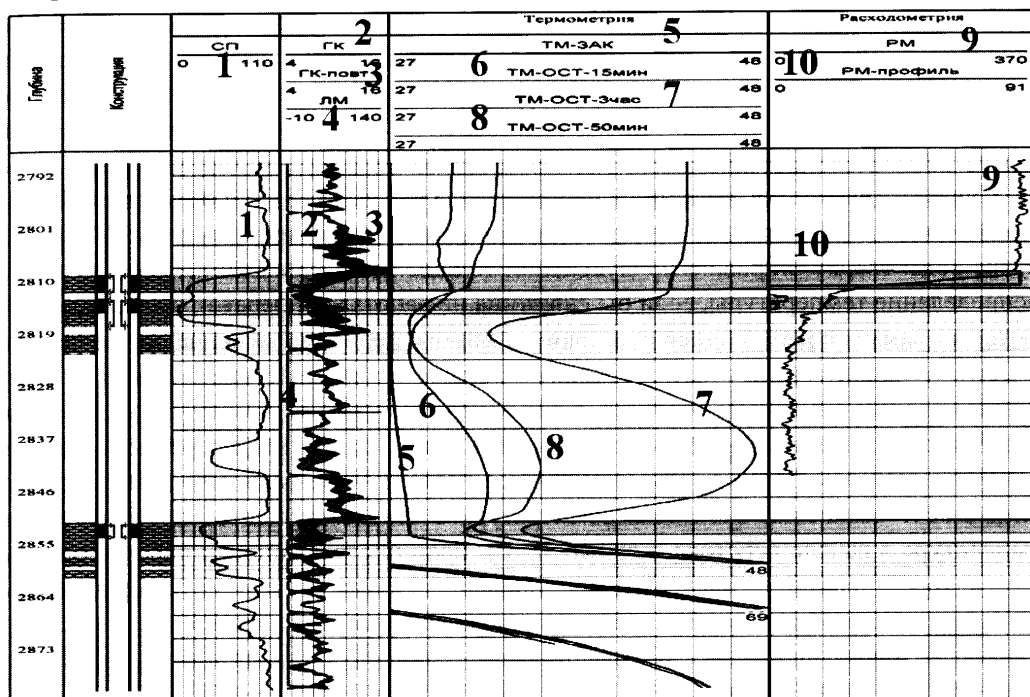


Рис. 13.7.3.3. ПГИ в нагнетательной скважине (обработка в системе «Камертон-Контроль»). Наименования кривых указаны в заголовке планшета, индексы соответствуют следующим условиям исследования: ФОН – фоновая кривая, осложненная влиянием предшествующих циклов эксплуатации скважины; ЗАК – в процессе закачки воды; ОСТ – 15 мин, ОСТ – 50 мин, ОСТ – 3 час – соответственно через 15, 50 мин и 3 час после прекращения закачки

#### 13.7.4. Действующие скважины, интервал выше работающих пластов

Обнаружить заколонное движение в середине или кровле продуктивной толщи по результатам термометрии гораздо труднее, поскольку аномалии перетока экранируются движением флюида внутри колонны. Возможны условия в скважине, когда движение флюида по заколонному пространству в момент проведения измерений не наблюдается. Но о перетоке можно судить косвенно, если установлена негерметичность заколонного пространства. Например, возможна ситуация, когда в процессе заправки флюид из ствола поступает не только в перфорированные, но и в неперфорированные пласты. Если температура закачиваемого флюида отличается от температуры пород, поглощение обычно фиксируется термометром.



О заколонном движении также косвенно свидетельствуют аномалии на диаграммах методов изучения «приток-состава» в местах негерметичности колонны (см. раздел 13.6.2).

По результатам термометрии переток фиксируется уверенно лишь в случае, если его интенсивность сравнима с интенсивностью движения флюида по колонне. В этом случае о негерметичности заколонного пространства свидетельствует изменение градиента температуры в действующей скважине (рис. 13.3.7.2).

Если интенсивность движения флюида по стволу существенно больше, чем по заколонному пространству, то переток не отражается на тепловом поле в действующей скважине. Влияние заколонного движения может в этом случае стать заметным лишь после остановки скважины, когда прекращается экранирующее воздействие потока по колонне.

Сущность названных эффектов иллюстрируется рис. 8.2.0.15 и 8.2.0.16 раздела 8.2.

На рис. 8.2.0.16 схематично показано поведение температурных кривых при перетоке воды сверху в кровлю продуктивной толщи. Здесь кривая 4 – гипотетическое распределение температуры, если бы скважина не работала, а переток существовал; 1, 2 – термограммы в работающей с высоким и низким дебитом скважине, когда перетока нет. В реальных условиях происходит тепловое взаимодействие потоков флюида внутри колонны и в канале перетока, в результате которого температуры обоих потоков сближаются (1\* и 2\* – аналоги кривых 1 и 2 при воздействии перетока). Воздействие перетока тем больше, чем интенсивнее переток и меньше дебит. Непосредственно после остановки скважины температура в стволе стремится приблизиться к температуре в канале перетока (кривые 3<sup>а</sup>, 3<sup>б</sup>). Если после остановки переток прекращается, то температура в длительно простаивающей скважине стремится приблизиться к геотермической (кривая 3<sup>в</sup>), а аномалии температуры сглаживаются.

Аналогичные процессы наблюдаются при перетоке вверх из пласта в середине продуктивной толщи (см. рис. 8.2.0.15).

Основная проблема информативности интерпретации состоит в однозначном выявлении аномалий перетока на фоне возможных помех. К числу основных источников помех относится изменение по глубине тепловых свойств горных пород и заполнителей ствола скважины. После остановки в стволе и в окружающих породах происходит процесс восстановления естественной температуры, нарушенной при эксплуатации скважины. Вследствие влияния тепловых свойств интенсивность этого процесса различна по глубине. В наиболее теплопроводных средах (плотных породах, водонасыщенных песчаниках и пр.) восстановление идет быстрее, в интервалах залегания глинистых разностей восстановление происходит медленнее. Вследствие описанного процесса на термограммах в остановленной скважине наблюдаются локальные аномалии температуры. Проблема выявления на их фоне аномалий перетока зачастую чрезвычайно сложна.

Задача решается однозначно только в случае, если аномалии перетока по знаку и характеру поведения не связаны с влиянием тепловых свойств. Такой пример приведен на рис. 13.7.3.2, где более высокотеплопроводные песчаные пласты прогреваются после закачки холодной воды гораздо медленнее, чем глинистые. Это объясни-

мо, т.к. в песчаниках вследствие поглощения закачиваемой воды должна образоваться обширная зона нарушения естественной температуры.

Рис. 13.7.3.1 – пример ситуации, когда наблюдаемые на термограмме аномалии вполне могут быть объяснены различием в литологии пластов (т.е. заколонное движение присутствует, но его влияние неотличимо на фоне дифференциации разреза по тепловым свойствам).

Вывод о необходимости учета данных о литологии пород для однозначного заключения о перетоке подтверждается также примерами на рис. 13.7.4.1 и рис. 13.7.4.2. Случай, когда можно с определенной долей уверенности выявить заколонное движение в интервале 2700.6–2745.6 м, иллюстрирует рис. 13.7.4.1. Вывод о перетоке в этом интервале подтверждается несоответствием характера теплового поля в мощных, практически идентичных по свойствам глинистых пластах (2655.7–2688.3 м и 2711.6–2740.6 м). В первом из названных пластов наблюдается хотя и замедленное, но достаточно интенсивное восстановление температуры. Во втором пласте темп восстановления температуры аномально замедлен.

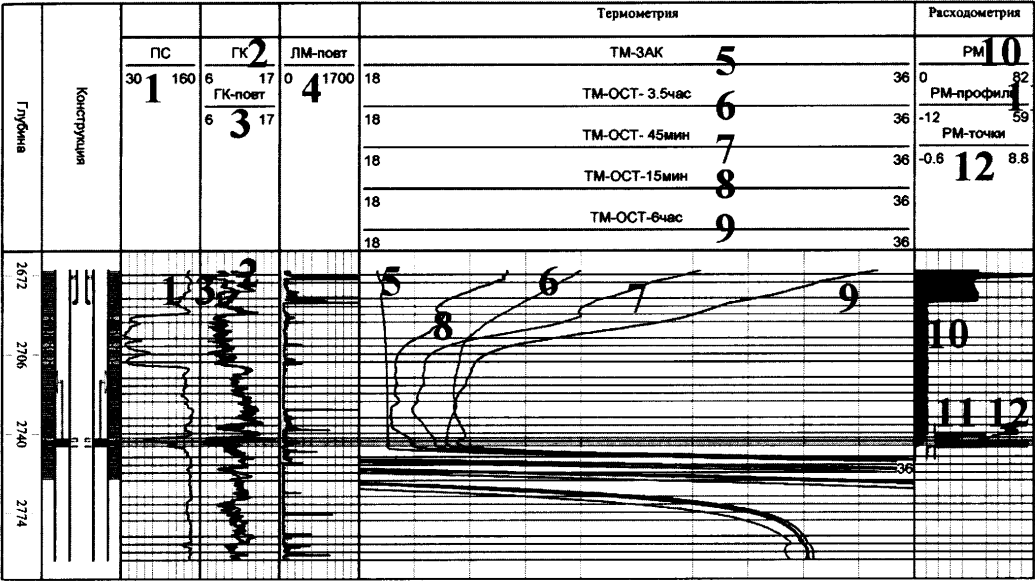


Рис. 13.7.4.1. ПГИ в нагнетательной скважине (обработка в системе «Камертон-Контроль»). Наименования кривых указаны в заголовке планшета, индексы соответствуют следующим условиям исследования: ФОН – фоновая кривая, осложненная влиянием предшествующих циклов эксплуатации скважины; ЗАК – в процессе закачки воды, ОСТ – 15 мин, ОСТ – 45 мин, ОСТ – 3.5 час, ОСТ – 6 час – соответственно через 15 мин, 45 мин, 3.5 час и 6 час после прекращения закачки

На примере рис. 13.7.4.2 аналогичный замедленный темп восстановления естественной температуры наблюдается лишь в коллекторе, вскрытом перфорацией и ниже. Нарушения темпа восстановления естественной температуры выше по разрезу связаны с различием в глинистости пластов. Выявить на этом фоне заколонное движение крайне затруднительно.

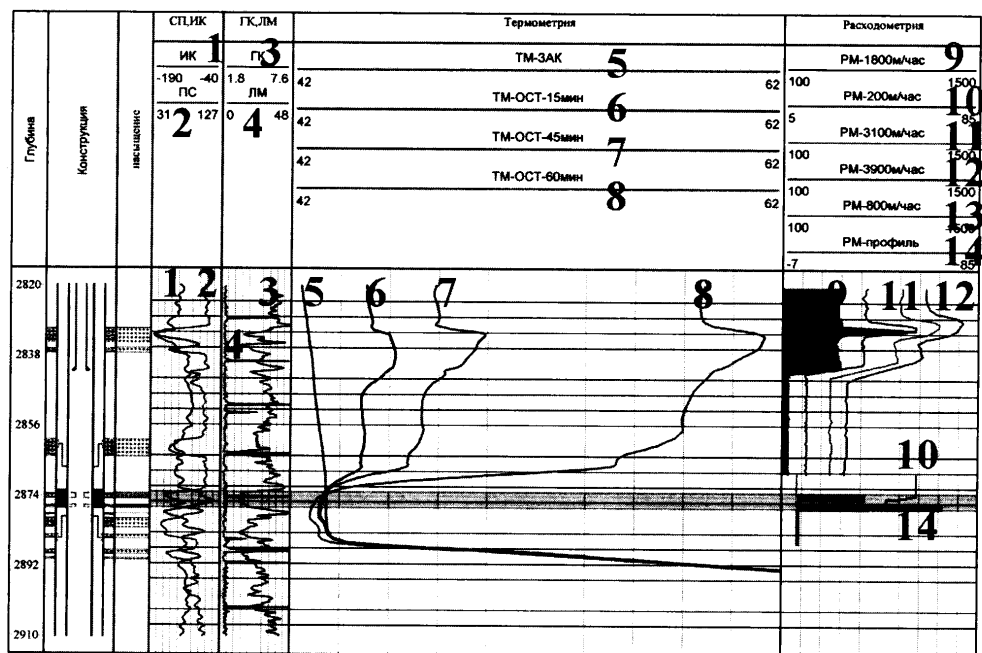


Рис. 13.7.4.2. ПГИ в нагнетательной скважине (обработка в системе «Камертон-Контроль»). Наименования кривых указаны в заголовке планшета, индексы соответствуют следующим условиям исследования: ФОН – фоновая кривая, осложненная влиянием предшествующих циклов эксплуатации скважины, ЗАК – в процессе закачки воды, ОСТ – 15мин, ОСТ – 45мин, ОСТ – 60мин – соответственно через 15, 45 мин и 1 час после прекращения закачки

Применительно к этому случаю для однозначного выявления перетоков необходимо использование специальных технологий проведения исследований и интерпретации результатов. Подобные способы были разработаны авторами применительно к циклично работающим скважинам ПХГ [1, 7].

### 13.7.5. Изучение заколонных перетоков по комплексу промыслово-геофизических и гидродинамических исследований (совместно с Гуляевым Д.Н.)

Как уже было показано выше, гидродинамические исследования с успехом используются для контроля энергетического состояния залежи и параметров околоскважинной зоны, а также определения гидродинамических свойств разрабатываемых пластов. Однако на следующем примере будет показано, что зачастую без оценки параметров системы «скважина-пласт» и состояния скважины с помощью геофизических исследований на этапе контроля разработки (ПГИ) невозможно получить достоверную информацию о происходящих в скважине процессах и о разрабатываемом пласте.

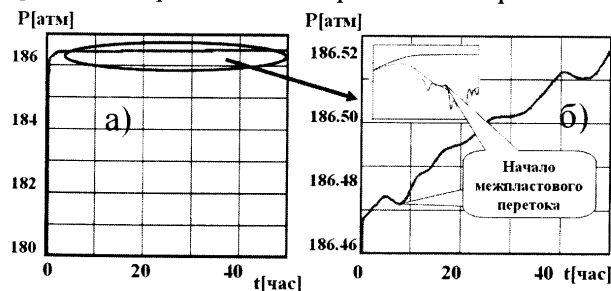
В качестве примера взято исследование фонтанирующей скважины одного из месторождений Западной Сибири. Для определения текущей фазовой проницаемости, гидропроводности, пьезопроводности, продуктивности, текущего пластового давления, текущего скин-фактора, а также выявления возможной неоднородности пласта

по радиусу было проведено гидродинамическое исследование методом КВД. На рис. 13.7.5.1 приведен обзорный график результатов данного исследования в двойном логарифмическом масштабе. Характерной особенностью графика является резкое падение значения логарифмической производной после выхода на радиальный режим и ее последующая стабилизация при больших временах исследования. Кроме того, во время фонтанирования скважины наблюдался преимущественно приток воды, хотя первоначально пласт был насыщен нефтью.

Понять происходящие в скважине процессы помогают комплексные ПГИ, проведенные непосредственно после ГДИС. Данные результаты были уже рассмотрены в разделе 13.6.3 в качестве примера выявления негерметичности обсадной колонны в зумпфе скважины (см. рис. 13.6.3.2).

Указанный рисунок интересен еще и тем, что является яркой иллюстрацией заколонного перетока, причем в рассматриваемом случае с перетоком связана основная часть дебита скважины. Наличие заколонного движения отражается, прежде всего, на результатах нестационарной термометрии. В интервале ниже перфорированных пластов вплоть до глубины 1953 м наблюдаются ярко выраженные переходные процессы. Сначала происходит поглощение коллекторами флюида, а затем они работают на отбор. Факт перетока подтверждается также аномалиями на диаграммах методов оценки состава в подошве перфорации.

Переток начинается, как только давление на забое становится выше, чем в принимающем флюид пласте (этот момент отмечен на кривой изменения давления в декартовых координатах, изображенной на рис. 13.7.5.2).



13.7.5.2. Изменение давления во времени на участке КВД в декартовых координатах: а) – общий характер поведения давления, б) – конечный участок КВД в детальном масштабе

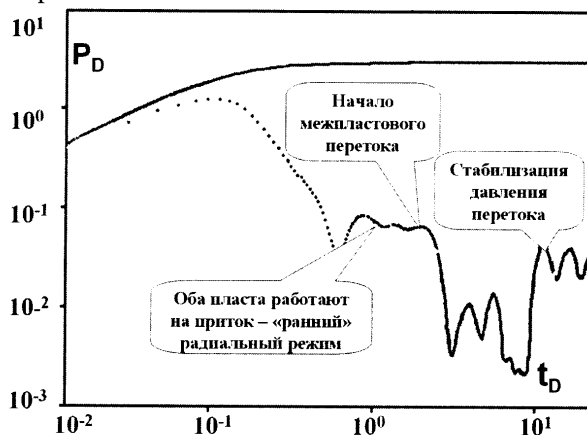


Рис. 13.7.5.1. Результаты ГДИС в скважине при наличии заколонного перетока

Именно этому моменту времени и соответствует резкий спад логарифмической производной, наблюдаемый на рис. 13.7.5.1. Далее кривая давления в скважине отражает сложный переходный процесс перераспределения флюида между отдающим и принимающим перетекающий флюид пластами, что приводит к уменьшению темпа восстановле-

ния давления, отражающемся на логарифмической производной. Следует сказать, что при более существенном различии в пластовых давлениях и фильтрационных свойствах пласта-источника и пласта-приемника перетекающего флюида возможен не только спад, но и инверсия темпа восстановления давления. При больших временах в стволе стабилизируется давление, отличающееся от пластового и отражающее режим работы переточной системы.

Очевидно, что в рассматриваемых условиях фильтрационные свойства пласта можно оценить лишь в интервале стабилизации значений производной, наблюдаемом до начала перетока (на рис. 13.7.5.1 этот режим идентифицируется как «ранний радиальный режим»).

Пример такой оценки с использованием типовых кривых для однородного пласта со скин-фактором приведен на рис. 13.7.5.3. На рис. 13.7.5.4 приведены результаты интерпретации в координатах Хорнера.

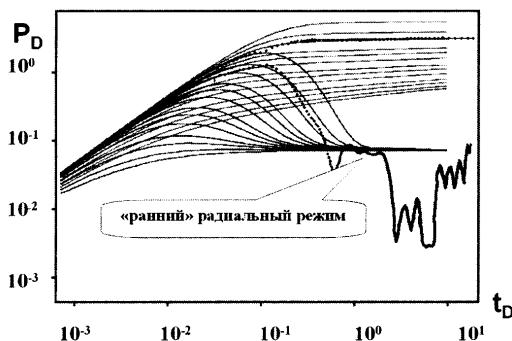


Рис. 13.7.5.3. Интерпретация ГДИС в скважине при наличии заколонного перетока (проницаемость пласта оценена по участку раннего радиального притока методом типовых кривых)

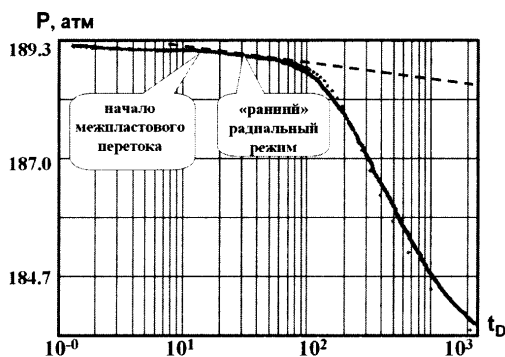
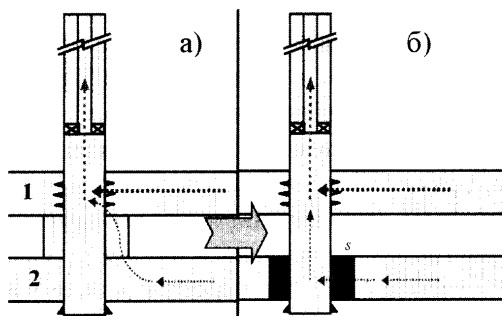


Рис. 13.7.5.4. Интерпретация ГДИС в скважине при наличии заколонного перетока в координатах Хорнера

В результате зафиксировано большое положительное значение скин-фактора ( $s = 21$ ). На первый взгляд, можно сделать вывод о значительном фильтрационном сопротивлении призабойной зоны пласта, тогда с помощью ее обработки можно увеличить дебит скважины почти в 4 раза. Но известно, что скважина эксплуатируется с заколонным перетоком, причем доля перетекающего флюида в общей продукции скважины преобладает. То есть выполненная интерпретация ГДИС характеризует интегральные свойства не одного (перфорированного), а двух эксплуатационных объектов. Причем поступающая из пласта-источника перетока вода, прежде чем попасть в перфорацию, движется по заколонному пространству. Возникающее при этом дополнительное фильтрационное сопротивление и является наиболее вероятной причиной наблюдаемого аномально высокого скин-фактора, обнаруженного при ГДИС.

Другими словами, приток воды из нижележащего пласта (2) в перфорацию по заколонному пространству (рис. 13.7.5.5.а) эквивалентен непосредственной работе пласта в перфорацию, но с дополнительным скин-фактором (рис. 13.7.5.5.б).

Таким образом, по результатам комплексного исследования ГДИС-ПГИ может быть выявлен механизм работы пластов, оценена их насыщенность, определены причины обводнения скважины, обнаружен межпластовый переток, определены работающие толщины, среднеобъемные фильтрационные свойства работающих пластов (проницаемость, подвижность, гидропроводность, пьезопроводность, продуктивность), интегральный скин-фактор, энергетическое состояние разрабатываемого пласта и давление перетока между пластами. Именно благодаря широкому комплексу проведенных исследований получены непротиворечивые данные о скважине и пласте, включая существенно новую информацию.



13.7.5.5. Схема работы пластов при наличии заколонного перетока: а – реальная, б – эквивалентная

### 13.7.6. Использование нестационарной термометрии для изучения заколонных перетоков газа в скважинах подземных хранилищ газа (совместно с Кульгавым И.А.)

Для эксплуатационных скважин ПХГ наиболее типичны перетоки газа из пласта-объекта подземного хранения в вышележащие водоносные коллекторы (то есть перетоки выше работающих пластов). Выделение этих перетоков в отдельную группу обусловлено весьма специфическими условиями их наблюдения.

Основной подход в проведении данных исследований состоит в целенаправленном воздействии на тепловое поле перетока для повышения достоверности результата. Необходимо спровоцировать возникновение температурных аномалий, отличных от помех, а также наблюдать их в период наибольшей рельефности. Для этого случая можно выделить два типа условий измерений:

- скважина до исследований стабильно работает по межтрубью НКТ, причем режим эксплуатации изменить технически затруднительно;
- скважина простаивает или в процессе эксплуатации можно менять как температуру, так и дебит поступающего в пласт газа.

#### 13.7.6.1. Остановка стабильно работающих скважин

В рассматриваемом случае формирование теплового поля можно схематично представить следующим образом. В работающей скважине и окружающей среде под воздействием потоков газа в стволе и заколонном пространстве формируется зона нарушения первоначальной естественной температуры. После остановки скважины происходит расформирование температурного поля, связанного с эксплуатацией. Одновременно более четко проявляются особенности теплового поля, обусловленные заколонным перетоком (которые в работающей скважине экранировались движением газа по стволу).

Анализ показывает, что в процессе эксплуатации скважины при интенсивности заколонного движения не выше первых тысяч нормальных кубических метров газа в сутки температура в скважине практически не отличается от той, которая наблюдалась бы при аналогичных условиях, но в отсутствие заколонного движения. То есть эксплуатация скважины почти полностью нивелирует температурное воздействие перетока, причем не только в стволе, но и в окружающей среде. Следует подчеркнуть, что речь идет не об экранировании скважиной перетока в цикле эксплуатации, а о полном «уничтожении» теплового поля перетока. Поэтому после окончания эксплуатации на температуру в стволе перестает влиять предыстория развития перетока. Поле перетока формируется заново, отражая особенности заколонного движения во время термических исследований.

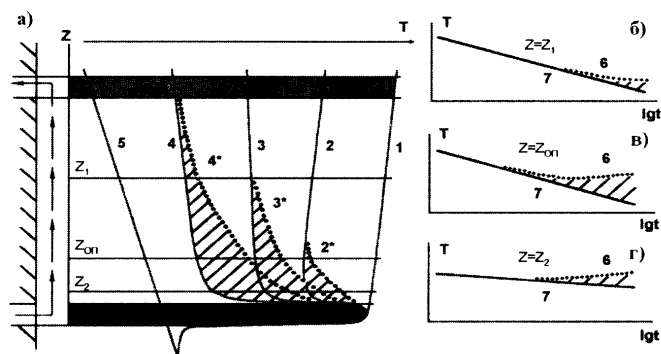


Рис. 13.7.6.1. Нестационарное температурное поле в простаивающей после закачки газа скважине ПХГ: а) измерение температуры по глубине: 1 – термограмма в процессе первого цикла закачки; 2, 3, 4 – термограммы в простаивающей скважине, отличающиеся прошедшим после окончания закачки в отсутствие заколонного перетока временем; 2\*, 3\*, 4\* – то же при перетоке; 5 – геотермограмма; б, в, г) изменения температуры во времени на различных расстояниях от пласта ( $Z_1$ ,  $Z_{оп}$ ,  $Z_2$ ): б – при перетоке; 7 – в отсутствие перетока

Это яркий пример возможности повышения достоверности термометрии способом целенаправленного изменения условий проведения измерений в скважине. В результате тепловое поле перетока приобретает ряд информативных признаков, помогающих выявлению заколонного движения на фоне многочисленных помех.

Основной признак – это интенсивный рост во времени аномалий перетока (кривые 2\*, 3\*, 4\* на

рис. 13.7.6.1.а), наблюдаемый на фоне процесса расформирования температурного поля, связанного с предшествующей эксплуатацией скважины (кривые 2, 3, 4). Он в первую очередь охватывает интервал в кровле пласта-объекта подземного хранения и со временем распространяется вверх, в направлении перетока. В подошве покрышки образуется увеличивающаяся со временем зона экспоненциального изменения температуры с глубиной. Это приводит к замедлению темпа восстановления температуры в подошве покрышки со временем, что является еще одним поисковым информативным признаком заколонного движения.

При длительном (от нескольких часов до нескольких суток в зависимости от дебита перетока) простое скважины эффект формирования теплового поля перетока может возобладать над эффектом расформирования поля, обусловленного эксплуатацией. Тогда восстановление температуры в интервале покрышки к геотермической прекращается. Температура начинает изменяться в обратном направлении – к значению температуры газа, поступающего из пласта-объекта хранения. Аномалия наибо-

лее рельефна на кривых изменения температуры во времени, зарегистрированных на разных расстояниях от места поступления газа в канал перетока. Описанный эффект *температурной инверсии* наиболее четко выражен на расстояниях до нескольких десятков метров от пласта при продолжительности работы скважины более нескольких суток и длительности простоя больше 5–10 часов (рис. 13.7.6.1.б, в, г).

Размеры зоны экспоненциального изменения температуры в покрышке существенно зависят от расхода газа. Это является предпосылкой определения по термометрии интенсивности перетока.

Перечисленные закономерности выявлены для так называемой «одноцикличной» работы скважины, включающей непрерывный этап эксплуатации и последующий период простоя. При этом считается, что к началу цикла в стволе существует геотермическое распределение температуры. В реальных условиях газохранилища циклы многократно повторяются. В работе скважин могут встретиться самые разнообразные сочетания длительностей циклов, связанных как с сезонностью эксплуатации ПХГ в целом, так и с технологическими перерывами в работе отдельных скважин. Заколонное движение может возникнуть или прекратиться в процессе любого из них. Поэтому наличие на термограммах аномалий, характерных для заколонного движения, еще не свидетельствует о перетоке. Это может быть и остаточным эффектом процессов, происходивших в предшествующие циклы (см. рис. 8.4.0.1).

Связанную с этим неоднозначность интерпретации легко устранить нормировкой результатов измерений с помощью параметра

$$\Delta\theta_T = (T_3 - T_4) / (T_2 - T_4), \quad (13.7.6.1)$$

где  $T_2$ ,  $T_3$ ,  $T_4$  – отсчеты на одной и той же глубине по трем термограммам, отличающимся временем регистрации (кривые 2, 3, 4 на рис. 13.7.6.1).

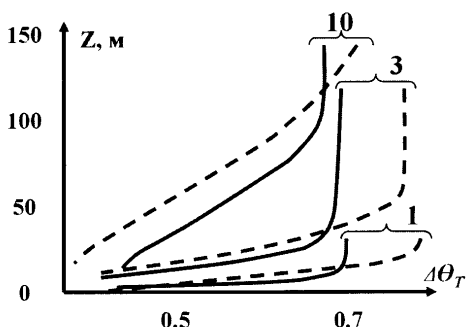


Рис. 13.7.6.2. Влияние дебита перетока на распределение по глубине относительной температуры  $\Delta\theta_T$  в простаивающей после закачки скважине ПХГ. Шифр кривых – дебит перетока в тыс.н.м<sup>3</sup>/сут. Сплошные и пунктирные кривые соответствуют максимуму и минимуму диапазона возможного изменения тепловых свойств скважины и пород, размеров канала перетока

Если перетока нет, значения  $\Delta\theta_T$  не зависят от глубины. При перетоке по мере приближения к пласту значения  $\Delta\theta_T$  экспоненциально уменьшаются, причем вне зависимости от поведения фоновой температуры (рис. 13.7.6.2). Чем больше дебит перетока, тем протяженнее интервал глубин с аномально низкими значениями параметра  $\Delta\theta_T$ . Рис. 13.7.6.2 дополнительно показывает, что размер канала перетока, его местоположение в заколонном пространстве и различие тепловых свойств заполнителей ствола скважины и горных пород в *радиальном направлении* влияют на температурное поле в интервале перетока

существенно в меньшей степени, чем дебит. Отсутствие при интерпретации данных о перечисленных факторах позволяет различать перетоки, отличающиеся по объемному расходу в два и более раз.



Ряд факторов существенно изменяет температуру в скважине, но их влияние специфично, и потому различно. К таким факторам следует отнести *различие тепловых свойств заполнителей ствола и горных пород с глубиной*, вследствие чего на термограммах образуются локальные аномалии. В отсутствие движения газа температурные аномалии возникают за счет неравномерного остывания скважины по глубине после прекращения закачки. Неравномерное остывание наиболее ярко выражено в интервалах каверн (ввиду аномально малой теплопроводности их заполнителей), поэтому соответствующие аномалии на термограммах коррелируются с замерами ОЦК.

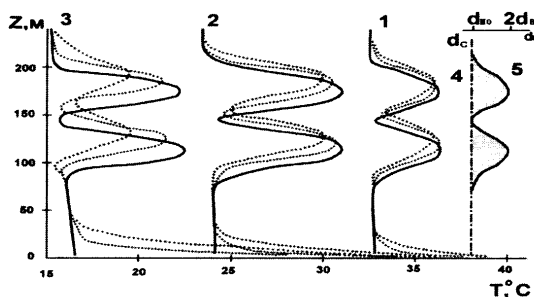


Рис. 13.7.6.3. Влияние изменения с глубиной толщины цементного кольца на нестационарное температурное поле в интервале перетока: —, ..... — термограммы при дебите перетока соответственно 0, 1,5 и 3 тыс.н.м<sup>3</sup>/сут.; 1, 2, 3 — термограммы при времени простоя скважины соответственно: 1, 3 и 10 часов; 4 — кривая номинального диаметра скважины ( $d_{no}$ ); 5 — кавернограмма (каверны заполнены цементом)

Если же рассматриваемый фактор не только не препятствует интерпретации, но и повышает ее достоверность.

Интерпретация резко усложняется, если интервал перетока представлен чередованием нескольких близко расположенных пластов с отличающимися тепловыми свойствами. По термограммам трудно оценить фоновую температуру, особенно если аномальные пласты расположены в подошве покрышки, в непосредственной близости от объекта подземного хранения газа. Поэтому порог чувствительности термометрии к дебиту перетока повышается до нескольких тыс.н.м<sup>3</sup>/сут.

Наиболее неблагоприятно расположение аномальных пластов в подошве покрышки в непосредственной близости от объекта подземного хранения газа. Их влияние можно ошибочно принять за воздействие заколонного движения, поэтому при интерпретации термограмм должны обязательно учитываться данные об изменении по разрезу литологии пород, размеров и степени заполнения цементного кольца.

Существенной помехой при интерпретации является изменение в процессе исследований скважины температуры пласта-объекта хранения. Если изменение превышает 20% от аномалии в пласте (созданной закачкой), влияние перетока резко

Под влиянием перетока максимум аномалий смещается вверх, в направлении движения газа за колонной. Аномалии становятся асимметричными. Смещение максимума и асимметричность тем больше, чем больше интенсивность перетока. Следовательно, рассматриваемый фактор не только не нивелирует характерные для перетока особенности термограмм, но и пополняет список информативных признаков перетока (рис. 13.7.6.3).

Отсюда следует важный практический вывод. Если в подошве покрышки наблюдаются признаки дви-

уменьшается, а иногда и полностью исчезает. Воздействие этого фактора нивелируется длительной закачкой газа в пласт со стабильным расходом.

Информативность термометрии резко снижает движение газа по НКТ (происходящее во время исследования) вследствие негерметичности сальника лубриката. Данное движение влияет на тепловое поле практически так же, как переток, что повышает нижнюю границу чувствительности термометрии к дебиту перетока. Поэтому герметичность лубриката и устьевого оборудования должны контролироваться результатами дополнительных исследований, выполняемых на фиксированной глубине при полной герметизации устья.

### 13.7.6.2. Пуск или изменение режима работы скважин

Данная ситуация предполагает несколько способов организации исследований. Если скважина перед циклом исследований простаивает длительное время, оптимально организовать исследования по схеме «фон-воздействие-измерение». В скважине регистрируют фоновую термограмму и термограмму после дополнительного теплового воздействия (закачки газа). Новую закачку проводят так, чтобы температура закачиваемого газа как можно сильнее отличалась от температуры пласта (например, изменяя дебит закачки). Тем самым меняют температуру поступающего в пласт газа.

Созданная тепловая метка переносится перетекающим флюидом во вмещающие породы. Там она может быть легко обнаружена при сопоставлении термограммы после остановки скважины с фоновой температурой (зарегистрированной до начала эксплуатации).

Описанная технология проиллюстрирована на рис. 13.7.6.4. Здесь замер в остановленной скважине (кривая 3) является фоновым для формирующихся в следующем цикле закачки газа аномалий перетока. При повторной закачке газ с температурой, отличной от фоновой, поступает в заколонное пространство.

При этом меняется температура в подошве покрышки. Причем тем сильнее, чем больше дебит перетока (кривая 5).

Идеальной здесь была бы ситуация, когда при повторной закачке менялась бы только температура пласта, но не вышележащей покрышки. Полностью исключить тепловое влияние закачиваемого газа на покрышку нельзя, но можно свести его к минимуму, если вести закачку по НКТ. В этом случае теплообмен газа с окружающими породами минимален, ему препятствует малотеплопроводное межколонное пространство. Кроме того,

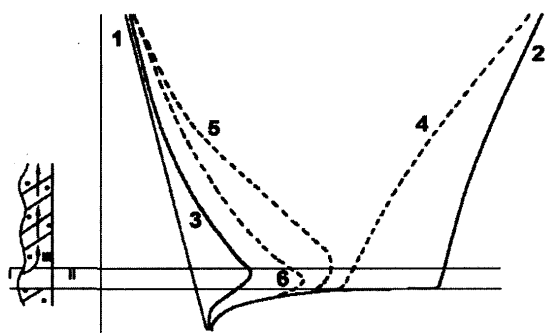


Рис. 13.7.6.4. Принцип создания тепловой метки в пласте-источнике перетока: 1 – геотермограмма; 2 – термограмма в процессе первого цикла закачки; 3 – термограмма в скважине, простаивающей длительное время после 1-го цикла закачки; 4 – термограмма в процессе повторного цикла закачки с меньшим дебитом (и соответственно меньшей температурой закачиваемого газа); 5 – термограмма при наличии перетока; 6 – термограмма в отсутствие перетока

длительность закачки необходимо уменьшить до нескольких часов. Такая длительность оптимальна (большая – искажает температуру покрышки, меньшая – не позволяет эффективно воздействовать на поглощающий пласт и создавать аномалии перетока).

Другой помехой является изменение фоновой температуры во времени. Оно обусловлено тем, что в процессе ПГИ продолжается расформирование теплового поля предшествующего цикла работы скважины. Для успешного выявления перетока изменения фоновой температуры должны быть настолько медленными, чтобы ими можно было пренебречь. Для этого нужно как минимум на несколько суток отдалить время окончания предшествующей и начала повторной закачки газа.

Если остановка скважины невозможна, информативные аномалии формируются изменением температуры закачиваемого по НКТ газа путем регулирования расхода закачки. Сложность интерпретации в данном случае заключается в том, что вследствие влияния предшествующей работы скважины фоновая температура отличается от геотермической. Для ее косвенной оценки результаты измерений вдали от пласта-источника перетока экстраполируются по глубине на зону максимального воздействия движения (т.е. на подошву покрышки). В некоторых случаях возможна экстраполяция измеренной в первые часы простоя скважины температуры на весь временной отрезок исследований. Но это косвенные (а потому менее достоверные) приемы.

### 13.7.6.3. Информативность количественной интерпретации термограмм

Для изучения реальных возможностей рассмотренной выше методики выявления и оценки перетока авторами было выполнено моделирование перетока в скважине ПХГ, где анализ имеющегося геофизического материала, а также термические исследования не позволили выявить заколонное движение. Результат предварительных исследований характеризует фоновое поле, на котором формируются аномалии перетока.

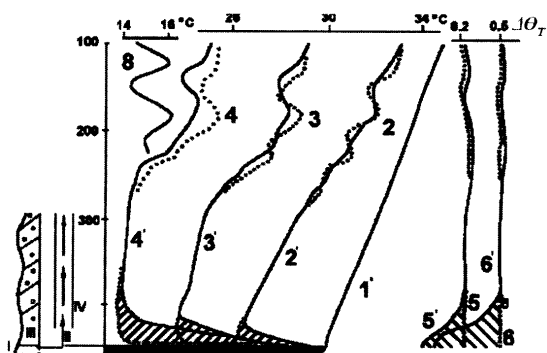


Рис. 13.7.6.5. Моделирование теплового поля в интервале малodeбитного перетока газа: 1 – термограмма в процессе закачки газа; 2, 3, 4 и 2', 3', 4' – серии термограмм через 1, 2, 5 часа после прекращения закачки (первая – в простаивающей скважине, вторая (') – при работе скважины через шайбу 2 мм); 5, 6 и 5', 6' – соответствующие кривые относительной температуры; I – пласт-объект подземного хранения; II – канал перетока; III – цементное кольцо; IV – внутриколонное пространство

Переток моделировался переводом скважины с закачки газа на отбор по затрубью НКТ через пружер с шайбой диаметром 2.5 мм (см. рис. 13.7.6.5).

Воздействие перетока наглядно видно по различию фоновых (кривые 2–4 на рис. 13.7.6.5) и модельных (кривые 2'–4') термограмм. Зона прогрева перетоком подошвы покрышки увеличивается со временем и составляет в момент регистрации термограмм 2', 3', 4' соответственно 20, 30, 50 м. Меняющийся во времени прогрев фиксируется и на кривых изменения с глубиной относительной температуры:

$$\Delta\theta_{T1}=(T_3-T_4)/(T_2-T_4); \Delta\theta_{T2}=(T_3-T_4)/(T_2-T_4), \quad (13.7.6.1)$$

где  $T_i, T_i'$  – отсчеты по термограммам на одной и той же глубине « $i, i'$ ».

В отсутствие перетока значения  $\Delta\theta_{T1}$ ,  $\Delta\theta_{T2}$  практически не зависят от глубины (см. кривые 5, 6 на рис. 13.7.6.5), а при перетоке (в соответствии с теорией) экспоненциально уменьшаются по мере удаления от пласта-объекта подземного хранения (кривые 5', 6').

Обнаружению движения газа по термограммам благоприятствует наличие в верхней части разреза (50–250 м) аномалий температуры, обусловленных изменением с глубиной тепловых свойств окружающей среды. При этом на разновременных термозамерах наблюдается смещение аномалий друг относительно друга, а также смещение аномалий на термограммах относительно замера ОЦК (кривая 7 на рис. 13.7.6.5), то есть поведение теплового поля соответствует предсказанному теорией.

Количественная оценка дебита перетока по величине параметра  $\Delta\theta_T$  дала следующие результаты (табл. 13.7.6.1).

РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ ДЕБИТА ПЕРЕТОКА ПО ПАРАМЕТРУ  $\Delta\theta_T$

глубина [м]	дебит по величине $\Delta\theta_{T1}$	дебит по величине $\Delta\theta_{T2}$
		[тыс.н.м <sup>3</sup> /сут.]
410	3.6–6.3	2.7–5.4
420	2.9–6.1	2.7–5.4
430	3.1–8.0	2.3–4.7

Дебит моделируемого перетока (рассчитанный по известным величинам давления на устье, температуры и состава газа, диаметра диафрагмы) составил 3.5 тыс. н. м<sup>3</sup>/сут. Таким образом, расход имитируемого перетока попадает в оценочные диапазоны.

На рис. 13.7.6.6 представлены аналогичные результаты моделирования, но для существенно большего дебита перетока.

#### 13.7.6.4. Интерпретация результатов исследования скважин

Примером выявления и оценки реального перетока в эксплуатационной скважине ПХГ является рис. 13.7.6.7. Поведение параметра  $\Delta\theta_T$ , рассчитанного по термограммам (2, 3, 4), типично для малodeбитного движения газа. Наблюдается уменьшение температуры в подошве покрышки в интервале 690–700 м. Выше, в интервале 550–690 м, величина  $\Delta\theta_T$  практически не зависит от глубины. Здесь можно определить фо-

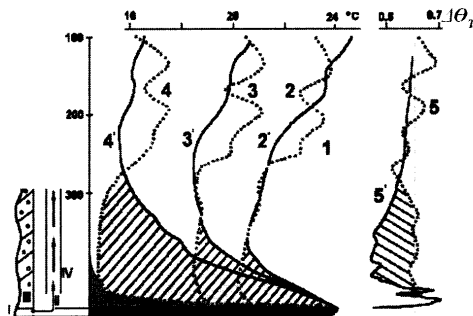


Рис. 13.7.6.6 Моделирование теплового поля в интервале высокодебитного перетока. Кривые 2, 3, 4 и 2', 3', 4' – серии термограмм через: 1, 2, 5 часа после прекращения закачки (первая – в простаивающей скважине; вторая (') – при работе скважины через шайбу 5 мм); 5, 5' – соответствующие кривые относительной температуры; I – пласт-объект подземного хранения; II – канал перетока; III – цементное кольцо, IV – внутриконтурное пространство

новое значение параметра  $\Delta\theta_{T\_ф}=0.6$ . Интенсивность перетока по результатам сопоставления  $\Delta\theta_T$  и  $\Delta\theta_{T\_ф}$  на глубине 693 м составляет 0.75–1.8 тыс. н. м<sup>3</sup>/сут. Дополнительным признаком движения газа является искажение аномалии в интервале каверны на глубине 683–690 м на термограммах (2, 3, 4).

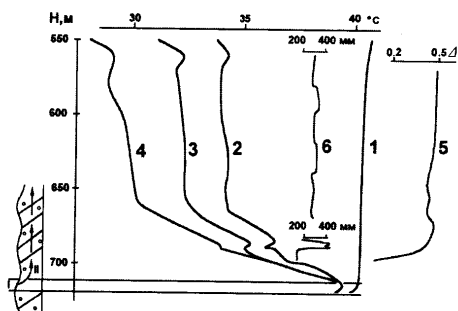


Рис. 13.7.6.7. Выявление заколонного перетока газа по результатам нестационарной термометрии: 1 – термограмма при закачке газа; 2, 3, 4 – термограммы через: 1, 2, 10 часов после прекращения закачки; 5 – кривая относительной температуры; 6 – кавернограмма; I – пласт-объект подземного хранения; II – цементное кольцо

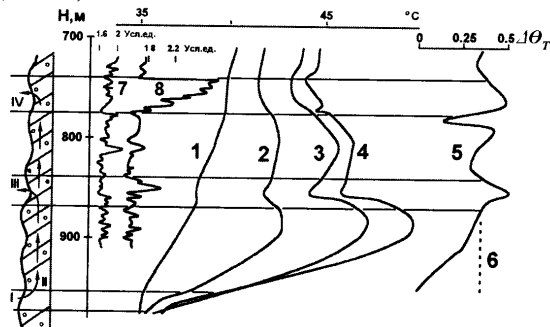


Рис. 13.7.6.8. Выявление заколонного перетока газа по результатам нестационарной термометрии: 1 – термограмма при закачке газа; 2, 3, 4 – термограммы через: 3, 5, 15 часов после прекращения закачки; 5 – кривая относительной температуры; 6 – фоновое значение относительной температуры; 7, 8 – НГК; I – пласт-объект подземного хранения; II – цементное кольцо; III, IV – пласты-приемники перетекающего газа

Предшествующее изложение касалось случая, когда температура поступающего в пласт-объект подземного хранения газа больше геотермической. Но все полученные результаты без ограничений пригодны и для случая аномально низкой температуры пласта. Иллюстрацией данного случая служит рис. 13.7.6.8.

Из-за существенных флуктуаций параметра  $\Delta\theta_T$  по глубине вследствие дифференциации разреза по тепловым свойствам фоновое значение  $\Delta\theta_{T\_ф}$  определялось по формуле:

$$\Delta\theta_{T\_ф} = (T_2 - T_{4\_ф}) / (T_3 - T_{4\_ф}). \quad (13.7.6.2)$$

Фоновая температура  $T_{4\_ф}$  определена экстраполяцией в область больших времен изменения температуры в кровле интервала обработки (900 м), зафиксированного по замерам  $T_2$  и  $T_3$ . Экстраполяция возможна вследствие малого теплового воздействия перетока непосредственно после остановки скважины. Определенный по термометрии дебит перетока находится в диапазоне 8–17 тыс. н. м<sup>3</sup>/сут. Высокий расход газа подтверждается инверсией темпа изменения температуры во времени на расстоянии 30 м от пласта-объекта подземного хранения.

Рассмотренные результаты касались скважин, где по условиям эксплуатации нежелательны длительные перерывы в закачке и резкие колебания дебита и температуры закачиваемого газа. Поэтому методика проведения исследований и обработки получаемых результатов предполагала относительную стабильность температуры пласта-объекта подземного хранения в процессе измерений. Воздействие на тепловое поле перетока, провоцирующее рост его аномалий, осуществлялось не в интервале пласта, а выше – в пределах основной покрышки. Для этого закачка проводилась по межтрубью НКТ.

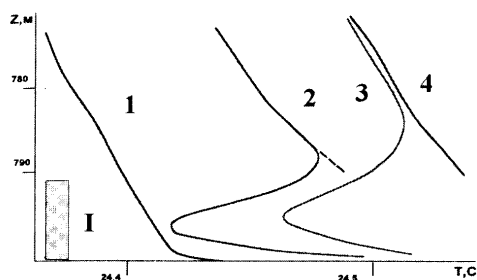


Рис. 13.7.6.9. Выявление заколонного перетока газа по результатам нестационарной термометрии. Кривая 1 – термограмма при закачке газа; 2, 3 – термограммы через 3, 10 часов после прекращения закачки; 4 – фоновая термограмма; I – пласт-объект подземного хранения

Но нередко возможна остановка скважины на длительный срок (несколько суток и более), что позволяет существенно упростить методику исследований и сделать результаты исследований более наглядными, реализовав закачку по НКТ. С помощью такого подхода можно существенно изменить температуру пласта-источника перетока, практически не повлияв на температурное поле вне этого пласта. Таким образом, провоцируется интенсивный рост во времени аномалий перетока. Характерный пример представлен на рис. 13.7.6.9, где, используя

описываемый методический прием, удалось существенно охладить пласт, а затем наблюдать за распространением тепловой метки в пределы покрышки.

### 13.7.6.5. Достоверность количественной оценки расхода перетока

Если информативный эффект обнаружен, нет препятствий для его количественной оценки. Современные вычислительные средства позволяют проводить обработку на основе сложных моделей, отражающих любые нюансы условий в скважине в процессе проведения измерений. Достоверность расчетов ограничена отсутствием исходных данных о многих формирующих тепловое поле факторах. Поэтому возможна лишь верхняя и нижняя оценка интенсивности перетока при максимально возможном диапазоне изменения значений неизвестных параметров. Возможность такой оценки иллюстрирует рис. 13.7.6.10, на котором показано, что влияние дебита можно различить на фоне большинства факторов-помех.

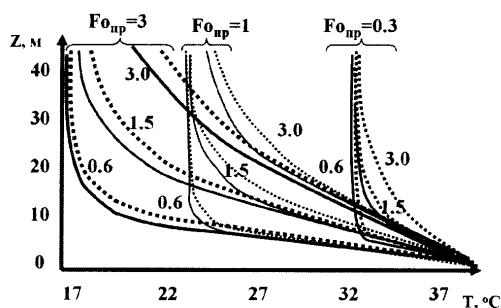


Рис. 13.7.6.10. Влияние размеров канала перетока, его местоположения в заколонном пространстве и расхода перетекающего газа на тепловое поле в стволе скважины. Относительное время работы скважины  $F_{0пр}=3$ ; шифр кривых – расход газа  $Q$  тыс.н.м<sup>3</sup>/сут., канал перетока контактирует с: — обсадной колонной, ..... стенкой скважины;  $F_{0пр}$  – относительное время простоя скважины;  $Z$  – глубина, отсчитываемая от места поступления газа в канал перетока. Расчеты выполнены при теплопроводности пород 1.5 Вт/м град К°, объемной теплоемкости пород  $4.5 \cdot 10^6$  Дж/кг К°

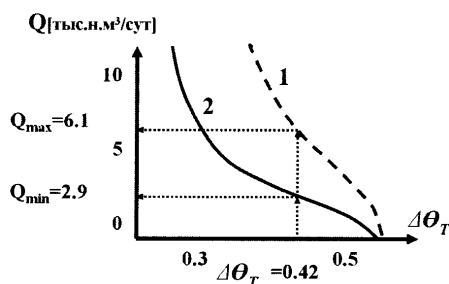


Рис. 13.7.6.11. Оценка диапазона дебита по величине относительной температуры. Кривые 1 и 2 ограничивают диапазон неоднозначности оценки дебита за счет основных факторов, влияющих на температуру в скважине в интервале перетока;  $\Delta\theta_r$  – относительная температура по (13.7.6.1)

Если в скважине регистрируется серия термограмм после закачки по межтрубью, диапазонная оценка дебита возможна по величине параметра  $\Delta\theta_T$  (рис. 13.7.6.11).

При сравнении термограмм до и после воздействия (закачки по трубкам) для оценки интенсивности применяются те же методы количественной обработки термограмм, что и при движении флюида по внутриколонному пространству действующей скважины вне работающих пластов.

Результаты количественной обработки будут достоверны только в случае, когда в формировании теплового поля не участвуют процессы, не учтенные теорией. Наиболее радикальным средством контроля достоверности является одновременный анализ избыточного количества информации. Так, для оценки дебита перетока по относительной температуре  $\Delta\theta_T$  достаточно совместно обработать только три разновременные термограммы. Однако введение в расчеты дополнительных термозамеров позволяет выполнить обработку различных троек, последовательно исключая каждую термограмму. Критерием достоверности является совпадение результатов. Можно также варьировать глубиной снятия отсчетов температуры или сочетать обработку непрерывных кривых и отсчетов на заданной глубине.

### **13.8. ИЗУЧЕНИЕ РАБОТЫ ПЛАСТОВ И СКВАЖИН ПО СПЕКТРАМ ШУМОВ АКУСТИЧЕСКОЙ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ ЭМИССИИ**

*(совместно со Скопинцевым С.П.)*

#### **13.8.1. Выявление дренируемых и обводненных толщин**

Для применения на нефтяных и газовых месторождениях метода спектрального анализа высокочастотных эмиссионных шумов акустических и электромагнитных сигналов (см. раздел 7.5) при участии авторов был разработан модуль аппаратуры волновых исследований скважин «АВИС». В этот модуль, кроме традиционных измерительных каналов продуктивного каротажа (термометра, манометра, расходомера, влагомера, гамма-метода и пр.), дополнительно введены широкополосные волновые каналы пассивной акустической и электромагнитной локации.

Эти каналы построены таким образом, что принятые акустический и электромагнитный сигналы оцифровываются в скважинном приборе и в цифровом виде передаются по кабелю на поверхность (циклически 2 раза в секунду с помощью пятисот 12-битных слов), где используются стандартные методы цифровой обработки волновых сигналов. Результаты обработки представляются в виде планшетов с координатами «глубина-частота»  $H=f(F)$ , на которых АЧХ каждого измерения представлена в виде цветомодулированной линии, что в совокупности позволяет визуализировать волновую картину обоих полей по разрезу скважины.

Апробация скважинной измерительной системы в России проведена на нескольких нефтяных месторождениях Западной Сибири, а также на ГМ, ГKM и ПХГ [21].

Пример результатов измерений обоих волновых каналов «АВИС» совместно с данными других методов для газовой обводняющей скважины показан на рис. 13.8.1.1 (левое поле – АЧХ акустического канала в зависимости от глубины [см], правое – то же для электромагнитного канала). Увеличение амплитуды отражено цветовой гаммой (от светлого до темного). Информативной для данного типа карбонатного коллектора является полоса частот 14–17 кГц. Сигналы на частоте менее 5 кГц – влияние турбулентных процессов, происходящих в стволе работающей газовой скважины.

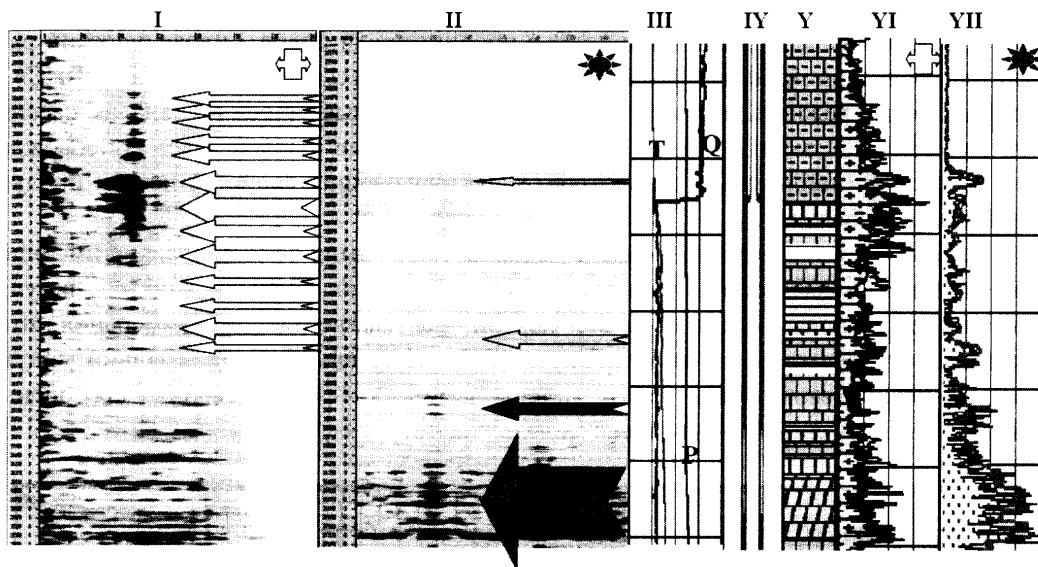


Рис. 13.8.1.1. Результаты комплекса исследований газовой обводняющей скважины (включая стандартные методы ПГИ): I – волновая картина канала акустической эмиссии; II – волновая картина канала электромагнитной эмиссии: по оси X – частота сигналов (кГц), по оси Y – глубина, цветовой шкалой отображена амплитуда сигналов, стрелками показаны интервалы глубин, где, согласно АЧХ, происходит дренирование пласта с фильтрацией газа (светлые стрелки) или воды (темные стрелки); III – кривые стандартных методов ПГИ ( $Q$  – расходомера,  $T$  – термометра,  $P$  – манометра); IV и V – схема конструкции ствола и литологический разрез скважины; VI и VII – амплитуды сигналов указанных датчиков, соотнесенные к информативному для выявления фильтрации частотному диапазону (15–17 кГц), информативные для притока в ствол низкие частоты сигналов обоих типов (менее 5 кГц) скрыты

Одновременно с опробованием глубинного модуля аппаратуры волновых исследований скважин в комплексе с другими методами каротажа продуктивности и промысловыми межскважинными исследованиями решалась также задача поиска и выявления в разрезе работающих нефтяных скважин высокопроницаемых толщин и трещин. Наличие таких каналов фильтрации в залежах нефти при разработке месторождения приводит к неравномерной выработке и опережающему выборочному обводнению пластов.

На рис. 13.8.1.1 видно, что согласно акустическому каналу основная фильтрация газа в пласте (соответственно и приток его в ствол) сосредоточена в верхнем интервале 3035–3442 м, воды (по электромагнитному каналу) – в нижнем интервале 3621–3740 м. По отдельным толщинам имеет место дренаж газа совместно с водой: 3170–3180, 3420–3425, 3430–3440, 3520–3525, 3545–3550 м.



Более детальный анализ результатов исследований можно сделать, если на фиксируемых частотах (15–17 кГц) из планшетов вырезать кривые глубинных профилей параметров амплитуды акустических или электромагнитных сигналов (см. кривые на двух правых полях рис. 11.8.1.1) и сопоставить их с результатами стандартного каротажа и каротажа продуктивности. Оценки фильтрации газа и воды получены здесь как для интервала ствола, где нет лифтовых труб, так и для зоны, частично перекрытой насосными трубами.

Остановимся на примере исследований нефтяной скважины, которая длительное время использовалась для закачки воды в продуктивный пласт. Гидравлический разрыв пласта в данной скважине не проводился. В процессе исследований «АВИС» в ней был создан режим слабого фонтанирования. Волновые записи по каналам пассивной спектральной акустики и электромагнитной локации движения вод сопровождались записями стандартных параметров, характеризующих свойства потока продукции в стволе скважины.

Материалы измерений в процессе интерпретации были сопоставлены с имеющимися данными каротажа, полученными при бурении (рис. 13.8.1.2), а также с результатами предыдущих исследований в обсаженной скважине (включая измерения интегральным акустическим шумоиндикатором). Дополнительно при испытании модуля «АВИС» были выполнены также гидродинамические исследования для оценки фильтрационных свойств и уточнена модель пласта.

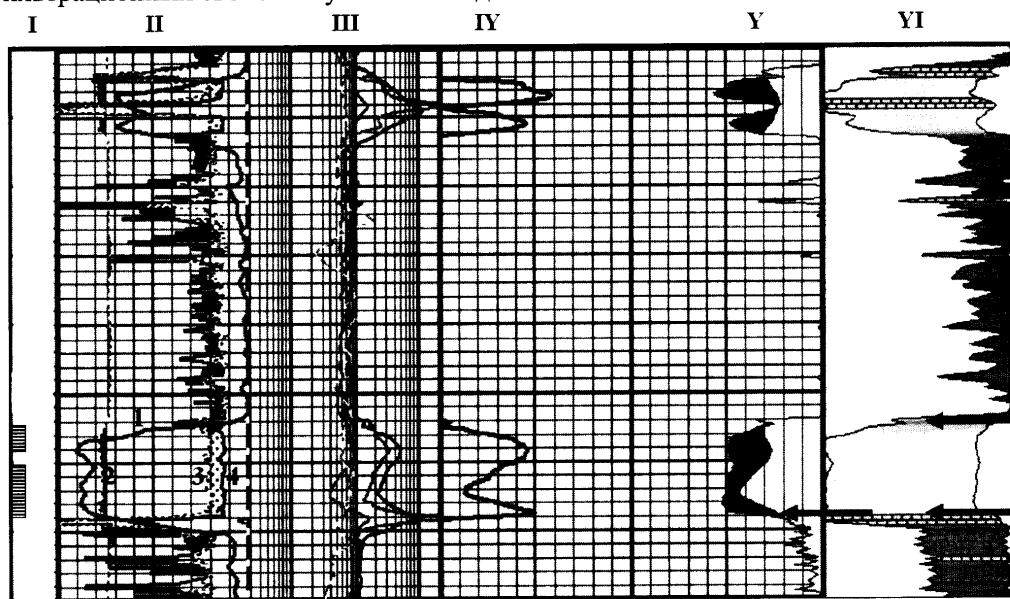


Рис. 13.8.1.2. Результаты комплекса исследований нагнетательной скважины с плотным прослоем в разрезе эксплуатируемого пласта: I – перфорация; II – методы ГИС открытого ствола (1 – кривая ПС, 2 – кавернограмма, 3 – микроградиент зонд, 4 – микропотенциал зонд); III – диаграммы БК; IV – водонасыщенность; V – пористость; VI – пористость, литология и компонентный состав. Стрелки указывают на выявленные при интерпретации интервалы фильтрации воды и воды с нефтью. В основном работает интервал в подошве перфорированного пласта (на границе с плотным прослоем), где по записи электрического сопротивления фиксируется поступление доли нефти в ствол

Расход излива рассматриваемой скважины колебался примерно от  $1 \text{ м}^3/\text{час}$  до  $0.4 \text{ м}^3/\text{час}$ , в продукции скважины отмечена заметная доля нефти (до 20%), приток которой был установлен по записям резистивиметра на отметке 2709 м (см. рис. 13.8.1.3).

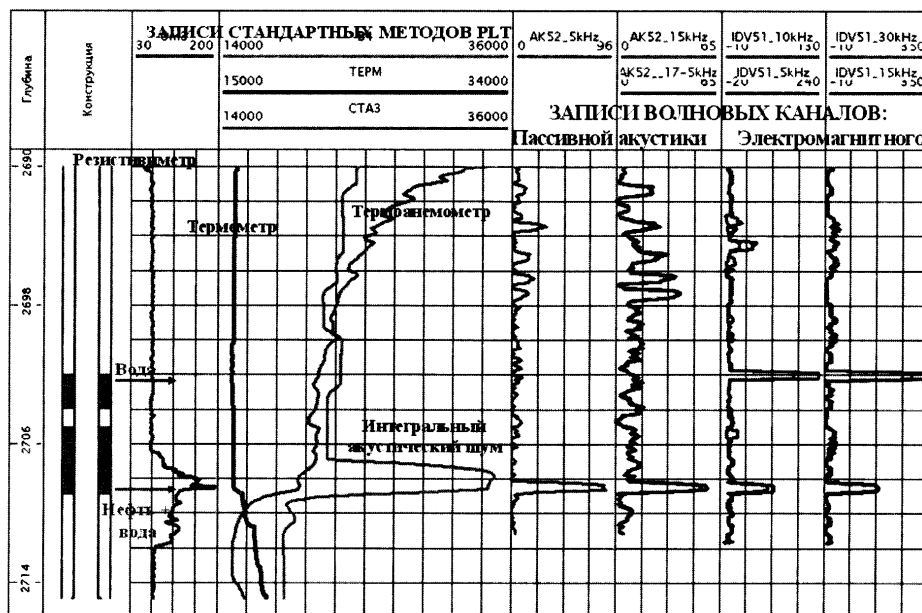


Рис. 13.8.1.3. Результаты комплекса исследований ПГИ и «АВИС»

Поступление существенной доли нефти из перфорированного интервала нагнетательной скважины уже можно отнести к аргументам в пользу наличия здесь узко-слоистого канала фильтрации, способного обеспечить высокие скорости подтягивания флюидов из удаленных от скважины зон пласта. Так как рассматриваемая скважина находится недалеко от внешнего контура водонефтяного контакта, то «целик» нефти вполне мог остаться в зоне между скважиной и водонасыщенной областью залежи (где не должно было происходить интенсивного вытеснения нефти водой в процессе работы скважины на закачку).

На записях акустического датчика на отм. 2709 м имеет место достижение высоких скоростей фильтрации жидкости по пласту (рис. 13.8.1.3). Указанная отметка совпадает с подошвой перфорации продуктивного пласта (на стыке с плотным прослоем). Также с указанной глубины вместе с нефтью в скважину поступает значительная доля воды (80–90%). Это подтверждается записью электромагнитного канала модуля «АВИС» (рис. 13.8.1.3). На записи этого канала дополнительно выявлена вторая информативная отметка глубины (2702 м) – кровля продуктивного пласта, для которой можно предполагать лишь незначительную фильтрацию воды.

По результатам представленных исследований были предложены конкретные мероприятия: выравнивание профилей закачки, изоляция перетоков и т.п. Таким образом, применение новых волновых методов измерений в эксплуатационных скважинах может быть в первую очередь рекомендовано, если возникают задачи по определению харак-

тера дренирования пласта в условиях выборочного обводнения, а также по выявлению и оценке межпластовых заколонных перетоков в негерметичностях цементного камня.

### 13.8.2. Обнаружение высокопроводящих каналов в зонах залегания плотных прослоев в пласте-коллекторе

Применение метода исследования шумовой акустической и электромагнитной эмиссии на нефтяных месторождениях, разрабатываемых способом искусственного заводнения, помогло доказать причастность маломощных плотных прослоев внутри продуктивной терригенной толщи к крайне высоким скоростям фильтрации, достигаемым на практике при трассировании межскважинного пространства индикаторными веществами – см. раздел 5.2. Длительное время промысловые службы не находили объяснения фактам регистрации сверхбыстрых времен прихода индикаторных веществ при трассировании фильтрационных потоков с помощью индикаторов. При закачке трассеров в пласт через нагнетательную скважину первые порции МВ могли появиться в соседних добывающих скважинах (обычно отстоящих от нагнетательной на расстоянии 250–750 м) уже на первые или вторые сутки после закачки. Такой скорости фильтрации воды через поровое пространство существовать просто не могло, даже при наличии в разрезе пласта отдельных высокопроницаемых прослоев (с проницаемостью порядка 100–500 мД против средних проницаемостей 10–50 мД для всего пласта).

Указанные результаты наблюдались практически повсеместно (десятки месторождений, сотни проведенных экспериментов) независимо от типа применяемого индикаторного вещества (флюоресценты или химические реагенты). Расчеты показывали, что для обеспечения фиксируемых скоростей фильтрации величиной в сотни метров в сутки в пласте необходимо создать разветвленную сеть «суперканалов» (или трещин) проницаемостью в  $n \cdot 10^3$  Д. Как правило, на исследуемых объектах не применялся гидроразрыв пласта (что все равно не могло бы обеспечить такой протяженности каналов). Анализ кернового материала в скважинах и результаты исследований открытого ствола методами каротажа также не давали ответа. В исследуемых коллекторах обычно вообще не обнаруживалось высокопроницаемых прослоев. Зато практически везде в разрезе продуктивных пластов каротаж фиксировал локальные маломощные (0.5–1.5 м) плотные прослои карбонатного происхождения, прослеживаемые при межскважинной корреляции на очень ограниченных площадях (до 1–2 км<sup>2</sup>) – см. раздел 5.2.

Первый шаг к раскрытию этой тайны был сделан благодаря скважинным исследованиям с модулем измерения волновых картин сигналов шумовой эмиссии. В двух исследованных нагнетательных скважинах в процессе вызова из них притока воды (непосредственно после проведения длительной закачки) на амплитудно-частотных спектрах были зафиксированы четкие аномалии высокочастотных ВЧ (10–30 кГц) акустических и электромагнитных шумов непосредственно в интервале залегания плотных прослоев. Пример такого исследования представлен на рис. 13.8.2.1, рис. 13.8.2.2. На первом из этих рисунков представлены исходные результаты геофизических исследований в открытом стволе, на рис. 13.8.2.2 дополнительно представлены данные электромагнитной спектральной шумометрии.

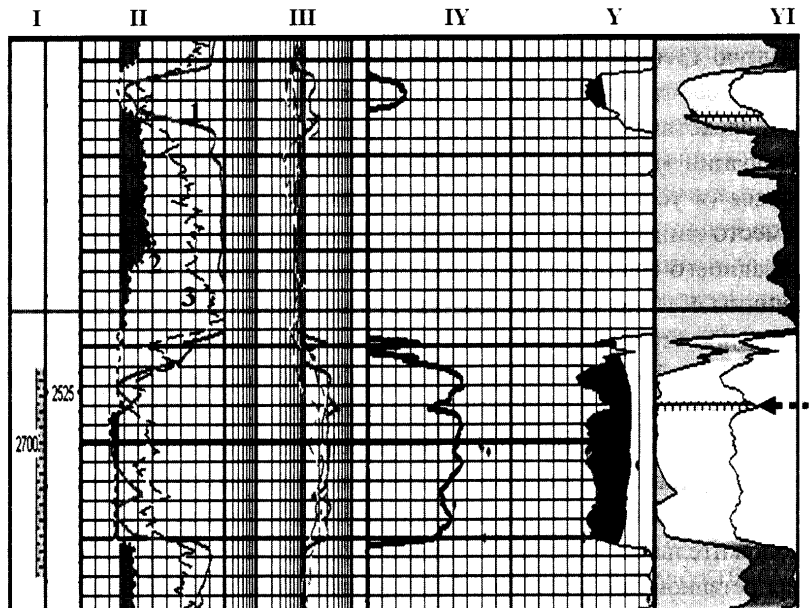


Рис. 13.8.2.1. Результаты исследований пробуренной скважины методами ГИС: I – перфорация; II – методы ГИС открытого ствола (1 – кривая ПС, 2 – кавернограмма, 3 – кривая ГК); III – диаграммы БК; IV – водонасыщенность; Y – пористость, YI – пористость, литология и компонентный состав. Стрелки указывают на выявленные при интерпретации интервалы фильтрации воды и воды с нефтью. В основном при закачке работает интервал (на границе с плотным прослоем), где по записи электрического сопротивления (ПГИ) фиксируется поступление доли нефти в ствол

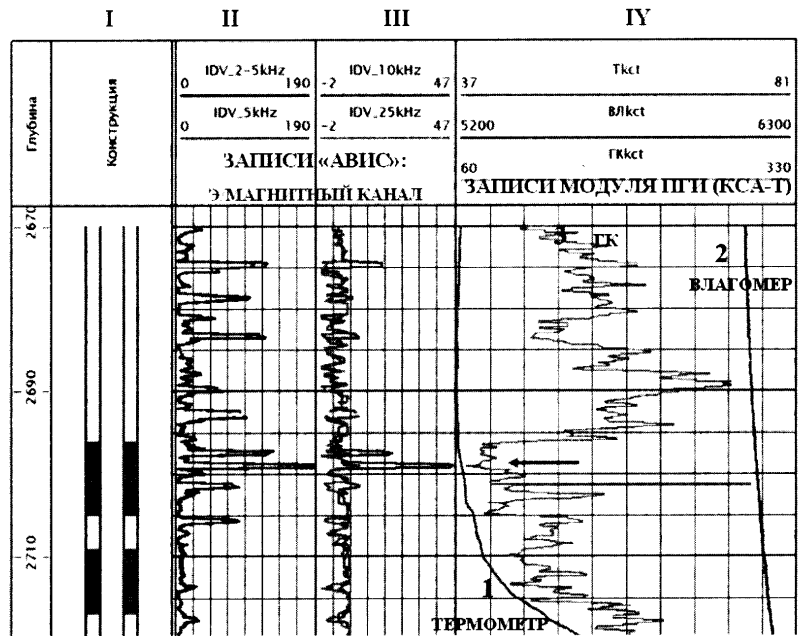


Рис. 13.8.2.2. Результаты исследований нагнетательной скважины, работающей на изливе, методами ПГИ и АВИС: I – перфорация; II, III – амплитуда записи электромагнитного волнового канала в диапазоне низких и высоких частот; IV – кривые стандартного комплекса ПГИ (1 – термометрия, 2 – влагометрия; 3 – ГК)

Могла ли происходить фильтрация по плотным прослоям? Только, если они имеют вторичную трещиноватость (как естественную, так и вызванную вследствие закачки). В процессе закачки воды в пласт создаются колоссальные репрессии (в сотни атмосфер), следствием чего бывают как трещины в цементном камне вблизи интервала перфорации (приводящие к межпластовым перетокам), так и динамически раскрывающиеся (в условиях закачки) вертикальные трещины в пласте. Фактически здесь имеет место мини-гидроразрыв пласта, только без заполнения трещины частицами удерживающего его пропанта. После остановки работы нагнетательной скважины такие трещины обычно «схлопываются».

Подтверждение этому можно найти в результатах гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Увеличивая режим (расход) закачки, получают рост отрицательного скин-фактора (степени загрязнения призабойной зоны) от 0 до  $-4$ , что говорит о постепенной раскрываемости трещин с ростом репрессии на пласт. Если остановить закачку или создать в скважине условия кратковременной работы на приток (фонтанирования), то тогда получаемые оценки скин-фактора со временем меняют свой знак (вплоть до положительных значений) – трещина закрывается – см. раздел 12.4.3.

Из интерпретационных моделей общепринятого программного обеспечения «Well Test» для полученных в рассматриваемых скважинах данных ГДИС наиболее подходят модели «пласт с двойной пористостью» или «пласт с двойной проницаемостью». Следовательно, наблюдаемые высокие скорости можно объяснить и движением МВ по слою несогласного залегания между плотным прослоем и коллектором (если таковое имеет место).

Для описания поведения пласта пригодна также модель «неограниченный пласт с вертикальной трещиной». Тогда имеет место уже трещиноватость самого плотного прослоя.

Признавая правомерным факт образования трещины в нагнетательных скважинах при закачке воды, возникает вопрос, как именно они образуются и насколько велики. Обычно гидроразрыв пласта охватывает вертикальной трещиной (протяженностью примерно до 100 м) практически всю эффективную толщу объекта эксплуатации (включая и непроницаемые маломощные перемычки). Однако в нагнетательных скважинах с мини-ГРП таких деформационных нагрузок на пласт не достигается. В то же время при закачке обычно применяется относительно холодная и загрязненная вода, что создает предпосылки для начального термического разрыва и последующего гидравлического разрыва наименее пластичных толщин пласта. Плотные включения в центре толщи терригенных коллекторов (изначально непроницаемые) имеют незначительную толщину и ограниченную протяженность. Следовательно, именно они в нагнетательных скважинах в первую очередь должны испытать на себе сначала температурные колебания, а затем и нагрузки от предельных репрессий.

Доказательства этому явлению были обобщены (см. раздел 5.2) еще до того, как модулем «АВИС» была подтверждена фильтрация в интервалах залегания плотных прослоев. Оцениваемые по фиксируемым частотным сигналам методов шумовой эмиссии параметры каналов вертикальной системы трещин в плотных прослоях (или слоев в зоне несогласия) могут составлять от десятков до сотен  $\mu\text{м}$ . Следовательно, роль влияния этих «суперканалов» на процесс заводнения пласта может быть достаточно заметной.

Обычно обводнение закачиваемыми водами наиболее значимо на начальной стадии заводнения нефтяного пласта, когда имеют место «кинжальные» прорывы воды.

Таким образом, можно сделать вывод о необходимости учета фильтрации воды по трещинным каналам и борьбы с этим явлением путем снижения репрессий при закачке или выравнивании профиля приемистости на основе применения специальных технологий (включая дифференцированную перфорацию отдельных толщин в нагнетаемой скважине с плотностью отверстий, обратно пропорциональной проницаемости этих толщин). Идентифицировать работу «суперканалов» в местах залегания плотных прослоев возможно как при трассировании межскважинного пространства с помощью МВ, так и путем измерения в разрезе скважины амплитудно-частотных спектров волновых сигналов шумовой эмиссии (ШС).

### **13.8.3. Оценка работы пластов в условиях многопластовости нефтяной залежи**

К настоящему времени получены многочисленные примеры информативности методов ШС-А,Э при изучении характера работы (дренирования) как газовых, так и нефтяных пластов, а также по оценке состава фильтрации в продуктивных толщинах. Наиболее характерные случаи детально рассмотрены ниже.

#### **13.8.3.1. Определение характера работы пластов в малодебитной скважине**

На рис. 13.8.3.1 представлен пример ПГИ скважины, эксплуатирующей залежь, состоящую из разобщенных пропластков. Стандартные замеры ПГИ выполнялись аппаратурой «Гранит» и «СГДК», регистрация волновых картин акустических и электромагнитных шумов, образуемых при фильтрации флюида через поровое пространство пласта, – аппаратурой «АВИС». Технологией исследований предусматривались измерения: фоновые (в статике), при свабировании и запуске скважины на приток, в нестационарно работающей на приток скважине.

По данным отбивок динамических уровней в стволе, выполненных во времени после прекращения процесса свабиования, средняя интенсивность притока жидкости из перфорированного интервала в промежуток времени между записями «Гранит» и «СГДК» (около 6 часов) составила  $0.015 \text{ м}^3/\text{час}$  или  $0.35 \text{ м}^3/\text{сут}$  (уровень поднялся на 5 метров).

В условиях низкого дебита притока часть стандартных методов ПГИ оказалась неинформативной (что можно было ожидать). Полностью неинформативными были записи стандартной шумометрии ШИ-А (из-за влияния скрежета кабеля на НЧ-канал) и механической расходомерии «Гранит» (из-за низкого дебита). Отсутствие аномалий на ряде записей не было браком проведенных ПГИ, т.к. нестандартный характер программы исследований предусматривал возможность неинформативности для части регистрирующих датчиков.

В первом поле планшета (рис. 13.8.3.1) показана волновая картинка спектра ШС-Э (электромагнитный канал); во втором поле приведена амплитуда электромагнитного (ЭМ) сигнала, снятая с высокочастотного (ВЧ) диапазона волнового поля. Наличие аномалии может свидетельствовать о процессах фильтрации небольшого



Отсутствие устойчивого притока при испытаниях скважины, а также выявленная для верхних эффективных толщин пласта фильтрация и работа на приток водой (с пленкой нефти) свидетельствуют как о загрязненности ближней зоны пласта (нижняя перфорированная часть пласта вообще не принимала участие в работе скважины), так и о высокой степени обводненности верхнего пропластка (по всей его толщине).

### 13.8.3.2. Определение характера работающих на приток толщин пласта

На рис. 13.8.3.2 представлен пример ПГИ скважины, эксплуатирующей неоднородный, но монолитный пласт. Геологическая служба по данным ГИС выделила в подошвенной части эффективных толщин данного пласта пропласток «суперколлектора» (2790–2791 м), по которому происходил опережающий прорыв нагнетаемых вод. В процессе исследований изучалась работа пласта как в условиях технологической закачки воды, так и в процессе самоизлива закачанной воды из скважины. ПГИ проводились в нестационарно изливашей скважине аппаратурой «АВИС» (с регистрацией волновых картин акустических и электромагнитных шумов) и «КСАТ» (стандартный комплекс методов ПГИ).

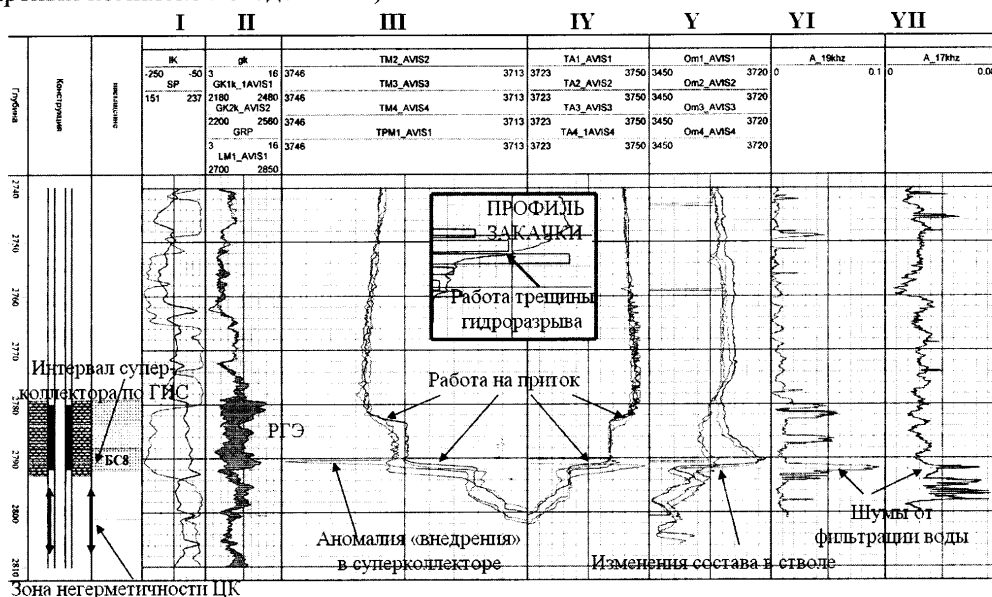


Рис. 13.8.3.2. Результаты ПГИ в скважине, испытанной как на закачку, так и приток. Выделение интервала суперколлектора в продуктивном пласте: I – кривые ИК и ПК; II – кривые ГК и ЛМ; III – термограммы; IV – кривые термоанометра; V – кривые резистивиметра; VI, VII – амплитуды ЭМ на ВЧ в начале и в конце излива

Наиболее информативны на этапе закачки были записи серии термограмм в динамике и после остановки, серии термограмм в условиях более выдержанной статики, записи механического расходомера с оценкой профиля приемистости, записи ГК (устанавливающие наличие эффекта РГЭ в интервале перфорации и в меньшей степени – ниже, в зоне негерметичного цементного камня). Для обработки данных (с целью уточнения эффективных толщин и их первичного насыщения) привлекались также



стандартные кривые методов ГИС-бурения (ПС, ИК, НКТ, ГК). Основная приемистость по расходомерии однозначно установлена в верхней и средней частях зоны перфорации (2780–2785 м), в интервале же «суперколлектора» при закачке зафиксировано лишь незначительное поглощение (10–15%). После анализа результатов ПГИ было определено, что основная приемистость связана с поглощением трещиной гидроразрыва пласта от нагнетания, а зафиксированный профиль приемистости не может быть использован для оценки распределения ФЕС толщин пласта по вертикали.

На следующем этапе в условиях незначительного затухающего со временем излива (рис. 13.8.3.2) прибором «АВИС» были зарегистрированы одновременно как серии стандартных кривых ПГИ (ЛМ, ГК – поле кривых II, термограмм – поле кривых III, величины температуры охлаждения термоанемометра «СТА» – поле кривых IV, резистивиметра «Ом» – поле кривых V, влагомера – не приведен), так и записи волновых каналов (акустического и электромагнитного спектрального шумомера). По записям ЛМ (см. поле II) фактический интервал перфорации составил 2780–2792 м.

Записи волнового поля сигналов ШС-А не дали информативных признаков, т.к. в условиях слабых притоков не хватило чувствительности метода для выделения чрезвычайно малых аномалий на фоне уровня шума. В записях ШС-Э после детального анализа спектров сигналов на всех глубинах удалось выделить диапазон информативных частот (17–19 кГц) и получить кривые амплитуды сигналов АЧ-спектров как для записи в начале излива (поле кривых VI), так и в конце излива (поле кривых VII).

На записи поля VI, рис. 13.8.3.2 можно предположительно выделить эффект от работы продуктивных толщин пласта в условиях притока воды в зону фильтра (незначительное повышение амплитуды фиксируется в кровле и середине пласта, но наиболее интенсивный сигнал дренирования идет из подошвы). На момент времени проведения следующей записи (поле кривых VII) толщины пласта уже, вероятно, практически не работали (притока, за исключением подошвы перфорации не было), но наблюдались остаточные явления фильтрации воды в каналах негерметичного цементного камня ниже перфорации.

Наиболее важную информацию дали записи термометра (поле кривых III), где однозначно выделяются интервалы притока 2782–2783.5 м и 2790–2792 м. На записи кривой («ТМЗ») на глубине 2790.2–2791 м даже зафиксирована «аномалия внедрения» (эффект струи) – см. раздел 7.2.3. По локально повышенным показаниям резистивиметрии (кривые «Ом» – 2 и 4 на поле кривых V в интервале 2780–2791 м) можно предположить, что на конечной стадии притока из интервала «суперколлектора» в ствол попало незначительное количество нефти (пленка). Аналогичного рода эффекты в нагнетательных скважинах, ранее долго работавших на закачку и запущенных на кратковременный излив, уже приводились выше (см. пример на рис. 13.8.1.2).

**Выводы.** По сопоставлению записей ПГИ, полученных на режимах закачки («КСАТ») и излива («АВИС»), можно сделать вывод, что слой пласта в интервале 2790–2791 м (предполагаемый по ГИС «суперколлектор», имеющий повышенную относительную проницаемость), реально присутствует в разрезе рассматриваемой скважины. Он может существенным образом влиять на распределение профиля притока

из пласта. По оценкам, выполненным на основе показаний термоанемометра «СТА» (рис. 13.8.3.2) и с учетом возможной дифференциации по фазам удельных притоков из нижних и верхних толщин, слой «суперколлектора» способен давать от 60 до 90% процентов жидкости. Следовательно, он мог стать причиной быстрого обводнения скважины.

### 13.8.3.3. Выявление работы пласта через негерметичность колонны

Еще один пример (на рис. 13.8.3.3) иллюстрирует возможность выделения по ШС эффектов от фильтрации флюидов в интервале, работающем водой через негерметичность. В рассматриваемой скважине была реализована следующая технология испытаний малодебитной нефтяной скважины при ПГИ: замеры показаний аппаратурой «Гранит» в динамике (после свабирования и вызова притока) и в статике (после фактического прекращения притока), отбивки динамических уровней для оценки дебита притока жидкости и изучения динамики его затухания во времени, замеры аппаратурой «АВИС» во времени после прекращения свабирования и вызова притока (с регистрацией волновых картин акустических и электромагнитных шумов). Увязка записей проводилась по замерам ГК с учетом характерных изменений, связанных с аномалиями РГЭ (поле кривых III на рис. 13.8.3.3), результаты ПГИ сопоставлялись с данными ГИС в открытом стволе (поле кривых II). Общий дебит притока жидкости (нефти и воды) из пласта после свабирования составил около  $15 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

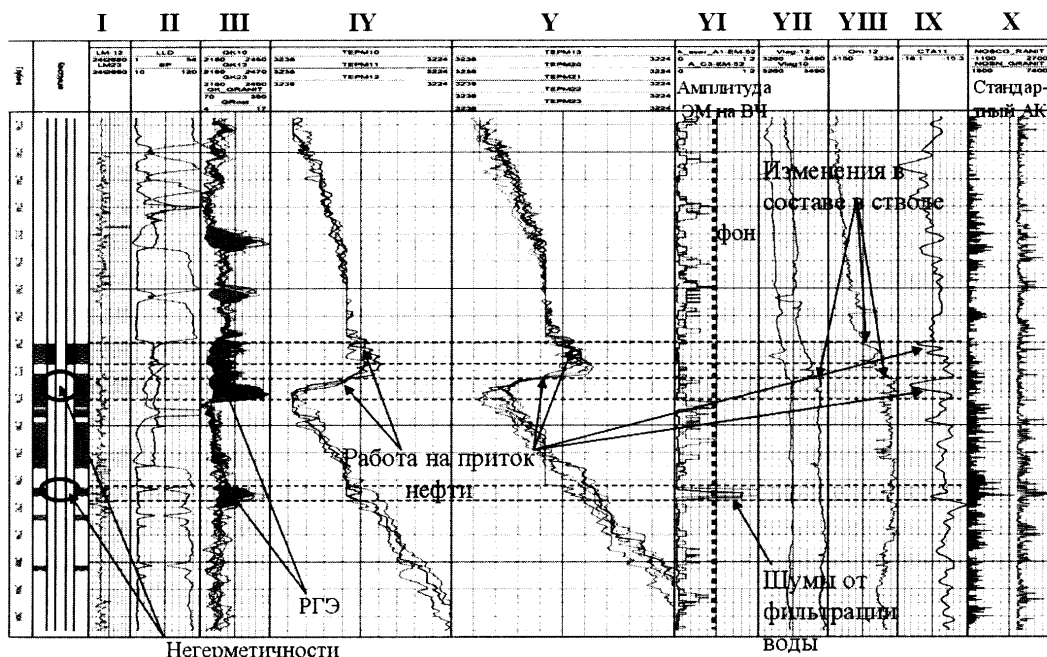


Рис. 13.8.3.3. Результаты ПГИ в скважине, работающей через негерметичность колонны ( $Q_n=15 \text{ м}^3/\text{сут}$ ): I – диаграмма ЛМ; II – КС и ПС; III – ГК; IV, V – термограммы; VI – диаграмма электромагнитной спектральной шумометрии; VII – кривые влагометрии; VIII – кривая резистивиметра; IX – диаграмма термоанемометра; X – кривые шумоиндикатора

Стандартные замеры ПГИ, выполненные аппаратурой «Гранит» в динамике, представлены на полях кривых IV и X, рис. 13.8.3.3. В условиях затухающего со временем притока жидкости прибором «АВИС» были зарегистрированы серии кривых. Выборочно показаны на рис. 13.8.3.3: ЛМ – поле кривых I, ГК – поле III, термограммы – поля IV–V, термоанемометр «СТА» – поле IX, резистивиметр «Ом» – поле VIII, влагомер – поле VII. Кроме того, были получены записи волновых каналов спектрального шумомера ШС-А,Э (осредненные амплитуды ШС-Э для ВЧ-диапазонов приведены на поле VI). По записям ЛМ как «АВИС» и «Гранит» (поле кривых I) интервал перфорации не идентифицируется.

Записи волнового поля сигналов акустической эмиссии не дали повторяющихся информативных признаков (на планшете рис. 13.8.3.3 не приведены), т.к. в условиях слабых притоков жидкости могло не хватить чувствительности этого метода для выделения малых аномалий в диапазоне ВЧ-частот (шумов фильтрации), а НЧ-шумы (образующиеся вследствие притока) в данном случае специально не изучались. На поле кривых X (рис. 13.8.3.3) приведены НЧ-показания обычного (ШИ-А) шумоиндикатора «Гранит», который обнаружил слабую турбулизацию потока в стволе на отметке 2790 м.

В интервале глубин 2789–2790 м по данным ГИС находится маломощный пласт-коллектор, работа которого водой хорошо проявилась на записях электромагнитного волнового поля (аномалии на кривых поля VI, рис. 13.8.3.3). Также против указанного интервала зафиксирована аномалия РГЭ (поле III). Признаки притока воды из этого интервала обнаружены на кривых термоанемометра «СТА» (но только на тех, что зарегистрированы непосредственно после вызова притока свабированием – см. поле IX).

Таким образом, можно предположить наличие на глубине 2790.5–2791 м негерметичности ЭК, через которую может происходить приток воды в ствол из пласта 2789–2790 м.

Термометрия для записей обоих приборов однозначно отметила как процесс дросселирования в интервале пласта 2772.5–2775.5 м, так и эффект калориметрического смешивания в интервале верхних дыр перфорации 2768–2771 м. Термокондуктивный расходомер «СТА» (поле IX, рис. 13.8.3.3) в целом реагирует на работу перфорации (2768–2770 м). Однако электромагнитный шумомер ШС-Э не отметил работы водой (дренирования) у вышележащих толщин в интервале 2768–2776 м, что позволяет трактовать работу верхних пропластков преимущественно как безводную.

Радиогеохимический эффект (прирост временных показаний ГК), помимо интервала 2790–2792 м, отмечается в интервалах 2768–2777 м, а также против некоторых вышележащих пластов (2751–2754, 2760–2762 м), что не исключает возможности негерметичности цементного камня в заколонном пространстве во всем интервале 2751–2792 м).

Следовательно, техническое состояние рассматриваемой скважины достаточно сложное (негерметичность ЭК, прорыв через нее воды, заколонные перетоки), но потенциально она еще может обрабатывать нефтью, если произвести РИР и ГТМ по интенсификации притока.

#### **13.8.4. Учет влияния ствола скважины и измерения шумов эмиссии через металлический экран**

Несмотря на основную задачу изучения акустических и электромагнитных явлений в порах горных пород, отдельные исследования авторов были посвящены процессам, происходящим на границе системы «пласт-скважина». Это связано с необходимостью учета влияния динамических шумов, образующихся непосредственно в стволе скважины, включая зоны притока флюидов из перфорации. Поэтому дополнительными элементами рабочей камеры лабораторной установки (см. раздел 7.5) стали модули, позволяющие в динамике имитировать ламинарное или турбулентное движение флюидов при их притоке через перфорацию в обсадную колонну.

По картине АЧ-спектра сигналов акустической эмиссии были подтверждены характерные изменения структуры расслоенного потока в имитаторе ствола скважины. В начальный момент (при достаточно высоком давлении в камере) наблюдался эффект постепенного уменьшения диапазона наблюдаемых пиковых частот, что возможно, если происходит переход от «слабочеточной» структуры газожидкостной смеси (когда в потоке много разных по размеру пузырей газа) к «сильночеточной» структуре (когда пузыри газа преимущественно только большие).

Исследовались также притоки воды и газа через имитатор перфорации в условиях турбулентного потока. Так как условия движения для газа и воды в имитаторе воспроизводились по-разному (газ «барботировал» через воду), предельные пиковые частоты для АЧ-сигналов акустической эмиссии оказались выше, чем для сигналов электромагнитной эмиссии. Дополнительно изучалось влияние от фильтрации электрокинетически заряженной воды на показания электромагнитного датчика, разделенного от каналов фильтрации металлическим экраном. Один электромагнитный датчик находился внутри имитатора и непосредственно реагировал на фильтрацию воды, другой датчик располагался вне имитатора внутри «бомбы» установки в масляной среде, но в непосредственной близости от имитатора.

Сразу после начала движения воды через поровое пространство внутри имитатора было отмечено увеличение показаний в первом датчике и отсутствие изменений в показаниях второго датчика. Однако по прошествии некоторого времени, в результате чего камера имитатора заполнилась водой и начался ее излив на выходе, картина изменилась: имел место рост амплитуды сигналов у второго датчика даже в высокочастотном диапазоне спектра. Картины АЧ-спектров у обоих датчиков не совпадали.

Есть следующее объяснение настоящего факта. Труба имитатора имела ограниченные размеры и не была заземлена, вследствие чего после заполнения внутреннего пространства водой могла стать источником генерации токами Фуко вторичного электромагнитного поля. Последний эксперимент актуален тем, что в скважинах через металл обсадных труб неоднократно фиксировалась связь процессов фильтрации воды с АЧХ-сигналов электромагнитного датчика в области высоких частот.

Рассмотрим это на примере скважинного исследования, иллюстрирующего информативность АЧХ-сигналов шумовой эмиссии для выделения толщин с фильтраци-

ей в них воды или газа в условиях, когда интервал перфорации частично перекрыт лифтовыми трубами.

Газовая скважина, работающая с дебитом газа 72 тыс.н.м<sup>3</sup>/сут, с обводненностью 10%, перфорирована во всем интервале исследований (рис. 13.8.4.1). С помощью «АВИС» зарегистрированы (с повторениями) волновые каналы обоих типов шумов эмиссии (поля кривых II–III на рис. 13.8.4.1), кривая ГК (поле кривых I), термоанемометра (IV), влагомера (V), плотности по градиенту давления (VI). Дополнительно профиль интегральных шумов зарегистрирован стандартным шумомером (VII).

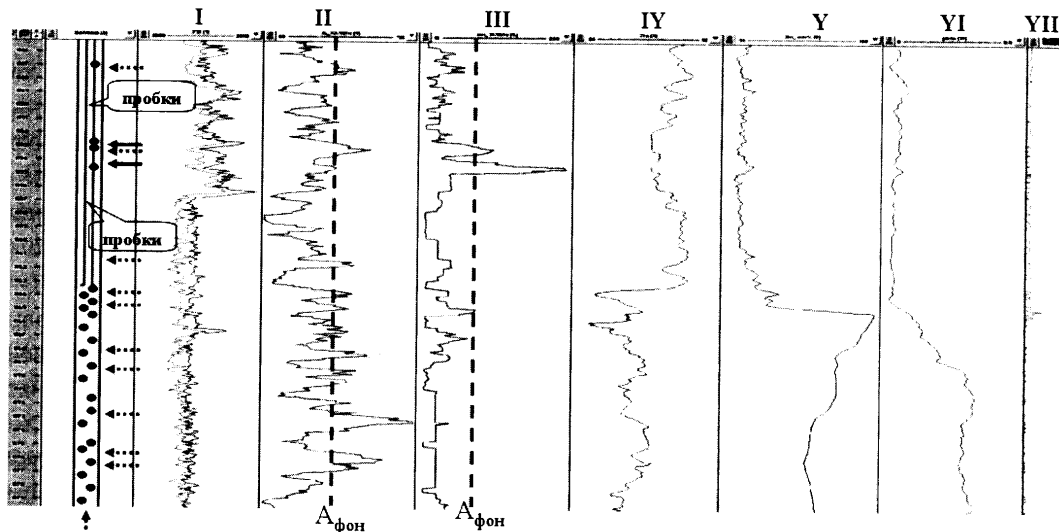


Рис. 13.8.4.1. Результаты исследований скважины с частично перекрытым НКТ фильтром. Дебит газа  $Q_g=72$  тыс.м<sup>3</sup>/сут. Записи: I – ГК (в сравнении с предыдущим измерением); II, III – амплитуды акустического шума и электромагнитного шума в диапазоне 5кГц; IV – кривая термоанемометра (для характеристики профиля притока); V и VI – кривые влагомера и плотнотера (оценивают распределение фаз продукции в стволе). Для сравнения показан уровень информативности стандартного (не спектрального) акустического шумомера (поле VII) прибора «СГДК». Стрелки в колонке конструкции иллюстрируют интервалы с фильтрацией и притоком газа: сплошные – воды; кружки – заполнение ствола скважины

Показания датчика термоанемометра (поле кривых IV) свидетельствуют о том, что наибольшее охлаждение потока – на глубинах 1563.5–1565 м (приток газа и вход продукции в воронку НКТ). Выше в НКТ по (IV) и методам оценки состава (влагомер V, плотность по манометру VI) – пробки газа с водой. Под воронкой пробки газа в воде, а также локальные притоки газа. На отметке 1565 м возможны прорывы (барботаж) притекающего газа через воду, о чем свидетельствует повышение показаний влагомера (V) в отсутствии роста плотности смеси (VI).

Волновая запись акустического канала свидетельствует, что низкочастотные (НЧ) шумы (до 2 кГц) активны во всей исследуемой зоне. Эти шумы могут быть следствием притока газа в ствол или движения газа (с водой) по колонне. Более высокочастотные шумы в диапазоне 5 кГц (поле кривых II, рис. 13.8.4.1) фиксируются ниже и выше воронки НКТ (по ним могут быть уточнены интервалы фильтрации газа по пласту и его притока в ствол). Максимум акустического шума на частоте 5 кГц приходится на отмет-

ки 1553, 1561.5, 1564, 1565, 1568.5, 1570, 1573.5 и 1576 м. Предположительно, начиная с глубины 1564–1565 м, в ствол притекает достаточный для обеспечения стабильного газ-лифта объем газа. Ниже – барботаж газа через осевшую воду различной интенсивности. Для высокочастотной (ВЧ) области АК-шумов обеспечивается удовлетворительная сходимость основной записи с повторением (поле кривых II, рис. 13.8.4.1).

Записи стандартного шумомера (поле кривых VII) в данной скважине были малоинформативные, что говорит о преимуществе спектральной модификации метода.

Волновая запись электромагнитного канала (поле кривых III, рис. 13.8.4.1) характеризуется относительно слабыми сигналами. Однако, в области ВЧ-сигналов (5 кГц) можно уверенно выделить увеличение амплитуды выше башмака НКТ на отметках 1553 и 1554.6 м. На этих глубинах находятся маломощные работающие продуктивные толщины, вмещаемые глинами. Источник обводнения, видимо, приурочен к указанным глубинам. Других источников образования ВЧ-электромагнитных сигналов (вызванных фильтрацией воды по поровому пространству пород) зафиксировано не было.

### **13.8.5. Итоги апробации методов спектральной шумометрии**

Порог чувствительности волновой пассивной акустической локации к фильтрации газа по поровому пространству породы и к перетокам газа по микроканалам цементного кольца в идеальных (стендовых) условиях составил 2 стандартных л/сут; порог чувствительности волновых методов акустической и электромагнитной локации к фильтрации пластовой воды и к ее перетокам по микроканалам цементного кольца составил при физическом моделировании 0.7 л/сут.

Выполненное моделирование (см. раздел 7.5) позволило перейти к прямым исследованиям волновых картин акустической и электромагнитной эмиссии в нефтяных и газовых скважинах. Успешная апробация скважинного измерительного комплекса «АВИС» позволила в производственном режиме выполнить спектральные исследования на целом ряде нефтяных и газовых месторождений России. Новая измерительная система совместно с другими стандартными методами каротажа продуктивности может применяться для решения следующих задач [21]:

- определение работающих толщин продуктивного пласта;
- оценка фазового состава фильтруемых по пласту флюидов;
- идентификация в разрезе обсаженной скважины высокопроницаемых слоев или трещин;
- определение интервалов и параметров затрубных движений флюидов, перетекающих по негерметичностям цементного камня.

В 2002–2004 гг. была проведена дополнительная апробация методов спектральной шумометрии (на базе комплекса «АВИС») на объектах компании СИБНЕФТЬ. Метод показал информативность, которую не дали стандартные ПГИ (фактически он является прямым методом оценки работающих толщин пласта). Были подтверждены: возможность разделения фильтрации нефти и газа от воды, информативность для низкодебитных ( $Q_{ж} < 1 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) и нестабильно работающих (при освоении) нефтяных скважин. По результатам проведенных измерений в ряде скважин удалось идентифи-

цировать высокопроницаемые дренируемые пропластки, а также определить заколонные перетоки и подтягивания подошвенных вод.

На уровне индикатора метод технологически прост. Датчики ШС скомплексированы совместно с другими (стандартными) датчиками ПГИ. Чувствительность к заколонным перетокам у ШС потенциально намного выше, чем у применяемых аналогов (серий записей ТМ, ШИ). Кроме того, метод информативен для перфорированных пластов, перекрытых НКТ.

### 13.8.6. Определение притоков воды в ствол по низкочастотным электромагнитным шумам

Более тривиальными и технически более простыми являются задачи по оценке профиля и состава притока, выявлению заколонного перетока. Для решения задач этого уровня достаточно применения интегральных модификаций методов ШИ-А,Э [22–23].

На рис. 13.8.6.1 показан пример выделения притока воды по НЧ-диапазону ШС-Э. Обводнение нефтяного пласта происходит из высокопроницаемого интервала, расположенного в подошве коллектора на границе с подстилающими глинами (отметки 1452–1453 м) [23]. По электрометрии (ГИС-бурение) хорошо видно, что здесь отмечается локальное понижение показаний бокового каротажа (БК) вследствие более интенсивного проникновения буровой жидкости в пласт (см. поле кривой I на рис. 13.8.6.1).

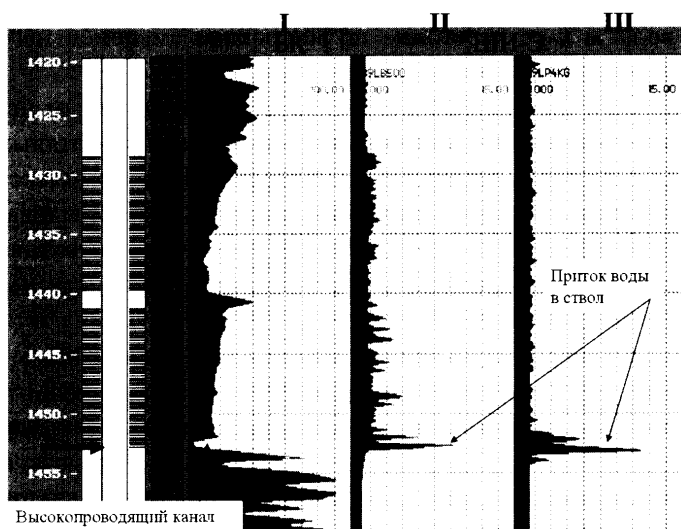


Рис. 13.8.6.1 Нефтяная скважина, исследования притока воды по ШИ-Э

Применяя при исследованиях диапазоны наиболее низких частот (от 50 до 250 Гц), достаточно трудно разделить шумы притока от шумов движения воды по стволу. Однако с увеличением частотного диапазона сигналов от 0.5 до 4 кГц (см. поля кривых II и III на рис. 13.8.6.1) интервал притока воды из пласта в скважину уже уверенно идентифицируется в локальной области идентифицированного по БК про-  
слоя.

Подробно (с разбором многочисленных примеров) задача оценки профиля и состава притока по ШИ рассмотрена авторами в отдельной работе [22].

Другой пример (рис. 13.8.6.2) иллюстрирует возможности фиксации методом ШИ-Э заколонного перетока воды в нескрытой продуктивной части разреза в диапазоне частот 0.1–2 кГц [33]. Частоты 4 кГц и выше не являются здесь информативными

(см. поле кривых III на рис. 13.8.6.2). Направление перетока (сверху вниз) устанавливается по следующему признаку: на более низких частотах (60–250 Гц) максимальны показания напротив принимающих толщин (поле кривых I), а на более высоких (2 кГц) – напротив источника перетока (поле кривых III). Причиной образования наблюдаемых в интервале перетока аномалий являются вторичные электромагнитные поля, генерируемые участком колонны, который, в свою очередь, намагничивается вследствие контакта с действующим в затрубье перетоком воды.

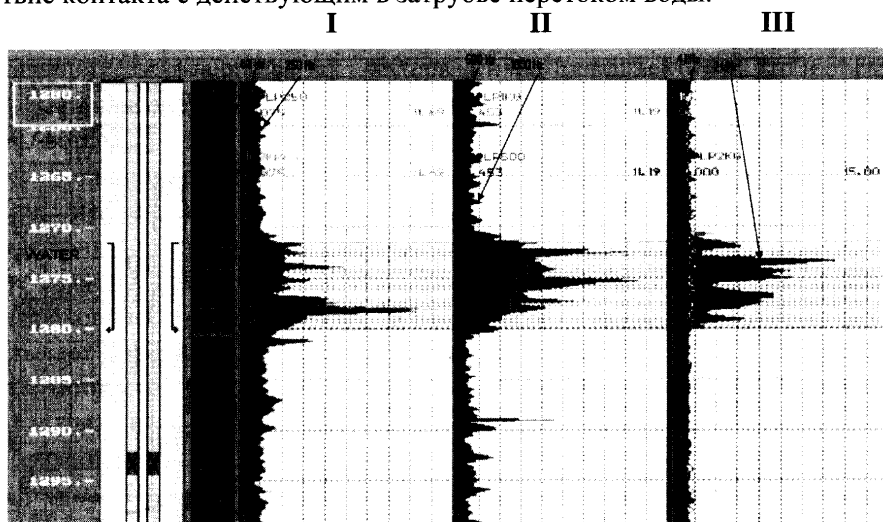


Рис. 13.8.6.2. Нефтяная скважина, исследования заколонного перетока воды по ШИ-Э

### 13.9. КОНТРОЛЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО РЕМОНТУ СКВАЖИН И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ

(совместно С Гуляевым Д.Н.)

При сопровождении капитального ремонта и интенсификации добычи решается полный спектр задач промыслово-геофизического контроля. Для этой цели используется практически весь арсенал методов ПГК, среди которых не последнее место занимают ГДИС.

Обычно технология контроля проводимых ГТМ сводится к выполнению совместных измерений ГДИС (оценки скин-фактора  $s$ ) и ПГИ (оценки профиля притока) как до, так и после воздействия на пласт. Сопоставление значений  $s$  и характера изменения профиля притока позволяют оценить степень и интервал выполненного воздействия.

Например, если исследуемый пласт состоит из терригенной и карбонатной частей, возможно не только количественно охарактеризовать, насколько изменился скин-фактор (допустим вследствие СКО он улучшился с +1 до -3), но и по данным ПГИ увидеть, что само улучшение связано исключительно с зоной известняка [24].

При исследовании ремонтируемых скважин превалируют также вопросы изучения технического состояния ствола и подземного оборудования, выявления и оценки



заколонных перетоков. Для контроля интенсификации добычи актуальны задачи изучения добычных возможностей скважины и оценки параметров эффективности работы системы «скважина-пласт» (параметров режима работы скважины, состава и профиля притока, др.).

Технологические операции, сопутствующие рассматриваемым мероприятиям (глушение скважины, вызов притока и пр.), как правило, связаны с существенной нагрузкой на пласт. Поэтому при контроле их проведения велика роль исследований с целью оценки текущего состояния призабойной зоны.

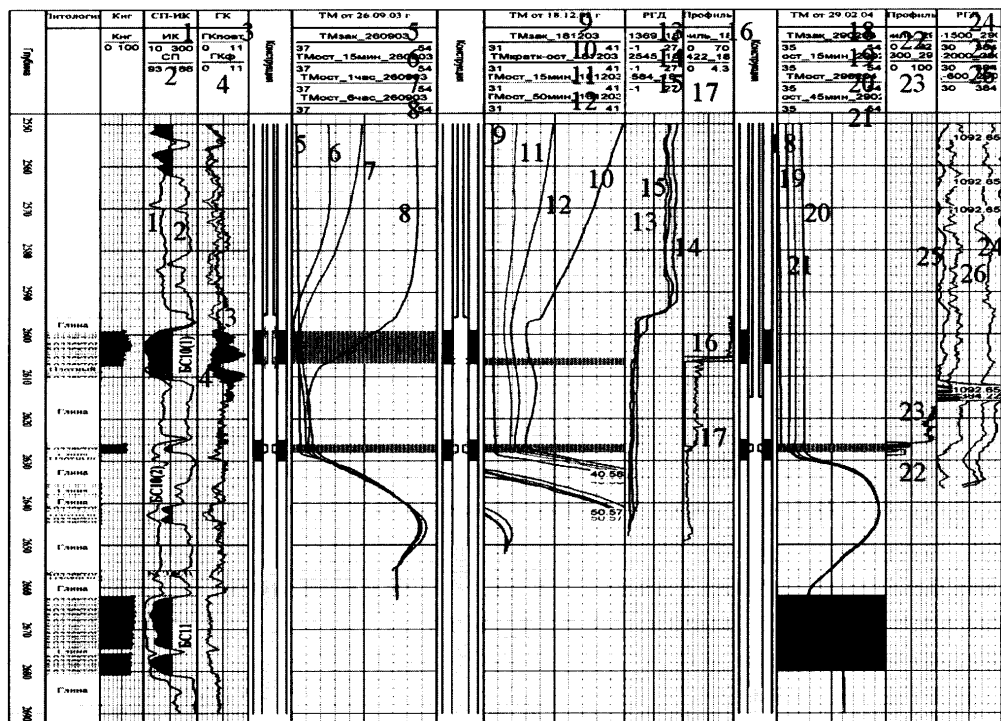


Рис. 13.9.0.1. Результаты периодического контроля профиля приемистости пластов в процессе работ по их изоляции

Существенный удельный вес в комплексе ПГК занимают технологии исследований в процессе освоения скважины, рассмотренные ранее в разделах 13.6 и 13.7. Специфической особенностью ПГК при сопровождении капитального ремонта является периодическое повторение комплексных исследований на его различных этапах. Основная цель таких исследований состоит в оценке текущего состояния скважины и эффективности проведенных в скважине ремонтных работ.

На рис. 13.9.0.1 представлены результаты периодического контроля профиля приемистости, сопровождающие работы по изоляции пластов. На заключительной стадии работ был очищен зумпф скважины. Это позволило дополнительно контролировать продвижение фронта закачиваемой воды по пласту, залегающему ниже подошвы перфорации.

### **13.9.1. Информационное обеспечение гидроразрыва пласта**

Для качественного проведения ГРП необходимо собрать значительный объем сведений о скважине и пласте. Прежде всего, необходимо получить информацию о наличии пласта-коллектора. Затем нужно оценить его нефтенасыщенность, фильтрационно-емкостные и прочностные свойства, напряженное состояние пород и энергетическое состояние пласта.

Существенную роль в сборе этих данных играют геофизические исследования скважин. Методы ГИС обладают наибольшей разрешающей способностью из методов исследований, охватывающих весь интервал пластов-коллекторов. По их результатам проводится расчленение разреза, выделение коллекторов, определение глубин их залегания, общих толщин, эффективных толщин, получается информация об относительной неоднородности коллектора по разрезу, проводится оценка пористости, глинистости, нефтенасыщенности и, опосредованно, проницаемости. Кроме того, наиболее точным методом выявления изменений напряженного состояния разреза по глубине является прямое определение распределения текущего напряжения с помощью широкополосного акустического исследования скважины. Наибольшие проблемы вызывает определение проницаемости с помощью ГИС. Основой для ее оценки является эмпирическая связь пористости с проницаемостью, полученная по результатам исследования образцов керна. Оценки проницаемости, полученные при испытаниях образцов керна, относятся к прямым способам измерения и считаются наиболее достоверными. Но в подавляющем большинстве случаев проницаемость керна определяется для газовой фазы. К тому же кернавые данные носят точечный характер и зачастую мало представительны. Среди других недостатков следует назвать сравнительно небольшой радиус исследования методов ГИС (до нескольких метров). Все это приводит к низкой достоверности эмпирической связи пористости и проницаемости и невозможности применения без последующей коррекции проницаемости, определенной с помощью геофизических исследований. Однако это пока наиболее массовый метод определения анизотропии пласта по вертикали.

Гораздо более достоверным является определение проницаемости с помощью гидродинамических исследований скважин. ГДИС также позволяет определить скин-фактор пласта, его текущее пластовое давление и, зачастую, неоднородность пласта по радиусу. Однако и данный метод не лишен недостатков. Основным из них является отсутствие дифференциации различных частей коллектора. Полученные при интерпретации параметры носят осредненный по объему характер. Кроме того, определяются фильтрационные характеристики только работающей части пласта. Для учета данных особенностей и коррекции полученных результатов необходимо комплексное применение ГДИС, ГИС и промыслово-геофизических исследований. Использование методов ПГИ повышает достоверность результатов ГДИС. По результатам ПГИ выявляются межпластовые перетоки, определяются работающие интервалы, эффективные работающие толщины, состав притока, уточняется текущее насыщение пластов. Использование этих результатов при интерпретации ГДИС по-

звolyет достоверно оценить текущую фазовую проницаемость пласта, а комплексное использование данных ГИС, ГДИС и ПГИ позволяет, используя выявленную с помощью ГИС неоднородность пласта по вертикали и определенную по ГДИС-ПГИ среднюю проницаемость, получить истинное распределение проницаемости по глубине даже в существенно неоднородном пласте (подробнее см. в разделе 15.5). Длительные гидродинамические исследования обладают достаточно большой глубиной и при качественном проведении обеспечивают выявление области выклинивания пород-коллекторов, изолирующих геологических разломов, зон значительного изменения фильтрационных свойств пласта. Поэтому целесообразно применение данного вида исследования в качестве дополнения методов оценки резервуара по стандартной корреляции кривых ГИС и сейсмике, а также в качестве метода построения трехмерного распространения фильтрационных свойств.

Комплексное исследование методами ГИС, ГДИС и ПГИ направлено на определение всего комплекса параметров пласта и скважины:

➤ *По ГИС проводится:*

- расчленение разреза, выделение коллекторов, определение глубин их залегания;
- определение общих и эффективных толщин;
- изучение относительной неоднородности коллектора по разрезу;
- оценка пористости, глинистости, нефтенасыщенности и, опосредованно – проницаемости;
- определение распределения текущего напряжения.

➤ *По ГДИС определяется:*

- текущая фазовая проницаемость;
- текущее пластовое давление;
- текущий скин-фактор пласта;
- неоднородность пласта по радиусу.

➤ *По ПГИ выполняется:*

- выявление межпластовых перетоков;
- определение работающих интервалов, эффективных работающих толщин;
- изучение состава притока, уточнение текущего насыщения пластов.

➤ *По ГДИС и керну рассчитывается относительная проницаемость для нефти при остаточной воде.*

➤ *По ГИС, ГДИС и ПГИ определяется истинное распределение проницаемости по глубине даже в существенно неоднородном пласте.*

Таким образом, в результате будут определены все требуемые параметры пласта, с помощью которых достигается качественное проведение операции ГРП. Следующим обязательным этапом технологии должен быть контроль качества выполненного ГТМ (ГРП).

### **13.9.2. Контроль качества гидроразрыва пласта**

В осуществлении контроля качества проведенного гидроразрыва и при определении параметров трещины ГРП главенствующая роль принадлежит методам ГДИС. Благодаря отсутствию потерь в добыче оптимальным видом ГДИС является регистрация цифровым манометром ниже приема насоса кривой стабилизации давления во время стабильной работы скважины. Проведение гидродинамического исследования КСД позволяет достоверно определить проницаемость пласта, интегральный скин-фактор скважины, полудлину трещины ГРП, ее проводимость и скин-фактор кольматации самой трещины. Методы ГИС также способны существенно увеличить знания об исследуемом объекте.

Нестандартная интерпретация результатов исследований методом ВАК позволяет определить анизотропию напряжений в латеральном направлении и таким образом установить направление развития трещины ГРП. В случае присутствия водоносных пластов на небольшом расстоянии от разрабатываемого продуктивного пласта или при его значительной вертикальной неоднородности становится актуальным определение высоты трещины гидроразрыва. Инструментом решения этой задачи является проведение ПГИ. Результатом будет определение работающей толщины пласта и выявление возможных перетоков. Работающая толщина покажет высоту трещины гидроразрыва и определит, весь ли пласт вовлечен в разработку. Отсутствие перетоков подтвердит, что глинистые покрышки до водоносных горизонтов не были прорваны. Таким образом,

➤ По ГДИС и ГИС определяются:

- текущее пластовое давление;
- текущая фазовая проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность, продуктивность, удельная продуктивность;
- неоднородность пласта по радиусу;
- интегральный скин-фактор скважины;
- полудлина трещины, проводимость трещины, скин-фактор кольматации трещины.

➤ По ГИС и данным о геологии выявляется направление трещин ГРП.

➤ По ПГИ и ГИС определяются:

- работающие интервалы и толщины (высота трещины ГРП),
- межпластовые перетоки (разрыв глинистых покрышек),
- состав притока, текущее насыщение пластов.

➤ По ГДИС и керну рассчитывается относительная проницаемость для нефти при остаточной воде.

Таким образом, благодаря комплексности проводимых исследований удастся проконтролировать качество проведения ГРП (или другого ГТМ). Эффективность таких исследований доказана авторами на многочисленных примерах применения вышеописанной методики для низкопроницаемых пластов на месторождениях ОАО СИБНЕФТЬ.

13.9.3. Примеры контроля результатов интенсификации добычи

К числу наиболее приоритетных и эффективных мероприятий по интенсификации притока принадлежит гидроразрыв пласта. Результаты применения таких мероприятий позволяют говорить о том, что увеличивается не только продуктивность скважин, но и конечный КИН месторождения. С одной стороны, это достигается увеличением охвата неоднородного пласта выработкой, а с другой – увеличением продолжительности работы скважины. Результативность гидроразрыва оценивают на основе сравнительного анализа продуктивности скважины и профиля притока (поглощения) до и после проведенных работ. В качестве примера на рис. 13.9.0.2 приведены результаты ПГИ сразу поле ГРП, где по охлаждению пласта в результате закачки видны интервалы поглощения реагента ГРП.

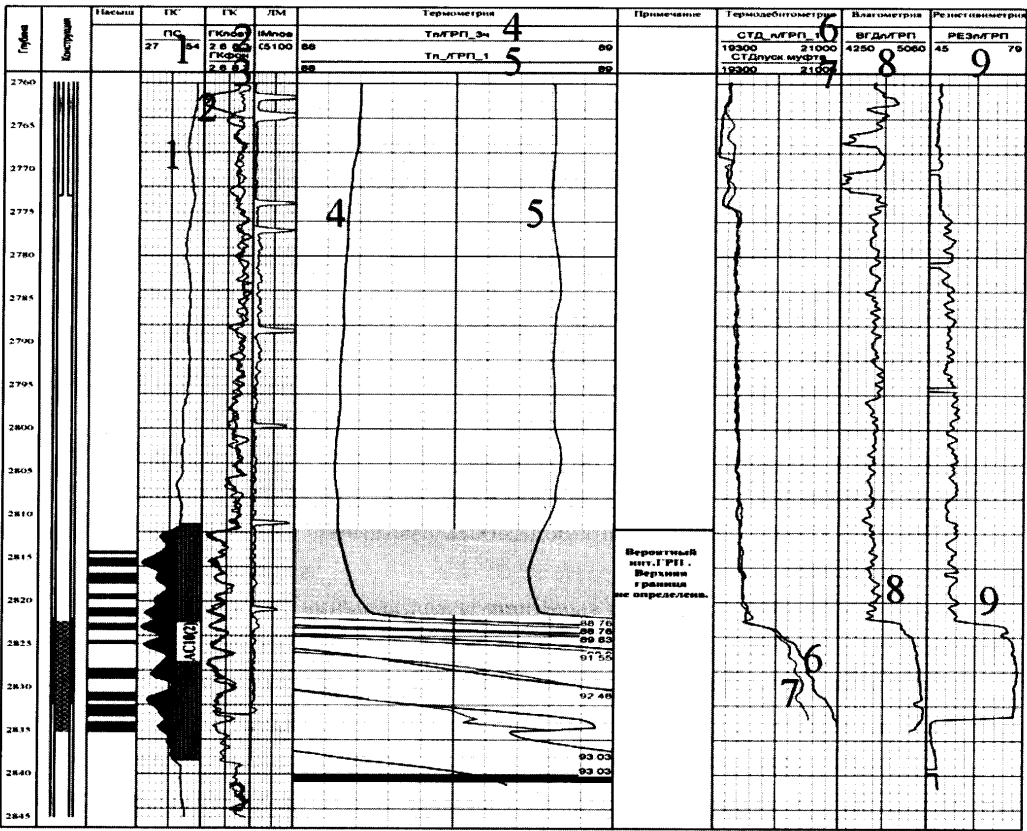


Рис. 13.9.0.2. Результаты геофизических исследований после гидроразрыва пласта

Не менее важна информация о динамике изменения скин-фактора скважины и параметрах трещины ГРП по результатам ГДИС (рис. 13.9.0.3).

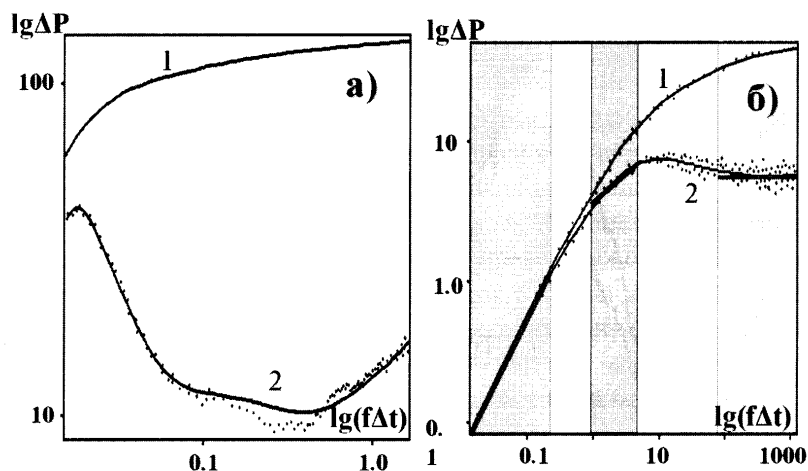


Рис. 13.9.0.3. Результаты гидродинамических исследований по технологии КВД (1 – давление, 2 – производная давления) в эксплуатационной скважине до (а) и после (б) гидроразрыва пласта

На рис. 13.9.0.3.а приведены результаты ГДИС до ГРП, исследование выполнено с применением ОПТ и включает регистрацию непрерывной кривой давления в процессе вызова притока (КП) и восстановления давления (КВД). При испытании не склонных к обрушению пород количество циклов исследований может быть увеличено. Стандартная продолжительность цикла притока при опробовании пластов составляет 1–2 часа, время записи кривой восстановления давления для условий малодобитных пластов – не менее 2–3 часов. Вследствие небольшого объема подпакерного пространства эффекты сжимаемости флюида в начальный момент времени непродолжительны. Поэтому подобные исследования обладают хорошей информативностью и позволяют решать следующие задачи:

- оценка ФЕС пласта, пластового давления;
- определение особенностей прискважинной зоны (параметров системы трещин и интегрального скин-фактора).

Вследствие малой глубинности исследований (первые метры) нет возможности оценить неоднородность и ограниченность пласта по радиусу. Загиб производной вверх на поздних временах исследования связан с недостаточным временем работы перед закрытием.

После проведения ГРП для осуществления контроля качества проведенного гидроразрыва и определения параметров трещины ГРП существует несколько способов исследований. Прежде всего, контроль осуществляется с помощью записи давления непосредственно в процессе проведения операции гидроразрыва. Пример таких измерений приведен на рис. 13.9.0.4. Данные измерения, с одной стороны, позволяют контролировать точность выполнения разработанной процедуры технологии проведения ГРП (т.н. «дизайна» ГРП). С другой стороны, зарегистрированное изменение давления можно обработать как стандартное ГДИС для получения гидродинамических характеристик пласта и скважины.

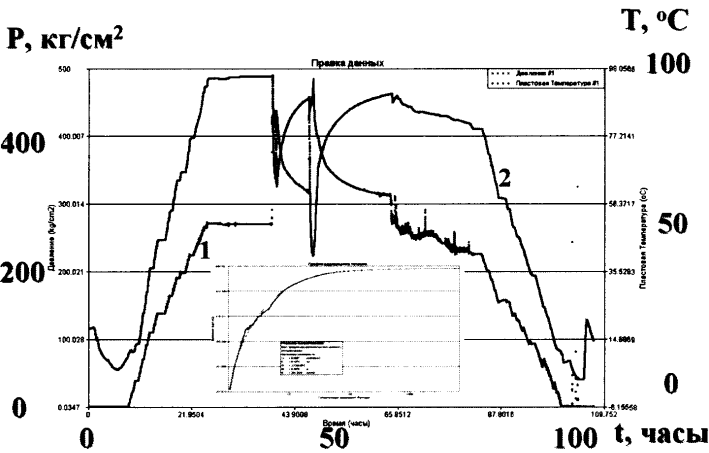


Рис. 13.9.0.4. Результаты измерения давления (1) и температуры (2) в процессе гидроразрыва

Для исчерпывающей оценки параметров ГРП необходимо проведение ГДИС после ГТМ. Рассмотрим типичный пример такого рода исследований. Было проведено ГДИС по технологии КСД (регистрация кривой стабилизации давления во время стабильной работы скважины цифровым манометром ниже приема насоса). Качественное проведение такого гидродинамического исследования позволяет достоверно определить проницаемость пласта, уточнить его гидродинамические характеристики, определить параметры трещины ГРП (интегральный скин-фактор скважины, полудлину трещины ГРП, ее проводимость и скин-фактор кольматации самой трещины). Пример такого исследования показан на рис. 13.9.0.3.б, а результаты интерпретации приведены в табл. 13.9.0.1.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ КВД ДЛЯ ПРИМЕРА НА РИС. 13.9.0.3.Б

Таблица 13.9.0.1

параметр	обозначение в ПО «WellTest»	значение	единицы
Влияние ствола скважины	«Cs»	1.49	м <sup>3</sup> /атм
Проницаемость	«k»	2.86	мД
Интегральный скин-фактор скважины	«S»	-3.02	
Скин-фактор загрязнения трещины	«Sf»	0.15	
Полудлина трещины	«Xf»	30.5	м
Безразмерная проводимость трещины	«Fcd»	0.34	
Продуктивность	«J»	0.47	м <sup>3</sup> /(сут атм)
Пластовое давление на момент начала КСД	«Pi»	207.5	атм

Рядом исследователей [25] задача контроля ГРП ставится еще шире – с обязательным привлечением и анализом промысловых данных (оценивается эффективность ГРП, вынос пропанта и т.п.), с применением и контролем применения мини-ГРП («DataFRAC»). Необходимый набор параметров, оцениваемый по данным исследования методами ГДИС-ПГИ с целью оптимизации проектирования ГРП, включает: механические свойства пластов в интервале обработки, пластовое давление, давление разрыва пласта (определяется по методикам оценки минимального напряжения), эф-

фективность жидкости разрыва и коэффициент фильтрации (трения) жидкости ГРП, геометрия и проводимость трещины (модель ГРП).

Использование мини-ГРП позволяет оценить возможные параметры ГРП и подобрать гелевый агент ГРП. Процедура мини-ГРП обычно включает: нагнетательный тест (необходим для оценки КПД с достижением радиального режима течения жидкости – определяется  $P_{nl}$  и  $\varepsilon$ ), замещение жидкости глушения жидкостью ГРП при малых закачках (чтобы уменьшить влияние жидкости ствола на геометрию трещины), закачку жидкости ГРП. Контроль проведения мини-ГРП проводится с использованием глубинного манометра (забойное давление), параллельной оценкой давления нагнетания и непрерывным отслеживанием расхода закачки. Дополнительно фиксируется температура на забое, по точечным или непрерывным записям которой могут устанавливаться зоны поглощения пласта и характер распространения трещины (см. выше пример на рис. 13.9.0.2), которая, как показывают результаты [25], может развиваться не по всей толще пласта, а в отдельных толщинах с наименьшим градиентом разрыва.

По результатам мини-ГРП далее оптимизируется основное ГРП (с закачкой пропанта).

При оценке динамики образования трещин ГРП весьма информативны результаты широкополосной акустики. Дело в том, что в процессе гидроразрыва происходит существенное увеличение проницаемости в прискважинной зоне. Это приводит к росту интервального времени волны Лэмба–Стоунли в интервалах формирования искусственных трещин (поле 4 на рис. 13.9.0.5).

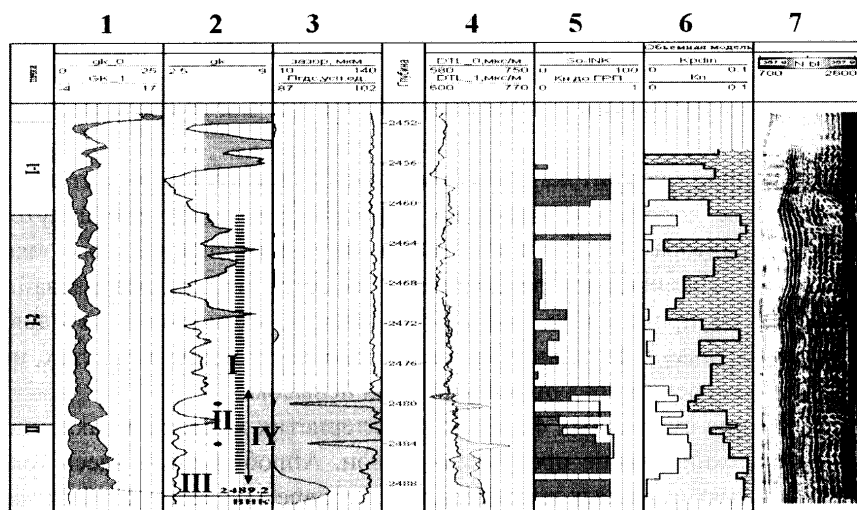


Рис. 13.9.0.5. Возможности комплекса ГИС-ПГИ при сопровождении ГРП (по Черноглазову В.Н.). Распределение кривых по окнам: 1 – разновременные ГК (заштрихован эффект РГЭ); 2 – ГК; 3 – зазор между колонной и цементом и параметр, характеризующий гидродинамическую связь пласта и скважины; 4 – кривые интервального времени волны Лэмба до и после ГРП (заштрихована зона образования гидродинамической связи после ГРП); 5 – насыщенность по АК и ИННК, 6 – пористость с поправкой за глинистость и динамическая пористость; 7 – исходные данные широкополосной акустики. I – интервал перфорации, II – точки проектной гидropескоструйной перфорации, III – отметка ВНК; IV – интервал динамической связи скважины и пласта после ГРП по комплексу методов



Рис. 13.9.0.5 интересен также тем, что он характеризует и другие информативные возможности широкополосной акустики, в том числе – при оценке текущей насыщенности и динамической пористости.

### 13.10. КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Принципиальные возможности проведения комплексных ПГИ на высоком технологическом уровне с помощью специализированных измерительных комплексов типа «Flagship» (Schlumberger) уже были описаны в разделе 2.5.2.14. К сожалению, в России исследования в ГС пока проводятся неприспособленной стандартной аппаратурой ПГИ, не имеющей многодатчиковую ИИС для оценки распределения состава в стволе.

В связи с этим информативность исследований невысока, т.к. невозможно учесть изменения структур расслоенного потока (см. разделы 7.1 и 8.6). В эксплуатационных горизонтальных скважинах (ГС) значительно снижается эффективность большинства традиционных методов ПГИ (см. рис.8.6.0.1, рис.8.6.0.2). Одновременно для таких объектов возрастает роль интегральных методов изучения физических свойств продукции во всем стволе (а не в камере датчика), позволяющих более объективно оценивать интенсивность и характер притоков. К числу таких методов следует отнести термометрию (в том числе и системы DTS на основе оптиковолоконных систем – см. раздел 4.6.3), индукционную резистивиметрию и спектральную шумометрию, которые, несмотря на пониженные информативные возможности по оценке работы пластов, все-таки более устойчивы к погрешностям измерений, связанным с многофазным заполнением.

Как показывает имеющийся отечественный опыт таких исследований [36–39], возможности выполнения оценок продуктивности в ГС могут быть сведены к двум вариантам:

1. Изучение профиля притока способом прямых замеров в горизонтальной части пласта после доставки скважинных приборов: пневматическим путем, с помощью «трактора», колтюбинга, гибких труб или специального «жесткого» кабеля (на ограниченные расстояния). Несмотря на уже реализованные возможности по проведению таких исследований комплексом методов оценки «приток-состава» в Татарии, Сургуте, Оренбурге и в других местах, информативность измерений пока оценивается как невысокая.
2. Исследование суммарных фазовых характеристик притока в наклонной части ствола скважины выше продуктивных зон. Апробируемые здесь технологии замеров – снятие кривых восстановления уровней на забое, стабилизации давления КСД и флуктуационные исследования [40–42].

#### 13.10.1. Профильные ПГИ в горизонтальной части ствола (совместно с Лопатиным А.Ю.)

Оценка информативности таких исследований, выполняемых с помощью стандартного комплекса серийной аппаратурой ПГИ, сводится к следующим моментам:

1. Наибольшей результативностью отличаются режимные замеры термометрии и термокондуктивной расходомерии. С их помощью удается определить интервалы со значительными притоками, но обычно не профиль притока. С целью повышения чувствительности термометрии отдельными авторами [41] предлагалось дополнять исследования закачкой охлажденной жидкости, но такие способы из-за сложности нельзя считать технологичными.
2. Применение различных методов оценки состава смеси в условиях расслоенных структур и сложного профиля горизонтальной части ствола также не дает позитивной информации по профилю притока. Информативность данных методов фактически сводится лишь к уточнению условий проведения замеров.
3. Результативность расходомерии в условиях ГС ограничивается предрасположенностью тахометрических датчиков к засорению механическими частицами. В условиях применения при закачивании ГС сетчатых или щелевых фильтров (без производства цементации затрубного пространства) количественные оценки РМ могут быть неоднозначными, т.к. частично поток будет распределен в заколонном пространстве.
4. Малоинформативными даже в скважинах с очень высоким газовым фактором показали себя датчики шумоиндикатора (интегральный частотный канал ШИ), хотя в спектральной модификации у этого метода есть большие потенциальные возможности.
5. Записи стандартным нейтронным методом НК при наличии в продукции значительной доли газа информативны, но лишь как метода, дающего дополнительную оценку состава многофазного флюида непосредственно в стволе.

#### ННКт - Влагомер

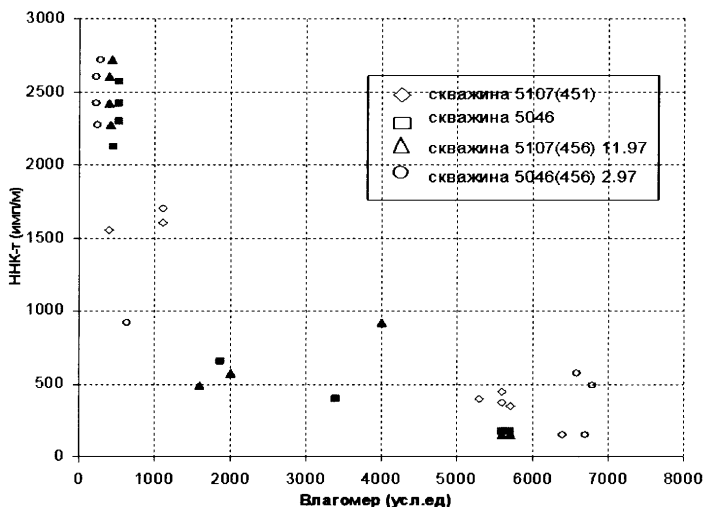


Рис. 13.10.1.1. Зависимость показаний методов ННК-т и дизелькометрической влагомерии, полученная по материалам исследований некоторых ГС Федоровского месторождения

На рис. 13.10.1.1 приведена зависимость показаний методов ННК-т и дизелькометрической влагомерии, полученная по материалам исследований ГС Федоровского месторождения. Экспоненциальный характер зависимости связан с нелинейностью показаний датчика влагомера. Потенциально здесь могли бы проявиться себя многозондовые модификации НК, обеспечивающие изучение прискважинной зоны при разных радиусах исследований.

6. Барометрия при использовании ее в горизонтальной части ствола может играть вспомогательный характер (уточнение забойного давления), т.к. в случаях оценок параметров состава очень сложно учесть колебания давления, связанные с гидростатическими особенностями потока в стволе фактически «синусоидальной» формы.

На рис. 13.10.1.2 показан пример, когда результаты стандартных методов ПГИ (термометрии и влагометрии) без учета траектории ствола могут быть неверно истолкованы, как следствие влияния перетока воды. На самом деле, согласно данным инклинометрии, здесь фиксируемые уровни раздела «нефть-вода» всего лишь привязаны к изгибам ствола.

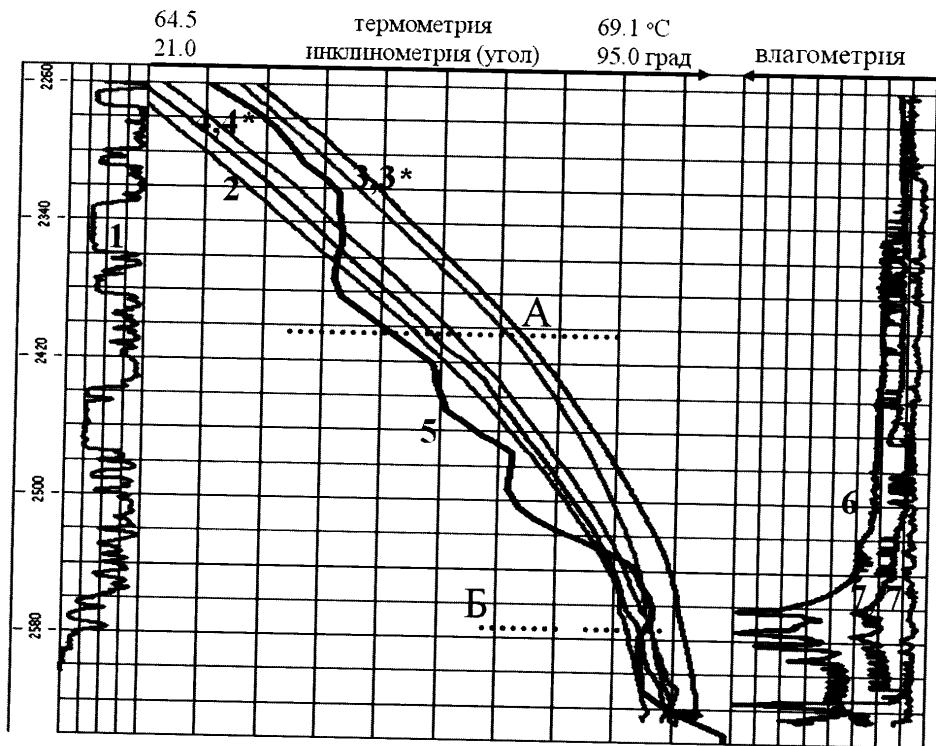


Рис. 13.10.1.2. Учет положения траектории ствола по инклинометрии в ГС при стандартном комплексе ПГИ: 1 – кривая ПС; 2-4 – термограммы (2 – фоновая; 3, 3\* – после сравливания; 4, 4\* – в длительно простаивающей скважине); 5 – угол наклона ствола по инклинометрии; 6, 7 – влагометрия (6 – после сравливания, 7, 7\* – в простаивающей скважине). А – уровни раздела «нефть-вода» привязаны к траектории ствола; Б – повышение содержания воды в сифонах

Практически на всех изученных авторами материалах ГИС по ряду месторождений Западной Сибири и Оренбургской области в ГС просматривается четкая зависимость показаний состава смеси флюидов на забое (по комплексу методов оценки состава) от траектории ствола скважины (инклинометрия). Особенно ярко выражен данный эффект для газонефтяных скважин в условиях выдержанной статике, т.к. на режиме динамики границы «сифонов» с жидкостью могут существенно сдвигаться (см. показания ТИ на рис. 13.10.1.3) и даже «разрушаться».

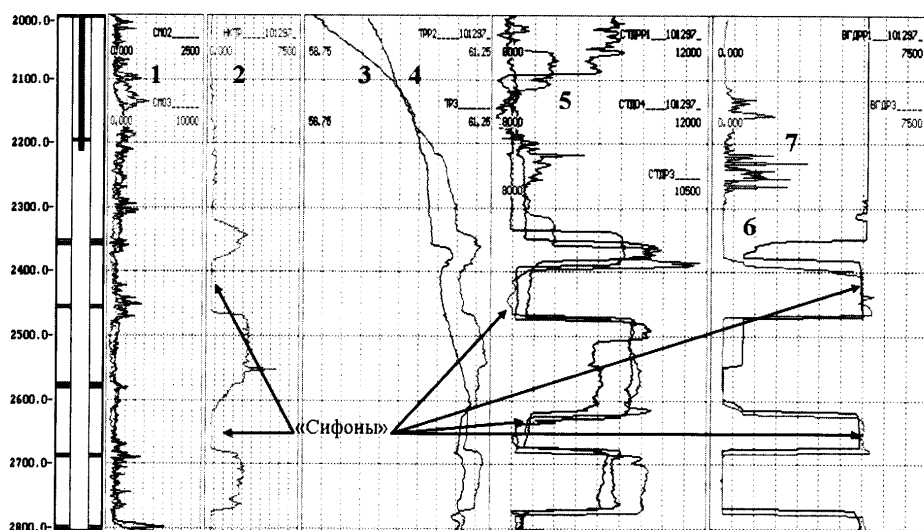


Рис. 13.10.1.3. Результаты записи стандартного комплекса ПГИ в ГС в условиях статики и работы скважины. Кривые: 1 – ШИ; 2 – ННК-т; 3, 4 – термометрия, статика и динамика; 5 – термокондуктивная расходомертия на режимах; 6, 7 – влагометрия, статика и динамика

Наличие «сифонов» в прогибах горизонтальной части ствола существенно *влияет на темп восстановления теплового поля* сразу после остановки работы скважины вследствие различий у разных типов флюидов по теплоемкости и теплопроводности. Сама картина геотермического распределения температуры при «синусоидальной» форме ствола также достаточно сложна – см. рис.13.10.1.4. Из представленной иллюстрации видно, что в зонах с «сифонами» (пониженные показания ННК-т) пластовая температура (зафиксированная на режиме длительной статики) аномально низка.

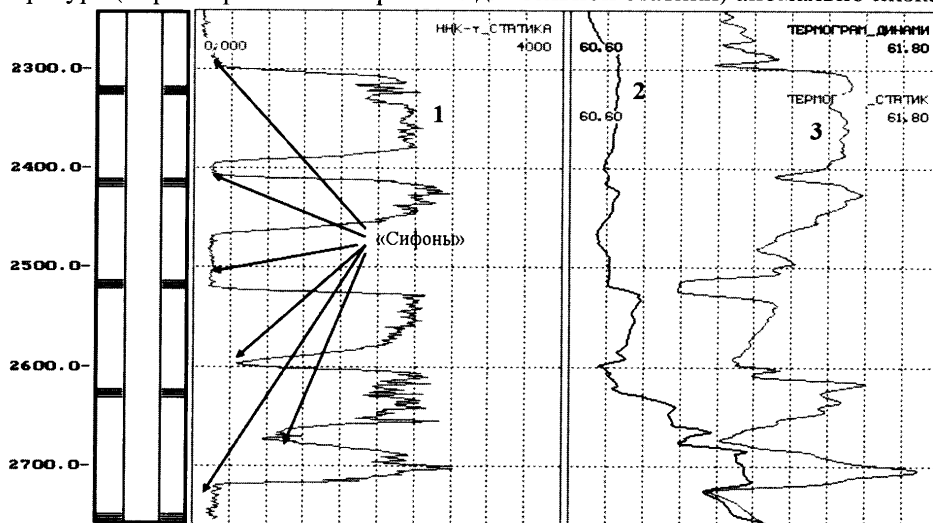


Рис. 13.10.1.4. Пример влияния синусоидальной формы горизонтальной части ствола на вид записей ННК-т и термометрии (вследствие образования сифонов, преимущественно заполненных водой) Кривые: 1 – ННК-т в статике; 3, 4 – термограммы в динамике и статике

Следовательно, для правильной интерпретации термограмм в ГС крайне необходимо знать точную вертикальную проекцию ствола, что позволит корректировать значения наблюдаемых аномалий дросселирования. На рис. 13.10.1.5 представлена характерная связь между траекториями ствола ГС и значениями геотермограммы.

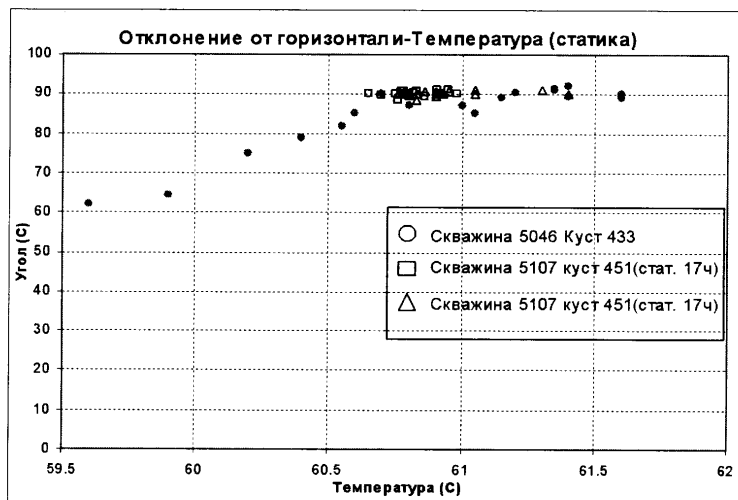


Рис. 13.10.1.5. Характерная связь между углом наклона ствола ГС и значениями геотермограммы

позволяет выявлять и количественно оценивать участки, связанные с притоками флюидов из пласта в ствол или даже с заколонными циркуляциями многофазного флюида. При общей низкой эффективности у традиционных методов ГИС-контроля данный подход может оказаться достаточно информативным способом изучения профилей фазовых притоков в ГС.

### 13.10.2. Интегральные оценки продуктивности эксплуатируемого объекта

В условиях ГС возрастает роль суммарных оценок фазовых расходных параметров, выполнение которых не требует помещения прибора в горизонтальную часть ствола, но позволяет обосновать выбор оптимального режима эксплуатации ГС. Информация о суммарных фазовых дебитах может служить основой оптимизации технологических параметров работы скважины. Имеются в виду: подбор мощности насоса, обоснование цикличности закачек газа, выбор технологических режимов отбора (в зависимости от конкретных условий и типа разрабатываемой залежи). С указанной целью авторами на объектах Оренбургского месторождения была апробирована методика обработки флуктуационных замеров в ГС [42].

В качестве одного из объектов была выбрана скважина с горизонтальной частью ствола (1900–2279 м), оборудованная перфорированным хвостовиком-фильтром (1855–2279 м, диаметром 5 дюймов), с эксплуатационной семидюймовой колонной

Дополнительные возможности при исследованиях притоков продукции в зоне отработки горизонтальной части ствола могут дать спектральные технологии интерпретации точечных или непрерывных замеров. Так, обработка амплитудно-частотных спектров для ряда геофизических параметров (например, пульсаций давления, плотности, акустических шумов)

(опущена до отметке 1855 м). Башмак НКТ (диаметр 73 мм) находился в горизонтальной части скважины – отм. 2200 м. На отм. 1827–1829 м был установлен пакер, циркуляционные клапаны располагались на отм. 1813 и 1876 м. Эффективная толщина пласта (карбонатный разрез) составила 35 м, средняя пористость – 12%.

Скважина исследовалась с целью определения оптимальных условий для эксплуатации в газлифтном режиме (обоснования диаметра штуцера, продолжительности и частоты циклов нагнетания газа по межтрубью). Так как процесс импульсной газлифтной эксплуатации характеризуется существенными неоднородностями в распределении состава продукции, то характер работы пласта сложно проконтролировать без выполнения глубинных геофизических замеров. Рассматриваемые исследования были выполнены в процессе проведения циклических закачек газа на разных режимах эксплуатации.

Оптимальным для указанной скважины может быть режим газлифтной эксплуатации (с периодической циклической закачкой активного газа по межтрубью), если соблюдаются следующие условия:

- забойное давление ( $P_{зab}$ ) не должно чрезмерно снижаться, вызывая усиленное разгазирование нефти в зоне пласта,
- обводненность продукции не должна превышать средних возможных значений,
- циклы работы скважины после ее пуска и создания искусственного газлифта должны быть максимальными (при минимальном времени воздействия газом),
- достигаемые при эксплуатации суточные отборы нефти должны быть экономически обоснованными.

Комплексные исследования включали: замеры после пуска скважины (аппаратурой «КСА-Т7») на фиксированной точке (глубина 1890 м – при том, что приборы могли доходить по искривленной части ствола до отметки 1900 м), профильные замеры параметров выше по стволу (для оценки состава смеси продукции в стволе и фиксации уровней раздела фаз), замеры на точке во времени (кривая КВД) после остановки работы скважины.

Начало отбора продукции (диаметр штуцера 5мм) сопровождалось предварительной выдержкой режима работы скважины, затем начиналась процедура закачки активного газа через межтрубье (циклическая – по 80–100 минут). За первые пять циклов в продукции на устье получали нефть (100 м<sup>3</sup>/сут за 42 часа,  $P_{зab}$  упало на 3 атм), затем в продукции начал появляться газ при тенденции роста его доли в смеси до 75 % ( $P_{зab}$  снизилось на 3.5 атм за 34 часа). Аналогичная картина (с первоначальной работой жидкостью и последующим прорывом газа) была зафиксирована и при испытаниях скважины на других штуцерах (см. табл. 13.10.2.1). Несколько меньшее содержание газа в продукции фиксировали методы оценки состава ниже глубины 1394 м (от 25% до 60%, но с тенденцией постепенного роста этой доли). Последний факт говорит о разгазировании добываемой нефти в процессе падения величины  $P_{зab}$ . Уровень смеси с преимущественным содержанием нефти в динамике фиксировался на 1394 м.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ СКВАЖИНЫ НА РАЗНЫХ ШТУЦЕРАХ

Таблица 13.10.2.1

Диаметр штуцера, мм	5	6	7	8
Доля газа выше отм.1394м, %	70-75	60	50-60	60
Доля газа ниже отм.1394м, %	35-40	25-35	30-35-50	25-30-60
Давление насыщения, МПа	13.85	13.85	13.62	13.36
Время восстановления $P_{\text{заб}}$ от $P_{\text{нас}}$ до 14 МПа	23 час		21 час	38 час
Темп восстановления $P_{\text{заб}}$ (МПа/ч)	0.013		0.024	0.02
Средний дебит нефти, м <sup>3</sup> /сут	48.2	35	56.3	
Время работы (без газа/всего)	42/72 час	23/28	12/68	10/93
Падение $P_{\text{заб}}$ за время испытания, МПа	14.15-13.49	14.18-13.6	13.95-12.53	13.86-11.89

На кривых, фиксируемых в процессе работы скважины для штуцера 5 мм (см. рис. 13.10.2.1), было обнаружено следующее:

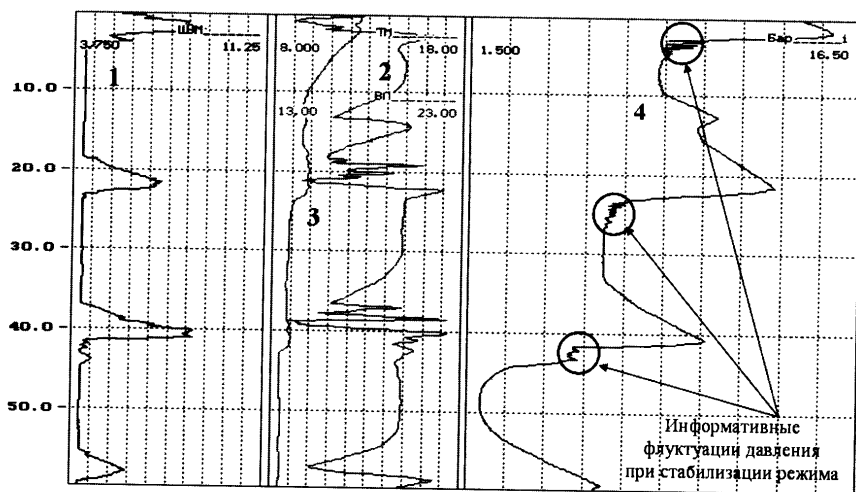


Рис. 13.10.2.1. Результаты флуктуационных записей на точке суммарных параметров ПГИ в условиях пульсирующей газлифтной работы ГС. Кривые: 1 – шумомер; 2 – термометр; 3 – влагомер; 4 – манометр (по шкале ординат отложено время в масштабе \*0.5 час.)

1. Значительные аномалии флуктуаций отмечены у параметров: давления, температуры, интенсивности низкочастотного (НЧ) шума, в меньшей степени – у влажности.
2. Положительные аномалии у параметра давления при общей тенденции его к снижению достигали 0.4–1.2 атм и были обратны по форме отрицательным аномалиям параметра температуры (до 0.2°C).
3. Положительные аномалии НЧ-шума фиксируются в тех же временных интервалах, что и положительные аномалии давления. Заметных флуктуаций на кривой интенсивности ВЧ-шума не отмечено.
4. Некоторое падение влажности зафиксировано только на первой стадии работы скважины, а «ступеньки» снижения параметра влажности приурочены к фронтам спада аномалий давления и НЧ-шума.

Анализируя вышеперечисленные эффекты, следует признать, что наблюдаемые в точке замера (1890 м) временные низкочастотные флуктуации давления связаны не

столько с «биениями давления» из-за проходящих по стволу фазовых пачек продукции, сколько с прорывами газа через клапаны из межтрубного пространства внутрь лифтовых труб (НКТ). Механизм таких прорывов газа видится следующим: пузырь газа медленно (до 1–2 часов) перемещается под действием нарастающего давления закачки через отверстие клапана внутрь НКТ, перекрывая на время полость внутри лифтовых труб. При этом прекращается движение продукции по стволу. Более того, происходит даже частичная задавка этой продукции в работающий пласт. В результате датчики (расположенные ниже клапана и выше пласта) отмечают некоторый рост забойного давления при незначительном охлаждении среды, а также реагируют на шумовой эффект от прорывающегося сверху в НКТ газа. Затем относительно резко (в течение минут) осуществляется отрыв от клапана пузыря газа, он начинает медленно всплывать. При этом фиксируется резкий спад давления и рост температуры. Интенсивность НЧ-шума затухает. Мимо датчиков по НКТ снова начинается восходящее движение продукции (нефти, воды и газа). При этом начавшая оседать за время паузы вода снова выталкивается потоком вверх, в связи с чем наблюдается некоторое уменьшение ее доли в продукции после начала движения по НКТ.

Наконец, через некоторое время фиксируется участок стабилизации (скважина работает на излив за счет энергии пласта). Период стабилизации может длиться до 2-х часов и должен использоваться для исследований флуктуаций давления (методология таких обработок описана в разделе 2.5.6), непосредственно связанных с суммарными расходными параметрами движущейся по стволу продукции. Здесь аномалии давления составляют только сотые доли атмосферы, но четко фиксируются при временном разрешении в секунды (см. рис. 13.10.2.1).

Помимо периодических циклов, связанных с прорывом активного газа через клапан в НКТ, на временной диаграмме давления можно выделить отдельные ступеньки сдвига забойного давления в сторону его уменьшения. По-видимому, «накачка» ствола газом и периодические его продавки в сторону пласта (воздействие на пласт и призабойную зону серией гидравлических ударов) вызывают стимуляцию работы последнего с соответствующим увеличением дебита притока. Параллельно идет процесс разгазирования нефти, и выделяющийся на забое свободный газ также способствует увеличению скорости подъема продукции. На фоне роста газосодержания продукции пласта эффекты от прорывов активного газа через клапан нивелируются, а сами прорывы могут стать не такими ярко выраженными.

### **13.11. ОСОБЕННОСТИ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ПРИ ВЫЗОВЕ ПРИТОКА СТРУЙНЫМИ АППАРАТАМИ**

В разделе 4.5.9 были подробно рассмотрены стандартные технологии освоения скважин методами компрессирования и свабирования. Существенным ограничением указанных технологий является сложность вызова притока из малопроницаемых или закальматированных пластов. В настоящее время для испытания данных объектов все шире используются струйные аппараты (например, «УГИС»), позволяющие прово-



дить промыслово-геофизические и гидродинамические исследования в условиях более высоких депрессий на пласт.

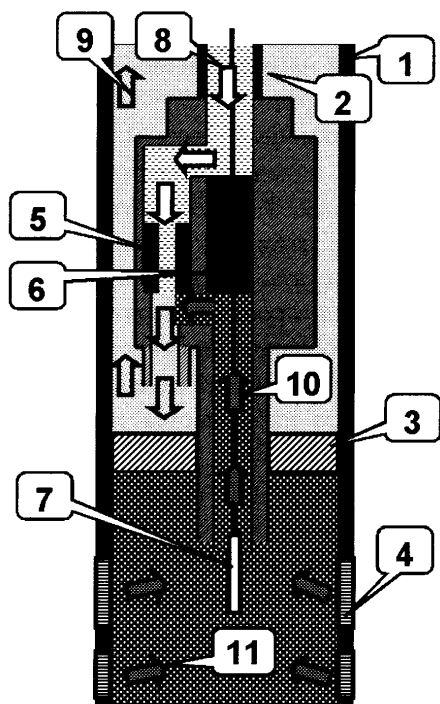


Рис.13.11.0.1. Схема проведения ПГИ-ГДИС при вызове притока струйным аппаратом: 1 – обсадная колонна, 2 – НКТ, 3 – пакер, 4 – перфорация, 5 – эжектор, 6 – подвижный герметизирующий узел, 7 – измерительный прибор на кабеле, 8 – нагнетаемая в НКТ с поверхности жидкость, 9 – смесь добываемой и нагнетаемой жидкости, 10 – движение добываемой жидкости к эжектору, 11 – приток из пласта

Пример проведения ГДИС по указанной технологии приведен выше на рис. 12.4.1.1, на рис. 12.4.1.2 представлены результаты интерпретации КВД в масштабах: «Log-Log», «MDH».

Одним из достоинств конструкции струйного аппарата (насоса) является возможность закрытия скважины на забое, что позволяет исследовать скважину методом восстановления давления (КВД) при крайне низкой интенсивности послепритока, получая при этом качественные оценки фильтрационных параметров пласта при сравнительно небольших продолжительностях остановки скважины. Конструкция струйного аппарата позволяет также сочетать операции по вызову притока с проведением

Наиболее существенной функциональной частью струйного аппарата является так называемый эжектор (см. схему на рис. 13.11.0.1), в который с помощью насоса агрегата подается жидкость. В зоне сужения потока нагнетаемой жидкости в эжекторе происходит резкое снижение давления, которое передается дренируемому пласту и способствует вызову притока. Регулируя подачу жидкости, можно управлять как величиной депрессии на пласт, так и дебитом.

Таким образом, при данной технологии удастся реализовать стандартную схему испытания пласта, включающую циклы работы с различными стабильными расходами (с получением ИД) – рис. 13.11.0.2.

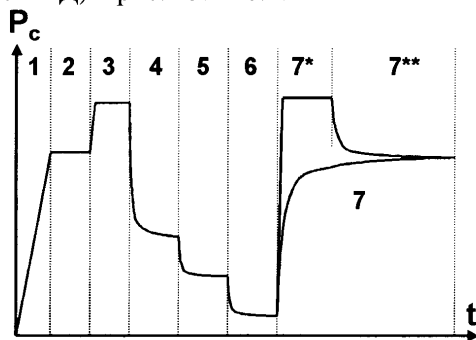


Рис. 13.11.0.2. Диаграмма изменения забойного давления при работе «УГИС» с геофизическим прибором и подвижным герметизирующим узлом на кабеле: 1 – спуск прибора с герметизирующим узлом на кабеле, 2 – скважина не работает, 3 – в скважину долита рабочая жидкость, 4-6 – скважина работает на приток при циклическом снижении депрессии ( $P_c(4) > P_c(5) > P_c(6)$ ), 7 – скважина остановлена на КВД, 7\* – скважина остановлена на КПД после цикла долива рабочей жидкости (7\*), 8 – подъем прибора ПГИ с герметизирующим узлом на кабеле

на забое стандартных замеров методами ПГИ. Учитывая, что его применение обеспечивает работу скважины с достаточно стабильным расходом, возможно получать информативные профили распределения параметров оценки «приток-состава» с глубиной. Это позволяет оценить как добычные возможности испытываемых объектов, так и изучить характер работы пласта, выявить заколонные перетоки и т.п.

#### ЛИТЕРАТУРА К ГЛАВЕ 13

1. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Кульгавый И.А. Современное состояние и перспективы развития гидродинамико-геофизических методов контроля за разработкой газовых месторождений в СССР и за рубежом. Тематический обзор, М., ВНИИГазпром, 1991, 64 с.
2. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Основы применения скважинной барометрии в промысловой геофизике. ГАНГ, М., 1997 г. (2-ое издание – 1998 г.), 229 с.
3. Деркач А.С., Темиргалеев Р.Г., Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Марьенко Н.Н. Особенности и перспективы использования методов промыслово-геофизического контроля на нефтяных и газовых месторождениях Оренбургской области. М., Обзор ВНИИОЭНГ, 1995, 70 с.
4. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Методы анализа фазовых расходных параметров в газовых и нефтяных обводняющихся скважинах (Применение скважинной барометрии). М., ИРЦ Газпром, 1997, 84 с.
5. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. Москва, Минэнерго России, 2001, 271 с.
6. Гергедава Ш.К., Пантелеев Г.Ф., Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Левитский К.О. Газодинамический контроль за эксплуатацией скважин на месторождениях и подземных хранилищах газа промыслово-геофизическими методами., М., 1991, 160 с.
7. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Способ определения интервалов притока жидкости в газовую скважину. А.С. СССР, №1541923.
8. Кременецкий М.И. Совместная интерпретация диаграмм естественного и искусственного теплового поля. В сб. «Геология нефти и газа», Грозный, 1976.
9. Нефтяное обозрение Шлюмберже. Ахнук Р., Лейтон Дж. и др. Поддерживание производительности добывающих скважин. Нефтяное обозрение Schlumberger, осень 2000, с.10–29.
10. Кременецкий М.И. Достоверность оценки пластовых давлений по результатам термических и газодинамических исследований действующих скважин. Тезисы семинара «Методика разведки сложнопостроенных газовых и газоконденсатных месторождений», 1981.
11. Белоконь Д.В., Козяр В.Ф., Смирнов Н.А. Акустические исследования разрезов нефтегазовых скважин через обсадную колонну НТВ АИС Каротажник, № 29, 1996, с. 8–30.
12. Резванов Р.А. Радиоактивные и другие незлектрические методы исследования скважин, М., Недра, 1982.
13. Горбачев Ю.И., Ипатов А.И. Геофизические методы контроля за разработкой нефтегазовых месторождений, ГАНГ, 1996, 130 с.
14. Проспект фирмы Шлюмберже. Конференция в Москве. 1986. Париж.
15. Добрынин В.М., Городнов А.В., Рыжков В.И., Черноглазов В.Н. Использование геофизических технологий при разработке нефтяных месторождений. Геофизика, №2, 2005, с. 18–21.
16. Зубарев А.П. и др. Нереализованные преобразующие возможности промысловой геофизики и её перспективы в области диагностики технического состояния скважин, Каротажник № 62, 1999 г.
17. Зубарев А.П., Венско С.А., Одеров В.В. Геофизические исследования скважин и геонформационные технологии при мониторинге подземных хранилищ газа, Каротажник № 64, 1999 г.
18. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник. Под редакцией Добрынина В.М. М., Недра, 1988, 476 с.

19. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., др. Промысловая геофизика. М., 2004, 397 с.
20. Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений. Коноплев Ю.В., Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И. и др. – М., Недра, 1986, 221 с.
21. Ипатов А.И. и др. Апробация метода анализа амплитудно-частотных спектров сигналов акустического и электромагнитного шума при оценке фильтрации флюидов в породах. Каротажник, 2004, № 122, с. 51–66.
22. Ипатов А.И., Скопинцев С.П. Эффективность шумометрии при исследовании скважин. Каротажник, № 90, 2002, с. 32–39.
23. Ипатов А.И. Низкочастотная спектральная локация естественных электромагнитных полей в эксплуатационных обводняющихся скважинах. М., ГАНГ, 1998 г., 76 с.
24. Ипатов А.И., Бессуднов А.И., Семенов А.А. Некоторые результаты апробации метода электромагнитной локации вод на нефтяных скважинах Пермской области. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, № 2, 1995, с. 29–32.
25. Дерик Б., Элиг-Экономайдес К., Джозефф Д. Проектирование и анализ испытания скважин. Нефтяное обозрение Schlumberger, осень 1997, с. 52–65.
26. Дияшев И.Р., др. Супер-ГРП повышает рентабельность разработки Ачимовской свиты Ярайнерского месторождения. Нефтяное обозрение Schlumberger, весна 2002, с. 80–93.
27. Киясов П.П., Степанов Н.Ю., Шестаков В.А. Геофизические исследования горизонтальных скважин в ОАО Татнефтегеофизика. Каротажник №109, 2003, с. 168–172.
28. Глебочева Н.К. Промыслово-геофизические исследования в действующих горизонтальных скважинах ОАО Сургутнефтегаз. Каротажник №58, 1999, с. 80–88.
29. Поздеев Ж.А., Пацков Л.Л. и др. Опыт исследования фонтанных горизонтальных скважин автономными приборами. Каротажник №120, 2004, с. 89–97.
30. Валиуллин Р.А. и др. Об информативности геофизических методов при исследовании действующих горизонтальных скважин. Каротажник №107, 2003, с. 14–21.
31. Ипатов А.И., Лопатин А.Ю. Возможности ГИС при контроле за эксплуатацией горизонтальных скважин. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений №8, 1999.
32. Чесноков В.А., Харин А.Н. Опыт проведения ГИС в действующих горизонтальных скважинах с целью выделения интервалов притока пластового флюида. Каротажник №25, 1996, с. 102–105.
33. Деркач А.С., Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Возможности количественных оценок эксплуатационных параметров в горизонтальных скважинах Оренбургского ГКМ. Тезисы доклада на научно-технической конференции. Оренбург, 17.05.1999.

### **14.1. РОЛЬ И ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ**

Большинство новых методических приемов можно использовать в полную силу лишь в рамках автоматизированной технологии работы с данными. Причем задача ЭВМ не сводится к выполнению сложных и громоздких расчетов, сопутствующих обработке и интерпретации. Использование ЭВМ позволяет проводить многовариантное, комплексное сопоставление и анализ большого количества разнородной информации [1–6].

Алгоритмы индивидуальной интерпретации результатов геофизических исследований скважин стали появляться с началом внедрения в производство вычислительной техники. Сначала это были робкие попытки скопировать на компьютере отдельные этапы «ручной» интерпретации. Следующим шагом в использовании ЭВМ стало создание комплексных информационных автоматизированных систем (стационарные физические поля).

Сейчас в области промыслово-геофизического контроля разрабатывается и функционирует большое число информационных геофизических систем. Однако ни одна из них в отдельности не охватывает всех функций автоматизированной обработки и интерпретации.

Существующие автоматизированные системы ПГК можно условно подразделить на несколько групп:

- 1) системы сбора промыслово-геофизической информации с элементами автоматизированной обработки и интерпретации;
- 2) обрабатывающие системы с элементами интерпретации;
- 3) системы и блоки программ, ориентированные на ограниченный круг используемых методов и решаемых интерпретационных задач;
- 4) системы автоматизированной обработки и интерпретации.

В настоящее время происходит переосмысление роли ЭВМ в интерпретации. Ранее машина в основном использовалась для оценки информативности методик на этапе их создания. Перебор и сравнение множества вариантов протекающих в скважине процессов давал интерпретатору исходный материал для заключения о достоверности и границах применимости той или иной методики, способах оптимального извлечения полезной информации. Это помогало обосновать модель процессов, которая оформлялась в виде аналитических аппроксимаций, палеток (так называемых «типо-

вых кривых») или номограмм и использовалась обособленно. Но набор условий проведения исследований, перечень влияющих факторов и количество исходных для расчетов параметров столь велики, что модель обычно необходимо постоянно корректировать. Современные ЭВМ технически обеспечивают такую возможность. Поэтому правомерен вопрос об органичном включении сложных моделей в систему автоматизированной интерпретации в виде исходных уравнений и краевых условий. При этом ЭВМ используется не только для формального выполнения необходимых расчетов, она помогает в оперативном сопоставлении численных моделей, анализе помехоустойчивости, оценке достоверности результатов для условий исследуемой скважины.

Одно из очевидных преимуществ ЭВМ состоит в помощи интерпретатору при решении громоздких и формально решаемых задач, требующих сложных и длительных вычислений. С другой стороны, было сделано немало неудачных попыток полной формализации как отдельных приемов, так и основных методик интерпретации. Вследствие этого укреплялось понимание того, что при использовании вычислительной техники необходимо не просто копировать известные приемы, но и реализовывать принципиально иные подходы в интерпретации. В частности, речь идет о новых способах анализа материалов, реализация которых без применения ЭВМ невозможна (пример – интерпретация материалов ГИС-контроля на основе многовариантной обработки информации). Это особенно отчетливо проявляется в программных продуктах, предназначенных для работы с результатами ГДИС.

Решение перечисленных проблем означает создание системы, в которой методико-технологическое и алгоритмическое обеспечение неразрывно слиты, а ЭВМ становится участником процесса интерпретации. В связи с этим для данных промыслово-геофизического контроля представляется необходимым учитывать преимущества и возможности ЭВМ:

- при подготовке и обработке исходных материалов;
- для совершенствования существующих моделей, лежащих в основе оценки информативности и интерпретации материалов;
- при проведении оперативных многовариантных расчетов, оптимизации методики интерпретации, обеспечения оперативной оценки информативности в конкретных условиях исследуемых пласта или скважины;
- для выявления оптимальных способов представления исходной и результирующей информации, позволяющей наиболее полно использовать возможности ЭВМ.

Рассмотренные принципы лежат в основе всех современных систем автоматизированной интерпретации данных промыслово-геофизического контроля. Но, так как большинство систем являются специализированными (т.е. ориентированными на решение определенного круга задач), реализация этих принципов в каждой из них имеет свою специфику. Основными областями развития коммерческих продуктов автоматизированной интерпретации ГИС-контроля является ПГИ и ГДИС. До настоящего

времени программные средства в каждой из областей развивались обособленно, хотя уже намечены тенденции их сближения.

Системы интерпретации ГДИС ориентированы на использование ограниченного числа методов. Их главной задачей является количественная оценка параметров системы «скважина-пласт» (фильтрационно-емкостных, динамических, геометрических свойств коллектора) в условиях большого разнообразия возможных сочетаний. Поэтому основой таких систем является инструмент сопоставления результатов теоретических измерений с расчетами на основе большого числа интерпретационных моделей, учитывающих форму ствола скважины, геометрические размеры залежи, изменение свойств пласта по глубине и простиранию, параметры ближней зоны, режим работы скважины и пр.

Приоритеты развития систем автоматизированной интерпретации данных ПГИ состоят в создании гибких интерактивных средств сопоставления между собой результатов исследования продуктивных характеристик различными методами и в различных условиях исследований. При этом ставится цель выявления наиболее характерных черт изучаемых процессов и обоснования оптимальной методики количественной интерпретации.

Тем не менее в системах автоматизированной интерпретации ГДИС также развиваются средства интерактивного анализа. С другой стороны, в системах интерпретации ПГИ увеличивается удельный вес технологий, предусматривающих глубокую количественную обработку получаемых результатов. Таким образом, постепенно стираются основные различия в подходах к обработке данных.

Еще одной характерной чертой развития систем автоматизированной интерпретации промыслово-геофизического контроля является повышение удельного веса информационных технологий. Наряду с локальными средствами хранения, документирования и архивации результатов исследований в больших компаниях начали внедряться сетевые многопользовательские системы, использующие современные специализированные базы данных.

#### **14.2. ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ**

Для обеспечения процедур комплексной интерпретации данных ПГИ программное обеспечение должно выполнять следующие функции.

- Импорт результатов измерений из текстовых и бинарных файлов.
- Предварительная обработка материалов ПГИ, визуализация исходных данных и результатов интерпретации на многооконном динамическом планшете, в том числе:
  - вывод на экран геофизических кривых;
  - компоновку геофизических кривых и сопутствующей информации на планшете;

- ввод, корректировку данных о комплексе ПГИ, представленном на планшете.
- предварительную обработку материалов ПГИ, визуализацию исходных данных и результатов интерпретации на основе кросс-плота;
- возможность сохранения планшета и кросс-плотов в виде твердой копии и графических файлов;
- реализацию основных сертифицированных методик количественной обработки и интерпретации ПГИ;
- реализацию функции записи в БД ГДИС-ПГИ результатов интерпретации с формированием в автоматическом или полуавтоматическом режиме текста заключения;
- сохранение в БД исходных данных, результатов ПГИ, а также сопутствующей геолого-промысловой информации.

Рассмотрим особенности реализации перечисленных функций в применяемых в настоящее время программных продуктах.

#### **14.2.1. Общая характеристика программных средств**

Существующее программное обеспечение ПГИ можно дифференцировать на группы. К *первой группе* следует отнести ПО, исключительной целью которого является непосредственное обслуживание скважинных измерений (табл. 14.2.1.1, раздел I).

Следует сказать, что любой современный цифровой прибор ПГИ, как правило, комплектуется собственным программным блоком, позволяющим контролировать процесс цифровой регистрации, выполнять редактирование результатов измерений, включая их представление в физических единицах метода. Некоторые из таких комплексов включают также алгоритмы для предварительной параметрической интерпретации данных (см. п. I.5 табл. 14.2.1.1).

В настоящее время наблюдается тенденция к универсализации программных средств данного класса. Все больший удельный вес приобретают комплексные компьютеризованные станции, полностью обеспечивающие проведение замеров стандартного комплекса ПГИ.

*Вторая группа.* Существует большое число программных продуктов, специально ориентированных на решение конкретной задачи с использованием ограниченного круга методов и технологий измерений. Например, определение параметров качества цементирования методами акустики, радиометрии и др. (табл. 14.2.1.1, раздел II).

*Третья группа.* Более широкими возможностями обладают системы комплексной интерпретации ПГИ (см. раздел III табл. 14.2.1.1 и табл. 14.2.1.2).

НЕКОТОРЫЕ ПРОГРАММНЫЕ КОМПЛЕКСЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ПГИ

Таблица 14.2.1.1

№	Наименование	Разработчик	Назначение	Способы визуализации и предварительной обработки результатов ПГИ	Основные алгоритмы количественной интерпретации ПГИ	Связь с другими модулями	База данных
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>I. Обслуживание полевых информационно-измерительных систем</b>							
1	«КС-контроль» («КСК»)	Централизованная геофизика, фирма Контакт	Работа с программно-управляемыми глубинными комплексами оценки приток-состава серии «АГДК»	<p>Редактирование и первичная обработка материалов ГИС и ПГИ.</p> <p>Планишет со стандартным набором сервисных средств:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ распределение кривых по окнам,</li> <li>■ выбор способа изображения, просмотор, редактирование, масштабирование и увязка кривых.</li> </ul>	Отсутствуют	Экспорт-импорт данных через LAS-формат и ограниченный набор специализированных файлов в различных форматах	Отсутствует
2	«LOG»	Фирма «Эликом»	Регистрация данных от скважинных приборов и устьевых датчиков	<p>Обслуживание работы цифрового регистратора «Гектор-2М» («TRIAS»).</p> <p>Планишет для визуализации результатов в среде DOS с набором элементарных сервисных средств</p>			
3	ПО для блоков: «Кедр02, Кедр02П»	Геофизмаш		Представление результатов измерений цифровых станций в виде каротажных диаграмм			
4	ПО для блока «Югра»	Микрогеосистема					



Продолжение таблицы 14.2.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8
5	«Оникс»	Тверь гео-физика	Работа с программно-управляемыми глубинными комплексами оценки «при-ток-состава», серии «Гра-нит».	<p>Редактирование и первичная обработка материалов ГИС и ПГИ.</p> <p>Планшет со стандартным набором сервисных средств:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ распределение кривых по окнам,</li> <li>■ выбор способа изображения,</li> <li>■ просмотр, редактирование, масштабирование, увязка кривых</li> </ul> <p>Редактирование планшета.</p>	<p>Модуль «PRIME» (привязка по глубине, оценка градиента <math>T</math>, оценка <math>\gamma</math>).</p> <p>Модуль «DOWN» (обработка ТМ ниже интервала перфорации).</p> <p>Модуль «TERMA» (оценка профиля притока и поглощения по ТМ). Модуль «STD» (обработка результатов ТА). Модуль «STREAM», «FLOW» (обработка серии РМ на различных скоростях записи). Модуль «FLUID» (обработка диаграмм ВЛ).</p>	Экспорт-импорт данных через LAS-формат	Отсутствует
<b>II. Параметрическая индивидуальная интерпретация результатов ПГИ</b>							
1	«Редактор ВАК»	Фирма Гетэк	Обработка и интерпретация результатов ВАК	<p>Визуализация (в том числе многоканальная) волновых полей, обработка данных ВАК методами полосовой фильтрации, деконволюции, фильтрации регулярных волн и пр. Автоматический и интерактивный режимы фазового прослеживания, многовариантное хранение результатов обработки, параллельная обработка и анализ нескольких волновых полей.</p>	<p>Оценка для всех типов волн времени прихода фазы, интервального времени, амплитуды, энергии, декремента затухания сигнала, амплитуды и частоты максимума спектра и других акустических параметров.</p> <p>Многоканальная фильтрация, расчет спектров скоростей, накопление интервальных времен по методике перекрытия.</p>	Работа в пределах единого информационного пространства, возможности визуализации и редактирования данных средствами комплексов «Камертон-Контроль»	Подключены к специализированной БД ГДИС-ПГИ
2	«Редактор ВАК-шумометрия»		Обработка и интерпретация результатов ШС-А,Э				
3	«Цементометрия»		Обработка и интерпретация данных ЦМ	<p>Визуализация результатов обработки в виде планшета и текстового файла со статистикой по категориям качества сцепления</p>	<p>Оценка качества контактов «цемент-колонна» и «цемент-порода» по категориям: жесткое сцепление, частичный контакт, отсутствие сцепления, свободная колонна.</p> <p>Расчет кривой зазора (в <math>\mu\text{м}</math>) для контакта «цемент-колонна» по двухчастотному за-меру</p>		

1	2	3	4	5	6	7	8
III. Комплексная параметрическая и целевая интерпретация результатов ПГИ							
1	«СИАЛ-ГИС-контроль»	Фирма СИАЛ	Обработка и интерпретация результатов ПГИ	Собственные сервисные средства системы развиты слабо, преобладают стандартные упрощенные алгоритмы обработки.	Модуль «EXPRO» (обработка ПГИ в добывающей скважине). Модуль «FLOW» (обработка ПГИ в нагнетательной скважине). Модуль «STATE» (оценка технического состояния скважины). Модуль «INHAR» (определение текущего характера насыщения и текущей нефтегазонасыщенности, контроль за положением ГНК).	Экспорт данных через LAS-формат	Отсутствует
2	«Прайм»	Фирма ГеоТЭК		Работа с любыми форматами при экспорте и импорте. Графический монитор, позволяющий строить планшеты по шаблонам пользователя. Просмотр, редактирование, масштабирование узвзка кривых. Создание макетов	Геофизический калькулятор. Калькулятор кривых. Обработка РМ (на склостях). Обработка методов оценки состава. Обработка диаграмм нейтронов методов. Обработка диаграмм СГДТ. Обработка результатов ШАМ. Моделирование температурного поля в эксплуатационной скважине. Подключение приложений в формате «DLL».	Экспорт данных через LAS-формат. Единое информационное программное обеспечение ПО обработки данных ГИС	Локальная база данных
3	«Каметрон-Контроль»	Фирма Гетэк, РГУН		Работа с любыми форматами при экспорте и импорте. Графический монитор, позволяющий строить планшеты по шаблонам в масштабе глубин и абсолютных отметок. Редактирование, масштабирование, увязка кривых, создание макетов. Расширенные возможности визуализации: <ul style="list-style-type: none"> <li>■ широкий набор элементов, характеризующих состояние скважины, работу пласта и динамику их изменения во времени (стратиграфия, литология, насыщение, тип коллектора, конструкция скважины, выполнение ствола, работа пластов, перетоки, техническое состояние, пр.);</li> </ul>	Геофизический калькулятор. Калькулятор кривых. Обработка РМ (на склостях). Интерпретация методов оценки состава. Интерпретация методов оценки «приток-состава» с определением фазовых расходных параметров. Интерпретация диаграмм стационарных нейтронов методов (одиночные замеры, повторные замеры). Интерпретация диаграмм ИННК. Оценка технического состояния скважин. Программирование пользователем технологий любой сложности. Автоматическое формирование заключения любой формы в виде EXCEL-файла. Подготовка набора стандартных планшето.	Программа является частью единого комплекса, включающего обработку: <ul style="list-style-type: none"> <li>■ ГДИС («Гидра-Тест»),</li> <li>■ ГИС («LINT»),</li> <li>■ ВАК («Камертон») и др.</li> </ul>	Сетевая специализированная база данных «ГДИС-ПГИ-ГИ» на СУБД «Oracle»

Продолжение таблицы 14.2.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8
				<ul style="list-style-type: none"> <li>■ визуализация волновых полей, азимутальных разверток;</li> <li>■ вставка графических файлов (фотографии керна, графические элементы пользователя и т.п.) в любое место планшета.</li> <li>■ Гибкое средство формирования графа обработки из технологий, подготовленных пользователем.</li> </ul>			
4	«Геккон»	РГУНГ		<p>Система разработана в среде DOS, в настоящее время не развивается. Приемником данной разработки является ПО «Камертон-Контроль» и «Гидра-Тест»</p>	<p>Изучение профиля однофазного потока по кривым РМ и ТА с учетом данных БМ и ТМ. Оценка интегральных фазовых расходных параметров по дискретным устьевым и глубинным измерениям методами оценки «приток-состава». Оценка истинных содержаний компонента заполнителя ствола по методам оценки состава (БМ, ПЛ, ВЛ). Оценка расходных содержаний потока флюида в стволе по методам оценки «приток-состава». Оценка параметров, характеризующих техническое состояние скважин. Оценка текущей газонасыщенности по СНМ и ИНМ. Экспресс-обработка результатов ГДИС. Обработка кривых состава флукуационным методом.</p>	Экспорт-импорт данных через LAS-формат	Отсутствует
5	«Emetaude»	Компания KAPPA Engineering, Франция		<p>Многофункциональный графический монитор для вывода и редактирования многооконного планшета с результатами ПГИ,</p>	<p>Комплексная обработка и интерпретация результатов ПГИ, в том числе:</p>	Программа является частью комплекса, включающего обработку геофизической,	

Продолжение таблицы 14.2.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8
				исходной геолого-промысловой информации. Результаты визуализируются в масштабе глубин и абсолютных отметок.	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ интерпретация комплекса методов оценки «приток-состава» (результаты измерений стандартными датчиками PLT) с целью определения интервальных дебитов при однофазном притоке; <ul style="list-style-type: none"> <li>■ оценки истинных и расходных параметров одно- и двухфазных смесей;</li> </ul> </li> <li>■ интерпретация комплекса методов оценки «приток-состава» (результаты измерений многодатчиковыми системами «PLT») с представлением результатов в виде объемных и азимутальных распределений;</li> <li>■ интерпретация диаграмм НК;</li> <li>■ совместный анализ результатов ПГИ и опробования пластов.</li> </ul>	гидродинамической и промысловой информации	

# ХАРАКТЕРИСТИКА КОМПЛЕКСА ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ПГИ ФИРМЫ SCHLUMBERGER

Таблица 14.2.1.2

Модуль	Назначение	Решаемые задачи	Сравнение с отечественными аналогами
«PLQL»	Оперативная обработка результатов регистрации	1.Сохранение результатов измерений и их воспроизведение в заданном масштабе. 2.Оперативный контроль качества исходной информации, в том числе: -проверка сходимости с ранее полученными данными; -формирование планшета с результатами многократных измерений; -сопоставление скорости записи и показаний механического расходомера (калибровка расходомера)	Имеется практически во всех существующих системах.
«QUICK LOOK»	Оперативная интерпретация	1.Количественная интерпретация расходограмм с учетом радиального профиля скорости. 2.Определение плотности по дифференциальному манометру. 3.Расчет истинного содержания двухфазного потока по плотности с учетом отклонения скважины от вертикали. 4.Определение разности скоростей легких и тяжелых фаз по эмпирической связи и расчет соотношения скоростей нефти и газа (учет поправки в скорость за давление в скважине, учет влияния на показания дифманометра гидравлических потерь и уменьшения сечения потока за счет присутствия скважинного прибора).	Во всех системах реализованы способы расчета плотности по барометрии. Более глубокие информативные способы интерпретации, в том числе оригинальные, функционируют в системе «Геккон».
«PLQL»	Визуализация	Планшет с исходными данными, сопутствующими данными по скважине (конструкция и т.п.) и результатами оперативной интерпретации.	Реализован во всех системах.
«PVT DYN»	Оптимизация режима отбора	Расчет профилей параметров нефтяного потока (содержание свободного газа и режим потока) по термо- и барометрии с использованием данных о диаметре потока, давлении насыщения и газовом факторе.	Реализован в системах «Геккон» с применением оригинальных алгоритмов оценки параметров многофазного потока
«WELL MODEL»	Модель скважины	1. Расчет восстановления давления в пласте на основе моделей: фильтрации однородной жидкости в пласте при изменении фильтрационных свойств по простирацию; фильтрации газа и трехфазного потока; взаимодействия нагнетательной и добывающей скважины. 2. Поиск (подбор) параметров пласта путем сопоставления опытной и теоретической кривых восстановления давления. 3. Обоснование рекомендаций по совершенствованию системы разработки.	Алгоритмы и программы развиваются в специализированных пакетах интерпретации ГДИС
«WTQL»	Оперативная обработка данных опробования скважин	1.Построение и масштабирование исходных кривых в параметрах «давление-время», параметрах Хорнера и пр. Интерпретация кривой восстановления давления для наиболее простых моделей пласта (возможен учет нестационарного потока, неоднородности пласта, многофазности). 2. Интерпретация замеров расхода и давления на серии установившихся режимов фонтанирования.	Алгоритмы и программы развиваются в специализированных пакетах интерпретации ГДИС.  Реализован в системе «Камертон-Контроль».

В настоящее время в промышленности функционирует ряд систем данного класса. Каждая из них отличается набором и степенью развития сервисных средств, ориентируется на определенные объекты и группы пользователей. Некоторые ПО данного типа уже имеют длительную историю и воплощены в многочисленных версиях. Программы, которые в силу объективных причин не смогли интенсивно развиваться и не получили широкого распространения на рынке (например, ПО «Сиал-ГИС-контроль») постепенно интегрируются с другими комплексами, передавая в них свои оригинальные алгоритмы (в данном случае – в «Прайм»).

В последнее время сервисные возможности наиболее успешных и интенсивно развивающихся систем выравниваются. Это видно на примере сравнительного анализа ПО «Emeraude» (разработка фирмы КАРРА, широко представленная в мире) и «Камертон-Контроль» (разработка компании Гетэк, Россия) – см. п. III табл. 14.2.1.1. Последняя система является преемником известного и давно разрабатываемого в России обрабатывающего программного комплекса промыслово-геофизических исследований «Геккон». В частности, системы «Геккон» и «Камертон-Контроль» разработаны авторами на базе их концепции о месте комплексной и обобщающей интерпретации материалов ПГК и реализуют в первую очередь известные технологические возможности по управлению состоянием скважины в процессе ее исследований. Базой для обоснования таких технологий является анализ информативности ГИС-ПГИ, который строится на физическом и математическом моделировании, экспериментах в скважинах, изучении фондовых материалов и т.д.

Таким образом, основная функция обрабатывающих систем третьей группы заключается в подготовке геофизической информации для моделирования на уровне взаимодействия скважины и вмещающих пластов.

Функционирование алгоритмов более подробно рассматриваемой здесь системы «Камертон-Контроль» отвечает следующим принципам:

- реализации решения основных задач промыслового и ГИС-контроля (в том числе: определение технических параметров скважины, изучение состояния, поведения и технологических параметров скважины и вмещающих пластов, выявление перетоков и утечек по стволу и негерметичному заколонному пространству);
- адаптации наиболее сложных и информативных количественных способов интерпретации материалов ПГИ (в том числе способов: определения профилей истинных и расходных фазовых параметров многокомпонентных потоков, оценки интегральных фазовых расходных характеристик скважины, оценки текущей газо- и нефтенасыщенности пластов, оценки их фильтрационных свойств и т.п.);
- взаимосвязи интерпретационных алгоритмов между собой с целью создания непрерывного цикла движения геофизической информации (от предварительной обработки до получения комплексного заключения для обеспечения обобщающей интерпретации полученных результатов);

- использования в качестве основы развития программного обеспечения нестандартных алгоритмов, реализующих получение принципиально новых результатов;
- увязки результатов исследований с динамикой изменений состояния скважины в процессе измерений с особенностями технологий воздействия на пласты;
- повышения удельного веса интерактивных способов интерпретации с возложением на сервисные средства задачи оценки качества исходных данных.

Основной отличительной особенностью комплекса «Камертон-Контроль» (как и созданной ранее версии ПО «Геккон+») является единая технология обработки результатов ГИС-контроля, обслуживающая все этапы движения информации: от стадии предварительной обработки результатов измерений до завершающей стадии обобщения совокупных данных с целью их подготовки для «динамического» анализа (см. главу 15) в рамках обоснования и настройки цифровой модели залежи.

Рассмотрим последовательно основные этапы обработки и интерпретации данных ПГИ на примерах использования названных систем. Особо выделим этап подготовки данных, где первоочередными являются задачи импорта и предварительной обработки исходной информации. Проблемы, относящиеся к собственно интерпретации, рассмотрим в соответствии с предложенной в табл.10.1.2.1 и табл.10.1.2.2 градацией разделения интерпретации по уровням и ступеням.

Причем предлагается уделить основное внимание автоматизированной параметрической и целевой интерпретации (как качественной, так и количественной), т.к. проблемам системообразующей интерпретации посвящена глава 15 настоящей книги.

#### 14.2.2. Импорт результатов

Программа интерпретации результатов ПГИ использует в работе значительное количество исходной информации. Задача блока импорта состоит в обеспечении оперативного ввода большого объема информации, отличающейся по составу и структуре. В ее числе результаты измерений в формате «параметр-глубина», «параметр-время», «параметр глубина-время», данные о режиме работы скважины, сопутствующая геолого-промысловая информация и пр. Возможности блока импорта описаны в табл.14.2.2.1 на примере обрабатывающей системы «Камертон».

#### ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ БЛОКА ИМПОРТА ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ В СИСТЕМЕ «КАМЕРТОН»

Таблица 14.2.2.1

Источник импорта	Состав исходных данных и особенности реализации импорта	Примечание
1	2	3
Из LAS-файла	Анализ состава и структуры LAS-файла, ввод результатов исследований из блока «Curve information» LAS-файла, а также параметров кривой и сопутствующей информации из других стандартных блоков	Организация ввода данных из блока LAS-файла «Other Information» базируется на отраслевых стандартах по идентификации геофизических кривых и промысловых параметров

Продолжение таблицы 14.2.2.1

1	2	3
Из текстового файла	Автоматизированная конвертация из файла известной структуры	Ввод из текстовых таблиц, формируемых другими системами
	Интерактивный анализ текстовых таблиц произвольной структуры и состава	Идентификация геофизических кривых и сопутствующих параметров при импорте производится пользователем
Из файлов байтовой структуры с использованием специализированных конверторов	Автоматизированная загрузка геофизических кривых «параметр-глубина»	Загрузка байтовых форматов, формируемых другими системами
	Автоматизированная загрузка данных со структурой «параметр-глубина-время»	Загрузка волновых полей в стандартных форматах
Из таблиц собственной специализированной базы данных	Импорт информации из формируемой базой данных рабочего набора данных с гибкими составом и структурой	
Из таблиц баз данных других систем	Автоматизированная загрузка с использованием специализированных конверторов	

### 14.2.3. Визуализация и обработка материалов на динамическом планшете

#### 14.2.3.1. Понятие о динамическом планшете

(совместно с Серковой М.Х., Рудовым И.В.)

В настоящее время стандартная комплексная целевая интерпретация материалов ГИС-контроля в основном сводится к интерактивному обобщению разнородной информации. В состав такой информации входят: исходные геолого-промысловые данные, геофизические кривые комплексов в обсаженном и открытом стволе, оценки «приток-состава», данные о состоянии скважины и пр. Сопоставление указанных данных может быть отнесено к уровню качественной интерпретации.

К результатам ГИС-контроля относят также многочисленные возможные количественные оценки. На этапе оперативной интерпретации количественные оценки носят локальный параметрический характер. Обычно расчеты ограничиваются построением профилей изменений отдельных параметров по глубине или оценкой значений параметров на конкретных глубинах, в заданных интервалах.

На этапе системообразующей комплексной количественной интерпретации можно говорить о более существенной глубине проработки исходной информации, о многоуровненности и многовариантности просчетов с использованием конкретных математических моделей работы скважины или пластов. Однако даже в этом случае окончательное решение о характере работы объектов принимает интерпретатор. Он ориентируется не только на совокупность всей известной исходной геофизической информации, на сопутствующие геолого-промысловые данные, но и на свой опыт интерпретации схожих материалов.



На практике обработка комплексных материалов ГИС-контроля всегда опирается на графическое представление информации. Типовой формой представления традиционно является *планшет*. В его рамках могут быть объединены как исходные геофизические материалы, так и результаты интерпретации.

С началом создания в конце 80-х годов отечественных автоматизированных систем («Геккон», «Сиал-контроль», «Прайм», «Оникс») их авторы уделяли большое значение информативному наполнению графических экранов и так называемых «твердых» копий (планшетов на бумажном носителе) с создаваемых на экране мониторов графических образов. Очень скоро стало ясно, что область ГИС-контроля не может удовлетвориться формами планшетов, принятыми при обработке данных открытого ствола (ГИС-бурения). Возникли потребности в отображении на планшетах дополнительных информационных слоев, иллюстрирующих элементы конструкции обсаженной скважины или характеризующих работу скважины в «аномальных» интервалах (имеются в виду различного рода перетоки, притоки, зоны с характерным фазовым заполнением ствола, межтрубья и т.п.).

В настоящее время формы документирования данных ГИС-контроля считаются неполными, если графический образ с результатами интерпретации не насыщен или недостаточно насыщен символами, отображающими характер работы пластов и скважины. Разработчики отечественных и зарубежных обрабатывающих систем подошли к проблемам дизайна и компактности насыщения графических планшетов достаточно творчески, найдя немало успешных решений. Многие из наиболее выигрышных элементов этой графики сознательно или бессознательно перенимались и другими разработчиками программных продуктов.

В результате такого взаимного обогащения внешняя сторона процедуры интерпретации, связанная с графикой представления материалов, во многом унифицировалась. Остающиеся пока расхождения обусловлены либо разной степенью освоенности передовых технических средств и математического обеспечения отдельными разработчиками, либо нехваткой у них сил на реализацию конкретных проектов.

Анализируя характер развития известных автоматизированных обрабатывающих систем, авторы пришли к выводу, что, несмотря на еще продолжающуюся достаточно бурную конкуренцию в области методического наполнения некоторых систем (подразумевается включение в автоматизированную обработку принципиально новых методов и технологий), имеет место и консервативная тенденция развития, связанная с упрощением стандартных технологий. Последний фактор обусловлен переходом в настоящий момент большей части отечественных геофизических предприятий исключительно на машинную обработку материалов ГИС-контроля. Сложившаяся на местах производственная ситуация потребовала даже временного переноса центра внимания научно-технических сил с проблем сложной, но пока еще унитарной, количественной интерпретации на решение задач, связанных с поднятием эффективности и производительности качественной интерпретации.

Сами задачи качественной интерпретации в ГИС-контроле и ПГИ, в частности, в настоящий момент уже не выглядят столь узкими, как это было ранее. Во-первых,

данная стадия обработки исходных материалов теперь непосредственно базируется на работе с графическими планшетами, что позволяет пользователю в рамках единого интерфейса выполнять обработку всех глубинных профилей и одновременно подключать поплавовые (поинтервальные) обобщения. Фактически такое взаимодействие интерпретатора с ЭВМ придает жестким тривиальным алгоритмам обработки определенные элементы гибкости. Во-вторых, в случае открытости системы можно расширять сервис планшета, дополняя, например, такие категории условных обозначений, как «условия измерений».

Еще дальше в охвате материалов действиями интерпретации можно продвинуться, если ориентироваться на использование принципиально нового – *динамического планшета* [7–10]. Данное понятие авторы связывают в основном с реализацией на планшете возможностей многовариантной обработки, включая максимально подробное графическое отображение как условий проведения исследований, так и результатов интерпретации. Подобная идея нашла отражение в работах ЦГЭ по реализации глобального проекта: «формирование многомерных многопараметрических пространств на ЭВМ, их представление и изучение методами «динамической визуализации–DV» [9]. Результаты аналогичных работ нашли отражение в интерфейсе большинства информационных систем автоматизированной обработки. Область ГИС-контроля не составила исключения [11–13].

В ГИС-контроле фиксируемая в графических динамических образах информация может соответствовать разным условиям измерений в зависимости от режимов работы скважины; использования активных воздействий на пласт, нестационарности поведения параметров во времени и др.

При интерпретации многообразие скважинных ситуаций не должно сковываться ограниченным числом шаблонов планшетов. Кроме того, в процессе интерпретации может возникнуть необходимость проработки разных вариантов, связанных с нюансами в работе объектов. Моделирование этих случаев при помощи обращения к алгоритмам количественной обработки следует считать естественным продолжением развития уровня качественной интерпретации при работе с динамическим планшетом. Здесь большие возможности должны предоставлять интерпретатору средства описания формальных процедур (макроязык).

Таким образом, предлагая развивать на уровне ведения качественной интерпретации функционирование графического планшета до оптимальных позиций, авторы одновременно видят возможность реализовывать в дальнейшем на данной основе слияние как процедур, так и результатов качественной и количественной интерпретации. Ввод понятия «динамического планшета» позволяет естественным образом выйти на информационное насыщение динамической модели при оценке работы пластов или скважины [14]. Ниже предлагается определиться с рядом понятий, необходимых для восприятия предложенных нововведений.

*Планшет* – совокупность графических окон, объединенных общим рабочим набором данных по скважине (формируемым запросом из базы данных). В практике ГИС-контроля можно выделить две группы планшетов: простой (при отображениях

результатов предварительной обработки или результатов цифровой регистрации исходной информации) и специальный (используемый в системах комплексной автоматизированной интерпретации).

Особенностями формирования специального планшета является:

- создание макета в процессе выполнения операций комплексной интерпретации;
- возможность доступа к разнотипной информации, хранящейся в БД;
- вызов этой информации в графический образ напрямую или путем создания ограниченного рабочего набора данных.

Аналогичного типа планшет, но уже формирующийся на основе общения с ГБД, а также обладающий новыми возможностями по организации дополнительных запросов информации из ГБД на стадии коррекции, можно считать переходной формой планшета от специального к «динамическому» [7–9, 12].

*Динамический планшет* – графическое полное или фрагментарное отображение динамической модели системы «скважина-пласт». Пример формирования динамического планшета по данным ПГИ представлен на рис. 14.2.3.1 [14].

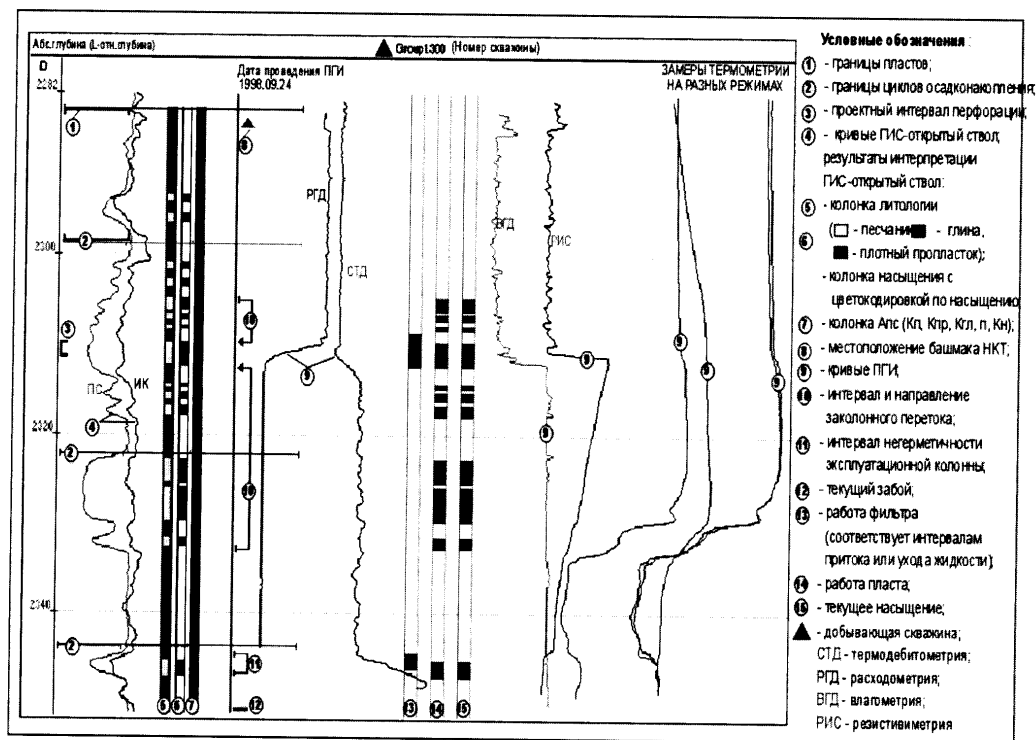


Рис. 14.2.3.1. Пример организации окон в динамическом планшете (по М.Х.Серковой)

### 14.2.3.2. Основные элементы планшета

*Окно* – графическое поле, объединяющее набор смысловых слоев по списку шаблонов. Пример – окно с элементами конструкции скважины в геометрической про-

порции и дополнительными слоями: заполнение ствола, качество цементирования, движение флюидов в стволе и за колонной, включая перетоки. Возможен вариант с помещением в одно графическое окно также и массива вмещающих пород (пластов) с обозначением процессов, происходящих в прискважинной зоне.

*Слои* – единообразные графические элементы, характеризующие массивом однотипных параметров. В частности, для решаемых в ГИС-контроле задач характерны такие слои, как геофизические кривые, элементы конструкции, состояние пласта и т.п.

*Группа слоев (макрослой)* характеризует определенный законченный элемент планшета в пределах одного графического окна (конструкция скважины, стратиграфическая колонка, литологическая колонка, колонки начального и текущего насыщения, колонка с качеством цементирования, иллюстрация движений флюидов по стволу скважины).

*Группа окон* – законченный фрагмент динамического планшета, характеризующий условия измерений, ограниченные одним конкретным режимом работы скважины.

*Символы* – геометрическое изображение для описания геофизической информации или процесса в скважине (обозначение притока в скважину, обозначение перетока, обозначение элемента конструкции и пр.)

*Унифицированные заливки* – косметические элементы в пределах окна, призванные повысить качество восприятия информации в целом.

Успех функционирования рабочего планшета зависит от органичности взаимодействия в едином программном продукте основных элементов планшета и от возможностей основных сервисных средств. Уровень сложности организации планшета и насыщенность разнообразной символикой еще не гарантируют необходимой эффективности при его эксплуатации. Предлагаемые дополнения по организации динамического планшета фактически призваны не усложнять сам графический образ планшета, а объединить на его основе графическую информацию с новой информацией, для восприятия которой ранее требовались совершенно иные средства документирования. Ниже, в табл.14.2.3.1, сформулирован набор основных отличительных признаков для «динамического» и других форм планшетов.

ДИНАМИЧЕСКИЙ ПЛАНШЕТ И ЕГО ОТЛИЧИЯ ОТ ОБЫЧНОГО ПЛАНШЕТА [8, 14]

Таблица 14.2.3.1

Характеристики информации	Полнота и характер представления информации		
	Простой планшет	Специальный планшет	Динамический планшет
1	2	3	4
Насыщенность разнообразными слоями	Геофизические кривые и исходная геолого-промысловая информация	То же и результаты комплексной интерпретации по решению конкретных задач ГИС-контроля	То же и результаты полной комплексной интерпретации, пригодные для описания моделей: «скважина», «пласт», «скважина-пласт», пр.
Степень взаимоувязки слоев	Формальное сопоставление	Взаимозависимость информации между слоями, определяемая логикой обработки	Взаимозависимость, обусловленная динамикой поведения системы «скважина-пласт» в процессе исследований

Продолжение таблицы 14.2.3.1

1	2	3	4
Последовательность чередования информации на полях	Произвольная комбинация элементов и блоков, отражающая индивидуальную интерпретацию	Повторяющая логику комплексной интерпретации	Отображающая динамическую модель системы «скважина-пласт»
Учет фактора времени и состояния скважины	Не учитывается	Формальный учет временной последовательности измерений	Учет взаимозависимости времени измерений и состояния скважины при разных режимах работы
Уровень глубины интерпретации	Предварительная обработка	Комплексная статическая интерпретация	Комплексная динамическая интерпретация
Универсальность использования	Для решения конкретной задачи (группы задач) ГИС-контроля		Решаемые задачи и способы анализа не регламентируются
Гибкость настройки планшета	Жесткая изначально выбранная схема (по фиксированному шаблону)	Гибкость в пределах изменения графа обработки, использование локальных шаблонов на разных этапах обработки	Настройка и корректировка на всех этапах создания динамической модели, возможность реализовать любой тип шаблона
Взаимодействие с базой данных	Локальный запрос	Формирование ограниченного рабочего набора данных (РНД)	Возможность дополнительного прямого доступа в глобальную базу данных
Документирование по графике	Жесткая графическая копия	Предварительно настраиваемая жесткая копия	Возможность оперативной перенастройки графической копии
Документирование текстовых результатов	Сопровождающая графику текстовая информация, ограниченная жесткой формой планшета либо имеющая статус дополнительного приложения		Динамически востребованная из БД информация, сопровождающая создание динамической модели
Наличие внутренней Базы Знаний	Отсутствует	Имеет статус справочника	Определяет выбор графов интерпретации и динамического анализа
Операционная система	DOS, WINDOWS		WINDOWS
Уровень программирования	Обеспечивается силами одного квалифицированного программиста		Требуется производственный режим разработки и привлечение специалистов разного профиля (специалисты по БД, системные программисты, аналитики, математики)

### 14.2.3.2. Роль динамического планшета на этапе обработки данных

При предварительной обработке результатов ПГИ выполняются операции по их увязке по глубине, привязке к элементам конструкции скважины, масштабированию в физических единицах метода, снятию отсчетов, а также многочисленные операции, связанные с корректировкой значений и количественными преобразованиями (сглаживание, прореживание, устранение выбросов, нормализация и пр.). Перечисленные процедуры нельзя рассматривать в отрыве от последующих этапов интерпретации.

Поэтому уже на этапе предварительной обработки «динамический планшет» представляет собой гибкое универсальное средство, предоставляющее возможность одновременной визуализации результатов измерений и сопутствующей информации с помощью разнообразных текстовых и графических образов.

Представленный на рис. 14.2.3.1 планшет иллюстрирует пример планшета ПО «DV-Контроль» [14], который в целом содержит атрибутику динамического планшета (видны сопоставления данных во времени, по соседним скважинам, по разным зонам околоскважинного пространства). Однако указанный тип планшета не может считаться полностью динамическим, т.к. наполнение геофизических образов здесь выполняется интерпретатором в полуавтоматическом режиме без выхода на ГБД.

Совершенно очевидно, что динамический планшет может успешно функционировать только в рамках программного комплекса, реализующего все этапы работы с информацией и опирающегося на специализированную базу данных. Последняя должна быть способна аккумулировать результаты интерпретации с целью их последующего использования для цифрового моделирования.

Одним из наиболее успешных современных примеров практической реализации этой идеи является создание комплекса «Камертон-Контроль». Сервисное обеспечение комплекса позволяет пользователю проводить анализ данных на многооконном планшете (количество окон до 96, то есть ограничено фактически только методической целесообразностью и разрешением используемых аппаратно-технических средств). На основании априорно известной геолого-промысловой обстановки и данных об объекте исследований на динамический планшет в отдельные колонки может выводиться следующая информация:

- колонка глубин (с относительной и абсолютной шкалой), последняя автоматически рассчитывается программой на основе данных инклинометрии;
- стратиграфическая разбивка (с наименованием эксплуатационных объектов);
- стандартные геофизические кривые (как исходные, так и результат обработки) в координатах «глубина-параметр» и «глубина-время»;
- результаты исследований в формате «глубина-время-параметр», в том числе:
  - результаты спектральной шумометрии или волновой акустики в виде амплитудно-частотных диаграмм, представляющих собой кривую изменения амплитуды по глубине при фиксированном значении диапазона частот (или периода);
  - данные спектральной шумометрии или волновой акустики в виде волновой картины, представляющей собой цветовые или тональные изменения параметра амплитуды в зависимости от глубины и частоты (периода) измеренного сигнала;
- графическое отображение состояния пласта или процесса в пласте (литология, стратиграфия, насыщение, контакты и пр.);
- графическое отображение состояния или процесса в стволе скважины (состав в стволе, уровни раздела фаз, межпластовые перетоки, особенности движения флюида по стволу и пр.);

- графическое отображение элементов конструкции и подземного оборудования с отображением их технического состояния (лифтовые трубы НКТ, перфорация, пакер, цементное кольцо, негерметичности и пр.);
- графическое отображение состояния внутриколонного пространства скважины (фильтра) или процесса в стволе скважины (состав притоков в стволе, распределение фаз продукции, работа фильтра и пр.);
- графическое отображение состояния внутриколонного пространства НКТ или процесса внутри НКТ (состав, уровни раздела фаз, перетоки, притоки через негерметичности или пусковые муфты, пр.);
- графическое отображение состояния межколонного пространства за НКТ выше и ниже пакера (состав в стволе, уровни, перетоки и пр.);
- графическое отображение состояния заколонного пространства скважины (качество цементирования, насыщение ЦК, межпластовые и межколонные перетоки);
- графическое отображение состояния интервала глубин в пласте (пропластке) или процесса в данном интервале (работающая толщина, интервал обводнения, интервал прорыва, интервал осушки и пр.);
- данные о техническом состоянии скважины (состояние забоя скважины, ЦК; интервалы, направление и пространство заколонных перетоков; негерметичности элементов конструкции скважины);
- данные исследований керна.

В зависимости от решаемой задачи названные объекты могут наноситься на планшет в интерактивном или автоматическом режиме.

На планшет может быть также выведен произвольный текст, а также графическая информация в виде объектов стандартных форматов («bmp», «jpeg» и др.).

В рамках планшета обеспечено большинство функций интерактивной работы с результатами ПГИ, в том числе:

- визуализация геофизических кривых в нескольких окнах с реализацией следующих функций:
  - компоновка с распределением кривых по окнам, заданием масштаба, типа визуализации (тип, толщина, цвет и пр.);
  - просмотр: листание, скроллинг, плавное изменение масштаба, «Zoom», задание масштаба пользователя (в том числе нелинейного), снятие отсчетов с кривых;
  - редактирование кривых (увязка, сдвиг по глубине и параметру, сглаживание, прореживание, корректировка значений и пр.);
  - преобразование кривых (нормализация, дифференцирование, экстраполяция значений по заданному алгоритму, пересчет единиц измерения и пр.);
- визуализация результатов акустических исследований на планшете в виде волновой картинки;
- визуализация сопутствующей геолого-промысловой информации; нанесение текстовой информации (комментариев) произвольного вида.

#### **14.2.4. Визуализация и обработка материалов на основе кросс-плота**

Кросс-плот должен обеспечивать работу с результатами в интерактивном режиме, включая визуализацию данных различных классов в окне в виде совокупностей точек, с реализацией следующих стандартных функций:

- выбор формы представления результатов (обозначения точек, соответствующих различным классам, задания масштабов параметров по осям и пр.);
- компоновка с распределением точек по классам, заданием масштаба, типа визуализации точки (тип, размер, цвет и пр.);
- возможность проведения стандартной статистической обработки данных (интегральное и дифференциальное распределение, определение средних значений, дисперсии);
- просмотр (плавное изменение масштаба, «Zoom», задание масштаба пользователя, в том числе нелинейного, снятие отсчетов по точкам);
- редактирование (изменение класса, корректировка местоположения точки, пр.);
- интерактивный выбор интервалов (областей) обработки;
- обработка данных по классам (экстраполяция аналитической зависимостью, стандартная статистическая обработка и пр.).

#### **14.2.5. Параметрическая интерпретация промыслово-геофизических исследований**

##### **14.2.5.1. Качественная интерпретация**

Деление интерпретации на качественную и количественную традиционно для ГИС. Под качественной понимают обычно первый этап интерпретации, когда для решения задачи используются исключительно визуальные информативные признаки.

Роль качественной интерпретации в системе «Камертон-Контроль» состоит в фиксации по комплексу ГИС-ПГИ в интерактивном режиме основных особенностей модели «скважина-пласт». На этапе качественной интерпретации продолжается настройка динамического планшета. При этом информация, попавшая в колонки планшета при его компоновке, пополняется и корректируется на основе анализа особенностей поведения геофизических кривых.

Производится также перекомпоновка кривых на планшете для того, чтобы их последующее использование при количественной обработке стало более удобным. Путем масштабирования и преобразований подбирается наиболее наглядная форма представления кривых. Затем в интерактивном режиме назначается тип и глубины расположения «аномальных» интервалов (табл.14.2.5.1). Эти данные визуализируются на экране, документируются и запоминаются для последующего использования программами количественной обработки.



# ИНФОРМАТИВНЫЕ ПРИЗНАКИ, НАНОСИМЫЕ НА ДИНАМИЧЕСКИЙ ПЛАНШЕТ В ПРОЦЕССЕ СЕАНСА КАЧЕСТВЕННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ

Таблица 14.2.5.1

Класс признака 1	Тип признака 2	Информативный состав 3	Примечание 4
Состояние пласта	Интервалы	Интервалы произвольного вида	Элементы наносятся в специальное окно и обычно характеризуют определенное состояние пласта или интервалы обработки (то есть объекты, с которыми впоследствии будет работать интерпретационная программа)
	Работа пласта	Вытеснение, обводнение, заводнение закачиваемой водой, осушка, подтягивание (в том числе при обводнении), прорыв закачиваемой воды и пр.	Элементы наносятся в виде интервальных заливок в отдельные окна или в общее окно, характеризующее состояние системы «скважина-пласт».
	Тип коллектора	Кавернозный, поровый, порово-трещинный, смешанный, трещинный, трещинно-кавернозный	
	Насыщение пласта	Вода, газ, нефть, продукт, газ+вода, газ+нефть, конденсат и пр.	
	Литология	Определенные стандартом литотипы, включая осадочные типы терригенных, карбонатных, магматических и метаморфических пород.	
Состояние скважины	Качество цементирования	Жесткое сцепление, отсутствие контакта, свободная колонна, частичный контакт.	Элементы заносятся в виде заливок в пространство внутри и между обсадных колонн и ствола скважины.
	Фазовые уровни	Уровни нефти, воды, водонефтяной эмульсии, газожидкостной смеси, осадка, пены, пенногазового раздела и пр.	
	Нарушения эксплуатации	Заколонные перетоки различного типа: сверху, снизу, сверху вниз, снизу вверх, вверх из перфорации, вниз из перфорации, сверху вниз в перфорацию, снизу вверх в перфорацию, сверху вниз из перфорации, снизу вверх из перфорации.	Элементы в виде пиктограмм наносятся в пространство между и за обсадными колоннами в соответствии с реальной схемой движения флюида. Возможно указание типа движущегося флюида и класса притока (поглощения) по интенсивности.
	Работа скважины	Интервалы негерметичности обсадных колонн, НКТ	Элементы наносятся в виде пиктограмм в пространство внутри и за НКТ, отражая, таким образом, реальную схему движения флюида в стволе. Возможно указание типа движущегося флюида и класса притока (поглощения) по интенсивности.
	Оборудование скважины	Крестовина НКТ, муфты колонны, муфты НКТ, насосы, пакеры, перфорация колонны, перфорация НКТ, пусковые муфты, циркуляционный клапан, пр.	При нанесении элементов конструкции производится контроль их возможного взаимного расположения (нельзя отобразить положение муфта и перфорации вне колонн и т.п.)

1	2	3	4
Конструкция и оборудование скважины	Фильтр	Трубы фильтра различных номинальных диаметров и толщины	Нанесение на планшет фильтров заданного диаметра с указанием толщины труб с автоматическим расчетом диаметра проходного сечения
	Забой скважины	Искусственный забой скважины. Текущий забой скважины с указанием его состояния (гидратная пробка, инородный предмет, коррозия, осадок твердых частиц, солевая пробка)	Элементы заносятся в виде заливок в пространстве внутри ствола скважины
	НКТ (оборванный хвостовик НКТ)	НКТ различных номинальных диаметров и толщины	Нанесение на планшет НКТ заданного диаметра с указанием толщины труб с автоматическим расчетом диаметра проходного сечения
	Обсадные колонны	Обсадные колонны различных номинальных диаметров и толщины	Нанесение на планшет нескольких колонн с различным номинальным диаметром и указанием их толщины с автоматическим расчетом диаметра проходного сечения колонны
	Ствол скважины	Интервалы ствола различных номинальных диаметров	Нанесение на планшет нескольких интервалов с различным диаметром ствола (в соответствии с конструкцией скважины)

Конечно, выделение этапа качественной интерпретации условно. Иногда уже на этом этапе анализируется величина геофизического параметра, а в более сложных случаях делаются количественные оценки, чтобы подтвердить или опровергнуть рабочую гипотезу интерпретатора. Тем не менее это разделение оказывается весьма полезным. В частности, строя технологию автоматизированной обработки и интерпретации, можно ранжировать алгоритмы по сложности и информативности.

В системе «Камертон-Контроль» этап качественной интерпретации делится на два уровня. Сначала (на первом уровне, при локальной интерпретации) определяется интервал и наиболее вероятная причина аномального поведения геофизических кривых. При этом:

- фиксируются «аномальные» границы, в том числе уровни раздела фаз и компонент флюида в стволе;
- выделяются «аномальные» интервалы (притока по фазам и поглощения, работающие толщины, интервалы перетоков по стволу и за колонной, негерметичности и т.п.);
- выделяются локальные зоны, где различные факторы с той или иной степенью вероятности влияют на показания методов;
- осуществляется выбор модели изучаемых процессов для последующей количественной интерпретации.

Второй уровень (полная интерпретация) предусматривает различные способы преобразования и сопоставления кривых, а также количественные оценки для более наглядного выявления информативного эффекта и аналитические расчеты для прогноза причины его возникновения. Этот уровень предполагает обобщение всех перечисленных характеристик в рамках единой модели, что требует наличия некоторой части количественной информации.

Во всех перечисленных случаях обычно не предусмотрена полная формализация и автоматизация процесса обработки. Решение принимает только интерпретатор, использующий ЭВМ для просмотра исходной геофизической информации, ее представления в наиболее наглядной и удобной форме, выполнения необходимых преобразований и сопоставлений, компоновки планшета и т.п. В системе «Камертон-Контроль» это сделано исходя из глубокого убеждения авторов в нецелесообразности полной автоматизации процесса выявления аномалий. До сих пор не создан ни один эффективный алгоритм, который бы полностью отражал всю глубину и разнообразие процессов, формирующих геофизические аномалии и всего богатства форм и особенностей поведения геофизических полей. Опыт эксплуатации существующих отечественных и зарубежных систем показывает, что формальное использование подобных алгоритмов малоэффективно. Получаемые результаты в подавляющей массе нуждаются в существенной дополнительной корректировке в интерактивном режиме.

В табл.14.2.5.1 дано описание наиболее информативных признаков, которые могут быть графически отображены на динамическом планшете (как это сделано в системе «Камертон-Контроль»), а на рис.14.2.5.1 представлены некоторые из применяемых пиктограмм и заливок.

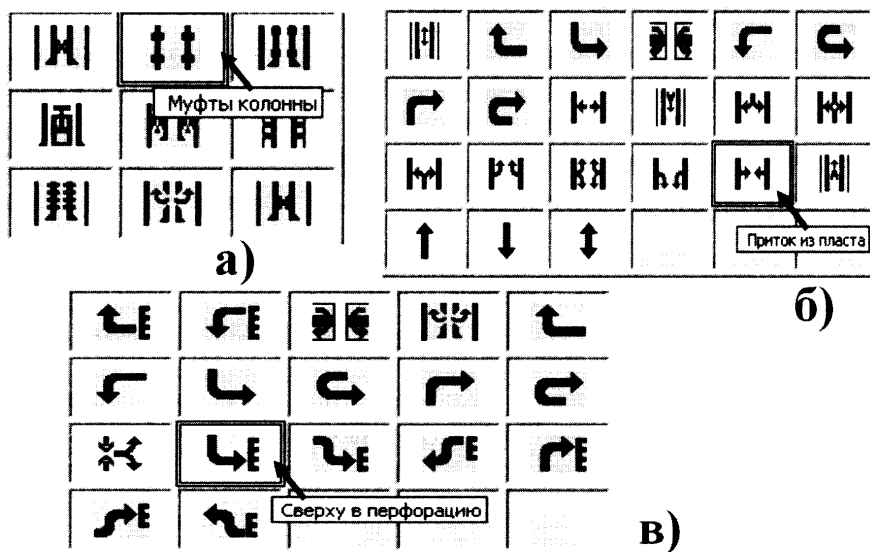


Рис.14.2.5.1. Пиктограммы для нанесения на динамический планшет информации о конструкции скважины (а), работе скважины и пластов (б), нарушениях в эксплуатации скважины (в). Интерфейс комплекса «Камертон-Контроль»

На рис. 14.2.5.2 представлен также пример динамического планшета, организованного на заключительном этапе качественной интерпретации.

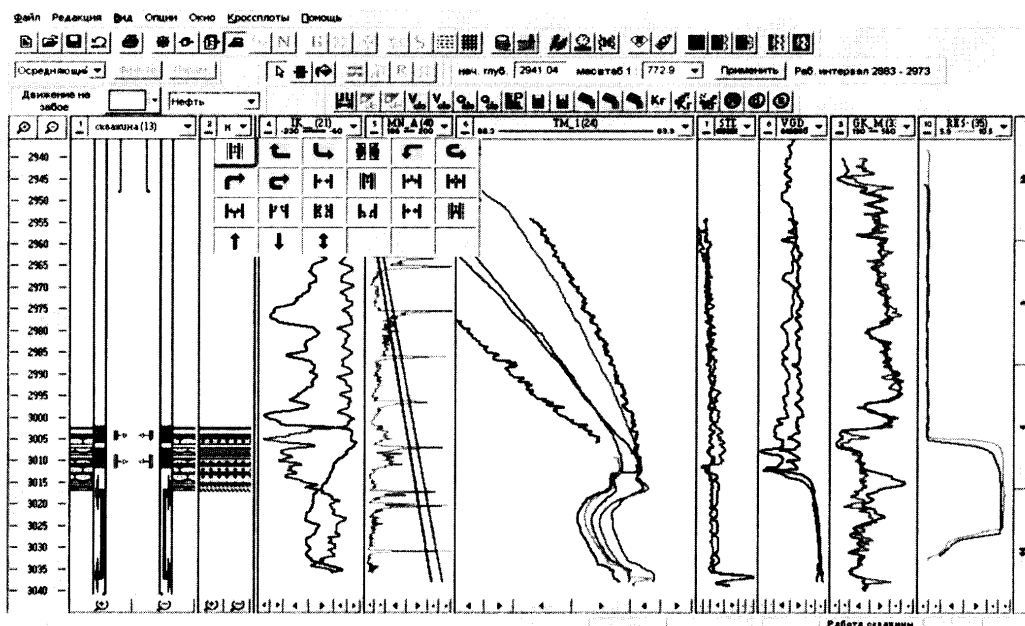


Рис.14.2.5.2. Динамический планшет на этапе качественной интерпретации (активно окно «работа скважины», где собраны графические элементы, характеризующие особенности притока (поглощения) флюида и его движения по стволу (комплекс «Камертон-Контроль»)

Следует подчеркнуть, что рассмотренные признаки не только отображаются на планшете в виде графического образа. Каждый такой образ динамически связан с рабочим набором данных и заносится в базу данных. Таким образом, уже в процессе сеанса качественной интерпретации автоматически формируется информационная основа, необходимая для формирования будущего автоматизированного заключения.

#### 14.2.5.2. Количественная интерпретация

Алгоритмы параметрической количественной интерпретации ПГИ подробно описаны в разделе 11. Перечислим основные сертифицированные методики, реализация которых является необходимым атрибутом современной системы интерпретации результатов ПГИ:

- оценка суммарного дебита однородного потока жидкости (газа) по результатам серии замеров РМ на различных скоростях записи;
- оценка интервальных дебитов однородного потока жидкости (газа) по результатам РМ;
- оценка профиля плотности заполнителя ствола и истинных содержаний двухкомпонентной смеси (газоводяной, водонефтяной, газонефтяной) по БМ или методам оценки состава;
- оценка профиля плотности заполнителя ствола и истинных содержаний трехкомпонентной смеси по результатам БМ и методам оценки состава;
- оценка изменения текущей газонасыщенности по повторным замерам СНК;
- оценка качества цементирования скважин по ГГК;
- оценка внутреннего диаметра по результатам профилометрии скважины;
- оценка интервальных дебитов потока жидкости (газа) по результатам РМ (с учетом неравномерности эпюры потока).

Помимо перечисленных, в обрабатывающей системе «Камертон-Контроль» в значительной степени нашли свое развитие созданные ранее в рамках системы «Геккон+» многофункциональные алгоритмы, предназначенные для широкого спектра типов скважин: наблюдательных, эксплуатационных (газовых, газоконденсатных, нефтяных и нефтегазовых), эксплуатируемых фонтанным и насосным способами, малodeбитных нефтяных, осваиваемых компрессированием и свабированием, нагнетательных (при закачке как жидкости, так и газа), с горизонтальными участками ствола и пр. (в том числе оценка фазовых профилей притока с учетом структур потока и реверса фаз).

Обработка и интерпретация специальных методов ГИС или материалов, полученных при помощи аппаратурно-методических комплексов (АМК), как правило, проводится с помощью специализированного программного обеспечения. Нередко такое программное обеспечение поставляется в составе самого АМК. Это вызвано необходимостью обработки и интерпретации специфических массивов данных, а в случае АМК – еще и в тесной связи с конкретным типом аппаратуры. К таким видам исследований относятся следующие методы ПГИ: ВАК, ИНК, УКК, ВИКИЗ, ЯМК, ЭМД.

Так, предприятием Гетэк в рамках системы «Камертон» разработаны специализированные модули для оценки текущей нефтенасыщенности по УКК, ВАК, ИНК (совместно с ГИС), оценки качества цементирования скважин по ВАК и др.

Информация, полученная при помощи АМК, в большинстве случаев поступает из крупных сервисных компаний, ведущих собственные аппаратурно-методические разработки (например, Тверьгеофизика, ВНИИГИС, Schlumberger, Halliburton, Backer Atlas и др.), а также сервисных компаний, использующих эти АМК. Такая информация обычно поступает в виде готовых заключений и рассчитанных параметров, требующих дополнительного конвертирования в БД заказчика (добывающей компании).

Подходы к реализации обрабатывающих алгоритмов в современных автоматизированных системах во многом похожи. Приведем несколько характерных примеров, иллюстрирующих схожесть концепций интерпретации.

На рис.11.4.4.1 представлен планшет с результатами оценки плотности и состава заполнителя ствола, построенный в системе «Камертон-Контроль» по результатам совместной интерпретации методов барометрии и влагометрии. Аналогичные планшеты, сформированные в системах «Emtraude» и «PLQL», представлены на рис. 14.2.5.3 и выше, на рис. 11.5.3.5.

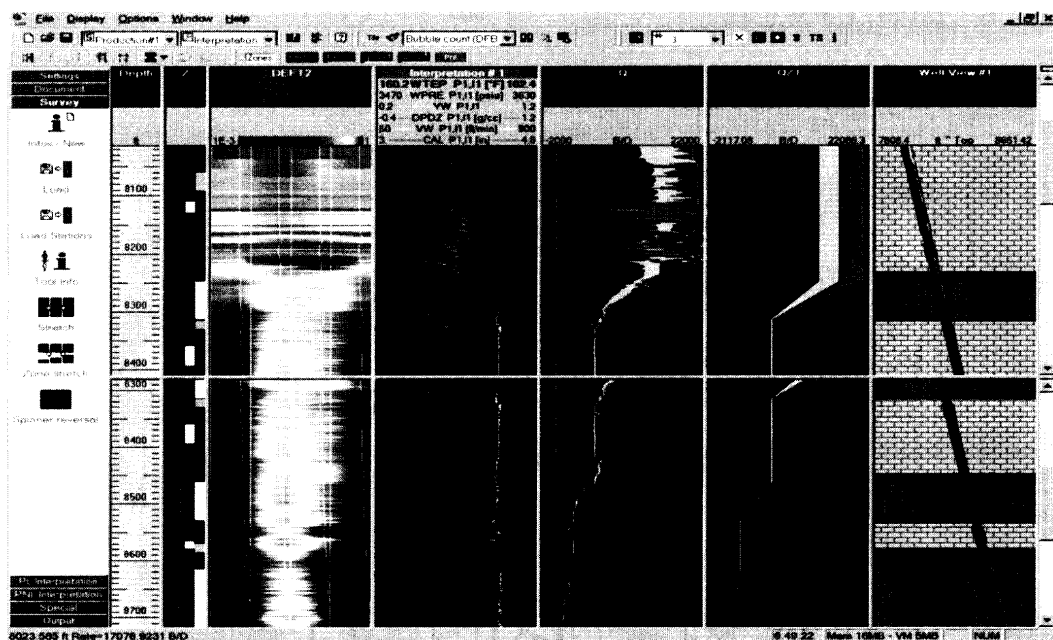


Рис. 14.2.5.3. Динамический планшет с результатами количественной интерпретации методов оценки «приток-состава» в системе «Emtraude». «Depth» – шкала глубин в футах, «Z» – характеристики продуктивных и работающих интервалов фильтра, «Q» – исходный профиль притока по фазам (баррель/сут.), «QZT» – сглаженные профили фазовых расходов, «Interpretation» – преобразованные кривые ПГИ, «DEFT2» – характеристики состава в стволе (по данным методов оценки состава), «Well View» – графическое отображение изучаемых объектов (пластов и скважины)

Сами приемы параметрической интерпретации (в том числе с использованием алгоритмов рассматриваемых систем) рассмотрены авторами в специализированных главах 11–13. Дополнительно ниже приведены наиболее характерные примеры, проиллюстрированные с помощью сервисных и алгоритмических средств системы «Камертон-Контроль».

Динамический планшет должен не только визуализировать результаты локальных количественных расчетов, но и обеспечить их многовариантный анализ. При этом речь идет как о решении одной и той же задачи при различных наборах исходных данных (например, при разных условиях проведения исследований или в различных диапазонах изменения исходных параметров и пр.), так и при сопоставлении результатов, полученных разными методами. Достижению поставленной цели помогает реализация в ПО возможности сравнения результатов разновариантных обработок на многооконном планшете (рис.14.2.5.4), а также большой набор средств графической визуализации полученных результатов. Использование названных средств необходимо при комплексной интерпретации данных методов оценки «приток-состава» (рис.14.2.5.5), при интервальной оценке условий исследования в стволе и литолого-фациальной характеристике разрезов скважин (рис.14.2.5.6), при визуализации и интерактивном анализе результатов исследований вида «параметр-глубина-время» (рис.14.2.5.7).

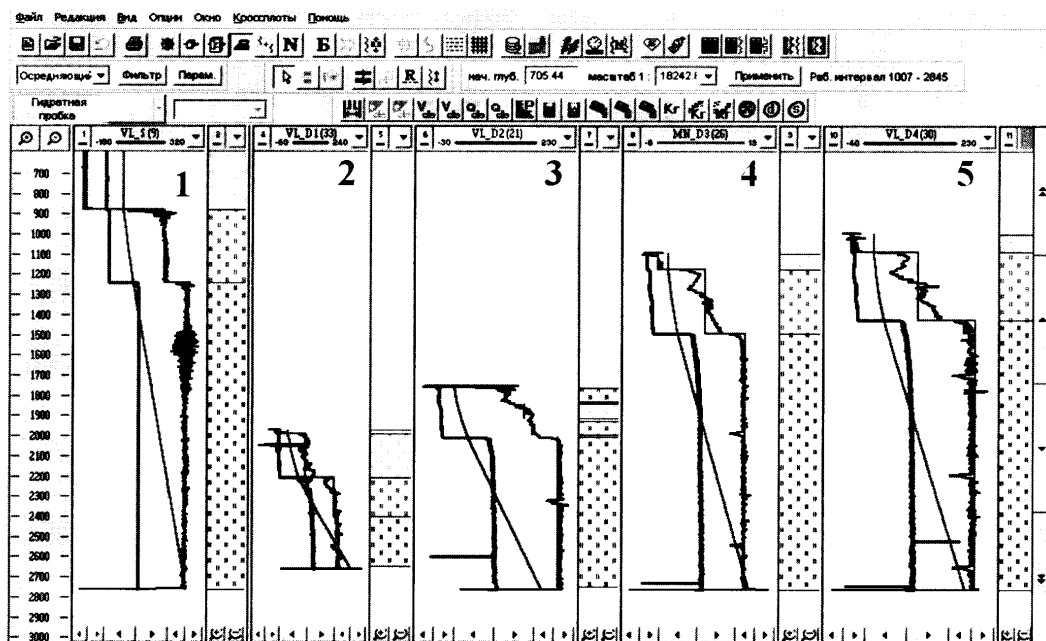


Рис. 14.2.5.4. Результаты оценки плотности и состава заполнителя ствола по барометрии в длительно простаивающей скважине (1) и в процессе подъема динамического уровня в стволе (2–5) (интерпретация в системе «Камертон-Контроль»)

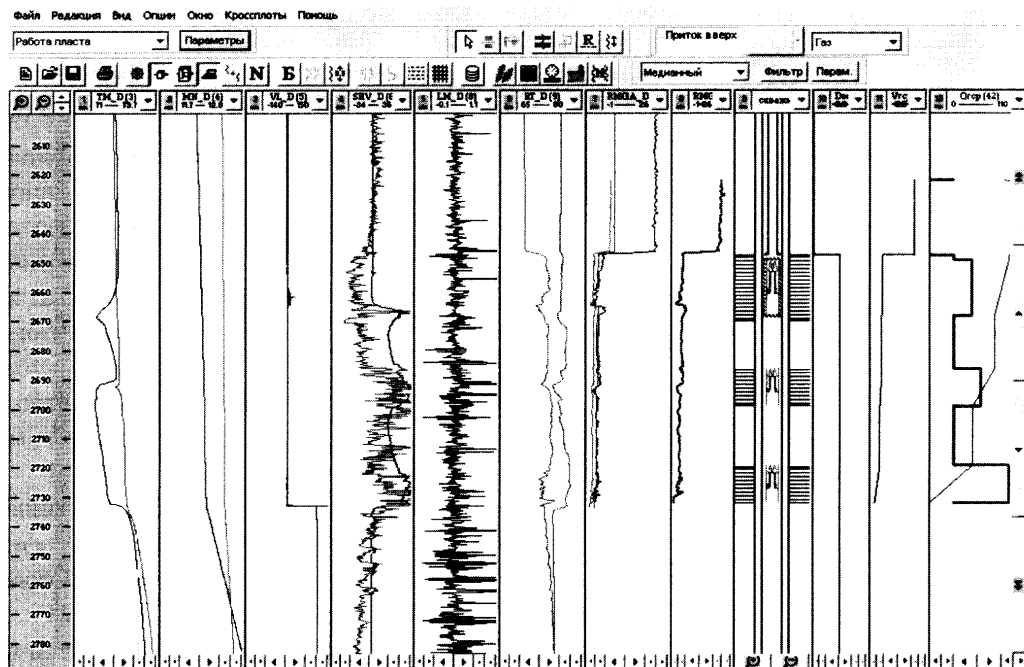


Рис. 14.2.5.5. Результаты комплексной интерпретации методов оценки «приток-состава» в действующей скважине в системе «Камертон-Контроль»

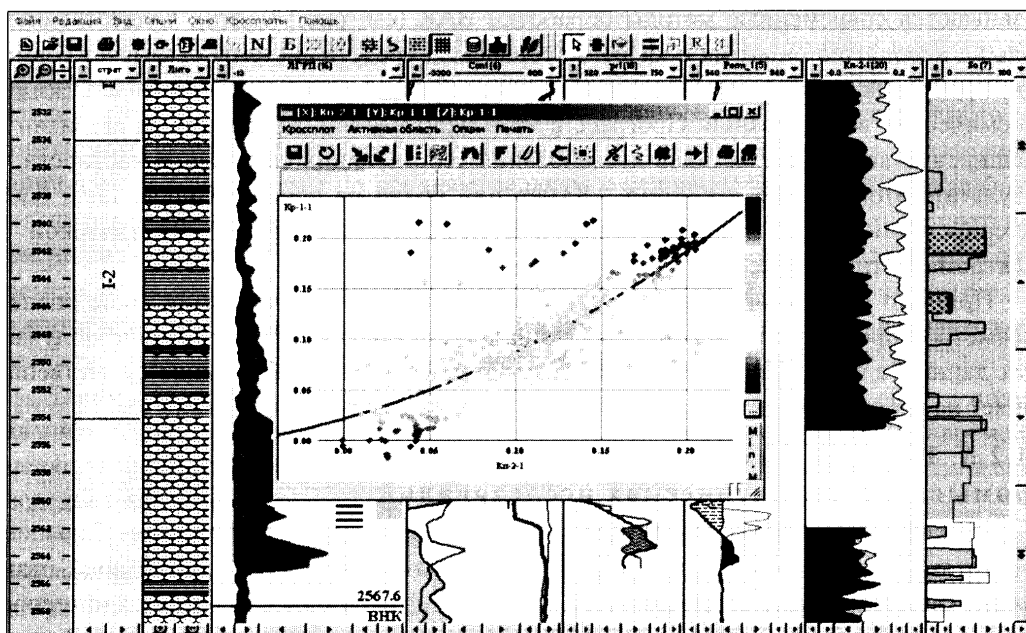


Рис. 14.2.5.6. Разделение пластов по литолого-фациальной характеристике и по условиям исследований (обработки в системах «Камертон», «Камертон-Контроль»)



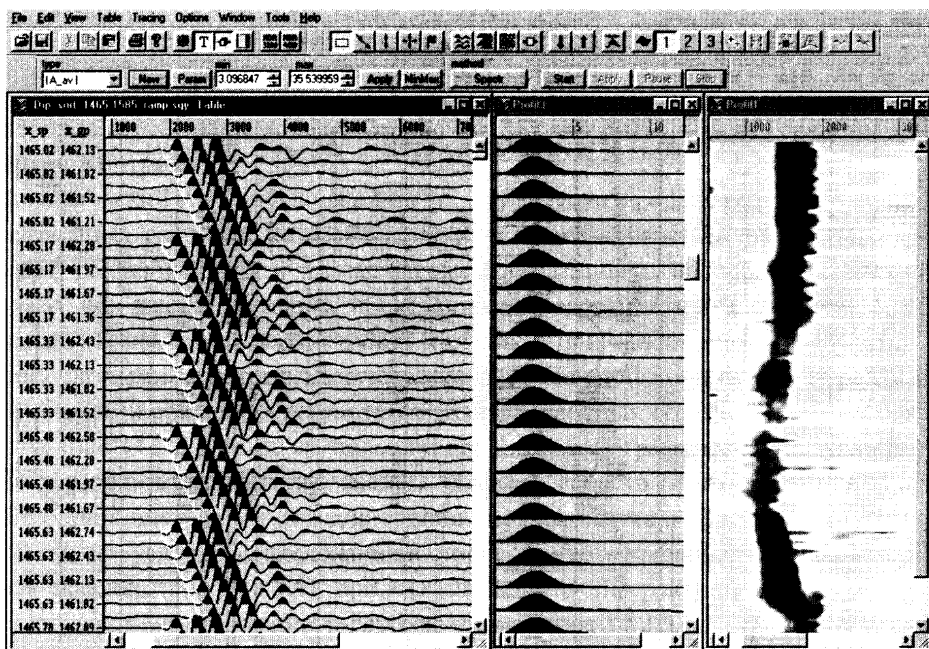


Рис.14.2.5.7. Сервисные средства анализа данных «параметр-глубина-время» (обработка в системе «Камертон»)

О последней задаче следует сказать особо. В рамках ПО «Камертон» интенсивно развиваются современные методы обработки ВАК (см. рис.14.2.5.8). Существенную роль на идеологию развития и качество сервисных средств системы оказывает совместная работа над этой задачей специалистов в области промыслово-геофизических и сейсмических исследований. Прогресс в этом направлении отражается на развитии и расширении комплекса методов исследования действующих скважин. В частности, в результате этой работы в системе «Камертон» появился специализированный блок интерпретации результатов спектральных исследований шумов акустической и электромагнитной эмиссии (см. разделы 7.5 и 13.8).

Принцип непрерывности интерпретации предполагает, что уже на этапе оценки параметров процессов в системе «скважина-пласт» происходит накопление получаемых данных в едином информационном пространстве. Эта информация существенно влияет на состав и структуру рабочего набора, а также самой базы данных.

#### 14.2.6. Целевая интерпретация материалов промыслово-геофизических исследований

Программное обеспечение ГИС-контроля нацелено на перерабатывание большого количества разнородной информации. Результаты геофизических исследований отличаются как широтой, так и «пестротой». Это значит, что комплексная целевая интерпретация не может быть сведена к простому суммированию различных данных. Данные ПГИ представляют интерес и пригодны для последующего анализа, если они структурированы. Основой формирования структур этих данных является их классификация.

Она отражает процесс движения информации в системе и потому является многоуровневой.

Первый уровень классификации отражает рассмотренный в предыдущих разделах этап геофизических измерений и параметрической интерпретации. Здесь одним из наиболее привычных критериев классификации является тип определяемых при помощи методов ПГИ параметров. Не менее важным критерием этого уровня является способ определения параметров. Ведь как уже отмечалось, интерпретация ГИС-контроля является многовариантной. Каждая геолого-промысловая задача может решаться несколькими способами и при различных выборках исходных данных. Роль многовариантной интерпретации сводится к поиску оптимального способа получения результата. Каждый вариант отражает ту или иную сторону процессов, протекающих в скважине и вмещающих пластах. Поэтому нельзя структурировать исходные данные без учета условий в скважине в процессе проведения исследований.

Второй уровень классификации отражает характеристику исследуемого объекта (в данном случае скважины и вмещающих пластов) безотносительно от способа получения информации. Это задачи целевой интерпретации. Здесь приоритетными критериями являются уровень достоверности данных, их роль в описании модели изучаемых процессов.

Насыщаемая результатами ГИС и ГИС-контроля динамическая модель «скважина-пласт» не сводится к совокупности отдельных критериев количественных оценок, а представляет собой инструмент для их поиска и обоснования. Модель выступает не только средством решения отдельных задач интерпретации, но аккумулятором получаемой при этом информации.

Перечисленные принципы изначально были реализованы авторами в алгоритмическом обеспечении целевой интерпретации системы версии «Геккон+», логической основой которого являлось осуществление работы алгоритма автоматизированно организуемого «комплексного заключения» (АОЗ). Последний базируется на классификации алгоритмов системы по уровням, задачам и условиям измерений. Классификация программно реализована путем присвоения каждому результату интерпретации оригинального кода. Кроме того, «комплексное заключение» позволяет выделить временные интервалы, отличающиеся условиями измерений, задать параметры для каждого временного интервала и привязать к нему один или несколько вариантов интерпретации по любому из алгоритмов системы «Геккон+» [10, 11].

Таким образом, результаты информационно увязываются между собой и подготавливаются для последующего анализа (обобщения, изучения динамики во времени, оценки зависимости от особенностей поведения скважины в процессе геофизических исследований и т.п.).

Реализованная в обрабатывающем комплексе «Геккон+» структура АОЗ была максимально приближена к структуре хранения соответствующих данных в локальной БД интерпретационной системы. В то же время эта структура обеспечивалась ресурсами ГБД «Сигма», которая была доработана в соответствии с возможностями АОЗ «Геккон+».

Механизм формирования автоматизированного заключения (АОЗ) по результатам комплексной многовариантной и многоуровневой целевой интерпретации мате-

риалов ГИС-контроля позже был перенесен в систему «Камертон-Контроль», где получил свое развитие и логическое завершение [12].

Эффективному развитию рассматриваемой концепции в системе «Камертон-Контроль» способствует созданная сетевая специализированная база данных ГДИС-ПГИ на платформе СУБД «Oracle». При этом структура базы была существенно переработана с целью обеспечения динамического взаимодействия интерпретационных программ с информационным пространством БД. Основное отличие разработанного авторами для системы «Геккон+» и впоследствии перенесенного в систему «Камертон-Контроль» алгоритма формирования заключения (АОЗ) о существующих отечественных и зарубежных способах документирования данных ПГИ состоит в:

- уходе от представления процесса формирования заключения как только механического соединения в виде общего текста результатов отдельных обработок;
- структурировании получаемых результатов не только по задачам, но и по уровням и вариантам интерпретации;
- тесной информационной увязке результатов интерпретации с условиями в скважине при проведении геофизических исследований;
- подготовке платформы для анализа поведения изучаемых параметров во времени как в пределах конкретного геофизического исследования, так и в течение достаточно продолжительных этапов существования (эксплуатации) скважины.

Перечисленные отличия дали возможность реализовать в пределах обрабатываемой системы обратные связи, позволяющие по необходимости возвращаться к выбранным этапам интерпретации с целью увеличения информационной насыщенности и достоверности результата. Структура АОЗ схематично отображена на рис. 14.2.6.1, где фактически иллюстрируется технология комплексной интерпретации.

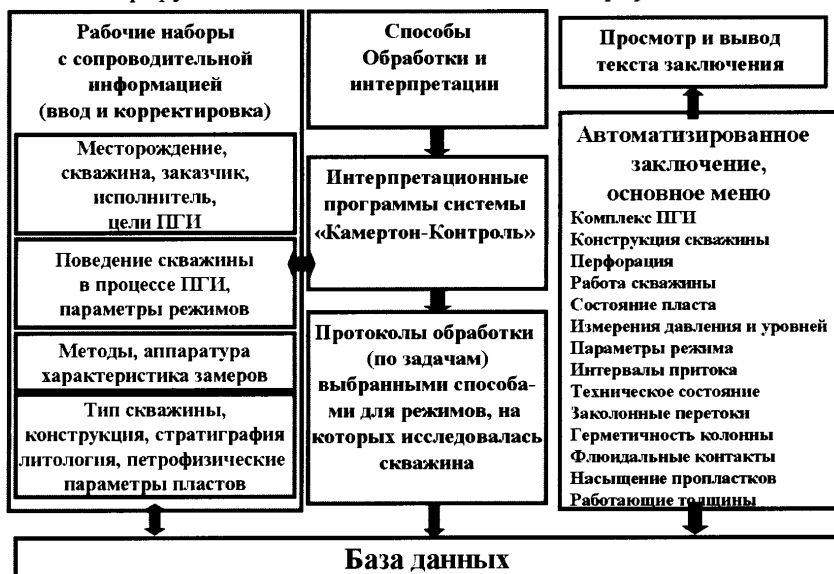


Рис. 14.2.6.1. Алгоритм формирования автоматизированного заключения (АОЗ) в системе «Камертон-Контроль»

## 14.2.7. Технологии документирования результатов

### 14.2.7.1. Геофизические кривые

Основным способом документирования и хранения результатов исследований методами ПГИ являются геофизические кривые «параметр-глубина», т.е. массивы измеряемых параметров на различных глубинах для фиксированного времени.

Для ряда методов (ТМ, БМ и др.), если это оговорено программой исследований, допускается представление результатов в виде геофизических кривых вида «параметр-время», т.е. массивов измеряемых параметров во времени при фиксированной глубине.

Данные точечной механической расходомерии (РМ) могут быть представлены в виде дискретных значений измеряемого параметра, соответствующих фиксированным параметрам глубины и времени.

Данные интегральной шумомерии (ШИ) могут быть представлены в виде амплитудно-частотной диаграммы, представляющей собой кривую изменения амплитуды по глубине при фиксированном значении диапазона частот (или периода).

Данные спектральной шумомерии (ШС) могут быть представлены в виде волновой картины, представляющей собой цветовые или тональные изменения параметра амплитуды в зависимости от глубины и частоты (периода) измеренного сигнала.

Данные специальных методов (ИНК, ВАК, ЯМК и др.), регистрирующих широкий временной диапазон изменения физических полей на один квант глубины с высокой частотой дискретизации сигнала, представляются в специально разработанных форматах. Результаты их обработки и интерпретации могут представлять собой значения амплитудно-частотных характеристик на отдельных временных задержках (временах вступления) или могут быть изображены в виде волновой картины (спектра), представляющей собой цветовые или тональные изменения параметра в зависимости от глубины.

Документирование исходных и отредактированных геофизических кривых осуществляется в стандартном формате LAS-файла. Данные по одной скважине могут входить в LAS-файл, если он описывает результаты проведения и интерпретации одной геофизической записи или совокупность геофизических данных одного типа (кривых «параметр-глубина», «параметр-время», «параметр-глубина-время» с единой привязкой по глубине или времени). Для однозначной идентификации данных ПГИ в составе LAS-файла разделы, изменение которых разрешено соответствующим стандартом [15–16], модифицируются:

1. Раздел «~Well Information», который идентифицирует скважину и общие сведения для входящих в LAS-файл геофизических кривых дополняются строками со следующей мнемоникой:

- TYPE. «N»

Тип данных по скважине. Символ «N» принимает значения: «Z» – для данных «параметр-глубина», «T» – для данных «параметр-время», «K» – для данных «пара-

метр-глубина-время». Отсутствие строки TYPE. «N» однозначно указывает, что LAS-файл содержит данные «параметр-глубина».

- STRT. «N» «nnn» Начальное время регистрации данных в файле.

STPT. «N» «nnn» Конечное время регистрации данных в файле.

Символ «N» принимает значения: «S» – время в секундах, «M» – время в минутах, «H» – время в часах, «H:M» – время в часах и минутах. Совокупность символов «nnn» указывает значение времени. Если время представлено в секундах минутах или часах, то «nnn» соответствующее действительное число. Если время задано в часах и минутах, то «nnn» имеет структуру «h:m», где «h» – количество часов ( $0 \leq h \leq 23$ ), «m» – количество минут ( $0 \leq m \leq 59$ ).

В файле с данными «параметр-глубина» строки STRT. «N» и STPT. «N» могут отсутствовать.

- SHGT. «N» «nnn» Шаг квантования данных по времени (только для кривых «параметр-время»).

Символ «N» принимает значения: «S» – шаг в секундах, «M» – шаг в минутах, «H» – шаг в часах. Действительное число «nnn» указывает значение шага. Отрицательное значение шага означает, что начальное время больше, чем конечное. Нулевое значение шага указывает на переменный шаг данных по времени.

- DIRC. «N» Направление записи.

Идентификатор «N» принимает значение «UP» (вверх) или «DN» (вниз).

2. Раздел «~Curve Information» содержит среди описываемых кривых:

- кривую глубины DEPTH.M для LAS-файла с данными «параметр-глубина»,
- кривую времени TIME. «N» для LAS-файла с данными «параметр-время»,
- кривые глубины DEPTH.M и времени TIME.«N» с данными «параметр-глубина-время».

3. В разделе «~ASCII Log Data» колонки, соответствующие глубине и времени, формируются в соответствии с наличием и расположением строк DEPTH.M и TIME.

Исходные геофизические записи должны быть полностью подготовлены к интерпретации. К документированию допускаются только качественные записи, прошедшие первичный контроль в геофизической службе. Обязательна увязка интервалов кривых по глубине с учетом всех необходимых поправок для каждого датчика. Не допускаются разрывы кривых, случайные выбросы на кривых должны быть ликвидированы.

Кривые одного метода должны быть масштабированы (приведены к единой размерности). Масштаб записи и технологические критерии процесса регистрации подробно для всех методов регламентированы в Технической инструкции (РД 153-39.0-072-01) [17].

Кривые метрологически обеспеченных методов (ТМ, БМ, РМ, др.) должны быть полностью отредактированы (выражены в физических единицах методов в системе СИ). Если передается неотредактированная запись, то необходимо давать выписку из акта, указывающую, почему представленная запись не была исходно метрологически обеспечена.

При необходимости допускается стандартный набор функциональных преобразований для первичных кривых (что должно быть обязательно задокументировано в идентификаторе кривых). Типы основных преобразований: сглаживание (фильтрация), нормализация по опорным интервалам, дифференцирование и др.

#### 14.2.7.2. Сопроводительная информация

Сопроводительная информация ПГИ включает следующие данные:

- общую информацию о комплексе ПГИ;
- перечень геофизических замеров и условия в скважине в процессе измерений;
- информацию о геофизических замерах;
- прочую сопутствующую геолого-промысловую информацию.

##### 1. Общая информация о комплексе ПГИ.

Обязательной общей информацией, сопровождающей материалы комплексов ГИС и ПГИ, являются данные о месторождении, скважине (номер, куст, категория, профиль), заказчике и исполнителе работ, способе эксплуатации, текущем состоянии скважины. Обязательна также информация о целях и условиях исследований (интервал, объект изучения, вид и цель работ, значение магнитной метки), дате предыдущих исследований.

2. Перечень геофизических замеров и условия в скважине в процессе проведения измерений.

Перечень геофизических замеров и условия в скважине в процессе проведения измерений оформляются в виде табл. 14.2.7.1

#### ПРИМЕР ДОКУМЕНТИРОВАНИЯ КОМПЛЕКСА ПГИ И УСЛОВИЙ ИЗМЕРЕНИЙ

Таблица 14.2.7.1

Метод ПГИ (наименование кривой)	Способ записи	Интервал записи по глубине или отметка глубины (м)	Время и дата начала (конца) записи или время замера	Идентификатор (имя) кривой	Условия измерений			Качество записи
					Режим работы скважины	Время с начала выхода на режим	Параметры режима (штуцер, дебит, пр.)	
Термограмма	По глубине	2900-3050	12-00 21.12.98 (16-15 21.12.98)	ТМ.....2	После стравливания	10-50	штуцер Ø20мм ...	1

Наименования промыслово-геофизических параметров (кривых ПГИ) в этой таблице выбираются в соответствии с заранее принятыми каталогами.

3. Идентификация кривых выполняется на основе следующих требований.

Каждой кривой присваивается сложный идентификатор, включающий обязательную и необязательную части. В состав *обязательной части* входит сокращенное наименование (согласно коду каталога) кривой, наименование условий исследований (по коду каталога), порядковый номер кривой. Порядковый номер кривой определяет

временную последовательность методов, зарегистрированных на конкретном режиме работы скважины.

Для кривой, зарегистрированной на стабильном режиме работы скважины, указывается объемный или весовой расход флюида либо величина забойного давления (МПа). Для кривой, зарегистрированной на нестабильном режиме работы скважины, указывается либо время начала регистрации (час, мин), либо время, прошедшее с момента начала режима (час).

#### *4. Информация о геофизических замерах.*

Наиболее существенная информация о геофизических замерах включается в шапку геофизической кривой и в соответствии с принятыми каталогами детализирована по:

- методу ПГИ,
- наименованию кривой,
- идентификатору геофизической кривой,
- типу и номеру прибора,
- единице измерения параметра,
- глубине начала записи,
- глубине конца записи (для замера на точке совпадает с глубиной начала записи),
- дате и времени начала записи,
- дате и времени конца записи,
- режиму работы скважины.

#### *5. Прочая сопутствующая геолого-промысловая информация.*

Дополнительно документируется текущая геолого-промысловая информация, включающая данные о технологическом режиме (объемные фазовые дебиты, обводненность продукции, газовый фактор), данные о конструкции скважины, информацию о выполненных ГТМ в скважине и пр. Данный тип информации оформляется в виде комментария.

### **14.2.7.3. Документирование результатов комплекса промыслово-геофизических исследований с помощью планшета**

Основными формами документирования исходных кривых являются так называемые «твердые копии» – файлы графического комплексного отображения кривых ПГИ на геофизических планшетах, а также результатов интерпретации кривых ГИС-ПГИ с помощью геофизических кросс-плотов (в стандартных форматах BMP, CDR, JPG и др.). Форма планшета и кросс-плота ПГИ зависит от конкретного исследования, но должна удовлетворять определенным общим требованиям.

Планшет является основной формой представления результатов исследований и должен наряду с исходными и результирующими кривыми ПГИ включать:

- результаты ГИС открытого ствола (в первую очередь ПС, ГК, ИК и БК, а по необходимости – другие методы, характеризующие исследуемый разрез скважины и текущее насыщение пластов);
- результаты предшествующих исследований ПГИ (по необходимости);

- результаты текущих исследований ПГИ.

Геолого-промысловую информацию и результаты интерпретации интервального типа:

- колонку, характеризующую глубину залегания и стратиграфическую принадлежность вскрытых скважиной эксплуатационных объектов и вероятных источников и приемников перетекающего флюида;
- колонку глубин (по необходимости колонку абсолютных отметок, полученную по результатам инклинометрии);
- колонки, характеризующие литологию, тип коллектора, насыщение вскрытых скважиной эксплуатационных объектов, вероятных источников и приемников перетекающего флюида;
- разновременные данные о конструкции скважины и о подземном оборудовании;
- разновременные данные о заполнении ствола и заколонного пространства (тип заполнения, интервалы);
- данные о заполнении ствола;
- разновременные данные об особенностях движения флюида по стволу скважины (интервалы притока, поглощения, данные о движении флюида по стволу);
- разновременные данные о работающих толщинах пластов (интервалы обводнения, подтягивания, осушки и пр.);
- разновременные данные об интервалах заколонных перетоков;
- разновременные данные о техническом состоянии скважины (текущий забой и его герметичность, качество цементирования, интервалы негерметичности и пр.);
- разновременные данные о заколонных перетоках (интервал, характер перетока, тип перетекающего флюида).

Результаты исследований ГИС-ПГИ представляются на планшете в виде непрерывных кривых изменения параметров по глубине. Кривые должны быть масштабированы в физических единицах метода, масштаб должен быть единым для всей кривой.

Как исключение, допускается вывод на планшет кривых в единицах измерительной аппаратуры. Эти исследования считаются не прошедшими интерпретацию и рассматриваются как вспомогательные (индикаторные).

Состав планшета, количество полей и порядок размещения кривых планшета зависит от решаемой задачи и может не регламентироваться.

Рекомендуемый авторами порядок расположения кривых на планшете следующий:

- кривые ГИС в открытом стволе, характеризующие литологические особенности пород, интервалы коллекторов и их первоначальное насыщение;
- кривые ГИС в открытом и обсаженном стволе, характеризующие изменение насыщения коллекторов (результаты нормализации);
- кривые ПГИ для методов оценки «приток-состава» на режимах (при этом на отдельном поле рекомендуется размещать либо результаты комплекса ПГИ для одного и того же режима, либо результаты, полученные одним и тем же



методом ПГИ для различных режимов; одномоментные кривые, выведенные в одно поле, должны иметь единый масштаб);

- результаты исследования методами-индикаторами.

Кривые одного и того же метода, отличающиеся временем регистрации, расположенные в одном поле должны иметь единый масштаб. На планшете должна использоваться стандартная идентификация кривых согласно заранее принятым каталогам.

На планшете должны присутствовать исходные кривые методов оценки приток-состава, и результаты их количественной интерпретации. Кривые обязательно представляются в физических единицах метода. Исключением являются диаграммы методов, входящих в разряд индикаторов (например, ШИ) и не подлежащие количественной интерпретации.

#### **14.2.7.4. Документирование результатов измерений по глубине с помощью кросс-плота**

Результаты исследований ГИС-ПГИ могут представляться на кросс-плоте в виде точек, координаты которых являются отсчетами на заданной глубине с различных геофизических кривых, результатами осреднения значений геофизических параметров в заданном интервале, результатами расчетов и пр.

#### **14.2.7.5. Заключение по результатам**

Заключение является основным отчетным документом по комплексу промыслово-геофизических исследований. Заключение должно содержать все результаты количественной и качественной интерпретации, а также сопутствующие геолого-промысловые данные. Состав и структура конкретного типа заключения обычно регламентируются как заказчиком, так и производителем работ.

Формированию заключения должно предшествовать заполнение базы данных ГДИС-ПГИ по исследуемой скважине. Геолого-промысловая информация загружается в базу данных заранее и может быть скорректирована пользователем, который имеет права администратора. Результаты текущего исследования (кривые ГИС и ПГИ) и результаты интерпретации загружаются в базу данных по мере их получения. По данным исходной геолого-промысловой информации и результатам ГИС-контроля на основе макета, выбираемого пользователем, автоматически формируется текст заключения.

Текст заключения обычно имеет блочную структуру. При формировании текста пользователь произвольно выбирает блоки. Перечень состава и структура блоков определяются требованиями раздела 14.2.6.

Необходимым элементом заключения является также твердая копия динамического планшета. В соответствии с информационным наполнением планшета (см. раздел 14.2) элементами твердой копии являются:

- Литология. Данные о литологии наносятся на планшет в виде литологической колонки, которая представляет собой последовательность интервалов, отличающихся литотипом. Список литотипов формируется в соответствии со своим каталогом.

- Насыщение пластов. Данные о насыщении пластов наносятся на планшет в виде колонки насыщения, которая представляет собой последовательность интервалов коллекторов, отличающихся текущим насыщением, список типов которого формируется в соответствии со своим каталогом.
- Наименования эксплуатационных объектов. Данные об эксплуатационных объектах наносятся на планшет в виде колонки, где отмечены подошва и кровля объекта, а также указано его наименование. Наименования эксплуатационных объектов должны соответствовать своим каталогам.
- Конструкция скважины. Данные о конструкции наносятся на планшет в виде графических объектов, отражающих тип объекта и его местоположение по глубине и геометрические параметры (внешний диаметр, проходное сечение и пр.). На планшете должна быть представлена информация о следующих элементах конструкции:
  - обсадные колонны различного диаметра;
  - насосно-компрессорные трубы (НКТ);
  - хвостовик НКТ;
  - муфты обсадных колонн и НКТ;
  - интервалы перфорации обсадных колонн;
  - интервалы фильтра;
  - подземное оборудование (пакер, насос, циркуляционный клапан и пр.);
  - искусственный и текущий забой.

Стандартизированные геометрические размеры элементов (диаметры колонн, НКТ, хвостовика и пр. должны указываться в соответствии с ГОСТ). В случае уточнения конструкции скважины по данным ПГИ результаты интерпретации приводятся в отдельной колонке.

- Техническое состояние скважины. Данные о техническом состоянии скважины наносятся на планшет в виде графических объектов, отражающих текущее состояние скважины, расположение по глубине различного типа нарушений. На планшете должна быть представлена следующая информация о техническом состоянии скважины:
  - интервалы негерметичности обсадных колонн (подошва, кровля);
  - тип негерметичности (негерметичный элемент конструкции или подземного оборудования);
  - состояние забоя скважины;
  - состояние цементного камня;
  - заполнение ствола.

- Работающие пласты, характер движения флюида по стволу скважины.

Данные о работающих пластах и особенностях движения флюида по стволу скважины включают информацию об интервалах и типах работающих толщин, интервалах притока (поглощения) составе и интенсивности притока.

- Перетоки по негерметичному заколонному пространству.

Данные об интервалах заколонных перетоков включают информацию об интервалах перетоков, пространстве перетока, направлении перетока, интенсивности перетока, составе перетекающего флюида.

Таким образом, автоматизированное заключение ПГИ состоит из набора унифицированных блоков. Набор блоков, используемых в тексте конкретного заключения, зависит от решаемой задачи и используемого комплекса ПГИ. Каждый блок заключения представляет собой таблицу, автоматически заполняемую из специализированной базы данных.

В соответствии с алгоритмом формирования автоматизированного заключения АОЗ (см. раздел 14.2.6) текст заключения определяется типом решаемой задачи. В качестве примеров основных отчетных форм (шаблонов) заключения можно назвать:

- определение профиля притока и источника обводнения,
- определение ГВК и технического состояния скважины,
- определение технического состояния скважины,
- определение текущего насыщения пластов.

Для перечисленных форм в качестве обязательных включают следующие блоки заключения – см. табл. 14.2.7.2.

#### ПРИМЕРЫ БЛОЧНОГО ФОРМИРОВАНИЯ ЗАКЛЮЧЕНИЯ ПГИ

Таблица 14.2.7.2

Блоки заключения	Отчетные формы заключения ПГИ			
	Профиль притока и источник обводнения	ГВК и тех. состояние эксплуатационной колонны	Техническое состояние скважины	Текущее насыщение
Комплекс ПГИ	+	+	+	+
Конструкция скважины	+	+	+	+
Перфорация	+	+	+	-
Состояние пласта и работа добывающей скважины	+	-	-	-
Результаты измерения забойного давления и уровня	+	-	-	-
Измеренные в процессе ПГИ параметры режима	+	-	-	-
Интервалы притока (добывающие скважины)	+	-	-	-
Техническое состояние скважины (общая характеристика)	-	+	+	-
Интервалы заколонного перетока	+	+	+	-
Герметичность колонн	+	+	+	-
Контакты (ВНК, ГНК, ГВК)	-	+	-	+
Насыщение пропластков	-	-	-	+
Работающие толщины	+	-	-	-

### **14.3. ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ**

Средства автоматизированной обработки и интерпретации ГДИС во многом развивались практически независимо от программного обеспечения ГИС-контроля. Несмотря на общность подходов к интерпретации промыслово-геофизических и гидродинамических исследований, на которую выше уже не раз обращалось внимание, средства работы с данными ГДИС имеют свою ярко выраженную специфику.

Во-первых, при интерпретации ГДИС приходится иметь дело с ограниченным комплексом обрабатываемых методов. Совместному анализу обычно подлежат кривые давления, дебита и иногда температуры.

Во-вторых, в каждом сеансе интерпретации можно ограничиться фактически единичным объектом. Это либо пласт (или система пластов, выступающих обычно как единое целое), либо некоторый процесс (восстановления давления, изменения дебита и пр.).

В-третьих, в ГДИС сужен (по сравнению с ГИС и ПГИ) диапазон решаемых задач.

И наконец, нельзя не заметить, что по сравнению с ПГИ в технологиях интерпретации ГДИС при подборе модели и оценке параметров пласта существенно выше удельный вес количественных методов (или использования соответствующих типовых кривых – «палеток»).

Все названное в целом определило высокую схожесть друг с другом известных программных продуктов, предназначенных для фундаментальной специализированной интерпретации результатов ГДИС (см. табл. 14.3.0.1, раздел 1, п.1.1–1.9).

Существующие программные средства практически идентичны в подходах к интерпретации, способах визуализации исходных данных и получаемых результатов, а также близки по набору используемых моделей [18]. В последние годы лидером в развитии ПО данного класса является комплекс «Saphir» (разработка компании КАРРА). В нем привлекает не только удобный интерфейс, но и более развитые методические средства (в частности, возможность использования упрощенных секторных моделей и специальные средства для интерпретации скважин при существенно меняющемся дебите).

Нельзя не отметить, что фирма КАРРА является разработчиком целой линейки программных продуктов, среди которых находится уже рассмотренный выше (в разделе 14.2) комплекс «Emeraude» [19], предназначенный для интерпретации ПГИ, а также комплексы «Diamante» и «Topaze» для обработки и анализа результатов мониторинга производительности скважин. Дополнительная возможность обработки данных ГИС и ПГИ с использованием программных средств, близких по интерфейсу и по идеологии построения, является большим преимуществом названной фирмы на рынке программной продукции.

Среди российских программ, предоставляющих пользователю на сегодняшний день работу с моделями пластов, следует назвать комплекс «Testar». Несомненным достоинством этого ПО является реализация алгоритмов обработки ГДИС при существенной нестабильности расхода скважины с использованием алгоритмов на основе

интеграла свертки для нерадиальных режимов течения. Но в целом по своим возможностям (уровню сервиса, набору моделей, способам учета многофазности и пр.) этот продукт отстает от зарубежных ГДИС (см. табл. 14.3.0.1).

Большинство программных средств российского производства следует отнести к классу используемых для оперативной инженерной обработки. Среди программ данного класса следует выделить комплекс «Гидра-Тест», разработанный при участии авторов и обладающий следующими преимуществами.

Во-первых, в нем реализованы практически все известные методы экспресс-обработки ГДИС), алгоритмы интерпретации результатов ГДИС для циклического дебита методом касательной для всех известных режимов течения и алгоритмы для переменного дебита с использованием интеграла свертки (для радиального режима), а также асимптотические методы интерпретации для нерадиальных режимов течения – см. табл. 14.3.0.2.

Во-вторых, в процессе интерпретации результатов ГДИС и при сопутствующих расчетах используется встроенный гидродинамический калькулятор, где реализованы алгоритмы большинства используемых в практике ГДИС способов оперативных вычислений, а также сопутствующие расчеты геолого-промысловых параметров (табл. 14.3.0.3).

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НАИБОЛЕЕ ИЗВЕСТНЫХ В РФ ПРОГРАММ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГДИС

Таблица 14.3.0.1

№	Наименование	Фирма - производитель	Основные функции ПО ГДИС (Well Testing)	Ограничения	ПО в смежных областях
1	2	3	4	5	6
1. Программные продукты для фундаментальной специализированной обработки					
1.1	«WELL-TEST-6.2»	Компания Schlumberger	Оперативная интерпретация ГДИС с помощью основных наиболее часто используемых на практике моделей пласта и базовых способов интерпретации (идентификация моделей с помощью логарифмической производной, реализация асимптотических методов, использование типовых кривых, метода совмещения)	Не допускает совместной интерпретации нескольких циклов (режимов) изменения расхода	Стандартный планшет для обработки результатов ГДИС и ПГИ
1.2	«Raptor»	Avanti Consulting, LTD (USA), US Gas Research Institute		Допускает совместную обработку и интерпретацию для наиболее типичных сочетаний циклов (добыча – КВД, нагнетание – КВД)	«Perfort» – анализ течения флюида в скважине и наземных трубопроводах, «PVTLib» – анализ физических свойств флюидов
1.3	«Интерпретатор-2»	В составе ПО «Work Bench» (компания SSI)	Интерпретация результатов ГДИС на основе стандартного набора моделей пласта и способов интерпретации, описанных в п.1.2. Совместная интерпретация результатов ГДИС при произвольном циклическом изменении дебита и при многофазном притоке.	Используются для стандартной обработки и интерпретации ГДИС	Организовано взаимодействие с модулем «WorkBench», используемым для разработки и сопровождения динамических моделей залежи
1.4	«Fekete»	Компания Fekete Associates Inc (Канада)	Набор моделей ограничен наиболее часто встречающимися на практике стандартными случаями: однородный пласт, пласт с плоскопараллельными и радиальными границами раздела, различные сочетания непроницаемых границ и границ постоянного давления (для вертикальных трещин тид-роразрыва и горизонтальных скважин)		«RTA» – анализ изменения дебита, «MBA» – анализ материального баланса
1.5	«Welltest 200»	В составе ПО «Eclipse» (компания Schlumberger, GeoQuest)		Громоздкий интерфейс, не всегда удобный для пользователя и затрудняющий оперативную интерпретацию	Взаимодействие с модулем «Eclipse», используемого для разработки и сопровождения динамических моделей залежи
1.6	«Pan System»	Компания EPS, г. Эдинбург	Аналогично п.1.3 реализована возможность анализа нестандартных моделей сеточного моделирования	В модель может быть включена только одна скважина	«WellFlo» – анализ процессов течения флюида по стволу скважины и процессов взаимодвижения скважины с пластом
1.7	«Pan Mesh»		Секторное моделирование		

1	2	3	4	5	6
1.8	«Saphir»	Компания KAPPA Engineering, Франция	Наиболее совершенная разработка, занимающая лидирующее положение на рынке программного обеспечения данного типа. Среди существенных преимуществ - удобный интерфейс, максимальное количество реализованных моделей пласта, возможность интерпретации результатов ГДИС при существенно меняющемся дебите с использованием метода деconvolution, возможность секторного моделирования при взаимодействии нескольких скважин		«Diamant» – работа с данными о дебитах скважин (подготовка для анализа продуктивности и воспроизведения истории разработки). «Toraze» – анализ продуктивности, оценка среднего пластового давления и фильтрационных параметров в ограниченном резервуаре или секторе залежи. «Espin» – комплексный продукт, соединяющий возможности программ «Saphir», «Diamant» и «Toraze»
1.9	«Saphir-NL»		Более совершенная версия программы «Saphir», возможность секторного моделирования методом сеток при произвольной геометрии залежи и с учетом фильтрации многофазного флюида на основе строгого решения соответствующих дифференциальных уравнений		
1.10	«Testag»	Фирма Инконко (Информпласт), г.Москва	Интерпретация результатов ГДИС на основе стандартного набора моделей пласта и способов, описанных в п.1.2. Совместная интерпретация результатов ГДИС при произвольном циклическом или непрерывном изменении дебита для моделей с неравновесным режимом течения	Уступает современным зарубежным продуктам по уровню сервиса и набору используемых моделей	
2. Программные продукты для оперативной инженерной обработки					
2.1	АРМ «Гидродинамик»	БелНИПИнефть, (Беларусь, г.Гомель)	Обработка результатов одноциклических ГДИС для радиального притока асимптотическим методом.	Примитивные алгоритмы экспресс обработки, ограниченное количество вводимой информации. Оперативная среда и интерфейс DOS	

1	2	3	4	5	6
2.2	«ГДИ-эффект»	ЦЭ, г.Москва	Интерпретация результатов ГДИС известными экспресс-методами с целью оценки коэффициента продуктивности. Визуализация «LOG-LOG» диаграмм (но без использования сложных моделей пласта). Интерпретация результатов многоциклических исследований для радиального режима асимптотическими методами	Методическая основа только для решения стандартных задач	
2.3	«Гидрозонд»	БГУ, г.Уфа			Программа «Прайм» для интерпретации результатов ПГИ. Информационной связи между программами нет
2.4	«Гидра-Тест»	Фирма Гетэк, РГУНГ, г.Москва	Интерпретация многоциклических исследований сдвижением (радиальный приток) и асимптотическими методами (нерадиальный приток). Интерпретация ГДИС при произвольном переменном дебите по алгоритмам на основе интеграла свертки (радиальный режим). Большой набор сервисных средств – динамический многооконный планшет, гидродинамический калькулятор, встроенный редактор формул. Динамическая связь со специализированной базой данных на СУБД «Oracle»	Не реализован метод совмещения для сложных моделей пласта и метод совмещения для нестационарного нерадиального притока	Программа «Камертон-Контроль», связанная с программой «Гидра-Тест» единой информационной платформой-сетевой многопользовательской базой данных «ПГИ-ГДИС» на СУБД «Oracle»
Целый ряд отечественных автоматизированных систем имеют модули для оперативной обработки данных ГДИС («Геккон-Гидродинамика», «Сиал-ГИС-контроль», «Оникс» и др.), но они по своим характеристикам заведомо не отвечают уровню поставленной задачи и поэтому их нет в таблице					



ОСНОВНЫЕ МЕТОДИКИ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГДИС В КОМПЛЕКСЕ «ГИДРА-ТЕСТ»

Таблица 14.3.0.2

N	Технология	Методика	Примечание	
			3	4
1	Подготовка исходной информации (в том числе пересчет давлений)	Пересчет давления на отметку ВНК Пересчет давления на глубину кровли перфорации Приведение замера давления по стволу на фиксированной глубине Расчет забойного давления по величине устьевого с учетом динамики движения многокомпонентного потока в стволе Пересчет кривых на постоянное устьевое давление Прореживание диаграмм Компоновка диаграмм Сглаживание диаграмм Функциональные преобразования Увязка диаграмм	Расчеты по барометрической формуле с учетом инклинометрии	
2	Расчет дебита жидкости	По темпу изменения забойного и устьевого давления во времени То же с учетом количества добытой жидкости По коэффициенту послепритока По величине забойного давления и коэффициенту продуктивности Метод индикаторной диаграммы	Неравномерное логарифмическое, равномерное с заданным шагом и до заданного числа точек Сшивка произвольного числа фрагментов кривых в масштабе реального времени Осредняющий, линейный, параболический и экспоненциальный типы фильтров Расчет дебита жидкости при наличии в стволе динамического уровня (изменение режима отбора насосных скважин, освоение скважины свабированием, компрессированием)	
3	Нефтяной пласт, ГДИС	Метод псевдоиндикаторной (Яковлева) Метод Маскета Дифференциальный метод Маскета Метод Муравьева—Крылова Обработка кривых давления при циклической работе скважины (в том числе КВД, КСД, ИД-КВД, ИД, КСД)	Расчет фильтрационных коэффициентов, продуктивности и пластового давления по замерам на режимах стабильного или циклического отбора (при фонтанировании, насосной эксплуатации) или нагнетания Оценка коэффициента продуктивности и пластового давления путем совместной обработки кривой давления и дебита по КВУ (изменение режима отбора насосных скважин, освоение скважины свабированием, компрессированием) Оценка ФЕС методом совмещения для радиальных режимов течения. Оценка ФЕС асимптотическими методами для радиальных и нерадиальных режимов (линейного, билинейного, сферического и псевдорadiального) с возможностью оценки параметров пластов при наличии трещин гидроразрыва и в горизонтальных скважинах	

1	2	3	4
4	Нефтяной пласт, специальные методы	КД, нестабильный расход, однородный пласт	Оценка ФЕС пласта методом совмещения для радиального режима притока при произвольном изменении дебита во времени в нестабильно работающих скважинах (при освоении компрессируемым или сжимаемым, при восстановлении динамического уровня после прекращения работы насоса и пр.)
		КД, линейные анаморфозы	Оценка ФЕС пласта с помощью различных модификаций интегрального и дифференциального метода
		Плотность и содержание воды по давлению и уровню	Оценка расходной плотности и фазовых расходов по темпу изменения забойного давления и динамического уровня жидкости
5	Газовый пласт, ГДИС	Оценка дебита газа	Оценка дебита газа в стабильно работающей скважине по результатам измерений на ДИКТ
		Обработка кривых давления при циклической работе скважины (в том числе КВД, КСД, ИД-КВД, ИД, КСД)	Оценка ФЕС методом совмещения для радиальных режимов течения, асимптотическими методами для радиальных и нерадиальных режимов
		Метод индикаторной диаграммы	Расчет фильтрационных коэффициентов, продуктивности и пластового давления по замерам на серии стабильных режимов работы скважины
6	PVT-свойства нефти и газа	Расчет зависимостей свойств от температуры и давления с использованием аналитических и корреляционных связей	Расчет вязкости, плотности, сжимаемости, коэффициента объемного расширения, растворимости газа в нефти, давления насыщения и пр.
7	Фазовые проницаемости	Расчет кривых фазовых проницаемостей	Аппроксимация кривых фазовых проницаемостей степенными зависимостями при различных нормировках шкалы насыщенности и коэффициентов остаточной водо-, нефте- и газонасыщенности
8	Решение прямой задачи	Расчет кривых изменения давления во времени при заданном дебите	Позволяет, исходя из модели пласта и режима работы скважины, рассчитывать кривые изменения давления во времени

## ЗАДАЧИ, РЕШАЕМЫЕ С ПОМОЩЬЮ КАЛЬКУЛЯТОРА

Таблица 14.3.0.3

Математические функции	Эта технология реализует расчет элементарных математических функций при заданном значении аргумента. В список реализуемых функций включена интегральная показательная функция, очень часто используемая при гидродинамических расчетах.
Геометрия пласта и скважины	В рамках этой технологии по геометрическим размерам элементов конструкции скважины и местоположению уровней жидкости определяются площади сечения, объемы колонн и рассчитывается количество жидкости в стволе, трубах и межтрубном пространстве.
Физические свойства флюидов	Технология включает методики для расчета физических свойств пластовых флюидов и заполнителей ствола скважины.
Фильтрационные и динамические параметры нефтяного пласта	Эти технологии содержат две группы методик. Методики первой группы предназначены для расчета на основе известных свойств пористой среды и пластового флюида комплексных гидродинамических параметров (гидропроводности, пьезопроводности, продуктивности и пр.) Методики второй группы предназначены для определения параметров пласта по стандартным результатам графической обработки ГДИС (параметрам касательной, параметрам совмещения и пр.) с использованием сопутствующих данных (эффективной толщины, пористости и пр.) Эти технологии калькулятора положены в основу последующей оперативной интерпретации ГДИС.
Фильтрационные и динамические параметры газового пласта	
Несовершенство вскрытия пласта	Технология включает набор методик для оценки скин-фактора и определения на основе этого параметра других известных характеристик несовершенства вскрытия скважины.
Работа нефтяной скважины	В рамках этих технологий производится количественная оценка параметров режима работы скважины (дебита, депрессии, забойного давления и пр.), в частности, собраны методики для оценки оптимальной продуктивности насоса и выбора параметров и режима работы насоса (глубина подвески, динамический уровень) по величине продуктивности.
Работа газовой скважины	
Работа нефтяного пласта	Эти технологии предназначены для расчета давления для заданного момента времени в зависимости от состояния и режима работы скважины.
Работа газового пласта	

В-третьих, пользователь может также вести вычисления по любой самостоятельно запрограммированной им формуле.

При этом комплекс «Гидра-Тест» обладает сервисными средствами, аналогичными системе «Камертон-Контроль», в том числе динамическим планшетом. Это дает ему бесспорные преимущества при проведении многовариантной интерпретации.

Однако главным преимуществом названного ПО является возможность его параллельной работы с единой для модулей системы «Камертон» сетевой базой данных (на платформе СУБД «Oracle»). При этом в составе базы данных есть таблицы, позволяющие хранить результаты сложных обработок с использованием специализированных программных средств (табл. 14.3.0.4). По мнению авторов, данный комплекс идеально приспособлен для его практического использования в технологической цепочке программных продуктов для динамического моделирования [12].

ОПИСАНИЕ СЛОЖНЫХ МОДЕЛЕЙ В БД ГДИС-ПГИ СИСТЕМЫ  
«КАМЕРТОН-КОНТРОЛЬ»

Таблица 14.3.0.4

N	Группа параметров	Основные параметры
1	Параметры гидроразрывного пласта	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Полудлина трещины</li> <li>• Ширина трещины</li> <li>• Проницаемость пропанта</li> <li>• Скин-фактор кальматации трещины</li> <li>• Скин-фактор кальматации пласта</li> <li>• Высота трещины</li> <li>• Смещение трещины</li> </ul>
2	Геометрические размеры пласта	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Расстояние до границы</li> <li>• Длина резервуара</li> <li>• Ширина резервуара</li> <li>• «Dietz»-фактор формы</li> <li>• Объем запасов</li> <li>• Общий поровый объем</li> </ul>
3	Параметры неоднородности пласта	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Расстояние до границы</li> <li>• Параметры ближней зоны</li> <li>• Параметры дальней зоны</li> <li>• Количественные характеристики двойной пористости</li> <li>• Количественные характеристики двойной проницаемости</li> <li>• Поровый объем</li> <li>• Площадь дренирования</li> </ul>
4	Параметры горизонтального ствола	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Скин-фактор горизонтальной скважины</li> <li>• Длина горизонтального ствола</li> <li>• Размещение ствола в пласте</li> <li>• Расстояния до границ</li> </ul>

*Редактор формул* позволяет рассчитывать кривые «параметр-время» и производить алгебраические преобразования над ними с помощью специального языка программирования.

В рамках модуля «Гидра-Тест» активно развиваются средства кодирования и конвертации информации для ее последующего использования в процессе моделирования разработки залежей углеводородов.

#### 14.4. ХРАНЕНИЕ И АНАЛИЗ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ И РЕЗУЛЬТАТОВ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

##### 14.4.1. Особенности организации базы данных «Сигма» (совместно с Рудовым И.В.)

Структура хранения исходных данных и результатов ПГК в глобальной базе данных (ГБД) для удобства может быть представлена в иерархическом виде. Информация, доступная для хранения в ней с последующим документированием любыми известными графическими средствами (профили, разрезы, карты, кросс-плоты, таблицы

и пр.), систематизируется в соответствии с ролью конкретных физических параметров в описании динамических моделей скважины, пласта и залежи, а также согласно их связям с признаками многочисленных каталогов.

Изначально структура хранения данных ГИС-контроля создавалась авторами совместно с Рудовым И.В. и Городновым А.В. в объектно-ориентированной иерархической базе данных «Сигма» как функциональное звено для системы геомониторинга месторождений. Инициатива этой работы принадлежит Минтопэнерго и кафедре ГИС РГУНГ. В указанной интегрированной системе были предусмотрены все необходимые элементы для ведения мониторинга месторождений [7, 20].

В частности, система управления базами данных СУБД «Сигма» могла организовать в сетевом режиме работу одновременно с несколькими ГБД, обеспечивая при этом надежное хранение всей геологической и промысловой информации (бесспорны преимущества данной СУБД перед аналогами, выполненными на основе продуктов «Dbase» или «Paradox»). Указанная система обеспечивала широкие возможности оперативной выборки большого объема информации, оптимизируя процесс благодаря структурированию запросов, а также располагала передовыми инструментами для ведения графического анализа геолого-промысловой информации (генераторы карт, планшетов, профилей). В ней были предусмотрены возможности интерфейса информации с другими программными продуктами по широкому списку форматов, система постоянно развивалась с соблюдением необходимого уровня преемственности (обеспечения «слияния» разных баз и т.п.), что в конечном виде привело к созданию уже ее реляционной версии (в СУБД «Oracle»).

Каждая ГБД благодаря принципу иерархичности может быть наглядно представлена в виде меню из нескольких подбаз с древообразной структурой организации последних. В подбазах сохраняется принцип подчиненности при хранении информации. Каждое условное логическое «дерево» состоит из совокупности «узлов» (таблиц), расположенных в строгом иерархическом порядке относительно друг друга. Столбцы таблицы выполняют роль «полей», а строки – «записей». Прямой доступ пользователя к информации организуется через «ключевые» поля (данные в таблицах объединены по их смысловой нагрузке).

Первоначальная разработка специальной структуры хранения данных ГИС-контроля в виде одной из таких «подбаз» призвана была обеспечить не просто сохранение исходных промыслово-геофизических данных и результатов их комплексной интерпретации, но и активное использование данного типа информации на этапе обобщающей интерпретации [7–8, 21–22]. В связи с чем ряд принципов, положенных в разработку указанной структуры, был не тривиальным [20]. Одновременно авторами были уточнены списки (каталоги) необходимой для документирования в БД информации, что нашло свое отражение при разработке новых версий автоматизированной обрабатывающей системы «Геккон» [10, 22] и создании инструкции ГЛАВНИВЦ о порядке предоставления информации ГИС в Государственный банк цифровой геологической информации [1]. Структура первоначально разработанной ГБД представлена на рис. 14.4.1.1.

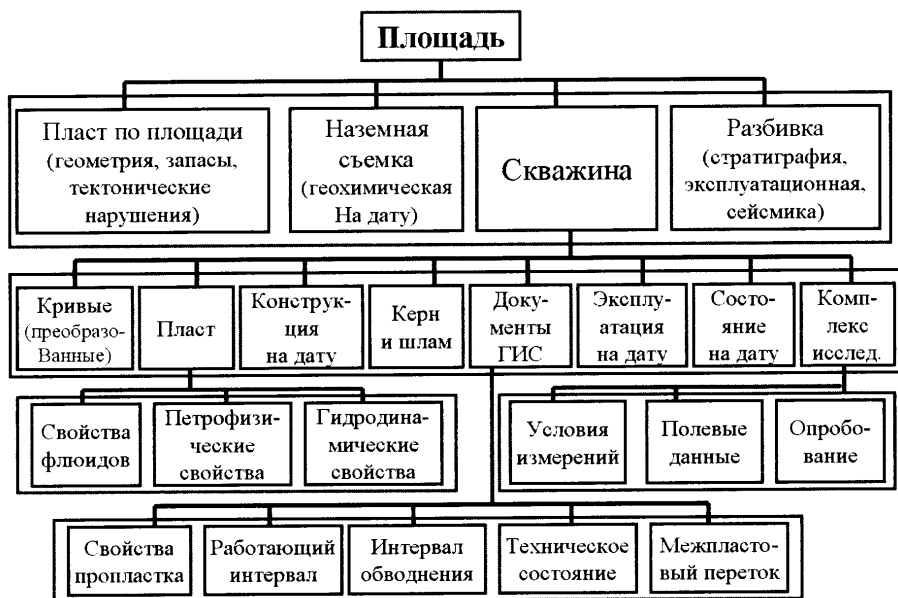


Рис.14.4.1.1. Структура глобальной базы данных «Сигма», разработанная для хранения результатов промыслово-геофизического контроля

Разработанные авторами каталоги и структура БД для ГИС-контроля в 1997г. согласовывались и передавались ряду заинтересованных организаций (Центральной геофизической экспедиции Минтопэнерго, СибНИИНП, Нижневартовскгеофизика, Сиал) с целью включения соответствующей структуры ГИС-контроля в БД АСПРО (разработчик – СибНИИНП) и др. БД. Необходимость в таких работах, в частности, была связана с обеспечением хранения всего фонда оцифрованных и переинтерпретированных материалов ГИС-контроля на Самотлорском месторождении (планировалось обработать свыше 30 тыс. исследований) с целью последующего их использования при создании цифровой модели месторождения специалистами ЦГЭ. Кроме того, разработка БД ГИС-контроля велась также в соответствии с программами работ компании ГАЗПРОМ по созданию отраслевой геоинформационной системы. Впоследствии структура БД по ГИС-контролю была доработана с учетом новых возможностей ее использования во вновь создаваемых реляционных ГБД на СУБД «Oracle» [7] и отраслевой геоинформационной системы «ОГГИС» (ГАЗПРОМ).

Следует иметь в виду, что далеко не все параметры, вычисляемые в системе комплексной интерпретации (для работы с базой данных «Сигма» авторами была адаптирована обрабатывающая система «Геккон+») затем документируются в ГБД. Многие из полученных результатов целенаправленно отфильтровываются либо самой обрабатывающей системой при документировании, либо на этапе конвертации полученных данных из локальной (рабочей) БД в ГБД [10–11]. Часть параметров, принципиально важных для хранения в ГБД и дальнейшего анализа (например, коэффициенты, обобщающие петрофизические свойства отдельных толщин для всего пласта), либо вообще нельзя определить по результатам комплексной интерпретации, либо это тре-

бует корректировки на этапе конвертации. К тому же с помощью применяемых на платформе ГБД программных приложений (графических и аналитических) может быть предусмотрено получение дополнительных параметров. Все это должно быть обосновано и учтено при разработке блоков соответствующего ПО.

К примеру, измеренный в процессе ГИС-контроля интегральный расходный параметр (дебит скважины) может быть по указанию пользователя перемещен на соответствующую дату из узла хранения «Условия измерений» в узел «Эксплуатация» (см. рис. 14.4.1.1), что делать в автоматизированном режиме (заменяя промышленные данные) некорректно. Следовательно, хранение суммарных расходов в узле «Условия измерений» придает им статус независимых результатов и позволяет соотносить с прочими (не геофизическими) аналогами.

Авторами было предложено структурировать систему хранения результатов обработки данных ПГИ-ГДИС в первую очередь исходя из последующей «промышленной» ценности этой информации. Ряд данных, получаемых при достаточно сложной комплексной обработке исходных геофизических кривых (например, интервальные истинные фазовые составы флюидов в стволе), не несут прямой информации о работе продуктивных пластов или скважины в целом, поэтому в структуре БД их место – иллюстрация «условий измерений». В связи с этим часть получаемых при обработке данных не отображена в таблицах «Документов ГИС» (откуда они могут быть приписаны в узел «Пласт»), а распределена в таких узлах, как «Конструкция» и «Комплекс исследований».

Основные параметры свойств пласта (текущее насыщение, проницаемость и т.п.) изначально накапливаются в узле «Свойства пропластка», параметры же, иллюстрирующие профиль и состав притока, – в «Работающем интервале». Оба эти узла дочерние от «Документов ГИС» и тесно увязаны между собой через специальные таблицы «соответствующих интервалов», а также по дате и времени замеров. Первичная привязка выделенных по ГИС-контролю «аномальных» интервалов (работающих толщин) с эффективной толщиной пласта обычно выполняется еще на стадии комплексной интерпретации. Это делается с целью оценить коэффициенты охвата выработкой, заводнением и пр. Указанную процедуру в автоматизированном режиме при наличии данных о разбивках на пласты реализуют многие интерпретационные системы ГИС-контроля (например, «Геккон» [11], «Сиал-Контроль» [23]).

Однако принятый там алгоритм увязки интервалов (видимых на замерах) с пластами примитивен и неоднозначен. Достаточно сказать, что при определении коэффициента действующих толщин не предусмотрен учет влияния межпластовых потоков, и, наоборот, любой незначительный по толщине участок пропластка, затронутый работой, автоматически приписывает динамический процесс для всей толщи пропластка. В связи с этим ставится принципиальная задача осуществлять при необходимости повторную оценку принадлежности выделенных интервалов соответствующим пластам с последующим уточнением всех коэффициентов. Более достоверно эти процедуры стало возможно сделать на основе приложений ГБД, имея отлаженный механизм для «динамического» просмотра накопленных результатов ГИС и ГИС-контроля в пространстве и времени.

### 14.4.2. Организация базы данных исследований в программном комплексе «Камертон»

(совместно с Рыжковым В.И., Афанасьевой Л.А.)

В 2002 г. авторами была выполнена принципиально новая разработка ГБД «ГДИС-ПГИ-ТИ» на СУБД «Oracle», предназначенная для корпоративного обслуживания информационного пространства крупной нефтегазодобывающей компании и включающая совокупные данные промысловых и геофизических исследований скважин, а также сопутствующую им геолого-промысловую информацию. В настоящее время данная разработка успешно реализована в ОАО СИБНЕФТЬ и претендует на широкое использование в других крупных добывающих и сервисных компаниях России.

Названная база реализована в промышленности в технологии «клиент-сервер» в СУБД «Oracle». СУБД обеспечивает хранение в структурированном виде фактографических данных гидродинамических и промыслово-геофизических исследований, а также геолого-промысловой информации об эксплуатируемых объектах, оперативный доступ к информации, подготовку отчетов и справок различного типа. Модель данных разработана с учетом зарубежных и российских стандартов представления информации.

ГБД «ГДИС-ПГИ-ТИ» реализована также с учетом возможности репликации для распределенной базы данных в режиме «Master to master». Приложения к БД «ГДИС-ПГИ-ТИ» разработаны с использованием архитектуры «клиент-сервер». Управление БД осуществляется с помощью программ (приложений БД), работающих в среде MS Windows 98/NT/2000/XP и предоставляющих пользователю удобный графический интерфейс.

Структура размещения исходной геолого-промысловой информации отражает особенности основных объектов ГИС-контроля (скважины, объекта эксплуатации, пластопересечения, месторождения в целом). Структура размещения в базе данных информации ПГИ дополнительно отражает ее разделение по задачам, уровням и вариантам интерпретации.

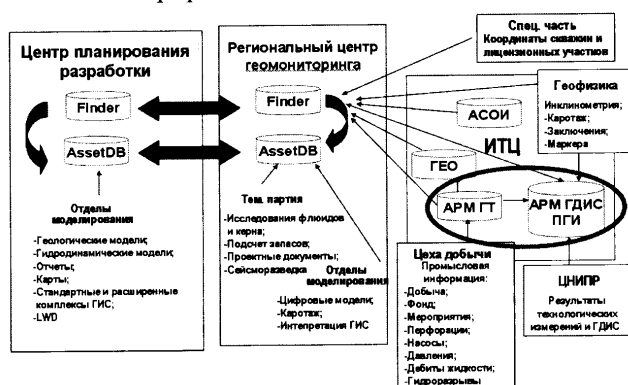


Рис. 14.4.2.1. БД «ГДИС-ПГИ-ТИ» в информационном пространстве нефтяной компании

Роль базы данных в комплексе «Камертон» состоит не только в сохранении результатов сеансов интерпретации, но и в подготовке информации для ее анализа в рамках исследуемого объекта (сектора пласта, залежи, месторождения) в целом. Таким образом, технология накопления и информации в базе данных является связующим звеном между этапами целевой и системообразующей интерпретации.

Структура размещения исходной геолого-промысловой информации отражает особенности основных объектов ГИС-контроля (скважины, объекты эксплуатации,



пластопересечения, месторождение в целом). Структура размещения в базе данных информации ПГИ дополнительно отражает ее разделение по задачам, уровням и вариантам, формируемое на этапе целевой интерпретации (см. раздел 14.2.6).

Схема организации указанной ГБД представлена на рис. 14.4.2.1.

Структура охвата данных, накапливаемых в БД, частично проиллюстрирована на рис. 14.4.2.2. Подробные списки каталогов и параметров представленной БД занимают значительный объем (десятки страниц, которые в настоящее время регламентированы) и поэтому в данной работе не представлены.

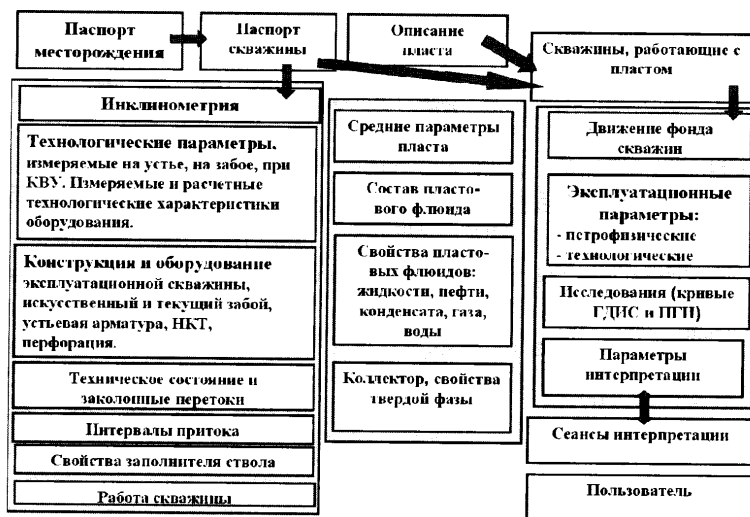


Рис. 14.2.2.2. Состав данных БД «ГДИС-ПГИ-ТИ» системы «Камертон»

Концепция структурирования исходной и результирующей информации ГДИС-ПГИ представлена на рис. 14.4.2.3.



Рис. 14.4.2.3. Модель базы данных «ГДИС-ПГИ-ТИ» системы «Камертон»

Основные принципы формирования структуры базы сводятся к следующему:

- состав и структуры базы разработаны в соответствии с требованиями к наполнению динамической модели залежи;
- базовым структурным элементом является месторождение, свойства которого описаны в таблице «паспорт месторождения»;
- структурными элементами второго уровня являются «скважина» и «пласт» («объект эксплуатации»). Свойства каждого из этих элементов описываются независимыми друг от друга наборами таблиц;
- структурные элементы третьего уровня («пласт в скважине» или «пластопересечение») подчинены одновременно скважине и пласту;
- блок «интерпретация» взаимодействует с большинством из названных таблиц. Причем входящие в них параметры в одних случаях выступают как условия проведения исследований, а в других – как результаты интерпретации. Таким образом, при динамическом взаимодействии интерпретационных программ с базой данных происходит насыщение базы корректной информацией, опирающей на реальные скважинные измерения.

Начало активного использования ГБД «ГДИС-ПГИ-ТИ» в масштабах нефтяной компании позволило обеспечить полный цикл движения информации ПГК, необходимый реализации в автоматизированном режиме всех стадий интерпретации, включая системообразующую, а также динамический анализ (см. раздел 15).

#### ЛИТЕРАТУРА К ГЛАВЕ 14

1. Временная инструкция о порядке, составе и формах представления информации каротажа скважин в Государственный банк цифровой геологической информации. Ткаченко В.В., Морозов А.М., Ипатов А.И., Кременецкий М.И. и др. М., ГЛАВНИВЦ МПР России, 1997, 134 с.
2. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник под редакцией В.М. Добрынина, М., Недра, 1988, 476 с.
3. Архитектура информационного и программного обеспечения системы Гинтел. ГЕРС, Тверь 1994, 62 с.
4. Комплекс программ обработки данных электрического, электромагнитного, акустического и радиоактивного каротажа нефтегазовых скважин (LOGTOOLS). Каротажник, №19, с. 20–26.
5. Поляков Е.Е., Фельдман А.Я. Методика сопоставления интегрированных систем интерпретации геологопромысловых дагнных. Каротажник, №34, 1997 г. с. 122–115.
6. Широков В.Н., Митюшин Е.М., Неретин В.Д.и др. Скважинные геофизические информационные системы, М., Недра, 1996., 317 с.
7. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Рудов И.В. Информационная геофизическая система комплексной и обобщающей интерпретации результатов гидродинамико-геофизических исследований нефтяных и газовых скважин в процессе контроля разработки месторождений "Диана-контроль". Каротажник, №55, 1999, с. 47–61.
8. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Рудов И.В., Серкова М.Х. Роль и место динамического планшета в системах интерпретации результатов промыслово-геофизического контроля. Геофизический вестник, №8, 1998, с. 11–16.
9. Кашик А.С., Федоров А.Л., Голосов С.В. Общие средства динамической визуализации. Геофизика, 1998, №1, с. 96–102.

10. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Принципы автоматизированной обработки и интерпретации материалов ГИС-контроля в системе ГЕKKОН. Каротажник, №30, 1997, с. 77–82.
11. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Кульгавый И.А., Марьенко Н.Н. Автоматизированная регистрация и обработка материалов ГИС-контроль в системе ГЕKKОН-4.0. М., ИГ ГАНГ, 1995, 102 с.
12. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Рыжков В.И., Афанасьева Л.А. Повышение достоверности математического моделирования разработки месторождений нефти и газа на основе совместной интерпретации промыслово-геофизических, гидродинамических и промысловых данных в едином обрабатывающем комплексе. Геофизика, №4, 2005.
13. Валиуллин Р.А., Ремеев И.С. Рамазанов А.Ш. Система ПРАЙМ для автоматизированной обработки данных ГИС при контроле за разработкой нефтяных месторождений. Каротажник, №30, 1997, с. 10–24.
14. Оценка текущего насыщения нефтяных пластов с применением программного комплекса "Динамическая визуализация". Серкова М.Х., Иванкович Е.В. Геофизика, №6, 2000, с. 37–41.
15. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Система идентификаторов, как основа автоматизированной регистрации и обработки в ГИС-контроле. Автоматизация, телемеханизация и связь нефтяной промышленности, 1996, №10. с. 4–7.
16. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Объединенный текстовый формат передачи и идентификации входных и выходных параметров ГИС-контроля. РГУНГ, 1998, 56 с.
17. РД 153-39.0-072-01. Техническая инструкция по проведению ГИРС на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. М., 2001, 270 с.
18. Дияшев И.Р., Ипатов А.И., Кременецкий М.И., др. Роль новых технологий в системе гидродинамических исследований компании «Сибнефть». Нефтяное хозяйство, №12, 2003, с. 42–45.
19. Emeraude V 1.10 Production Logging Software. Kappa Engineering, 1994–1996, Paris.
20. Рудов И.В. Городнов А.В., Ибатуллин Г.Р., Черноглазов В.Н. Объектно-ориентированная база данных интегрированной системы мониторинга месторождений. Каротажник, №33, 1997, с. 58–68.
21. Ипатов А.И. Проблемы автоматизации движения информационных потоков в ГИС-контроле. Автоматизация, телемеханизация и связь нефтяной промышленности, 1996, №5, с. 12–14.
22. Ипатов А.И. Организация хранения геолого-геофизической информации на этапе обобщающей интерпретации результатов ГИС-контроля. Автоматизация, телемеханизация и связь нефтяной промышленности, 1998, №5–6, с. 2–6.
23. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Марьенко Н.Н. Автоматизированная интерпретация данных геофизических исследований эксплуатационных скважин, М., РГУНГ, 2004.
24. Швецова Л.Е., Аржиловская Н.Г. Автоматизированная обработка данных ГИС при контроле за разработкой нефтегазовых месторождений Западной Сибири. Каротажник, №29, 1996, с. 68–79.

**СИСТЕМООБРАЗУЮЩАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ И ДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ  
ПРИ ГЕОМОНИТОРИНГЕ И ГЕОМОДЕЛИРОВАНИИ  
ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ**

**15.1. ПРИНЦИПЫ СИСТЕМООБРАЗУЮЩЕЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ  
И ДИНАМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА РЕЗУЛЬТАТОВ  
ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ**

Современный этап развития нефтегазового дела в мире показателен в плане широкого внедрения на производстве высокотехнологичных и наукоемких разработок. Эффективная эксплуатация месторождений нефти и газа возможна, если достигается высокая степень изученности геологии залежей, а также динамических процессов при их выработке. В настоящее время ни один из крупных объектов разработки не должен и не может эксплуатироваться без опоры на соответствующие цифровые динамические модели залежей (детальную геологическую модель, гидродинамическую модель, модель разработки).

Информационной начинкой при создании этих моделей являются: совокупные результаты специальных промысловых и геофизических исследований на месторождении, подробная история разработки, данные промыслового и геофизического мониторинга в процессе разработки. Необходимым условием современного информационного обеспечения для проектирования разработки месторождений стало применение передовых программно-вычислительных комплексов. Признанными лидерами в разработке программного обеспечения для геомоделирования являются зарубежные компании (LandMark, Schlumberger, SSI, Roxar и др.).

В настоящее время наиболее информативными способами для контроля разработки нефтяных и газовых месторождений в России и за рубежом признаны гидродинамические и промыслово-геофизические методы исследований скважин. Конечной целью совместных промысловых и геофизических мероприятий по контролю разработки месторождений является получение достоверной информации о состоянии продуктивности пластов с целью выбора оптимальной системы разработки залежи, обеспечивающей максимальное извлечение из недр запасов нефти или газа. Особенно актуальным применение данных способов контроля стало для новых, как правило, сложно построенных (в геологическом плане) месторождений.

На протяжении нескольких десятилетий совершенствовался механизм получения необходимых для решения указанной задачи данных. Направления выполняемых исследований ПГК достаточно разнообразны. В их числе: оценка начального и текуще-

го насыщения, изучение фильтрационных параметров пластов, характеристик их выработки и обводнения; оценка технологических параметров режима работы скважины; изучение технического состояния скважины, поиски путей оптимизации работы подъемника и др. С целью решения всего спектра указанных задач разработаны специальные модификации геофизических методов (ПГИ) и многорежимные технологии изучения эксплуатационных скважин, включая исследования в процессе насосной эксплуатации, в режиме накопления и пр. К настоящему времени осуществлены разработки новых подходов в изучении динамических фильтрационно-емкостных свойств пласта в межскважинном пространстве.

Таким образом, можно говорить о создании целой отрасли, охватывающей различные сервисные службы по обеспечению геолого-промысловой информацией. В их числе: производство специального скважинного и метрологического оборудования; контрольно-измерительные устьевые и глубинные средства; программное и методическое обеспечение; производственные полевые и интерпретационные геологические службы, аналитические и проектные центры.

Интерпретационная и аналитические службы обеспечивают наиболее ответственный этап в информационном обеспечении геомоделирования и проектирования разработки месторождений. В отличие от оперативной обработки исходных материалов, комплексная и обобщающая площадная интерпретация – это сложный технологический процесс, требующий высокой квалификации исполнителей и подразумевающий использование самого современного отечественного и зарубежного программно-методического обеспечения. Методические основы технологии обобщающей площадной интерпретации совместных результатов ГИС и ГИС-контроля (включая результаты промыслово-геофизических исследований в обсаженных скважинах – ПГИ) впервые были изложены в работах Дахнова В.Н. Ранее частичная реализация таких технологий осуществлялась тематическими партиями геологоразведочных предприятий в виде ручных обобщений сводных геологических и промысловых данных с построением различных карт и профилей, иллюстрирующих процессы вытеснения при заводнении.

Далее, существенно больший прогресс в развитии технологии площадных и динамических обобщений был достигнут на этапе приобщения материалов промысловых (ТИ) и особенно гидродинамических исследований пластов и скважин (ГДИС). Авторы убеждены, что технологии ГДИС не следует разделять с аналогичными по способам исследований пластов и скважин методами ПГИ. Ведь по своей физической природе эти «промысловые методы» являются модификациями известных способов геофизических исследований эксплуатационных скважин, которые могут быть выполнены на фиксированных точках глубин во времени с помощью таких геофизических методов, как барометрия, расходометрия и некоторые другие.

В настоящее время определенные успехи в широком практическом внедрении методик как обобщающей, так и системообразующей интерпретации имеются у многих производственных геофизических и добывающих нефтегазовых компаний. Основным технологическим элементом существующих информационно-аналитических

систем ПГК стало специализированное программно-методическое обеспечение (компьютеризированные обрабатывающие комплексы совместно со специализированными системами динамического анализа результатов). Пример организации такого автоматизированного комплекса в компании СИБНЕФТЬ приведен на рис. 15.1.0.1.

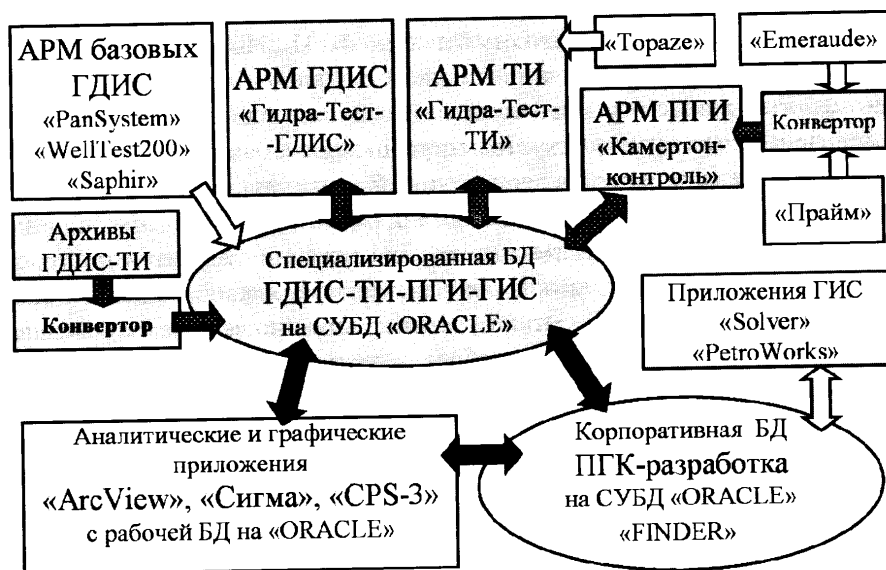


Рис. 15.1.0.1. Пример организации в нефтяной компании автоматизированного комплекса, предназначенного для системообразующей интерпретации и динамического анализа результатов ПГК. Выделены модули, разработанные специально для решения задач автоматизированного комплекса в ОАО СИБНЕФТЬ, прочие – модули со стандартным программным приложением

Начало развитию отечественных систем автоматизированного площадного и динамического анализа совокупных результатов промыслового и геофизического контроля положили научно-исследовательские и проектно-изыскательские работы, выполненные авторами на кафедре ГИС РГУНГ им. Губкина [1–2]. Значительный вклад в это направление внесли также специалисты компаний: Сигма-Прокси, Центральной геофизической экспедиции, Газпромгеофизика, Нижневартовскгеофизика, Ноябрьск-нефтегазгеофизика, Оренбурггеофизика и др.

Значительные наработки в совершенствовании инструмента и технологии ведения обобщающей интерпретации ПГК имеются в настоящее время в специально созданных аналитических центрах, успешно функционирующих в компании СИБНЕФТЬ [3] в Москве и Ноябрьске. Отделы исследований этих центров в содружестве со специалистами-геологами и гидродинамиками выполнили значительные объемы работ по анализу, обоснованию и созданию цифровых геологических и гидродинамических моделей ряда крупных месторождений. Ранее авторами были также выполнены аналогичные работы для других ведущих нефтяных компаний: ГАЗПРОМ, ЛУКОЙЛ, СЛАВНЕФТЬ, ТНК.

Таким образом, в настоящее время актуальность и значимость проблемы обязательного использования при проектировании как с исходной геологической и промы-

словой информации, так и комплексных результатов ГИС-ПГИ-ГДИС (полученных на этапе контроля разработки месторождения) подтверждена многолетним опытом ведения таких работ в России.

Основные факторы, тормозящие более широкое внедрение этой технологии – низкий охват и низкое качество выполняемых на местах исследований. Необходимый контроль качества полученных исходных данных ПГИ-ГИС или ГДИС реально достигается именно после выполнения площадного анализа. На этапе последующей передачи результатов для использования их в уточнении геологической и гидродинамической моделей существуют конкретные требования к достоверности полученных параметров, а также есть альтернативные способы их оценки (например, путем математического моделирования фильтрационных процессов).

Без доведения исходной геофизической информации до стадии построения динамической модели всего месторождения (залежи) эффективность любых системных исследований по контролю разработки будет искусственно занижена. Фактически получается, что для данной проблемы «глобализация цели» – это реальный способ достигнуть нормативного уровня по качеству и количеству исходной промысловой и геофизической информации на месторождении. В связи с этим, в частности, в РФ и в отдельных добывающих компаниях в последнее время были разработаны соответствующие регламенты по этапности и комплексированию мероприятий ГИС-контроля на месторождениях нефти и газа [4–8].

## **15.2. ЗАДАЧИ СИСТЕМООБРАЗУЮЩЕЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ И ДИНАМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА В ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОМ КОНТРОЛЕ**

### **15.2.1. Задачи «системообразующей интерпретации»**

Обобщающая интерпретация данных ГИС – результат фильтрации и селекции большого объема данных, характеризующих стационарное состояние объекта исследования. Помимо результатов специальных технологий по изучению сложных систем, значительная доля информации может быть получена в случае правильной организации сбора материалов стандартных исследований. Поэтому структурная организация совокупных промысловых и геофизических параметров позволяет использовать их при дополнительной обработке.

Таким образом, усовершенствование и усложнение стандартных процедур обработки исходных данных – еще один путь получения новой информации. При этом алгоритмы обобщающей интерпретации могут быть достаточно нетрадиционными в сравнении с привычным для ГИС уровнем комплексной интерпретации. Помимо известных способов статистических и площадных обобщений, можно использовать такие формы обработки избыточной информации, как индикаторные способы, спектральные обработки и др. Реализуя на практике различные технологии обобщающей интерпретации для данных ПК, в результате добиваются получения нового типа ин-

формации (геометрические распределения пластовых свойств, причины аномального изменения отдельного свойства объекта и др.).

Суть понятия «системообразующая интерпретация» изложена авторами выше в разделе 10.1.2. Отличие этого вида интерпретации от «комплексной и обобщающей» состоит в решении задач для эксплуатационных объектов уровня «пласт-залежь-месторождение» с учетом динамики происходящих при их разработке процессов. Одной из таких задач является воссоздание исходного состояния исследуемых объектов. Таким образом, основное отличие рассматриваемого понятия от «обобщающей интерпретации» состоит в возможности создания локальных цифровых *динамических моделей* для исследуемого объекта. Это расширяет область применяемых при интерпретации программно-методических средств. Наблюдается переход от достаточно жестких алгоритмов функциональных преобразований исходных данных (комплексная параметрическая и целевая интерпретации) к численным задачам и ограниченному геомоделированию (секторные модели для части объекта или экспресс-модели отдельных свойств для всего рассматриваемого объекта).

Одним из примеров использования таких моделей являются сложные технологии гидродинамических межскважинных исследований. Их сущность состоит в совместном анализе результатов долговременных измерений давления и дебита для выбранного блока залежи. В процессе интерпретации результатов такого исследования решается задача воспроизведения истории разработки. Одновременно уточняется геометрическое строение залежи и гидродинамические параметры пласта. Такая задача не может быть успешно и однозначно решена без всей совокупности геолого-промысловой информации о пласте. Созданная на этой основе секторная модель одновременно является инструментом исследования залежи и накопления информации о ней. На уровне системообразующей интерпретации происходит смыкание областей промыслово-геофизического контроля залежи и создание ее динамической модели.

Примером реализации такого подхода являются технологии длительного гидропрослушивания на заключительных стадиях разработки месторождения, когда объектом исследования является уже не околоскважинное пространство, а сектор пласта (см. раздел 12.6).

### 15.2.2. Задачи «динамического анализа»

Понятие *динамического анализа* (ДА) еще дальше развивает возможности технологий обобщающей и системообразующей интерпретации, т.к. на основе предварительных обобщений и систематизации результатов различных видов интерпретации при анализе предусмотрены перебор вариантов динамического состояния объектов и прогнозные решения.

Всесторонний анализ информационного поля скважины или пласта, включающий целенаправленно организованное изучение и моделирование характерных ситуаций в их работе, объективно лежит в основе ДА результатов ПГК. Базисом для проведения этих мероприятий является подготовка необходимого информационного обеспечения, что предполагает создание соответствующих структур для накопления,



хранения, документирования и сопоставления многочисленных исходных данных, а также результатов их интерпретации.

Подход динамического анализа – это в первую очередь диалектическая гибкость в изучении высокотехнологичной системы, предполагающая активные способы исследования объектов как на уровне измерений, так и на различных уровнях обработки материалов. Иными словами, динамический анализ – это многоплановое, многоуровневое и циклическое во времени изучение жизнедеятельности системы объектов разработки месторождения, предполагающее сравнение текущих (получаемых по результатам испытаний) информативных эффектов с информационным обеспечением ПГК, которое представляет собой совокупность полученных ранее результатов исследований с воспроизведением их поведения в динамике способами геомоделирования (в рамках конкретной геосистемы).

Таким образом, основное отличие «динамического анализа» от «системообразующей интерпретации» состоит в дополнительной *функции получения прогнозов*.

#### **15.2.2.1. Динамический анализ при изучении основных эксплуатационных систем**

Если принять условную классификацию эксплуатационных систем на два основных уровня моделирования «скважина-пласты» и «залежь–скважины», то динамический анализ ПГК на первом уровне изучения отдельных скважин подразумевает:

- последовательный сбор и хранение промысловой, геологической и геофизической информации, обеспечивающей создание динамической модели «скважина-пласты»;
- временной сравнительный анализ на разных стадиях функционирования системы «скважина-пласты», чтобы оценить динамику происходящих в ней эксплуатационных процессов;
- организацию активных форм технологических воздействий на скважину (пласт) с целью более глубокого раскрытия их информационного потенциала (особенно при «кризисных» эксплуатационных ситуациях) или восстановления жизнедеятельности объекта на время испытаний;
- применение технологий нестационарных исследований с целью уменьшения влияния фоновых процессов и тем самым создания благоприятных возможностей для проявления информативных признаков;
- обязательное восстановление в процессе интерпретации всех особенностей поведения объекта во время измерений с целью корректировки получаемых результатов в соответствии с условиями измерений;
- воссоздание схемы работы пластов в модели «скважина-пласты» по прямым и косвенным признакам, полученным в результате прямых измерений глубинными дистанционными и автономными датчиками в стволе скважины;
- на основании полученного информационного обеспечения обоснование предлагаемых ГТМ и РИР, предварительная оценка эффективности этих мероприятий.

Особо хотелось бы отметить роль прогнозных решений, доступных интерпретатору благодаря общению с наполняемыми информационными базами данных. Если исходить из того, что течение времени для системы может быть представлено как неравномерное колебательное движение, то на фоне общей картины обычно выделяются большие дискретные участки стабилизации. Осознание дискретности помогает фиксировать и понимать ход основных процессов развития системы, а также оценивать взаимосвязь функционирования ее отдельных частей. При этом не столь важно раскрытие исходных причин какого-либо изменения системы, сколь ценно осознать ее сущность в пределах отдельных фиксированных временных интервалов.

К примеру, при изучении работы скважины могут быть бесплодны усилия понять причины внезапного образования аномального явления, допустим – появление негерметичности в колонне (т.к. ими могут быть результаты многолетней коррозии, тектонического смятия, постепенных энергетических напряжений и т.п.). Но для получения экономически оправданного результата намного важнее зафиксировать и разобраться в возникших в связи с этим явлением вторичных процессах (обводнении, перетоками и пр.), качественно и надолго меняющих дальнейший характер функционирования системы «скважина».

Динамический анализ на следующем уровне изучения системы «залежь-скважины» включает:

- предварительное обоснование и создание детальной геологической модели залежи (по данным ГИС-бурения, керну, сейсмике и др.);
- обеспечение принципа системности при проведении ПГИ обсаженных скважин на месторождении;
- организацию на месторождении глобальной БД и единой технологии по сбору, хранению и документированию всей совокупности материалов ПГК, включая результаты мониторинга разработки наземными средствами;
- обработку и переобработку материалов ГИС-контроля на уровне обобщающей и системообразующей интерпретации с использованием возможностей ГБД и с привлечением сложных алгоритмов количественных оценок эксплуатационных параметров;
- временной и пространственный анализ поведения пластов или группы пластов при разработке в пределах одной залежи (объекта разработки);
- диагностика и обоснование наблюдаемых процессов выработки пластов, их обводнения, создание динамической модели залежи на основе материалов исследований скважин, сопоставление результатов моделирования с результатами параллельного математического построения гидродинамической модели;
- организацию технологических экспериментов, связанных с целенаправленным изменением потенциальной энергии пластов, их насыщения, ФЕС пластов как на отдельных участках, так и в целом по всей залежи, а также выполнение аналогичного типа математического гидродинамического моделирования;

- выполнение исследований по межскважинному «прослушиванию» (гидродинамическому, сейсмическому, акустическому, радио, тепловому, с применением МВ и пр.), использование соответствующих результатов при анализе;
- использование результатов анализа поведения залежи для обоснования мероприятий по дальнейшим исследованиям ГИС-контроля в конкретных скважинах (т.е. организацию соответствующей обратной связи между разными уровнями обработки).

#### 15.2.2.2. Динамические аспекты технологии контроля сложных в эксплуатации объектов

Процесс получения информации, достаточной при создании динамической модели для системы любого уровня – длительный, требующий соблюдения и учета большого числа дополнительных условий. Ниже, в табл. 15.2.2.1, обобщены основные понятия, определяющие особенности технологии ПГК на разных этапах исследований и для разных стадий «зрелости» объектов исследований.

#### ОСОБЕННОСТИ ВЕДЕНИЯ «ДИНАМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА» С УЧЕТОМ ТЕХНОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЯ И СОСТОЯНИЯ ИЗУЧАЕМЫХ ОБЪЕКТОВ (ДЛЯ СИСТЕМ ОБОИХ УРОВНЕЙ)

Таблица 15.2.2.1

Условия ведения анализа	Основные задачи «динамического анализа»	Технологические аспекты их решения	Необходимое методическое, аппаратное, метрологическое и программное обеспечение	
			система «скважина»	система «залежь»
1	2	3	4	5
1. На этапе планирования и скважинных измерений	а) Уточнение модели объектов изучения	а) Данные о геологической модели	Результаты автоматизированной комплексной интерпретации необходимого комплекса ГИС-бурения, сохранение кривых и результатов в БД	Автоматизированная система, обеспечивающая надежную детальную корреляцию профилей по данным ГИС-бурения, сейсмике и др.
	б) Диагностика условий измерений, благоприятных для ГИС-контроля	б) Данные ГИС-бурения, результаты освоения		
	в) Оценка результативности будущего ГИС-контроля	в) Предшествующий ГИС-контроль и исследования в соседних скважинах		
2. На начальном этапе выполнения ГИС-контроля	а) Задачи геолого-промыслового контроля	а) Комплексы РК, ПГИ	Высокочувствительные датчики <i>P-w-T</i> , метрологически обеспеченные. Одновременная цифровая регистрация	Автоматизированная система комплексной обработки ПГИ-ГДИС с сохранением результатов в БД
	б) Задачи технологического контроля	б) Комплексы ПГИ		
	в) Задачи технического контроля	в) Комплексы оценки технического состояния, ПГИ		

Продолжение таблицы 15.2.2.1

1	2	3	4	5
3. Применительно к проведению массовых ГДИС-ПГИ	а) Задачи на начальной стадии работы объекта	а) Условия стационарной работы	Аналогично п.2 учет результатов других гидродинамических исследований, учет структуры потока и неоднородности пласта	Аналогично п.2 более строгий учет влияния условий измерений на показания методов ПГИ-ГДИС
	б-в) Задачи на стадии нарушенной эксплуатации и проведения КРС	б) Условия нестационарной работы в) Использование сторонних источников энергии		
4. При использовании активных технологий ПГИ	а) Технические нарушения в стволе скважины	Воздействия: а) внутри пространства скважины	Расширение числа способов соблюдения регламентов по использованию МВ, обеспечение чувствительного уровня регистрации	Обеспечение достаточного числа точек наблюдения, учет факторов, влияющих на распространение МВ
	б) Локальное изучение параметров системы	б) в отдельной части скважины (залежи)		
	в) Моделирование для всей системы	в) на всю изучаемую систему		
5. На этапе обобщения результатов ПГК	а) Моделирование объекта, оптимизация режимов эксплуатации	а) Сложные алгоритмы количественной интерпретации	Автоматизированная система комплексной обработки с алгоритмами сложной количественной интерпретации, с базой знаний и экспертной системой оценки достоверности результатов	Информационно-аналитическая система, обеспечивающая уровень обобщающей интерпретации, приписывание интервальных свойств пласту, прямой доступ в ГБД и к пакету графических приложений
	б) Прогнозирование процессов эксплуатации по накопленным данным о динамике	б) Сопоставления в рамках принятой гидродинамической модели объекта		
	в) Оценка достоверности ГИС и рекомендации по повторным ГИС	в) Опора на базу знаний и экспертную систему		
6. На стадии нарушенной эксплуатации	а) Обоснование мероприятий капитального ремонта или интенсификации (восстановления) добычи	а) Сопоставление данных испытаний с результатами предварительного моделирования	Аналогично п. 1–5, необходимость в управлении и контроле за выполняемыми технологическими операциями	Аналогично п. 1–5, доступ к информации из ГБД о текущем состоянии и работе фонда скважин, к другим данным
	б) Оценка их эффективности	б) Результаты повторных ПГИ-ГДИС		
7. При проведении капитального ремонта и восстановления добычи	а) Выявление характера и степени нарушения эксплуатационных свойств	а) Обработка на основе построения динамических планшето-в	Аналогично п. 1–6, необходимость промышленного оборудования для запуска скважины в работу (компрессированием, свабированием и др. способами)	Аналогично п. 1–6
	б) Оценка параметров нарушенной эксплуатации скважин (источники обводнения, интервалы перетоков)	б) Определение относительных суммарных критериев, включая данные специальных технологий ГИС		

Таким образом, сложность мероприятий по выполнению анализа результатов скважинных исследований значительно возрастает на втором уровне обобщений – для системы «залежь-скважины». Здесь уже недостаточно использования информационно-измерительных систем (ИИС) и ПО ГИС-контроля (например, [9]) даже в тандеме со специализированными пакетами графических приложений («Сигма» [10–11], «DV-невыработанные запасы» [12], др.), а требуется применять информационно-аналитические системы (с ГБД и ПО геомоделирования).

Согласно табл.15.2.2.1 основное дополнительное требование к ПО для динамического анализа состоит в использовании развитой системы управления базой данных со специальной структурой, предназначенной для хранения результатов комплексной интерпретации материалов ПГК. Ведь только для ГИС-контроля известно более 1200 типов данных [13]. Важно также обеспечение более широких возможностей по их документированию (например, в графических формах) и обмену (передаче) данных при работе с другими автоматизированными программными комплексами.

Такие решения обеспечивает *информационно-аналитическая система (ИАС)*, где в отличие от ИИС накопление информации в основном обеспечивается за счет аналитических сопоставлений далеких по содержанию признаков, не связанных между собой измерительным процессом. ИАС замыкает *цикл движения информационных потоков в ПГК* и служит:

- для оперативного создания динамических моделей скважины, пласта и залежи;
- для подготовки результатов к дальнейшему использованию при геомоделировании;
- для организации обратной связи от результатов ДА к этапу организации повторных скважинных исследований.

Организация полного цикла движения информации в ГИС-контроле повышает глубину изъятия информации. Однако ИАС – только средство (инструмент) в руках профессионально подготовленных специалистов (геологов и геофизиков).

### **15.2.2.3. Динамические преобразования результатов системного геофизического контроля**

При проведении динамического анализа данных, полученных в результате системных ПГК, обеспечение уровня обобщающей интерпретации в ИАС достигается при алгоритмическом и программном выполнении следующих условий:

- а) подготовки результатов комплексной параметрической и целевой интерпретации в «*объединенный*» формат [13], пригодный для передачи данных в глобальную БД;
- б) организации соответствующих структур в ГБД, удобных для хранения и последующего анализа результатов ПГК;
- в) выработки правил приписывания интервальных свойств пласту или объекту;
- г) создании и использовании инструмента «динамического планшета»;

д) создании «базы знаний» для экспертизы и оценки достоверности результатов сложной комплексной и обобщающей интерпретации.

Авторами была разработана и внедрена автоматизированная технология обобщающей интерпретации и ДА, которая состоит из следующих этапов:

а) площадные и временные обобщения на уровнях «скважина-пласты» и «за-лежь-скважины» (с применением всего спектра графических и статистических средств);

б) использование алгоритмов сложной комплексной (в том числе и системообразующей) количественной интерпретации с экспертизой получаемых результатов на уровне системы «скважина-пласты»;

в) решение ряда задач комплексной параметрической и целевой интерпретации с применением средства «динамического планшета»;

г) научное объяснение результатов ДА, составление отчетов по объектам.

Ниже указанные понятия будут предельно детализированы в отдельных разделах.

Таким образом, основа предложенной авторами концепции «ДА» – это активное вмешательство как в систему сбора первичной геофизической и промысловой информации на скважинах (включая применение многорежимных и активных технологий для методов ГИС-контроля), так и в систему обработки этих данных в процессе многоуровневой комплексной интерпретации, секторного моделирования и системного анализа.

### **15.3. ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДИНАМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА**

#### **15.3.1. Оптимизация движения информационных потоков**

В сферу выполняемой при ГИС-контроле комплексной интерпретации входят данные:

- о параметрах, характеризующих разрез скважины (стратиграфия, литология, керн, петрофизические свойства пород),
- о конструкции скважины (включая техническое состояние отдельных элементов ствола и подземного оборудования),
- о результатах метрологического обеспечения (МО) применяемой аппаратуры,
- о характере поведения скважины в процессе геофизических исследований,
- об условиях и результатах измерений геофизических параметров в скважине.

Сбор, пополнение и обобщение перечисленной информации – перманентный процесс, происходящий в течение всего цикла разработки месторождения. Эти данные, корректируемые со временем, создают основу динамической модели месторождения, которая способна нести информацию, касающуюся прогнозирования поведения продуктивных пластов и скважин в целом с учетом взаимовлияния различных объектов разработки друг на друга.

Цикл движения информации в ГИС-контроле претерпевает три основных этапа:

1. Регистрация и подготовка данных (глубина изъятия информации менее 25 %).
2. Интерпретация данных (глубина изъятия информации менее 50 %).
3. Анализ результатов (глубина изъятия информации в перспективе до 100 %).

Процент изъятия информации на оперативном уровне объективно ниже. Большую степень изъятия геолого-промысловой информации может обеспечить только организация ее движения по специальным замкнутым циклам с привлечением новых данных.

Необходимым условием движения данного типа информации является наличие правильно организованной среды для ее поэтапного хранения, т.е. БД. Для первого и второго этапов преобразования информации достаточен уровень локальных баз данных (ЛБД), для третьего обязателен уровень глобальной базы данных (ГБД). Установлено [14], что непосредственная оптимизация самой структуры БД может значительно повысить процент изъятия информации при обработках. Для обеспечения максимальной степени изъятия информации на последнем этапе, еще на стадии составления программы и технологии работ по исследованию каждой скважины необходимо проведение предварительного анализа данных.

Потери какой-то части информации существуют практически всегда, но особенно неблагоприятными являются условия, если происходят нарушения в последовательности ее движения (например, сразу после выполнения первого этапа будет организован переход на уровень обобщений). Вероятность выдачи ошибочного заключения при такой организации обработки достаточно велика, но именно такая схема интерпретации исходных данных нередко предлагается пользователям в системах «первичных» (полевых) обработок.

Потери информативности результатов ГИС обычно пытаются компенсировать улучшением форм представления материалов обработки, поэтому оперативная обработка в ГИС-контроле в большей степени может отражать форму документирования, нежели глубину самой обработки. Другой крайностью формы документирования результатов ГИС-контроля является представление в отчете лишь аннотации по выполненной интерпретатором работе. В результате при анализе остается невостребованным информационное пространство, сформированное в БД в результате интерпретации. Основные резервы оптимизации обработки данных ПГК состоят именно в использовании возможностей этого информационного поля (наряду с его расширением).

Способом, предложенным авторами еще в 1995г. для практической реализации обобщающей интерпретации в ГИС-контроле, было формирование так называемого «автоматизированно организуемого заключения» (АОЗ), аккумулирующего в себе полный набор результатов обработок, выполняемых в процессе целевой интерпретации [9, 15]. Позднее авторам удалось совместно с компанией Гетэк реализовать более совершенную систему интеграции автоматизированных рабочих мест ПГИ и ГДИС в ГБД на основе программного комплекса «Камертон», состоящего из модулей: ГБД на СУБД «Oracle», «Камертон-Контроль» (ПГИ) и «Гидра-Тест» (см. раздел 14.2.6).

### 15.3.2. Оптимизация схемы накопления и хранения информации на этапе системообразующей интерпретации

В разделе 14 уже говорилось о возможностях БД как средства сохранения и анализа результатов целевой интерпретации. При этом не раз подчеркивалось, что их накопление и структурирование имеет более значимую цель, нежели просто сохранение результатов решения локальных задач ПГК. Фактически уже на этом этапе происходит накопление информации для динамического анализа. Основой для накопления и оптимального использования информации при проведении ГИС-контроля (как и ПГК в целом) является реализация движения информационных потоков по замкнутому циклу (рис. 15.3.2.1). Это позволяет обеспечить стыковку и взаимодействие различных информационно-измерительных систем (включая ИИС для ГИС-бурения, петрофизических данных, ГИС-контроля, промысловых данных) с объектно-ориентированной глобальной БД.

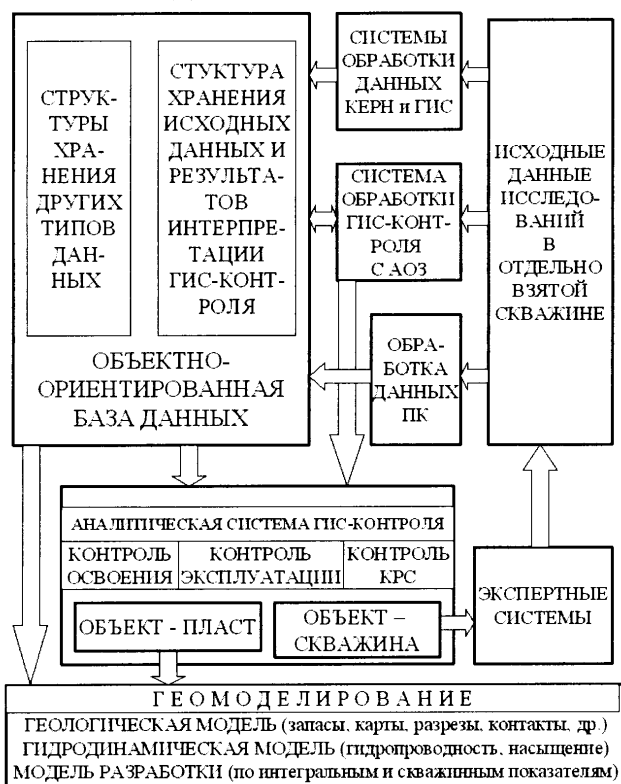


Рис. 15.3.2.1. Схема накопления и использования информации при проведении ГИС-контроля на месторождениях

Глобальный характер базы данных выражается в возможности реализации хранения и контроля всей геологической, промысловой и прочей накопленной информации по месторождению. Новым элементом в представленной схеме является информационно-аналитическая система, выполняющая следующие функции:



- фильтрации, селекции и отбора данных для последующего выполнения обобщающей (системообразующей) интерпретации, которая реализуется в пространственных координатах (по площади и разрезам) и во времени,
- решения самих задач обобщающей интерпретации на месторождении (залежи) в рамках концепции динамического анализа,
- оценки достоверности результатов обобщающей интерпретации посредством задействования специальной экспертной системы (базы знаний),
- создания обратной связи с начальным уровнем (регистрации новой информации на скважинах) с целью оптимизации программ и технологий повторных исследований,
- обеспечения непрерывного мониторинга разработки месторождения (или эксплуатации ПХГ) на основе постоянно действующей динамической модели,
- подготовки исходных данных для геомоделирования.

Задачи, решаемые на этапе обобщающей интерпретации, могут быть отнесены к объектам двух уровней, т.е. к моделям «скважина – пласты» и «залежь – скважины». При этом использование динамических форм анализа в работе с информацией ГИС-контроля обычно ведется по трем основным направлениям:

- контроль за процессом освоения,
- контроль за эксплуатацией,
- контроль за капитальным ремонтом скважин (КРС).

В соответствии с основными подходами по обобщению и анализу результатов ГИС-контроля, предлагается использовать определенный набор аналитических визуальных средств (преимущественно на основе различных графических представлений). Средства графического представления могут быть составлены как отдельные приложения к ГБД (характерный пример – набор карт, разрезов, кросс-плотов и другой графики в приложениях к БД «Сигма»), так и дополнительно организованы в информационно-аналитической системе. Необходимо учитывать, что известные формы анализа достаточно гибкие (определяются индивидуальным характером каждой скважины), и поэтому нельзя заранее строго регламентировать весь ход работы по обобщению результатов ГИС-контроля.

Другим моментом использования материалов анализа является выдача рекомендаций, касающихся как организации дальнейшей эксплуатации скважины (пласта), так и проблем оптимизации технологий по получению дополнительных данных по изучаемому объекту. Объективным способом оценки полноты и надежности полученного заключения по скважине должен быть экспертный анализ на основе сравнения имеющихся в распоряжении интерпретатора результатов с положениями, составляющими набор справочников базы знаний.

Функциональное место экспертной системы показано в схеме взаимодействия блоков ИАС ГИС-контроля на рис. 15.3.2.2. Фактически экспертная система на этапе представления геолого-геофизической информации выполняет еще и регулирующую роль в ее движении. Без анализа степени надежности будущих заключений, связанных с реальными условиями повторных ГИС через динамическую модель, нельзя га-

рантировать достоверность информации в той степени, в которой это необходимо для обеспечения геомоделирования.

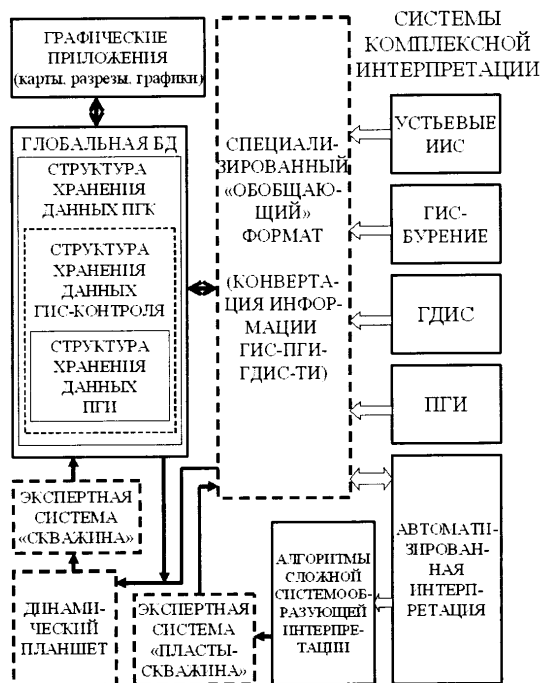


Рис. 15.3.2.2. Структурная схема ИАС ГИС-контроля. Основные взаимодействия блоков

Другим способом экспертизы результатов первичных расчетов для отдельных параметров может служить так называемый «графический калькулятор», позволяющий воспроизводить необходимые вычисления для целых слоев информации (пример – графическое воспроизведение комплексных параметров на карте путем преобразования исходных карт).

### 15.3.3. Конвертирование результатов через «объединенный» формат

Оптимизация движения информационных потоков при проведении мероприятий контроля связана с необходимостью обмена разноплановой геофизической и геолого-промысловой информацией между различными информационно-измерительными системами со своими локальными БД, глобальной БД, а также системой динамического анализа. В связи с этим крайне неэффективно было бы разрабатывать для каждой внутренней цепочки информационного пространства свой отдельный способ конвертации данных. Более правильно для обеспечения необходимого интерфейса еще на стадии постановки задачи создать единый текстовый формат данных ГИС и ГИС-контроля (например, в рамках LAS-файла). Здесь нельзя не учитывать ряд объективных трудностей, связанных с уже сложившимися у многочисленных пользователей

существующих ИИС и БД несоответствиями по полноте и структуре выходных данных, по разному толкованию параметров.

Впервые такого рода предложения были сформулированы разработчиками SDEF-формата (СибНИИНП, Тюмень, 1997г.). Однако предусматривавшийся в проекте их формата набор параметров ГИС-контроля никак не отражал всех возможностей современных алгоритмов комплексной и обобщающей интерпретации, а в немногочисленных каталогах SDEF были недопустимо смешаны принципиально разные понятия (например, методы с условиями измерений, цели ГИС – с технологиями и т.д.). Система идентификации должна быть достаточно гибкой, открытой, непротиворечивой, научно обоснованной, легко дополняться новой информацией, при этом изначально учитывать многообразие задач и их решений в области ГИС-контроля, а также согласовываться с уже принятыми в России РД и с основными требованиями действующих международных форматов и стандартов (POSC и пр.). В связи с этим авторами был реализован проект *отраслевого объединенного формата для данных геофизических исследований скважин*, учитывающего специфику ГИС-контроля (сокращенно – «UWLDEF» – United Well Logging Data Exchange File) [13].

Методология и технологии ПГК в последнее время развивались настолько активно, что границы области применения ПГК значительно расширились. Основной причиной явилось повсеместное использование гидродинамических исследований пластов и скважин, различных способов оценки технического состояния в стволе скважин и других, нетрадиционных ранее для ПГК методов. Для многих решаемых на количественном и качественном уровнях задач с их пока еще не вполне ординарными выходными параметрами до сих пор нет даже подходящих аналогов в известных зарубежных каталогах форматов и систем (LIS Mnemonics, SPWLA Glossary of terms, Customer tape format document by Schlumberger, POSC [16-19]).

Все это говорит о необходимости упорядочивания параметров ГИС-контроля и закреплении соответствующей терминологии. В настоящее время входные данные (результаты регистрации на скважинах и сопутствующие им скалярные геолого-промысловые данные) обычно передаются в виде LAS-файлов (стандартных или модифицированных). Однако даже здесь, в рамках одного звена передачи информации, возникают трудности в идентификации параметров, задач и т.п. Что тогда говорить о выходной информации после полноценной комплексной интерпретации, где из-за своего разнообразия она вообще не поддается трансформации без предварительного структурирования в пределах ЛБД интерпретационной системы. Конечно, обмен и хранение примитивного набора расчетных параметров ГИС-контроля возможны в виде отдельных таблиц и файлов (индивидуально по пластам-объектам или по скважинам), но такая система хранения, по мнению авторов,

- 1) не будет эффективной, а в рамках целого месторождения станет неоправданно громоздкой, т.к. не обеспечит необходимой скорости доступа к информации;
- 2) не позволит учитывать все многообразие информации, получаемой в процессе комплексной и последующей обобщающей площадной интерпретации;

- 3) не позволит выполнять полноценный мониторинг разработки месторождения на основе результатов системного ГИС-контроля (вследствие п. 1,2);
- 4) не сможет стать универсальным механизмом для передачи или получения информации ГИС-контроля в другие или из других ИИС, БД (т.е. заведомо ограничит будущий интерфейс обрабатывающих систем).

Ниже, в табл. 15.3.3.1, проиллюстрирована структура формата «UWLDEF», обеспечивающего обмен выходными данными ГИС-контроля и насчитывающего свыше 1200 параметров и порядка 1000 признаков в 72 каталогах [13].

#### СТРУКТУРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ФАЙЛА ОБЪЕДИНЕННОГО ФОРМАТА

Таблица 15.3.3.1

Разделы формата	Подразделы формата (краткая характеристика)
<b>+XPL</b> данные о площади (месторождении)	Имя площади. Количество залежей. Стратиграфический индекс N-ой залежи. Код залежи по другой разбивке. Тип залежи.
<b>+SKV[ ]</b> данные о скважине	<b>*MES</b> Местоположение скважины <b>*XRS</b> Общая характеристика скважины <b>*PRO</b> Профиль скважины <b>*KON</b> Конструкция скважины и подземное оборудование <b>*REJ</b> Режим работы скважины
<b>*KOM[ ]</b> данные о комплексе	Количество комплексов. Даты и интервалы исследований. Характеристика исполнителя и его технических средств.
<b>\$ZAM[ ]</b> данные о замере	Количество замеров. Даты и интервалы замеров. Метод и технология. Характеристика технических средств измерений.
<b>\$REK</b> результаты (документы) ПГК по комплексу (модель: «скважина – интервалы»)	<b>\$TEX;\$XAN</b> Технические параметры состояния скважины, нарушения <b>\$USL</b> Технологические параметры в скважине, ее интервалах <b>\$NAP; \$PER</b> Свойства толщин; межпластовые перетоки <b>\$OPR</b> Поведение и параметры при испытаниях
<b>PLS</b> данные (результаты) о пласте (объекте)	<b>*PSK</b> Пласт как элемент системы «скважина-пласт» <b>*PZA</b> Пласт как элемент системы «залежь»
<b>MTR</b> метрологическое обеспечение (МО) ПГК	Количество операций МО. Характеристика средств МО. Основные результаты МО и их характеристики.
Параметры имеют оригинальные восьмисимвольные коды и объединены в разделы различных уровней вложенности. Текст формата выделяют ключами «@». Он содержит произвольное число разделов верхнего уровня, каждый из которых может содержать несколько разделов подчиненного уровня. Количество уровней подчинения может быть произвольным. Иерархия ключей для первых шести уровней следующая: «+», «*», «\$», «&», «%», «^». Ключи, используемые LAS-файлом (~), запрещены, чтобы можно было безболезненно включать разделы объединенного формата в LAS-файл (внутри опции «~O Other information»)	

#### 15.3.4. Идентификация кривых с учетом требований объединенного формата

Функционирование ЛБД и частично ГБД, а также обрабатывающих программ должно строиться на соблюдении правил по организации системы идентификаторов. Практика показала, что существует определенная специфика идентификации параметров и кривых в области ГИС-контроля. Необходимость отражения в них таких моментов, как порядок, время, условия измерений (режимы работы скважины) или

характер преобразований (при обработке), приводит к усложнению кодов идентификаторов. В то же время для оптимизации обработки важна определенная гибкость в обозначениях. Поэтому в рамках развития систем «Геккон+» [9] и «Камертон-Контроль» [20] с учетом специфики получения исходных данных и способов их интерпретации авторами была разработана универсальная система идентификаторов.

Указанная разработка явилась творческим обобщением пожеланий заказчиков геофизических работ и возможностей, предоставляемых геофизическими ИИС. Она неоднократно публиковалась [21–22] с целью способствовать снижению в геофизических службах «языкового» барьера в терминологии, применяемой в области ГИС-контроля, и упорядочиванию параметров ПГК при их идентификации.

Принципы, заложенные в данной разработке, в значительной степени были отражены во временной инструкции ГЛАВНИВЦ [23]. Однако распространению данных предложений в других известных автоматизированных регистрирующих и обрабатывающих системах мешает отсутствие официально узаконенных ведомственными нормативных документов.

Особенности формирования имен первичных и преобразуемых геофизических кривых находятся в прямой зависимости от условий измерений и от заложенных в обрабатывающей системе возможностей решения основных задач ПГК. В частности, авторами были реализованы информативные возможности как стандартных измерительных комплексов, так и специальных, основанных на режимных (включая нестационарные) и временных исследованиях. Это потребовало выработать целый ряд принципиальных положений по фиксации в именах кривых основных моментов, связанных с технологией их получения. Сложность проблемы состояла еще и в том, что сами комплексы измерений не должны были быть жесткими и неизменными, так как это приводит к существенной потере информации о скважине, каждая из которых индивидуальна в своих проявлениях.

Основным фактором, определяющим особенности ГИС-контроля, являются условия в скважине в процессе проведения геофизических исследований. В классификации условий необходимо поставить на первое место режимные особенности работы скважины и пластов. Здесь наиболее важен характер изменения параметров режима (продолжительность, пространство движения потока). Потом могут стоять отличия между режимами по набору признаков, определяющих цели исследований (состав притока и пр.). Прочие признаки (особенности методики, технологии и средств измерений) можно рассматривать как факторы второго порядка. При таком подходе к классификации условий за огромным обилием фактов легче рассмотреть принципиальные моменты, связанные с эффективностью ПГК.

Ниже, в табл. 15.3.4.1, представлен вариант действующей 16-разрядной системы идентификации названий ПГИ, предназначенной для проведения операций регистрации исходных данных и первичной обработки результатов ГИС-контроля в добывающих и наблюдательных скважинах.

**ПРИМЕРЫ ИДЕНТИФИКАТОРОВ ДЛЯ ОБОЗНАЧЕНИЙ ОПЕРАЦИЙ  
ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ГИС-КОНТРОЛЯ**

Таблица 15.3.4.1

Номер позиции в 16-ти символьном идентификаторе			
1 – 4	11	12-13	14
<p>Название метода или кривой, являющейся результатом интерпретации, например:</p> <p>пл – плотность (<math>\text{кг/м}^3</math>), истинные содержания (относительные доли):</p> <p>ис – объемное, им – массовое;</p> <p>расходные содержания (доли):</p> <p>рс – объемное, рм – массовое.</p> <p>де – дебит (<math>\text{тыс.м}^3/\text{сут}</math> – для газа; <math>\text{т/сут}</math> – для жидкости);</p> <p>ск – скорость потока (<math>\text{м/с}</math>)</p> <p align="center"><i>индексы:</i></p> <p>см – смесь, г – газ, в – вода, н – нефть, влаг – (объем. доля) влагосодержание, плп – плотность породы (<math>\text{кг/м}^3</math>),</p> <p align="center"><i>коэффициенты:</i></p> <p><math>K_{гд}</math> – глинистости,</p> <p><math>K_{п}</math> – пористости,</p> <p><math>K_{н}</math> – нефтенасыщенности,</p> <p><math>K_{г}</math> – газонасыщенности.</p>	<p>Режим работы:</p> <p>ф – статика (фон),</p> <p>с – статика (неустановившаяся),</p> <p>д – динамика (установившаяся),</p> <p>к – компрессирование,</p> <p>т – свабирование,</p> <p>н – накопление,</p> <p>з – закачка,</p> <p>о – отбор,</p> <p>п – пуск в работу (перевод с режима на режим),</p> <p>и – специальные испытания, включая: сравливание газа из межтрубного пространства</p>	<p>10 – часы,</p> <p>ре – серия режимных замеров,</p> <p>тр – по НКТ,</p> <p>зт – по затрубью</p>	<p>Работа с кривой:</p> <p>ц – цифровая регистрация,</p> <p>о – оцифровка,</p> <p>р – редактирование,</p> <p>у – увязка,</p> <p>с – сглаживание,</p> <p>н – нормализованная кривая,</p> <p>д – результат дифференцирования,</p> <p>ф – функциональные преобразования,</p> <p>э – результат экспоненциальных преобразований,</p> <p>и – результат интерпретации</p>

**П р и м е ч а н и я:** 1) Длина идентификатора кривой не должна превышать 16 символов. При отсутствии символов в имени ставятся: “\_”. 2) Идентификатор состоит из двух частей: обязательной (фиксированной длины 10 символов), дополнительной (от 0 до 6 символов). 3) В *обязательную* часть входят: название метода (4 символа), дата (6 цифровых символов в 5–10-й позициях), обозначающих число (2 символа), номер месяца (2 символа), последние 2 цифры года (2 символа). 4) К идентификатору метода, если его длина меньше 4-х символов, может быть добавлен порядковый номер замера. Последовательно нумеруются серии замеров одним и тем же прибором, объединенные единой технологией (например: термограммы в простаивающей скважине, отличающиеся временем простоя и т.п. ТМ1, ТМ2,.....). 5) В *необязательную* часть входят: индекс режима работы скважины или условий измерений (один символ в 11-й позиции), дополнительная характеристика режима работы скважины (2 символа цифрового или буквенного содержания в 12–13-й позициях), признак работы с кривой (символ в 14-й позиции), любая дополнительная информация (2 символа в 15–16-й позициях), как то: а) номер операции фиксированного этапа работы с кривой, б) признак флуктуационной записи (временной записи на фиксированной точке глубины) – (фл), в) признак кривой восстановления (кв) или стабилизации (кс) – для временных диаграмм, г) для исследований ИНК – время задержки (мс), д) для методов ПГИ – тип записи (спуск/подъем)-(сп/по), е) для кривых, являющихся результатом интерпретации и имеющих новое имя, отличное от имени метода – полное или частичное имя кривой, давшей основную информацию в расчетах (пример: для кривой ПЛСМ/плотность смеси – БМ барограмма).

## **15.4. СПОСОБЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ОБОБЩАЮЩЕЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ И ДИНАМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА**

### **15.4.1. Роль динамического планшета в обобщающей интерпретации геофизического контроля**

Анализ развития отечественных автоматизированных обрабатывающих систем ГИС-контроля показал, что повсеместно ведущие позиции занял интерактивный способ интерпретации. В связи с этим существовавший до настоящего времени уровень графического восприятия материалов нельзя считать вполне удовлетворительным с позиции решения задач оперативной и особенно обобщающей интерпретации. В качестве отражения этой насущной потребности в рамках современных интерпретационных систем происходит развитие динамических средств работы с информацией. Особенности и принципы функционирования динамического планшета [24] подробно рассмотрены в разделе 14.2.3, где акцент сделан на решение задач параметрической и целевой интерпретации. Но при этом неоднократно упоминалось, что функции динамического планшета не ограничиваются данными задачами. Конечной целью его использования является подготовка информации по скважине с последующим использованием для информационного насыщения цифровой модели залежи.

В этом смысле динамический планшет следует рассматривать как один из инструментов обобщающей интерпретации. Постановка и решение подобной задачи невозможна без опоры на специализированную глобальную базу данных (ГБД), аккумулирующую всю информацию о месторождении, начиная с этапа разведки до заключительных стадий эксплуатации. В этой связи очень важно решить проблемы информационной увязки элементов динамического планшета и структур ГБД.

### **15.4.2. Способы приписывания интервальных и пластовых параметров в глобальной базе данных**

Глобальную базу данных (ГБД) можно считать полноценным инструментом динамического моделирования, только если обоснованы и формализованы алгоритмы согласования ее структур с исходными данными и результатами интерпретации ПГК.

В соответствии с изложенной выше концепцией организации структур ПГК в ГБД, некоторые поинтервальные свойства, определяемые в результате параметрической и целевой интерпретации материалов ПГИ-ГДИС, могут быть закреплены в таблицах базы данных без дополнительных преобразований. К их числу относятся данные типа «условия измерений», «документы ГИС» и пр. (см. раздел.14.4).

Характер работы стандартных графических или других приложений с ГБД таков, что проследить изменения по площади можно только у тех параметров, которые «приписаны» к пласту или объекту эксплуатации в скважине (т.е. по «пластопересечению»), либо же ко всей скважине. При этом координаты пласта (пластопересечения) в скважине и его геометрические свойства (толщины) желательно представлять в единицах абсолютных отметок (а.о.). Причем для их корректного «приписывания»

в ГБД потребуются не только результаты инклинометрии, но и наклонометрии. Иначе толщины по своему статусу останутся «кажущимися».

Исходные измеряемые физические свойства, как правило, характеризуют «толщины» (пропласток) или даже не идентифицированные по отношению к разрезу интервалы. В связи с этим возникает условность того, что хранимые в узле «Пласт» данные могут быть неточны из-за различий в конкретных способах их осреднения (т.е. приписывания пласту).

Процедуру «приписывания» рекомендовано выполнять отдельно либо на этапе конвертирования данных из рабочей ЛБД. Для оценки интегральных пластовых характеристик предусмотрены специальные приложения с адекватными по сложности алгоритмами учета при суммировании (например, параметра  $h_{эф}$ ) или осреднении (здесь типовыми являются способы оценки «среднего арифметического» ( $T_{пл}$ ) и «среднего взвешенного» ( $K_{П}$ ,  $k$ ,  $K_{Н.Г}$  или  $r_{с.пр}$ , характер  $C_1$  и степень  $C_2$  вскрытия и др.). Интегральный дебит  $Q$  или расходные фазовые параметры пласта (например, обводненность продукции  $\psi_в$ ) можно охарактеризовать максимальными приращениями названных параметров в интервале границ пласта.

#### 15.4.2.1. Осреднение проницаемости

Наиболее неоднозначно могут быть оценены свойства неоднородного по  $h$  пласта, связанные с проницаемостью по ГИС ( $k$ ), т.к. здесь «вес» различных пропластков не равнозначен с точки зрения возможных последствий при фильтрации.

Опыт работ с исходными материалами по ряду месторождений показывает, что и сами значения  $k$ , определяемые на разных этапах контроля за состоянием залежи (методами ГДИС, ГИС-бурения и по исследованию кернов), могут существенно расходиться. Характерный пример таких расхождений приведен на рис. 15.4.2.1. Из данного рисунка видно, что оценки по ГИС имеют повышенные значения и детализируют весь разрез пласта, оценки по керну представлены отдельными точками в разрезе и близки к данным ГИС настолько, насколько велик коэффициент корреляции у связывающей эти методы зависимости  $k^{кern} = f(K_{П}^{ГИС})$ . Оценка по ГДИС фактически единая для всего пласта и на порядки ниже, чем средняя оценка по ГИС. Гидродинамические оценки по данным испытателя пласта на кабеле («MDT») бьются с данными ГДИС, но дополнительно (как и «ГИС-кern») позволяют увидеть отличие ФЕС у пропластков в кровле и подошве исследованного интервала [25].

Во-первых, проницаемости по керну и ГИС – это, как правило, проницаемости «по газу», полученные для отдельных точек (толщин) в интервале пласта. Проницаемости по ГДИС соответствуют суммарным пластовым оценкам «по текущему пластовому флюиду» (например, для смесей «нефти-воды» или «газа-воды», заполняющих поровое пространство).

Другие причины данных расхождений: разные охваты исследованиями по  $h$  и по радиусу  $r$ , разные даты замеров (т.е. разная текущая обводненность пласта), изменения в состоянии призабойной зоны и фильтра, набухание глинистого материала при заводнении и пр. В сущности, оценки  $k$  по ГИС-бурению в открытом стволе и теку-



шие определения по ГДИС – это совершенно разные критерии ФЕС, которые необходимо разделять при хранении в базе данных или же приводить при анализе на момент единого состояния объекта (например, на момент начала эксплуатации – при начальной водонасыщенности пласта  $K_{BO}$ ).

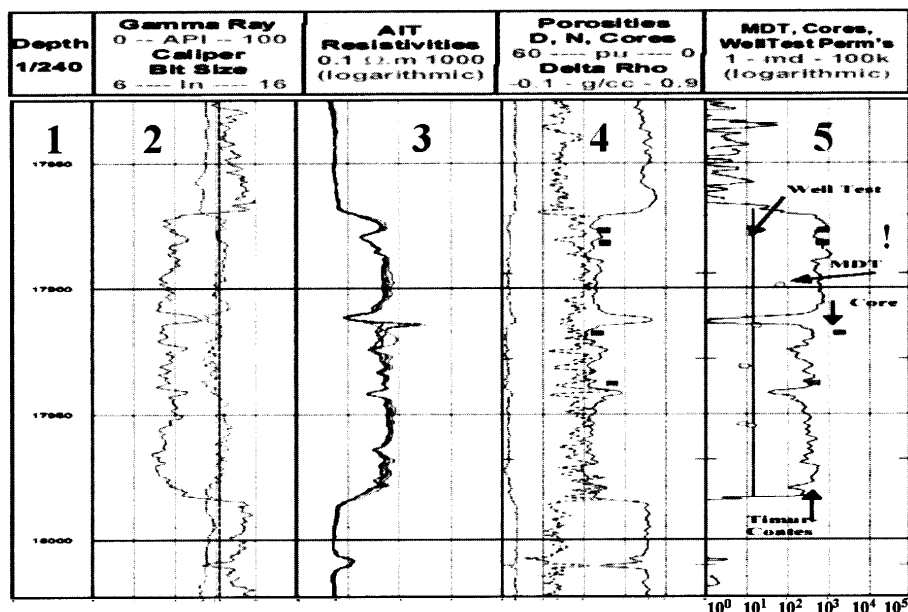


Рис. 15.4.2.1 Оценки проницаемости [SPE 71722. Integrating Permeabilities NMR, Formation Tester, Well Test and Core Data. Haddad S., Cribbs M., Sagar R., Viro E., Castelijns K.] по ГДИС (Well Test), опробователю MDT, керну (Core) и ГИС (Timur Coates) (1 – глубина [м]; 2 – ГК [API], кавернометрия [дюйм]; 3 – электрометрия [Ом м]; 4 – коэффициент пористости [%] и характеристика плотности [г/см<sup>3</sup>]; 5 – проницаемость [мД])

Таким образом, некорректно формально сравнивать между собой значения проницаемости, полученные разными методами и отражающие разные физические характеристики. Указанный тезис подробно рассмотрен авторами ниже, в п. 15.5.

Как уже говорилось выше, полученные по ГИС параметры необходимо усреднять для проведения анализа. Однако средневзвешенные оценки  $k$ , как правило, не корректны. Если исходить из модели фильтрации в пласте и уравнения притока флюида в ствол скважины, то правильнее приписывать поинтервальные значения проницаемостей всему пласту согласно удельным вкладам расходов из неоднородных толщин в общий приток из пласта. Аналогичное правило учета при формировании пластовых свойств может быть также распространено на производные от  $k$  гидродинамические свойства пласта:  $\alpha$ ,  $\varepsilon$  др.

Ограничим модель фильтрации по пласту следующими условиями:

1. Цилиндрический горизонтальный пласт вертикально неоднороден и состоит из  $n$  хорошо и плохо проницаемых толщин, выдержанных по  $h$ , но отличающихся друг от друга по  $k$ .
2. Границы между пропластками непроницаемые (т.е. ограничены гидродинамическими экранами), в связи с чем вертикальная фильтрация в пласте отсутствует.

3. Фильтрация по плоскопараллельным пропласткам имеет вид радиального движения с постоянными  $v_i$  в направлении одиночно расположенной в центре пласта скважины. Условия фильтрации соответствуют линейному закону Дарси для жидкости только для хорошо проницаемых пропластков.
4. Свойства и тип фильтруемого по всем пропласткам флюида одинаковы.
5. Контур питания  $r_{КП}$  и депрессия на все пропластки  $\Delta P_{nl_i}$  условно близки.
6. Какая-либо радиальная неоднородность в пропластках отсутствует. Скважина абсолютно совершенна по степени и характеру вскрытия пласта.
7. Интервалы притока в ствол скважины соответствуют работающим толщинам, которые, в свою очередь, соответствуют эффективным толщинам.
8. Профиль притока из любого пропластка монотонен, а удельные притоки из пропластков  $(Q/h)_i$  отличны.

Тогда, в соответствии с формулой Дюпюи для  $i$ -го пропластка, имеем:

$$Q_i = 2 \cdot \pi \cdot \varepsilon_i \cdot \Delta P_{nl_i} / [\ln(r_{КП}/r_c)] = 2 \cdot \pi \cdot (k \cdot h)_i \cdot \Delta P_{nl_i} / [\mu \cdot \ln(r_{КП}/r_c)] = \alpha'_i \cdot (k \cdot h)_i \quad (15.4.2.1)$$

$$\text{или } k_{i\Sigma} = 1/\alpha'_i \cdot (Q/h)_i. \quad (15.4.2.2)$$

Если бы все пропластки были относительно однородны и для каждого из них строго действовал один и тот же закон Дюпюи, то  $\alpha'_i = \alpha' = const$  и

$$Q_\Sigma = \sum Q_i = \alpha' \cdot \sum (k \cdot h)_i = \alpha' \cdot k_\Sigma \cdot h_\Sigma, \quad (15.4.2.3)$$

$$k_\Sigma = \sum (k \cdot h)_i / \sum (h)_i. \quad (15.4.2.4)$$

Следовательно, осреднение проницаемости для такого пласта вполне удовлетворяло бы уже принятому правилу для средневзвешенной по эффективным толщинам:

$$(\bar{k})_{взв\_h} = [(k \cdot h)_1 + (k \cdot h)_2 + \dots + (k \cdot h)_i + \dots + (k \cdot h)_n] / [(h)_1 + (h)_2 + \dots + (h)_i + \dots + (h)_n]. \quad (15.4.2.5)$$

Однако на практике для вертикально-неоднородного пласта имеет место  $\alpha'_i \neq \alpha' = const$ , т.е. встает вопрос о законности данной разбивки разреза на пласты в зоне отдельных скважин, т.к. проявляется частичное нарушение гидродинамической целостности объекта. Если корреляция разреза не дает требуемого результата, то, значит, для того, чтобы воспользоваться формулой (15.4.2.4), необходимо предварительно скорректировать условия для границ выделенного пласта. Наиболее надежное их уточнение может быть выполнено по результатам скважинных испытаний на приток при освоении. В этом случае предлагается оперировать уже не с эффективными толщинами  $h_{эф\_i}$  (выделенными по данным ГИС-бурения и керна), а с принципиально новыми параметрами – эффективными нормированными по  $Q$  толщинами (т.е. скорректированными по профилю притока продукции из пласта):

$$h^*_{эф\_i} = h_{эф\_i} \cdot (Q_i/Q_\Sigma). \quad (15.4.2.6)$$

Таким образом, автоматически будет учтена реально действующая эффективная нормированная толщина всего пласта  $h^*_{эф\_Σ}$ . Однако по ряду причин на разных стадиях разработки залежи или эксплуатации скважины отдельные пропластки могут и не проявиться сразу в работе, поэтому их игнорирование окажется не совсем правомерным. Следовательно, при определении  $k_\Sigma$  необходимо опираться на результаты

часто повторяющихся исследований по профилю притока, учитывающих динамику изменений  $h^*_{эф\_i}$  и  $h^*_{эф\_Σ}$ .

Средневзвешенная с учетом удельного дебита притока проницаемость будет:

$$(\bar{k})_{эв\_Q} = [(k \cdot h^*_{эф})_1 + (k \cdot h^*_{эф})_2 + \dots + (k \cdot h^*_{эф})_i + \dots + (k \cdot h^*_{эф})_n] / [(h^*_{эф})_1 + (h^*_{эф})_2 + \dots + (h^*_{эф})_i + \dots + (h^*_{эф})_n] = [(k \cdot Q \cdot h)_1 + (k \cdot Q \cdot h)_2 + \dots + (k \cdot Q \cdot h)_i + \dots + (k \cdot Q \cdot h)_n] / [(Q \cdot h)_1 + (Q \cdot h)_2 + \dots + (Q \cdot h)_i + \dots + (Q \cdot h)_n]. \quad (15.4.2.7)$$

Соответственно аналогичным путем получим:

$$(\bar{k} \cdot h^*_{эф})_{эв\_Q} = (k \cdot h^*_{эф})_1 + (k \cdot h^*_{эф})_2 + \dots + (k \cdot h^*_{эф})_i + \dots + (k \cdot h^*_{эф})_n = [(k \cdot h \cdot Q)_1 + (k \cdot h \cdot Q)_2 + \dots + (k \cdot h \cdot Q)_i + \dots + (k \cdot h \cdot Q)_n] / [(Q)_1 + (Q)_2 + \dots + (Q)_i + \dots + (Q)_n]. \quad (15.4.2.8)$$

Для упрощения названия параметров, средневзвешенных с учетом распределения притока (расхода), будем называть их дальше «расходозвешенными». Тогда далее могут быть определены следующие расходозвешенные параметры:

$$\text{пьезопроводность} - (\bar{\alpha})_{эв\_Q} = (\bar{k})_{эв\_Q} / [(\mu \beta \cdot K_{II})]_{эв\_h}, \quad (15.4.2.9)$$

$$\text{гидропроводность} - (\bar{\epsilon})_{эв\_Q} = (\bar{k} \cdot h^*_{эф})_{эв\_Q} / (\mu)_{эв\_h}, \quad (15.4.2.10)$$

$$\text{проводимость} - (\bar{k} \cdot h)_{эв\_Q} = (\bar{k})_{эв\_Q} (\mu)_{эв\_h}. \quad (15.4.2.11)$$

#### 15.4.2.2. Осреднение пластового давления

Указанные правила, возможно, будут необходимы и в случае оценки интегрального пластового давления  $P_{nl}$ , если окажется, что наблюдаемые пропластки гидродинамически не связаны или плохо связаны. Причинами этого может быть влияние зональной и вертикальной форм неоднородности, ошибки при корреляции.

В ряде случаев (например, при использовании «MDT») при опробовании в протяженном пласте значения  $P_{nl}$  оцениваются раздельно для гидродинамически не связанных толщин. В этом варианте при исследованиях необходимо обеспечить надежное разобщение интервалов вскрытия (например, посредством установки пакеров). Другим, более простым способом, является регистрация на нескольких режимах отбора индикаторных линий (диаграмм)  $P_{заб} = f(Q)$  с помощью глубинных расходомеров и манометров. Обычно такие исследования выполняют в высокодебитных скважинах. Построение индикаторных диаграмм производят на основе профиля давления и интервальных притоков  $\Delta Q = f(h)$ , увязывая показания с глубинами кровли пропластков. Интервальные пластовые давления  $(P_{nl})_i$ , как правило, оценивают по пересечению линейно выраженной связи  $P_{заб} = f(Q)$  с координатами  $Q=0$ .

Для последующей оценки расходозвешенных  $(\bar{P}_{nl})_{эв\_Q}$  по измеренным  $(P_{nl})_i$  и  $Q_i$  можно использовать уравнения притока для жидкости и для газа. В первом случае имеем:

$$(\Delta P_{nl})_i = (P_{nl} - P_{заб}) = A \cdot Q_i = A' \cdot Q_i \cdot (k \cdot h)_i \quad (15.4.2.12)$$

или аналогично (15.4.2.3-15.4.2.4):

$$(\Delta P_{nl})_{Σ} = \sum [(\Delta P_{nl})_i \cdot (k \cdot h)_i] / (k \cdot h)_{Σ}. \quad (15.4.2.13)$$

Следовательно, далее получим:

$$(\bar{\Delta P}_{nl})_{эв\_Q} = \{[(\Delta P_{nl}) \cdot (k \cdot h^*_{эф})]_1 + \dots + [(\Delta P_{nl}) \cdot (k \cdot h^*_{эф})]_i + \dots + [(\Delta P_{nl}) \cdot (k \cdot h^*_{эф})]_n\} / \{[(k \cdot h^*_{эф})_1 + \dots + (k \cdot h^*_{эф})_i + \dots + (k \cdot h^*_{эф})_n]\} = \{[(\Delta P_{nl}) \cdot (k \cdot h) \cdot Q]_1 + \dots + [(\Delta P_{nl}) \cdot (k \cdot h) \cdot Q]_i + \dots + [(\Delta P_{nl}) \cdot (k \cdot h) \cdot Q]_n\} / \{(\bar{k} \cdot h^*_{эф})_{эв\_Q} \cdot (Q)_{Σ}\}. \quad (15.4.2.14)$$

Профиль  $P_{заб}=f(h)$  подробно известен по замеру. Поэтому интервальная (пластовая) величина  $(P_{заб})_j$  может быть оценена по площади всей наблюдаемой аномалии:

$$(P_{заб})_j = (h_{подшвы})_j \int_{h_{подшвы}}^{h_{кровли}} (P_{заб}). \quad (15.4.2.15)$$

Тогда:

$$(P_{пл})_{взв\_Q} = (\bar{\Delta P}_{пл})_{взв\_Q} - (P_{заб})_j. \quad (15.4.2.16)$$

При сильной «изрезанности» кривой расходомера интегрированием по площади аномалии может быть оценен суммарный приток из  $j$ -го пласта:

$$(Q)_j = (h_{подшвы})_j \int_{h_{подшвы}}^{h_{кровли}} (Q). \quad (15.4.2.17)$$

Далее  $(\bar{P}_{пл})_{взв\_Q}$  может быть учтено при оценках интегральных продуктивностей:

$$(K_{факт})_{взв\_Q} = (Q)_j / (\bar{\Delta P}_{пл})_{взв\_Q}. \quad (15.4.2.18)$$

В соответствии с формулой учета радиальной неоднородности (скин-эффекта  $s$ ) есть возможность оценивать и расходомвзвешенные пластовые параметры  $(\Delta P_{скин})_{взв\_Q}$  аналогично формуле (15.4.2.14) и  $s$ :

$$(s)_{взв\_Q} = [2 \cdot \pi \cdot (\bar{\epsilon})_{взв\_Q} \cdot (\bar{\Delta P}_s)_{взв\_Q}] / (Q)_j. \quad (15.4.2.19)$$

Таким образом, для основных параметров, являющихся результатами промыслового и геофизического контроля, авторами рекомендуются следующие правила приписывания в БД интегральных пластовых свойств (см. табл.15.4.2.1).

#### ПРАВИЛА ПРИПИСЫВАНИЯ ПЛАСТОВЫХ СВОЙСТВ В БД

Таблица 15.4.2.1

N	Способ приписывания	Основные результаты, определяемые по ПГК для интервалов (формула)	Примечание
1	2	3	4
1	Суммирование	$h_{эф}, s$ ( $X_{\Sigma} = X_1 + \dots + X_i + \dots + X_n$ )	Только для параметров, характеризующих геометрические размеры пласта
2	Средние арифметические	Свойства пластовых флюидов: $\gamma$ ; $\sigma$ ; $\mu$ ; $B_o$ ; $\alpha$ ; $Z$ Параметры ГИС: $УЭС$ , $\alpha_{ПС}$ , $J_{ГК}$ , $\Delta J_{ГК}$ , $\tau_n$ , $\lambda_n$ (методы: ПС, ГК, ИНК, др.) Параметры ГИС-контроля:  $P_{заб}$ , $T_{заб}$ , $T_{пл}$ ( $X_{АРИФ} = [X_1 + \dots + X_i + \dots + X_n] / n$ )	Данное упрощение допускается для: а) свойств пластовых флюидов, б) параметров ГИС и ГИС-контроля, измеренных и отредактированных в физические единицы (последние – из-за влияния потока в работающей скважине с неявно выраженными значениями ( $P_{заб}$ , $T_{заб}$ , др.), в) для количественно оцениваемых при обработке параметров, но обладающих инерционностью от $t$ ( $T_{пл}$ ).  При сильной изрезанности диаграмм оценки могут быть выполнены интегрированием суммарных аномалий на записанных и отредактированных кривых – см. (15.4.2.15).
3	Средневзвешенные по $h$	$K_{пл}$ , $K_{зл}$ , $K_{HГ}$ , $K_B$ , $\beta_{охв\_выр}$ , $\beta_{охв\_обв}$ , др. ( $X_{взв\_h} = [\sum(X \cdot h)_i] / \sum h_i$ )	Наиболее типичный способ для результатов методов ГИС и ГИС-контроль распространяется на параметры п.5 в случае неоднородности пласта

Продолжение таблицы 15.4.2.1

1	2	3	4
4	Максимальные приращения	Свойства продукции: $Q_j, \Delta\psi_j, \gamma_{cm}$ ( $X_{max}$ ) (кровля – подошва)	Значения снимаются в кровле интервала относительно показаний в подошве. При изрезанности диаграмм возможно интегрирование аномалий – см. (15.4.2.17)
5	Расходоувзвешенные	$k, k \cdot h, \alpha, \varepsilon, k/\mu \cdot$ (15.1.4.7-15.1.4.11), $K_{факт}, s$ (15.1.4.18-15.1.4.19), $P_{пл}, \eta_s,$ $\Delta P_{пл}, \Delta P_s$ (15.1.4.16, 15.1.4.14)	При $\alpha_j \neq \alpha = const$ см. (15.4.2.1-15.2.2.3). Для однородного по ФЕС пласта допускается все указанные параметры приписывать как средневзвешенные по $h$

### 15.4.3. Технологии обобщения и анализа результатов промыслового и геофизического контроля разработки месторождений

Объективно очень трудно решать задачи по моделированию эксплуатационных процессов в залежи без выполнения ряда процедур обобщающей интерпретации данных ГИС-контроля. Сами задачи обобщающей интерпретации могут быть подразделены на два уровня в зависимости от объектов предшествующей комплексной интерпретации: 1) по отдельному пласту (анализ пластовых ФЕС), 2) по скважине в целом (анализ энергетических свойств подъемника, характеристик нарушенной эксплуатации скважины).

#### 15.4.3.1. Технология оценки динамики охвата залежи процессами выработки

На дренирование пласта и залежи существенным образом влияет геологическая неоднородность объекта разработки. Помимо этого значительно также влияние следующих факторов: проницаемости  $k$  и проводимости  $k \cdot h_{пл}$  коллекторов, соотношения вязкостей пластовой нефти  $\mu_n$  и вытесняющей воды  $\mu_v$ , соотношения объемов внедряемой в пласт воды и отбираемой жидкости (в пластовых условиях), текущего пластового давления  $P_{пл}$ .

Оценивать динамику охвата залежей выработкой и, в частности, динамику вытеснения нефти закачиваемой водой, позволяет анализ поведения во времени  $P_{пл}$  и коэффициентов охвата выработкой  $\beta_{охв\_выр}$  и обводнения  $\beta_{охв\_обв}$ . Данные коэффициенты охвата характеризуют отношение эффективной толщины залежи, участвующей в дренировании, к суммарной. При этом дополнительное знание текущих коэффициентов нефтенасыщения пластов (например, по методам НК, ВАК) позволяет количественно оценивать их нефте- и газоотдачу.

В разделе 1.1.5 указанный тип коэффициентов уже использовался для оценок охвата по толщине пласта. Однако возможны соответствующие оценки и по площади (отношение части площади пласта, охваченной процессами выработки  $S_{выр}$  или вытеснения водой  $S_{обв}$ , к общей площади пласта  $S_{пл}$ ):

$$\beta_{охв\_выр\_S} = S_{выр}/S_{пл}, \quad (15.4.3.1)$$

$$\beta_{охв\_обв\_S} = S_{обв}/S_{пл}. \quad (15.4.3.2)$$

Построение карт охвата залежи выработкой или обводнением должно выполняться независимо для каждого продуктивного пласта на определенные даты. Обыч-

но на карты наносятся основные геологические особенности залегания коллектора (контуры нефтегазоносности, тектонические нарушения и др.), схема местоположения скважин (по типам). Оценка коэффициентов охвата (как по  $h$ , так и по  $S$ ) выполняется на основании показаний скважинной расходо- и термометрии (профили притока/приемистости) и суммарных дебитов, получаемых при испытаниях.

*Геолого-промысловый анализ коэффициентов охвата* по картам (для  $S$ ) и по профилям (для  $h$ ) позволяет дифференцировать и выявлять участки по степени их охвата воздействием, фиксировать зоны с высокой, средней и низкой степенью охвата, а также зоны, не охваченные воздействием. Увязка этих выводов с информацией о распределении вертикальных и горизонтальных зон геологической неоднородности, а также с распределением пластовой энергии позволяет вводить необходимые уточнения в динамическую модель залежи.

*Технология* авторов для решения данной задачи состоит в следующем:

1. Уточнить по результатам ГИС-бурения и др. данным детальное геологическое строение залежи и ее начальные насыщения, включая положение контактов ВНК, ГНК. Здесь могут быть построены сводные разрезы и учтено распределение ФЕС по толщине.
2. Определить изменения в насыщении толщин и оценить текущее насыщение пластов (по НК, ВАК с учетом влияния промытой зоны, состава заполнения ствола и пр.).
3. Внести необходимые поправки в профиль притока после выявления влияния межпластовых перетоков (термометрия, шумометрия), нарушений технического состояния скважин, состава заполнения ствола скважины.
4. Сопоставить результаты ГИС-контроля (профили и состав притоков/закачки) с исходными данными о продуктивном разрезе.
5. Уточнить разбивку разреза скважины на пласты и пропластки (с учетом данных гидродинамических исследований), оценить эффективность комплексов ГИС-контроля.
6. Оценить весь спектр относительных количественных критериев работы каждого пласта (коэффициентов охвата и т.п.).
7. По картам распространения нефтенасыщенных толщин и зон неоднородностей выполнить рекогносцировку для обоснования положения профилей, необходимых для оценок выработки пласта по  $h$ . Данные подготавливаются уже с учетом абсолютных отметок границ раздела флюидов в пластах.
8. Выполнить построение профилей с наложением на них результатов ГИС-контроля и данных промысловых испытаний (динамические планшеты на определенные даты).
9. Построить схемы выработки (включая сопоставления по нагнетательным и добывающим скважинам), оценить взаимовлияние скважин, определить объемы и основные направления движения закачиваемых вод. При распределении дебитов и приемистости между пропластками учесть соотношения  $k$  и  $h$  в каждой скважине.

10. Расчленить пласты на участки по степени и характеру охвата их выработкой (заводнением), сопоставить зоны с плохой выработкой (или с ее отсутствием) с информацией о неоднородности пласта, с динамикой изменения  $P_{пл}$ , с работой (дебитами, обводненностью) отдельных скважин.
11. Выявить закономерности и оценить достоверность полученной информации.
12. Рассчитать соответствующие коэффициенты охвата для каждого пласта по площади. Построить карты распространения коэффициентов охвата (на определенные даты). Проанализировать динамику и характер изменений коэффициентов охвата, сопоставив данную информацию с исходной (карты: структурная, нефтенасыщенных толщин; контуры контактов и т.д.) и другой, текущей, промысловой информацией (карты изобар, балансы объемов накопленной закачки и отборов продукции, данные о фондах работающих и простаивающих скважин, история эксплуатации и ГТМ отдельных скважин).
13. Оценить невыработанные запасы (построить карты), выделив зоны опережающей выработки и обводнения.
14. Обобщить информацию о движении фронтов подошвенной и нагнетаемой воды во времени по каждому из пластов залежи. При наличии данных об опережающем обводнении по отдельным пропласткам (толщинам) задокументировать их. Далее возможна выработка прогнозов интенсивности и направленности заводнения по залежи (с учетом ФЕС пласта).
15. Описать результаты и задокументировать (в ГБД) как полученную на определенные даты динамическую модель. Дать характеристику ее достоверности. Результаты сопоставить с проводимыми мероприятиями по интенсификации добычи.
16. Сопоставить результаты данных оценок с результатами геологического и гидродинамического моделирования (выполненных независимо).

Данная методика может быть практически реализована только на месторождениях при достаточно высокой плотности исследований ПГК по площади и при соблюдении системного подхода ведения ГИС-контроля.

#### **15.4.3.2 Технология оценки текущей нефтегазонасыщенности пластов и характера их выработки**

*(совместно с Серковой М.Х., Иванкович Е.В.)*

Технология оценки текущей нефтегазонасыщенности пластов и характера их выработки [26] включает следующие этапы:

1. Анализ геологической неоднородности в зоне эксплуатационных скважин.
2. Анализ выработки пластов по данным ГИС-контроля в отдельных скважинах.
3. Определение источников обводнения.
4. Выявление закономерностей работы продуктивных пластов по ГИС-контролю.
5. Локализация по площади заводненных и нефтенасыщенных толщин.

1. Как уже было сказано выше, динамика изменения текущей насыщенности пластов при разработке и характер их выработки в значительной степени определяются

неоднородностью объекта эксплуатации как по площади, так и по глубине. К характеристикам неоднородности относятся: эффективная толщина, проводимость, коэффициенты глинистости, песчанистости и карбонатности, расчлененность, типизация разрезов, зоны литофаций, толщина перемычек (см. рис. 15.4.3.1).

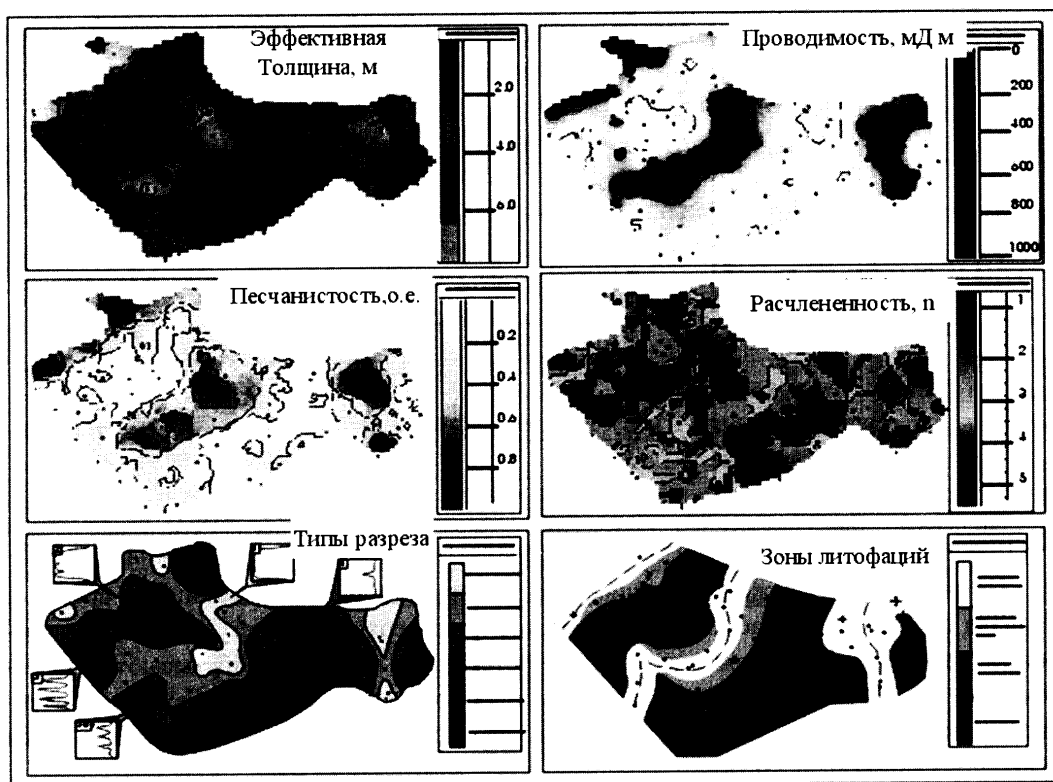


Рис. 15.4.3.1. Определение неоднородности строения пласта (по М.Х.Серковой)

Детальный анализ геологической неоднородности пласта может быть сделан только по плотной сетке скважин с учетом результатов сейсмики 3D.

2. Работа продуктивных пластов оценивается по данным комплексов ПГИ с построением динамических планшетов. Работающие толщины устанавливаются по характерным аномалиям термометрии, механической и термокондуктивной расходомерии, спектральной шумомерии. Наиболее точно работа толщин по термометрии устанавливается, если выполнены замеры как на режиме работы пласта, так и во времени после его остановки. Здесь необходимо учитывать возможность влияния межпластовых перетоков, ухудшения теплоотдачи в кавернах и др.

Пример профиля выработки совместно перфорированных пластов в процессе разработки по ПГИ представлен на рис. 15.4.3.2. При построении использовался программный продукт «DV-ГИС-контроль».



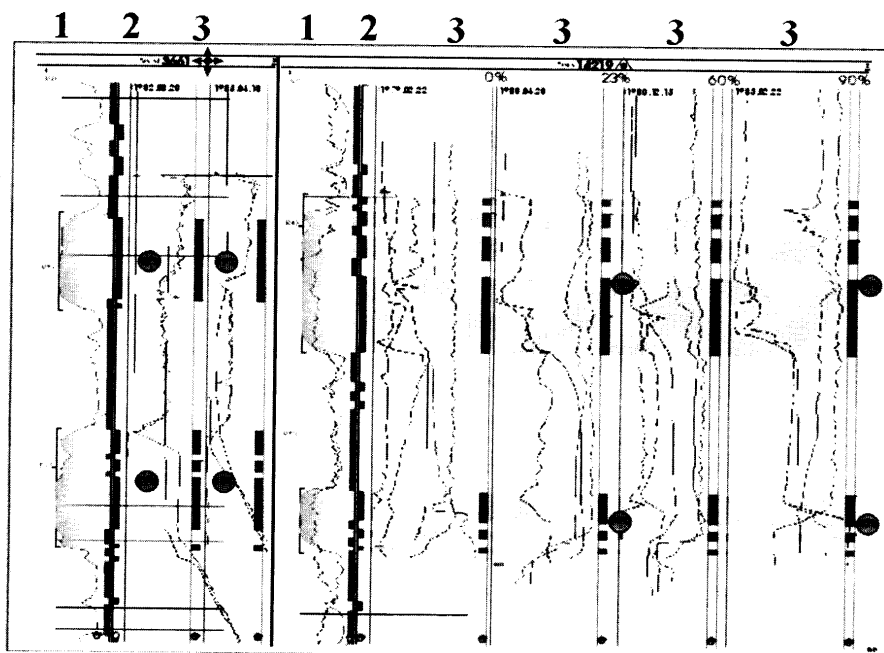


Рис. 15.4.3.2. Динамика выработки совместно перфорированных пластов при заводнении по данным ПГИ во времени (по М.Х.Серковой). Окна: литология (1), насыщение (2), работа пласта на даты (3)

На рисунке отображено влияние работы нагнетательной скважины во времени. Сначала прорыв закачиваемой воды происходит по верхнему пласту, с течением времени – по нижнему. Как правило, сложно построенные пласты вырабатываются неравномерно, поэтому от интерпретатора требуется определить местоположение вовлеченных и невовлеченных пластов и толщин. С этой целью могут организовываться периодические замеры ПГИ.

В случае добуривания реализуется классическая методика контроля за разработкой (обводнением), основанная на фиксации прохождения через скважину минерализованной оторочки впереди фронта нагнетаемых вод. Прохождение оторочки может быть зафиксировано с точностью до месяца по динамике изменения петрофизических параметров: УЭС, диэлектрической проницаемости, плотности тепловых нейтронов, возникновению РГЭ вследствие адсорбции радиоактивных солей на цементном камне (оценивается по приросту показаний ГК) и пр. Действенный контроль за подъемом контактов ВНК и ГВК в пласте и за опережающим продвижением воды по отдельным толщинам возможен также по НК и ВАК, выполняемых в фонде наблюдательных необсаженных скважин.

3. Поиск источников обводнения в условиях ППД – одна из наиболее сложных задач ГИС-контроля. Источником обводнения может быть как пластовая вода, так и специально закачиваемая. Также есть вероятность заколонных перетоков «чужой» воды по негерметичному цементному кольцу (как снизу, так и сверху) или задавлива-

ния скважинной жидкости в пласт вследствие высокого гидростатического давления в стволе (с последующей отработкой пласта смесью с задавленной водой).

Специальные методы ГИС-контроля, направленные на оценку текущего насыщения интервалов пласта (НК, ИНК, УКК, ВАК), не всегда дают надежную информацию. Методы же оценки состава притока в первую очередь оценивают состав заполнителя в стволе, распределение которого в скважине может не совпадать с положением контактов в пластах. Поэтому задача должна решаться комплексно. При ее решении обязательно выполняется сопоставление данных ГИС-контроля с результатами ГИС-бурения.

Обводнение пластовой водой в скважине определяется ее расстоянием от контура нефтегазоносности, положением ВНК (ГВК).

В случае обводнения продукции закачиваемой водой поиск источника заключается в:

- оценке динамики изучения промысловой обстановки с учетом неоднородности строения пласта (см. рис. 15.4.3.3);
- прослеживании путей продвижения закачиваемых вод от нагнетательных скважин к добывающим во времени (см. рис. 15.4.3.4);
- оценке коллекторских свойств по пути продвижения нагнетаемых вод по результатам построения детальной геологической модели и данным межскважинных исследований;
- анализе добычи с целью определения времени, необходимого для продвижения по пластам фронта нагнетаемых вод, а также использовании сценариев разработки объекта на основании гидродинамического моделирования (рис. 15.4.3.5).

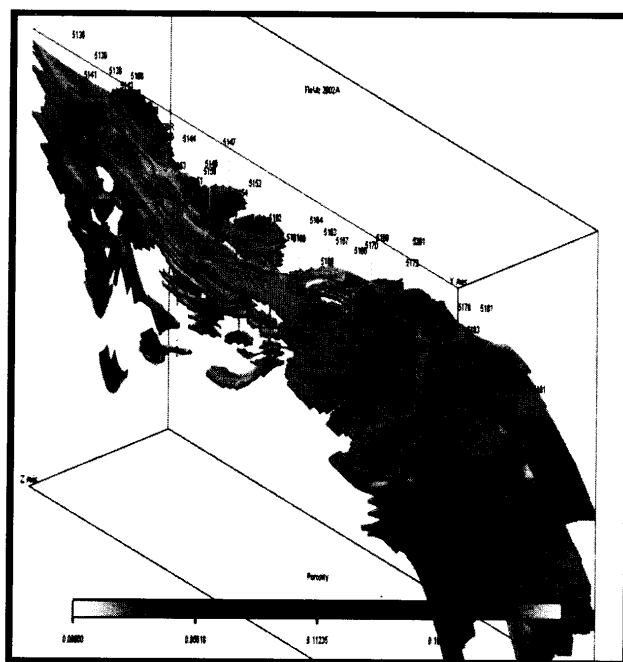


Рис. 15.4.3.3. Пример построения детальной геологической модели по разрабатываемому месторождению. Разрез пористости  $> 10\%$

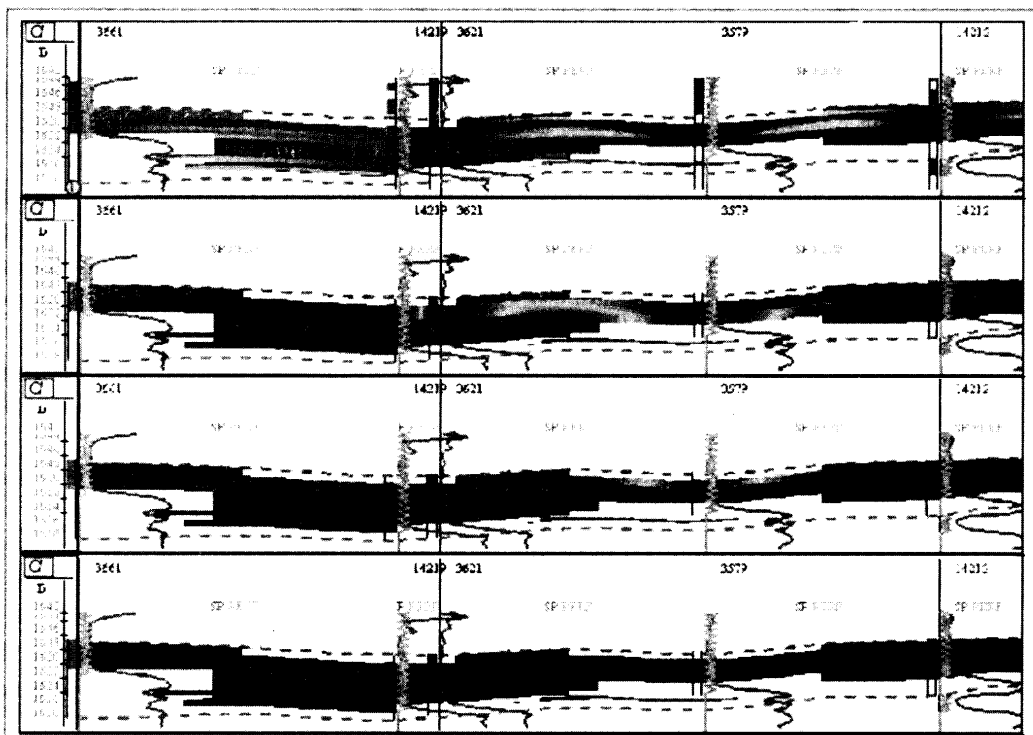


Рис. 15.4.3.4. Динамика обводнения пласта, прослеживаемая по факту продвижения закачиваемых вод – на основе анализа промысловых и геофизических данных (по М.Х.Серковой)

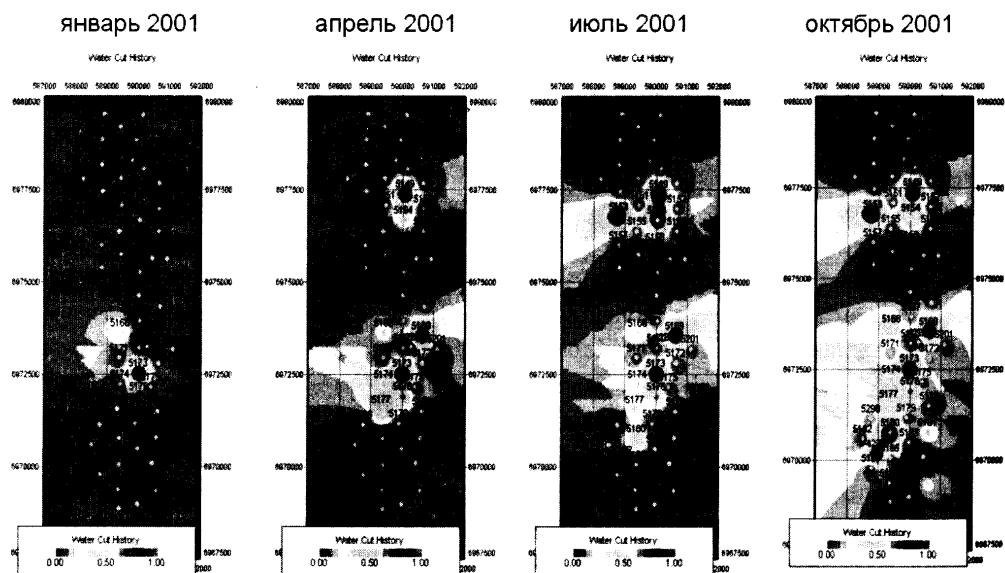


Рис. 15.4.3.5. Анализ данных истории разработки при ППД по результатам гидродинамического моделирования (на фиксированные даты). Карты движения нагнетаемой воды как функция времени

Анализ данных добычи, привязанных к определенному перфорированному пласту, дает возможность проследить распространение обводнения от нагнетательных скважин к добывающим. Известно, что ФЕС напрямую связаны с эффективной толщиной пластов [26], поэтому показатели разработки (приемистость, дебит, обводненность) рекомендуется рассматривать вместе с картами эффективных толщин (также могут быть использованы и карты свойств неоднородности пласта).

После того, как определена работа нагнетательных и добывающих скважин, строятся профили по линиям скважин от нагнетательных скважин к добывающим, чтобы сопоставить перфорированные прослои. Эта операция позволяет оценить характер влияния нагнетательных скважин на добывающие (см. рис. 15.4.3.2, рис. 15.4.3.4).

В отдельных случаях удается проследить эффекты, связанные с пуском или остановкой нагнетательных скважин, которые с некоторым запозданием (до 1–2 месяцев) отражаются на графиках работы (кривых дебитов жидкости, воды, обводненности) для соседних добывающих скважин. В совокупности, изучая промысловые данные, результаты межскважинных исследований и ПГИ в скважинах, учитывая результаты геомоделирования, возможно получить информацию, характеризующую гидродинамическое взаимодействие и связь между блоками залежи, условно разделенными геологическими барьерами (рис. 15.4.3.6).

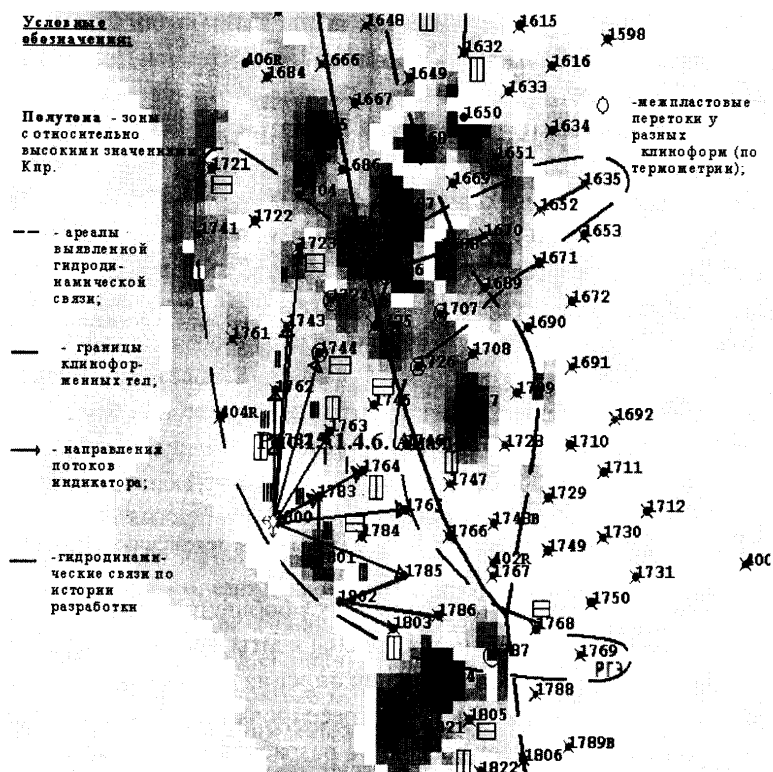


Рис. 15.4.3.6. Анализ промысловых данных, результатов ПГИ и межскважинных исследований с учетом выполненного гидродинамического моделирования. Оценка гидродинамического взаимодействия блоков

4. На следующем этапе устанавливаются закономерности работы пласта в зависимости от ФЕС и геометрии залежи. Выборка скважин для анализа производится по результатам интерпретации ГИС-контроля, на основе карт текущего состояния разработки с учетом геологической модели (характера неоднородности пластов) и положения скважин относительно системы заводнения. Выявление закономерностей производится путем построения графиков и гистограмм для определения свойств пласта и работающих (обводненных) толщин.

5. Построение карт заводненных и нефтенасыщенных толщин осуществляется по результатам обобщения данных ГИС-контроля и данных добычи. Картирование невыработанных запасов производится согласно карте зон развития литофаций. По признаку фациальной принадлежности предложено оценивать запасы и КИН, т.к. это дает адресную привязку к участкам пласта, вовлеченным и не вовлеченным в разработку.

Пример построения карт текущего насыщения участка месторождения в процессе разработки приведен на рис. 15.4.3.7.

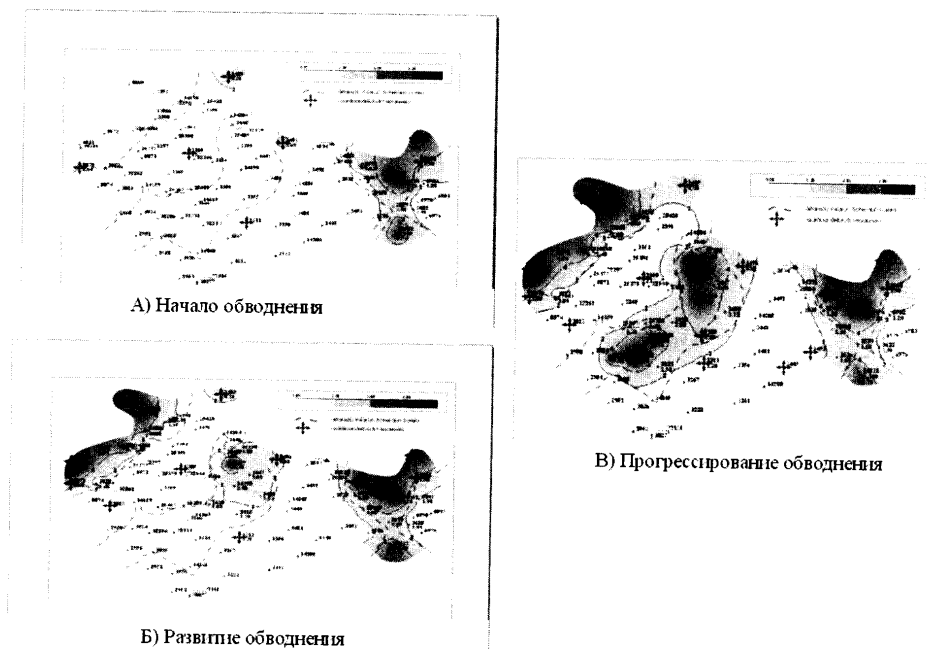


Рис. 15.4.3.7. Карты прогноза выработки пласта по русловым отложениям песчаника (по М.Х.Серковой)

В данном примере с учетом статистических обобщений, сделанным по выявленным закономерностям (см. п. 4), были построены карты прогноза выработки нефтенасыщенных толщин для трех циклов осадконакопления по состоянию на три даты, отражающие начало (А), развитие (Б) и прогрессирование обводнения (В). Текущее насыщение на момент (А) отражает состояние разработки, когда активному воздействию закачки подверглись коллекторы русловых отложений в восточной части участка. Скважины в границах русловых отложений на западе и в центре работают нефтью

с небольшим процентом обводнения. Участки пойменных отложений на значительной площади участка в активную разработку не вовлечены. По прошествии нескольких лет русловая часть песчаника в восточной части практически полностью выработана и заводнена (Б). Исключение составляет нетронутая разработкой русловая зона песчаников в юго-западной части, которая характеризуется как тупиковая зона. На стадии (В) по результатам ГИС-контроля и промысловым данным удалось определить состояние выработки. На этот момент выработана основная часть запасов, приуроченных к русловым отложениям, за исключением зоны в районе скважин «2951-3024» (возможно, литологически экранированной в северной части). Остаточные запасы приурочены к глинистым коллекторам прирусловых отложений и линзовидным песчаным телам пойменных участков.

После того, как локализованы участки пластов с невыработанными запасами, производится их подсчет объемным методом. Таким образом, данные ГИС-контроля, помимо решения стандартных для этого комплекса задач, могут быть эффективно использованы для выделения не вовлеченных в разработку интервалов и зон пласта.

#### 15.4.3.3. Технологии оценки свойств всей скважины

Авторами в разделе 1.1.5 дано обоснование комплексных критериев (индекса нарушенной эксплуатации скважин  $ИН_{НЭС}$  и др.), позволяющих накапливать и совместно анализировать разрозненные качественные признаки, так или иначе характеризующие аномальные изменения в процессе работы объекта «скважина» в целом. Рассмотрим, как, благодаря информативности таких критериев, можно проанализировать причины снижения эффективности разработки отдельных зон нефтяного месторождения (на примере нефтяной оторочки ГKM).

Предварительно по месторождению примерно для 200 скважин были собраны и проанализированы изменения в динамике следующих информативных свойств ПГК:

- характеристик выработки нефтяного пласта (коэффициента охвата выработкой – он же коэффициент действующей толщины; коэффициентов работы пласта по каждой из фаз насыщения; коэффициентов охвата пласта перфорацией);
- характеристика геологической неоднородности пласта (параметров неоднородности; эффективных толщин; суммарных нефтенасыщенных толщин и пр.);
- характеристик текущего энергетического состояния пласта ( $P_{ni}$ ) и частично его фильтрационные свойства (проницаемости  $k$ ; пьезопроводности  $\alpha$ ; гидропроводности  $\varepsilon$  – по результатам глубинных гидродинамических испытаний);
- характеристик технологического и технического состояния отдельных пластов и скважин в целом как единого эксплуатационного объекта в системе «скважина-продуктивные пласты» (удельных фазовых продуктивностей; комплексного критерия, характеризующего нарушение эксплуатационных свойств –  $ИН_{НЭС}$ ).

Следует отметить, что основные объекты добычи нефти в данной зоне месторождения (три пласта валанжинской залежи) разрабатывались по сложной схеме вскрытия. В частности, отдельные скважины эксплуатировали только один из продуктивных пластов, другие же – одновременно два или даже три. В процессе проведения

ПГИ были достоверно установлены многочисленные факты межпластовых перетоков в скважинах по заколонному негерметичному пространству цементного кольца. Это привело к частичному заводнению вышележащих горизонтов и к потере ими необходимой для фонтанирования пластовой энергии, вследствие чего часть скважин пришлось эксплуатировать в режиме газлифта путем подачи газа из соседних скважин-доноров, причем некоторые скважины (с наихудшими эксплуатационными свойствами) готовились к переводу на насосную эксплуатацию. Большая же часть скважин еще продолжала фонтанировать. Средние объемы добычи продукции в скважинах составляли:  $Q_n=25\text{ т/сут}$ ,  $Q_g=3\text{ т/сут}$ ,  $Q_c=10\text{ тыс. н.м}^3/\text{сут}$ . Таким образом, на момент анализа стадия разработки рассматриваемой нефтегазовой залежи была еще далека от завершающей.

Однако в одной из зон, где велась активная разработка нефтенасыщенной толщи верхнего пласта, по термометрии и другим методам ПГИ напротив нижележащего пласта была выявлена повышенная активность водоносных слоев. Вероятность гидродинамической взаимосвязи у этих объектов была высокой, что не могло не повлиять на картину добычных способностей скважин в указанной части залежи. Чтобы исследовать причины данной взаимосвязи, были оценены индексы нарушенной эксплуатации скважин (подробно об  $ИН_{НЭС}$  смотри в разделе 1.1.5), площадное распределение которых представлено на рис. 15.4.3.8.

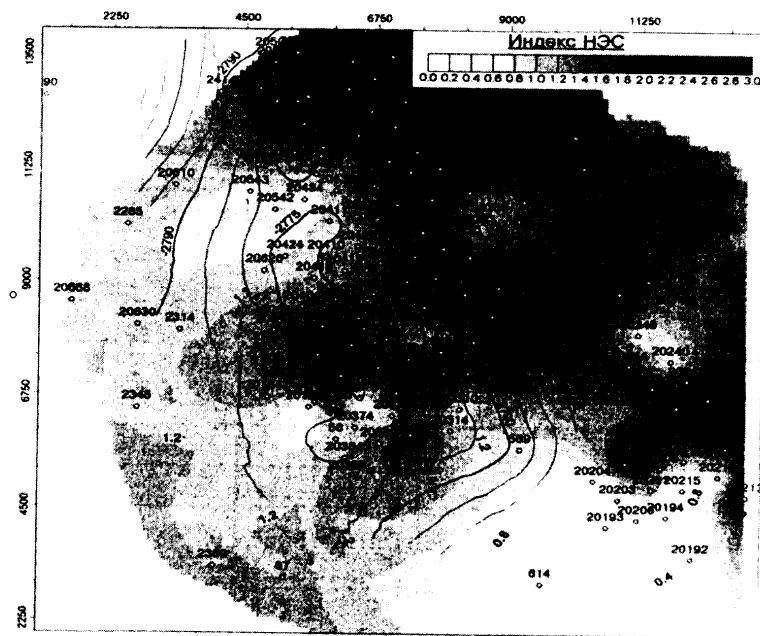


Рис. 15.4.3.8 Карта распределения значений индекса нарушенной эксплуатации скважин ( $ИН_{НЭС}$ ) на текущий момент времени

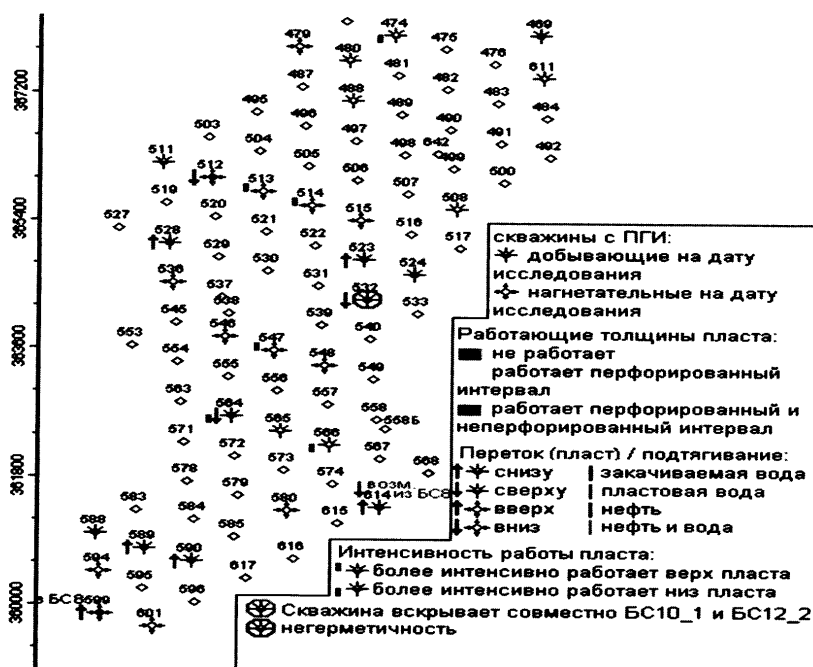
Повышение  $ИН_{НЭС}$  приходилось как раз на те скважины, где были выявлены межпластовые перетоки воды снизу. Изучив сложный характер вертикальной неодно-

родности разрезов по целому ряду профильных построений, удалось установить связь между условной неоднородностью перемычек вмещающих пород и исследованными по ПГИ проявлениями подтягивания вод через заколонное пространство в отдельных скважинах. Чем меньше был интервал перемычки между соседними эксплуатационными объектами, чем менее однороден в плане характеристик вертикальной расчлененности разреза *ВР* и относительной изменчивости *ОИ* и чем выше был индекс неоднородности  $ИН_{неод}$  у ниже расположенного коллектора, тем чаще проявлялись факты возникновения негерметичностей в цементном камне затрубного пространства и подтягивания воды.

Кроме того, на локальных участках удалось получить устойчивые картины постепенного нарастания величин  $ИН_{НЭС}$  во времени, которые значительно предвосхищали сами процессы заводнения скважин и дальнейшую потерю ими самостоятельной работоспособности. Вследствие чего стало возможным использовать данные количественные критерии комплексной оценки скважин ( $ИН_{НЭС}$ ) для диагностики работы скважин, выявления потенциальных объектов будущего капитального ремонта.

#### 15.4.3.4. Технология обобщения результатов промыслово-геофизических исследований

Совокупные результаты всех проведенных на месторождении комплексов ПГИ при подготовке к анализу тщательно отбраковываются (при необходимости – переинтерпретируются), после чего систематизируются и документируются как в табличном виде, так и в виде информационных карт (рис. 15.1.4.9).





### **15.5. ИЗУЧЕНИЕ ОБЪЕМНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ОБЪЕКТА ЭКСПЛУАТАЦИИ ПО КОМПЛЕКСУ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН** (совместно С Д.Н.Гуляевым)

Настройка и успешное функционирование современной цифровой фильтрационной модели пласта невозможны без использования большого объема информации (геологической, геофизической, промысловой). Среди этой информации важнейшее место занимают данные о проницаемости отложений. От того, насколько точны и детальны эти данные, зависит степень соответствия полученной модели и реального строения пласта, а значит точность воспроизведения истории разработки и прогноза поведения залежи в будущем. Без этих данных немыслимо правильное управление резервуаром при разработке, планирование мероприятий по увеличению производительности скважин и, в конечном счете, увеличение параметров нефтеизвлечения.

#### **15.5.1. Основные методы определения проницаемости**

Для оценки проницаемости используются геологические, петрофизические, геофизические, гидродинамические и другие методы исследований. Наиболее широко на практике используются следующие способы определения параметра проницаемости: 1) по результатам исследования керна, 2) по результатам геофизических (ГИС) и 3) гидродинамических (ГДИС) исследований скважин, 4) по результатам опробования.

Проницаемости, определенные перечисленными методами, как правило, существенно отличаются между собой (иногда – на порядки), что объясняется следующими факторами:

1. Испытания образцов керна относятся к прямым способам измерения, а оценки проницаемости, полученные при таких испытаниях, считаются наиболее достоверными. Однако керновые данные носят точечный характер, обладают минимальной глубиной, могут быть плохо увязаны к разрезу и мало представительны, если имеют место: высокая неоднородность коллектора, плохой вынос керна, трещиноватое строение пласта. Кроме того, по керну обычно определяют абсолютную проницаемость высушенного образца (по газу), то есть в условиях, не соответствующих реальным условиям фильтрации пластовой жидкости.
2. В основе использования данных ГИС при оценках профилей проницаемости в подавляющем большинстве случаев лежат корреляционные зависимости между определенными по ГИС в интервалах пласта параметрами пористости и оцененным для соответствующих образцов керна проницаемостям (по газу). Следовательно, этому методу присущи все перечисленные выше недостатки, обусловленные непредставительностью керна. Среди других недостатков следует назвать сравнительно небольшой радиус исследования методов ГИС (до нескольких метров), искажение записей за счет влияния вмещающих пород, метрологические погрешности и др. Поэтому при значительной радиальной неоднородности они не характеризуют истинные свойства пласта. К тому же на практике керновыми исследованиями зачастую охвачены не все продуктивные пласты и приходится про-

водить аналогии. Кроме того, не всегда точно определяется пористость, т. к. не во всех скважинах проводят исследования плотностным или акустическим методом. Иногда на практике для получения приемлемого вида корреляций «неудобные» точки искусственно исключают, но ценность таких «шедевров» сомнительна. Следовательно, не всегда можно доверять эмпирической связи при оценках проницаемости по ГИС, особенно при неоднородном типе разреза пласта и при малом количестве исследований. Кроме того, проницаемость по ГИС, рассчитанная как функция пористости, при трехмерном моделировании не способна отобразить характерную изменчивость фильтрационных свойств отдельных толщин или блоков пласта, а лишь фактически повторяет исходный куб пористости.

Иллюстрирующий пример приведен выше, на рис. 6.2.5.2, из которого видно, насколько велик типичный разброс значений проницаемости, полученных на образцах керна с одинаковой пористостью. По этому разбросу можно судить, насколько значительна будет ошибка в проницаемостях пропластков при использовании линейной корреляционной зависимости между пористостью и проницаемостью.

Такой вид корреляционной зависимости обусловлен объективным фактом, т.к. помимо пористости на величину проницаемости пород влияют не менее значимые факторы, среди которых можно назвать: размер зерен гранулярного коллектора, количество и тип цемента в порах, наличие локальной неоднородности. Интегральное влияние перечисленных факторов характеризуется зависимостью проницаемости от наиболее вероятного минимального размера проходного сечения поровых каналов (см. рис. 6.2.5.7) [27].

Используя фациальный анализ, можно убрать значительную часть помех и добиться более тесной связи (см. рис. 6.2.5.1, 6.2.5.6).

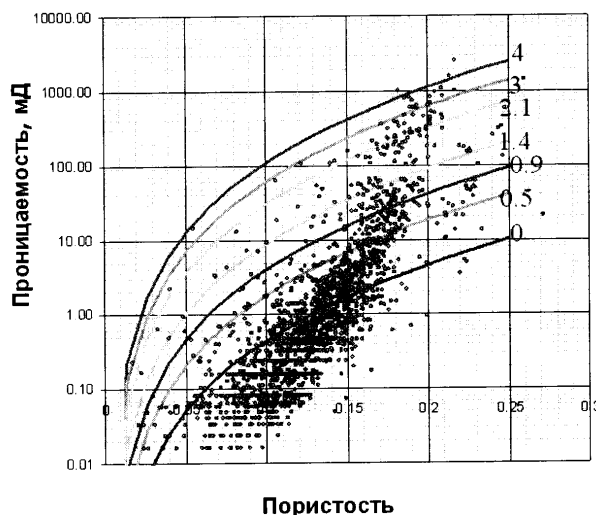


Рис. 15.5.1.1 Пример использования методики Heriot Watt для получения 3D-распределения проницаемости и детализация связей  $k=f(K_p)$  с помощью индикаторов гидравлического типа коллектора «FZI» (шифр кривых)

Специалистами из учебно-научного центра Heriot Watt (г.Томск) и ОАО ЮКОС на Крапивинском месторождении апробирована сходная методика получения проницаемости на основе определенного по ГИС значения пористости – так называемый подход «гидравлических единиц». Сначала по стандартной методике по результатам ГИС с привлечением сейсмических и геологических данных строится 3D-распределение пористости. Затем на месторождении выделяются индикатор гидравлического типа коллектора «Flow Zone Indicator (FZI)» (рис. 15.5.1.1).

На основе полученных значений «FZI» выделяются различные типы коллектора – «Hydraulically Flow Units (HFU)», т.е. для каждого типа коллектора задаются свои пределы минимального и максимального значений «FZI». После этого строится 3D-распределение «FZI». Используя пределы «FZI» для каждого из типов коллектора, из 3D-распределения «FZI» определяется 3D-распределение типов коллектора «HFU». Применяя формулу (15.5.1.1), где «FZI» – известное среднее значение для каждого из типов коллектора, на основе 3D-распределения пористости ( $K_{II}$ ) и типов коллектора «HFU» вычисляется 3D-распределение проницаемости ( $k$ ):

$$k = [K_{II}^3 / (1 - K_{II})^2] \cdot \text{«FZI»}. \quad (15.5.1.1)$$

Однако даже из приведенного графика (см. рис. 15.5.1.1) можно оценить, что, хотя неоднозначность определения проницаемости снижена, она остается еще довольно большой, и чем более сложно строение пласта, тем менее успешным будет результат такой корреляции.

Среди положительных моментов использования технологии ГИС можно отметить массовость исходных оценок (могут быть получены практически для всех скважин) и возможность получения картины относительной неоднородности коллектора по разрезу (что необходимо при построении кубов проницаемости).

Результаты исследований методами ГДИС, кроме определения проницаемости прискважинной зоны, отражают влияние макронеднородности пласта, типа коллектора, его геометрических размеров, несовершенства скважины по характеру и степени вскрытия, фильтрационных свойств пласта в межскважинном пространстве. Однако однозначность результатов ГДИС зависит от длительности наблюдений, многофазности фильтруемого флюида, возможности разгазирования нефти, влияния ФЕС призабойной (ближней к скважине) зоны.

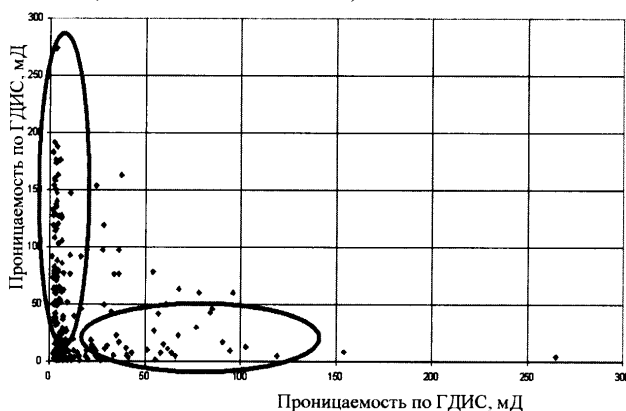


Рис. 15.5.1.2. Отсутствие характерных связей по сопоставлению оценок проницаемости пластов, полученных методами ГИС и ГДИС

*ГДИС определяют текущую проницаемость пласта. При изменении насыщенности пласта в результате разработки месторождения непременно изменится и проницаемость. Проницаемость, определенная по ГДИС в одной и той же нефтяной скважине в процессе заводнения или вытеснения нефти газом, будет меняться вследствие изменения соотношения фаз в порах.*

В результате влияния перчисленных факторов простые сопоставления параметра проницаемости, определенного методами ГИС и ГДИС, будут неудовлетворительны (особенно в случае неоднородного глинистого коллектора). Пример такого сопоставления приведен на рис. 15.5.1.2, причем здесь

можно выделить как зону с превышением проницаемости по ГИС над оценками по ГДИС (что более типично), так и обратный характер связи. Тем не менее рядом исследователей данный подход нередко пропагандируется, что, на взгляд авторов, некорректно.

Кроме того, методы ГДИС, в отличие от ГИС, дают интегральные показания по всему работающему интервалу пласта. При интерпретации в случае неточно известной величины работающей толщины пластов могут быть получены искаженные результаты. Искажающим фактором может быть и работа пластов с перетоком по негерметичному заколонному пространству. Поэтому следует контролировать «работающие», а точнее, «действующие» толщины (охваченные процессами выработки, например, заводнением) по результатам ПГИ в обсаженных скважинах. При этом необходимо учитывать, что вследствие неоднородности вскрытия пласта и влияния режима испытания не всегда по данным ПГИ удастся достоверно оценить все действующие толщины. В таком случае предпочтительнее довериться оценкам эффективной толщины по комплексу ГИС, уточнив их по результатам межскважинной корреляции.

При отсутствии возможности достижения стационарных условий оптимальным является одновременное проведение геофизических и гидродинамических исследований непосредственно в процессе работы скважины. В этом случае проводится совместная обработка детальных кривых изменения во времени давления и дебита непосредственно на забое, а при интерпретации ГДИС учитываются полученные с помощью ПГИ данные о непостоянстве состава притока, работающих интервалах, профилях притока каждой фазы и о структуре потока в стволе непосредственно в процессе ГДИС.

В случае нахождения в пласте высокопроницаемых прослоев основной приток может наблюдаться из относительно небольшого интервала. Тогда расширенный комплекс ПГИ должен обнаружить это, что позволит учесть фактор вертикальной неоднородности пласта при создании фильтрационной модели залежи.

Еще одним способом определения проницаемости является точечное опробование с помощью кабельных или трубных пробоотборников. Сущность данного метода состоит в том, что последовательно на фиксированных точках глубины проводится гидродинамическое исследование с отбором относительно небольшого объема пластового флюида. В результате получают несколько значений пластового давления и проницаемости в конкретных пропластках в разрезе продуктивного интервала. Кроме того, некоторые из указанного типа тестовых модулей (например, «MDT» компании Schlumberger) благодаря применению нескольких датчиков давления позволяют дополнительно определять как горизонтальную, так и вертикальную проницаемости в отдельных толщинах. В последнее время появились приборы, позволяющие проводить аналогичные точечные опробования и в обсаженных скважинах (например, «CHDT» Schlumberger, предварительно высверливая, а после испытаний – заклепывая отверстия в обсадной колонне).

К недостаткам исследований при точечных опробованиях относится их небольшая глубинность. При значительной зоне проникновения бурового фильтрата в пласт значения проницаемостей, полученные опробователем, могут не соответствовать истинным.

С учетом вышеперечисленных проблем авторами был разработан специальный алгоритм учета текущих условий измерений для всего комплекса методов определения проницаемости. Указанная технология использует сильные стороны каждого из рассмотренных выше методов и при наличии достаточного количества исходных данных позволяет получить более достоверные кубы проницаемости пластов, что крайне важно для настройки фильтрационной модели месторождения. Важную информационную роль при корректировке данных играют результаты ГИС. По ним определяется неоднородность пласта и оценивается характер распределения фильтрационных параметров по вертикали. Однако базовые значения проницаемости определяются исключительно с помощью ГДИС. В исходное значение вносятся поправки на работающую (действующую) толщину и истинное водосодержание продукции пласта (его текущее насыщение).

### 15.5.2. Алгоритм корректировки текущих значений проницаемостей в значения первоначальной относительной фазовой проницаемости

Технология корректировки выглядит следующим образом:

1. Если для объектов имеются достоверные оценки текущей нефтенасыщенности по ПГИ, для выполнения пересчета необходимы следующие исходные данные:

- 1) текущая подвижность многофазной смеси  $(k/\mu)_{\Sigma}$ ;
- 2) текущее водонасыщение  $K_B$  или нефтенасыщение  $1-K_B$ ;
- 3) кривые фазовых проницаемостей для воды ( $\chi_w$ ) и нефти ( $\chi_n$ ).

1. Информация о текущей подвижности  $(k/\mu)_{\Sigma}$  должна быть получена в результате интерпретации данных ГДИС  $(k/\mu)_{\Sigma} = \varepsilon_{\Sigma} / h$ , где:  $\varepsilon_{\Sigma}$  – гидропроводность по ГДИС,  $h$  – эффективная работающая («действующая», охваченная выработкой и оцениваемая по термометрии) толщина.

2. Информация о текущем насыщении может быть получена несколькими методами:

- a) специальными геофизическими исследованиями;
  - b) стандартными промыслово-геофизическими исследованиями;
  - c) точечным опробованием.
- a) В случае проведения специальных ПГИ (ГИС) текущее насыщение исследуемого пласта определяется напрямую, благодаря разнице нефти и воды в таких свойствах, как сопротивление, сжимаемость, поглощающая способность нейтронов и пр.
- b) В случае проведения стандартных ПГИ определяется поинтервальный профиль и состав притока (с выходом на фазовые интервальные дебиты). Используя эту информацию и результаты керновых исследований, с помощью функции Баклея–Леверетта оценивают текущее насыщение пласта.
- c) При проведении общего опробования пласта определяют текущие расходные дебиты, а затем интегральные дебиты всего исследуемого пласта. При использовании точечного опробования определяют истинные дебиты и выявляют неоднородность исследуемого пласта. Если опробователь оснащен оптическим

анализатором флюида, возможна однозначная оценка с разделением фильтрата зоны проникновения и пластового флюида. Переход от истинных дебитов к текущему насыщению пласта осуществляется также по функции Баклея-Леверетта.

3. Кривые фазовых проницаемостей для воды ( $\chi_v$ ) и нефти ( $\chi_n$ ) должны быть определены при исследованиях кернов. Значения  $\chi_v$ ,  $\chi_n$  нормируют таким образом, чтобы значения проницаемости соответствовали проницаемостям по нефти при остаточной воде  $k=k_H^{6.0}$ . То есть величины  $\chi_v$ ,  $\chi_n$  определяются соотношениями:

$$\chi_n = K_H / K_H^{6.0} \quad \text{и} \quad \chi_v = K_B / K_H^{6.0}. \quad (15.5.2.1)$$

Рассматриваемый алгоритм реализуется в следующей последовательности:

А) Осредненные (для залежи или для ее отдельных блоков) исходные зависимости относительных фазовых проницаемостей от водонасыщенности  $K_B$  (или от нефтенасыщенности  $1-K_B$ ) аппроксимируются аналитическими зависимостями вида:

$$\begin{aligned} \chi_n &= [(1-K_{H.o}-K_B)/(1-K_{H.o}-K_{B.o})]^\alpha \quad \text{и} \\ \chi_v &= [(K_B-K_{B.o})/(1-K_{H.o}-K_{B.o})]^\beta \beta_{\text{выт}}^\gamma, \end{aligned} \quad (15.5.2.2)$$

где  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$  – эмпирически подбираемые константы (степенные коэффициенты),  $K_{H.o}$  – остаточная нефтенасыщенность,  $K_{B.o}$  – остаточная водонасыщенность,  $\beta_{\text{выт}}$  – коэффициент вытеснения, который можно записать в виде:

$$\beta_{\text{выт}} = (1-K_{B.o}-K_{H.o})/(1-K_{B.o}). \quad (15.5.2.3)$$

Здесь  $1-K_{B.o}$ ,  $K_{H.o}$  – соответственно начальная и остаточная нефтенасыщенность.

Б) Кривые фазовых проницаемостей, рассчитанные по формуле (15.5.2.2), настраиваются на полученные на керне зависимости с помощью изменения степенных коэффициентов.

4. Используя кривые фазовых проницаемостей и данные о текущем насыщении пласта, определяют текущие проницаемости для каждой фазы во время проведения гидродинамического исследования ( $\chi_n$ ;  $\chi_v$ ).

5. Используя данные о вязкостях воды  $\mu_v$  и нефти  $\mu_n$ , значения текущих фазовых проницаемостей  $\chi_n$ ,  $\chi_v$  по величине определенной по ГДИС текущей подвижности многофазной смеси  $(k/\mu)_\Sigma$ , рассчитывают первоначальную проницаемость пласта для нефти в отсутствие свободной воды, необходимую для гидродинамического моделирования залежи:

$$K_H^{6.0} = (k/\mu)_\Sigma / (\chi_n/\mu_n + \chi_v/\mu_v). \quad (15.5.2.4)$$

II. Если для объектов нет данных о текущей нефтенасыщенности по ПГИ, могут быть использованы промысловые данные о фазовых дебитах.

Часто дата проведения ПГИ сильно отличается от даты проведения ГДИС и насыщение пласта успевает значительно измениться. Иногда оценки текущего насыщения вообще отсутствуют. Для таких случаев коррекцию проницаемости нужно выполнять по двухступенчатому алгоритму, использующему функцию Баклея-Леверетта для оценки текущей нефтенасыщенности по доле воды в продукции скважины.

Первая ступень алгоритма состоит в настройке методики коррекции проницаемости. Настройка производится на основе геолого-промысловых данных о доле воды в

продукции ( $\varphi_e$ ), которая является наиболее доступной информацией. С ее помощью, используя функцию Баклея-Левверетта, можно оценить текущее насыщение пласта  $K_B$ :

$$\varphi_e = \frac{\left( \frac{\chi_e(K_B)}{\mu_e} \right)}{\left( \frac{\chi_e(K_B)}{\mu_e} + \frac{\chi_n(K_B)}{\mu_n} \right)}. \quad (15.5.2.5)$$

Данная процедура реализуется в следующей последовательности.

- Первый шаг настройки включает в себя аппроксимацию кривых относительных фазовых проницаемостей по технологии, описанной выше.
- Далее для каждого значения насыщения пласта, используя аппроксимацию фазовых проницаемостей (15.5.1.2) с учетом вязкостей компонент ( $\mu_n$  и  $\mu_e$ ) пласта в соответствии с (15.5.1.5), рассчитывают долю воды в продукции ( $\varphi_e$ ).
- После чего становится возможным обратный переход – для зарегистрированной при исследовании  $\varphi_e$  определяется значение текущего насыщения пласта ( $K_B$ ).

Вторая ступень алгоритма состоит в использовании найденной зависимости текущего насыщения пласта от доли воды в продукции непосредственно для пересчета полученной при ГДИС текущей фазовой проницаемости в проницаемость пласта при его начальном насыщении нефтью в присутствии остаточной (неизвлекаемой) воды –  $K_H^{e.o}$ .

Эта процедура реализуется в следующей последовательности.

1. Анализируя данные с помощью предлагаемого алгоритма, сначала рассчитывается текущее насыщение пласта ( $K_B$ ), основываясь на данных о доле воды в продукции ( $\varphi_e$ ).
2. Затем, используя аппроксимации кривых фазовых проницаемостей (15.5.2.2), рассчитывают относительные фазовые проницаемости для текущих флюидов при полученном насыщении ( $\chi_{e,i}$ ;  $\chi_{n,i}$ ).
3. Наконец, с помощью (15.5.2.4) рассчитывают проницаемость пласта по нефти при остаточной воде  $K_H^{e.o}$ .

Схематично описанный алгоритм представлен на рис. 15.5.2.1.

Слабым местом при таком подходе является косвенное определение текущего насыщения пласта. Зависимость между долей воды в продукции и насыщением пласта в области высокой и низкой обводненности не вполне достоверна. Оптимальным является проведение ПГИ и ГИС, направленных на определение текущего насыщения пласта (это могут быть результаты прямых методов определения текущего насыщения пластов: точечных опробований через обсадную колонну (типа «CHDT»), ГИС для определения насыщения (например, замеры сопротивления через обсадную колонну – «CHFR»), специальные методы ПГИ (например, углеродно-кислородный C/O-каротаж – «RST»), др.). Таким способом текущая проницаемость приводится к проницаемости пласта при отсутствии подвижной воды, что позволяет улучшить точность алгоритма коррекции измеренной по ГДИС проницаемости.

### 15.5.3. Алгоритм учета работающих толщин

Не меньшую важность во многих скважинах приобретает учет работающих толщин. Определение работающего интервала проводится с помощью стандартных методов ПГИ. Иногда большая часть добычи происходит из неперфорированного пласта через негерметичности в цементном камне.

Вышеприведенный алгоритм (см. рис. 15.5.2.1) включает коррекцию проницаемости за величину работающей толщины. Остановимся на этом более подробно:

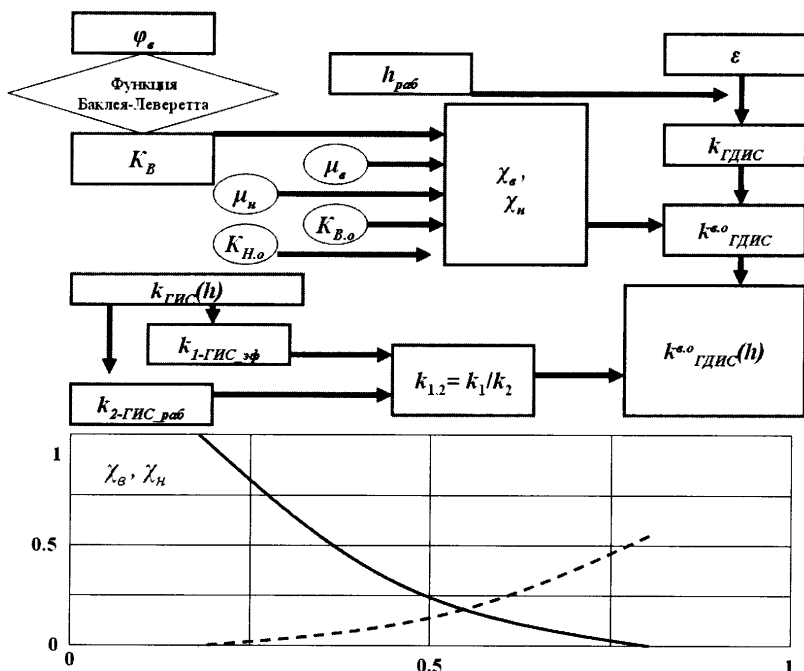


Рис. 15.5.2.1. Алгоритм учета работающих толщин (оцениваемых по ПГИ и ГИС) и фазового состава (оцениваемых по геолого-промысловым данным) при обработке и коррекции исходных данных ГДИС; пример аппроксимации кривых фазовых проницаемостей. Здесь:  $\varepsilon$  – гидропроводность,  $h_{\text{раб}}$  – эффективная работающая толщина,  $\varphi_c$  – доля воды в продукции пласта,  $K_B$  – текущая водонасыщенность пласта,  $K_{B,o}$ ,  $K_{H,o}$  – остаточные водо- и нефтенасыщенности пласта,  $\mu_o$ ,  $\mu_n$  – динамические вязкости воды и нефти продукции,  $\chi_o$ ,  $\chi_n$  – относительные фазовые проницаемости по воде и нефти (аппроксимированные и измеренные),  $k_{\text{ГИС}}$ ,  $k_{\text{ГДИС}}$  – проницаемости по оценкам методами ГИС и ГДИС,  $k_{\text{с,о}}^{\text{ГДИС}}(h)$  – скорректированные проницаемости по ГДИС, учитывающие текущую фазовую проницаемость и работающие толщины пласта

1. По комплексу ПГИ оценивается эффективная работающая толщина  $h_{\text{эф,раб}}$  с учетом возможного подтягивания и выявленных заколонных перетоков (данные термометрии).
2. По величине, оцененной по ГДИС гидропроводности  $\varepsilon$ , и с учетом эффективной работающей толщины пласта  $h_{\text{эф,раб}}$  определяется проницаемость пласта при его насыщении нефтью с остаточной водой  $K_{B,o}$ .
3. При построении карт этого параметра значения  $K_{B,o}$  пересчитываются относительно единого объекта – продуктивного пласта с эффективной нефтенасы-



щенной (или суммарной эффективной) толщиной. Пересчет проводится в последовательности:

4. В соответствии с известным законом распределения проницаемости по ГИС рассчитывается средневзвешенное значение этого параметра в пределах работающих (действующих) толщин пласта  $k_{эф\_раб}$ .
5. В соответствии с законом распределения проницаемости по ГИС рассчитывается средневзвешенное значение этого параметра в пределах всей эффективной нефтенасыщенной (или суммарной толщиной пласта)  $k_{эф}$ .
6. Рассчитывается величина поправочного коэффициента:

$$\alpha' = k_{эф\_раб} / k_{эф}. \quad (15.5.3.1)$$

Определенное по ГДИС значение проницаемости для работающих толщин делится на этот коэффициент.

Необходимость учета «работающих» (или, как было оговорено выше, «действующих») толщин связана с приближенным характером оценки по методам ГИС способных к дренированию продуктивных толщин. Очень часто суммарная эффективная толщина завышается за счет включения глинистых и плохо проницаемых тонких прослоев, при испытании данные толщины никак не проявляют себя, а при заводнении пласта фактически не меняют своих начальных физических свойств. Чтобы этого не происходило, авторы рекомендуют в каждой скважине с выполненным ГДИС детализировать путем сопоставления данных комплексов ПГИ и ГИС реальную работающую эффективную толщину. В то же время использование в качестве этого параметра формально определенной по расходомерии толщины недопустимо, т.к. многие вырабатываемые толщины не проявляют себя в профиле притока из-за несовершенства вскрытия ствола и различных скиновых явлений. Поэтому технологией оценки работающих толщин предусматривается применение на разных режимах работы скважины термометрии и акустических методов оценки притока или насыщения, имеющих более значительную глубину исследования. В ряде случаев с учетом детальных геологических построений (межскважинных корреляций) для интерпретации данных ГДИС может быть обоснована и эффективная толщина пласта.

Таким образом, учитывая, что в ряде скважин эффективная толщина вскрыта или работает частично (т.е. работающая толщина не соответствует эффективной), все значения проницаемости приводятся к эффективной толщине. Эта задача решается в следующей последовательности.

В каждой скважине определяется средневзвешенное значение проницаемости по ГИС в пределах эффективной толщины:

$$k_1 = \bar{k}_{ГИС\_эф} = \sum_{i=1}^n k_{ГИС_i} h_{i\_эф} \quad (15.5.3.2)$$

и работающей толщины

$$k_2 = \bar{k}_{ГИС\_раб} = \sum_{i=1}^n k_{ГИС_i} h_{i\_раб} \quad (15.5.3.3)$$

где  $k_{ГИС}$ ,  $h_{i\_эф}$ ,  $h_{i\_раб}$  – проницаемости и толщины пропластков, соответственно выделенных по ГИС в пределах общих для исследуемого объекта эффективной и работающей толщин.

Данный расчет средневзвешенного то толщине значения справедлив для случаев, когда вертикальная проницаемость исследуемого пласта мала и влиянием вертикального перетока между пропластками можно пренебречь. Однако это наиболее часто встречается на практике при исследованиях терригенных коллекторов.

Далее определяется отношение проницаемостей по ГИС в пределах эффективной и работающей толщин:

$$k_{1,2}=k_1/k_2. \quad (15.5.3.4)$$

Рассчитывается значение проницаемости по ГДИС, приведенное к эффективной толщине:

$$k_{\text{ГЛИС}}_{\text{эф}} = k_{\text{ГЛИС}}_{\text{нач}} \sqrt{k_{1.2}}. \quad (15.5.3.5)$$

Используя комплекс методов ГИС, ГДИС, ПГИ и применяя современные технологии дополнительных исследований (С/О-каротаж, волновой акустический каротаж, опробование через колонну), далее определяется 3D-распределение скорректированной проницаемости исследуемого пласта. Пример таких результатов приведен на рис. 15.5.3.1.

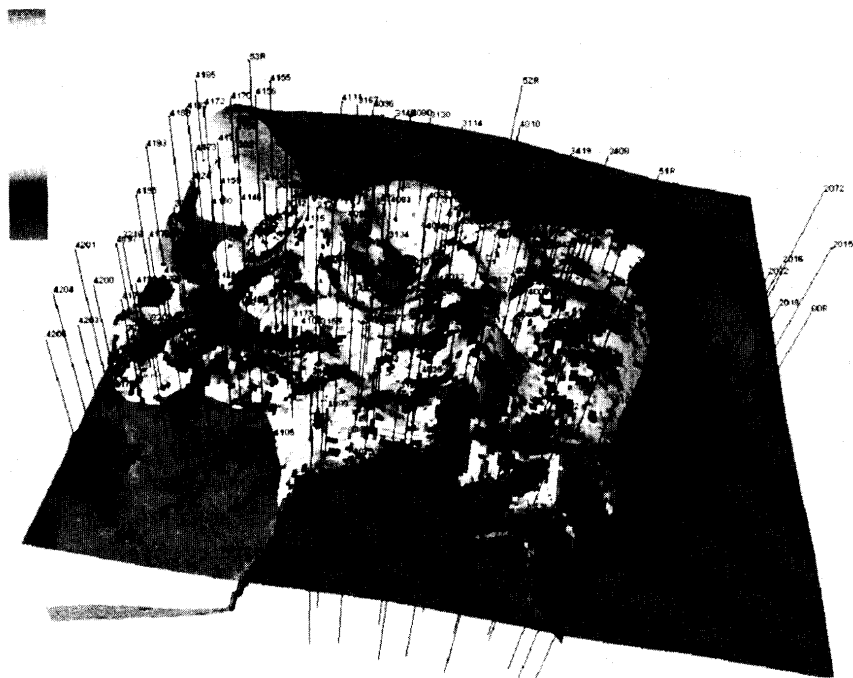


Рис. 15.5.3.1. Пример использования методики для получения 3D-распределения проницаемости

Возможности совместного анализа результатов исследований скважин призваны помочь созданию достоверной гидродинамической модели месторождения с настройкой по прямым оценкам начальных и текущих фильтрационных свойств пласта. Постоянный мониторинг за изменением фазовой проницаемости пласта и за его энергетическим состоянием предусматривает в настоящее время применение стационарных дистанци-

онно работающих датчиков давления, устанавливаемых непосредственно на забое скважины.

Таким образом, выше были рассмотрены обоснования для ряда важных *выводов* [28].

- Основой корректных данных по проницаемости пласта в первую очередь должны являться результаты качественных гидродинамических измерений.
- Модель интерпретации данных ГДИС включает также ряд параметров, оцениваемых по данным исследований керна, методам ГИС, ПГИ, в процессе отбора проб и на основе сейсмических исследований.
- При определении наиболее достоверной величины проницаемости необходимо учитывать как специфику применяемой технологии ГДИС, так и особенности условий в скважине в процессе проведения исследований.
- Комплексирование совокупной информации ГДИС-ГИС и других геолого-промысловых данных позволяет внести в предложенный авторами алгоритм оценки фазовой проницаемости необходимые поправки и получить 3D-распределение уточненного параметра проницаемости для всего объекта разработки.
- Достоверные оценки проницаемости используют для корректировки и экспертизы данных продуктивности, рассчитанных исходя из промысловых данных о дебитах и депрессиях при работе скважины на технологических режимах.
- Ведение мониторинга разработки нефтяных месторождений только по текущим устьевым данным о работе скважин на технологических режимах, без проведения качественных базовых гидродинамических исследований на забое и без их совместного анализа со всеми имеющимися данными методов ГИС-ПГИ на практике не позволяет достоверно решать геолого-промысловые задачи по геомоделированию и проектированию разработки месторождений.

#### **15.5.4. Алгоритм корректировки значений проницаемостей с учётом неоднозначности исследований**

Величина поправки выбирается пользователем исходя из опыта работ с исходными данными определенного типа. Ниже приводятся ориентировочные поправки, используемые авторами при анализе результатов скважинных исследований, выполненных на нефтяных месторождениях Западной Сибири. Прежде всего, требуется оценить уровень доверия полученных по ГДИС-ПГИ данных о проницаемости для геомоделирования на основе следующих критериев.

##### **1. Технология исследования:**

- |  |                                 |
|--|---------------------------------|
| a) кривая падения давления (КПД),  | уровень доверия не снижают;     |
| b) кривая восстановления давления (КВД),                                     | уровень доверия не снижают;     |
| c) комплексные технологии (ИД-КВД, ИД-КПД, ИД-КСД),                          | уровень доверия не снижают;     |
| d) кривая стабилизации давления (КСД),                                       | уровень доверия снижают на 20%; |
| e) снятие индикаторной кривой (ИК) в фонтанирующей скважине,                 | уровень доверия снижают на 40%; |
| f) кривая восстановления давления в скважине с динамическим уровнем (КВУ-М), | уровень доверия снижают на 50%; |
| g) снятие индикаторной кривой (ИК) в нагнетательной скважине,                | уровень доверия снижают на 60%; |
| h) снятие индикаторной кривой (ИК) в скважинах механизированного фонда.      | уровень доверия снижают на 80%; |

## 2. Дата проведения исследования:

- |  |                                 |
|--|---------------------------------|
| а) исследование проведено позднее даты начала применения цифровой регистрации, | уровень доверия не снижают;     |
| б) исследование проведено ранее даты начала применения цифровой регистрации    | уровень доверия снижают на 60%. |

3. Результаты работы скважин (продуктивность скважин, зафиксированную в таблице технологических режимов, сравнивают с продуктивностью, определенной по ГДИС):

- |  |                                 |
|--|---------------------------------|
| а) расхождение в значениях составляет менее 50%, | уровень доверия не снижают;     |
| б) расхождение в значениях составляет более 50%  | уровень доверия снижают на 50%. |

4. Аномальные значения. В окрестности каждой исследованной скважины анализируют значения, полученные при исследовании всех скважин сектора. Радиус анализа выбирают в зависимости от сетки разбуривания и геологической изменчивости (например, 700 м). В пределах данного радиуса по итогам исследований соседних скважин вычисляют среднее значение проницаемости. Затем в зависимости от разницы между средним значением и значением проницаемости данной скважины уменьшают уровень достоверности (чем больше разница, тем меньше уровень достоверности). В случае, если исследований в окружающих скважинах было недостаточно (по умолчанию – меньше 3), то расчет не производится.

- |  |                                |
|--|--------------------------------|
| а) расхождение в значениях составляет менее 50%, | уровень доверия не снижают;    |
| б) расхождение в значениях составляет более 50%  | уровень доверия снижают на 50% |

Для коррекции предварительных оценок проницаемости рекомендован следующий алгоритм пересчета в зависимости от параметров:

## 1. Метод исследования:

- |   |  |
|---|--|
| а) кривая падения давления (КПД)  | пересчет не проводится;  |
| б) кривая восстановления давления (КВД)   | пересчет не проводится;  |
| с) комплексные технологии (ИД-КВД, ИД-КПД, ИД-КСД)                                    | пересчет не проводится;  |
| д) кривая стабилизации давления (КСД)   | пересчет не проводится;  |
| е) снятие индикаторной диаграммы (ИД) в нагнетательной скважине                       | проницаемость уменьшают в 2 раза (исследование не учитывает скин-фактор, а наиболее вероятно его отрицательное значение «-4», проницаемость завышена);   |
| ф) кривая восстановления давления в стволе с динамическим уровнем (КВУ <sub>3</sub> ) | пересчет не проводится (проницаемости могут оказаться как завышенными, так и заниженными);   |
| г) снятие ИД в фонтанирующей скважине   | проницаемость увеличивают в 1.5 раза (исследование не учитывает скин-фактора; наиболее вероятно его положительное значение «4», проницаемость занижена); |
| h) снятие ИД в скважинах механизированного фонда                                      | проницаемость уменьшают в 2 раза (т.к., несмотря на положительное значение скин-фактора, значительно ошибаются в забойном давлении).                     |

2. Результаты работы скважин. Продуктивность скважин, зафиксированную в таблице технологических режимов ( $K_{\text{факт\_техн}}$ ), сравнивают с продуктивностью, определенной по ГДИС ( $K_{\text{факт\_изм}}$ ). Величина проницаемости по ГДИС ( $k_{\text{изм}}$ ) корректируется в зависимости от соотношения продуктивностей:

$$\begin{aligned} \text{если } K_{\text{факт\_техн}} > K_{\text{факт\_изм}}, \text{ то } k_{\text{исп}} &= k_{\text{изм}} \cdot ((K_{\text{факт\_техн}} / K_{\text{факт\_изм}}) \cdot 0.5), \\ \text{если } K_{\text{факт\_техн}} < K_{\text{факт\_изм}}, \text{ то } k_{\text{исп}} &= k_{\text{изм}} / ((K_{\text{факт\_изм}} / K_{\text{факт\_техн}}) \cdot 0.5). \end{aligned} \quad (15.5.4.1)$$

3. Аномальные значения (такая коррекция проводится для снижения влияния возможных значительных ошибок при измерении или интерпретации). Проницаемо-

сти по ГДИС ( $k_{изм}$ ) корректируются в зависимости от разницы между рассчитываемым средним значением ( $k_{ср}$ ) и значением проницаемости для данной скважины:

$$k_{исп} = k_{изм} - (k_{изм} - k_{ср})/2. \quad (15.5.4.2)$$

Если для большого числа объектов получены только приближенные оценки продуктивности по технологическим режимам, то при соответствующем обосновании допускается выполнить оценочный расчет коэффициента проницаемости по технологическим режимам.

Однако в исходных данных, полученных по технологическим режимам скважины, иногда содержатся ошибочные параметры. Одним из таких параметров является эффективная толщина пласта в скважинах с совместной эксплуатацией объектов. Погрешности в определениях как пластовых, так и забойных давлений довольно часты, но редко достигают больших значений. В связи с этим отбраковываются значения параметров, отличные от среднестатистических по скважине (за фиксированный период времени) более, чем на 25%. После удаления некорректных значений, производится повторный расчет.

При картопостроениях фильтрационных параметров применяют среднее значение данных для каждой скважины, т.к. проницаемость для нефти при остаточной воде не изменяется во времени (в отличие от текущей фазовой проницаемости). Методику не рекомендуется применять в случае совместной эксплуатации нескольких пластов.

### 15.5.5. Учет анизотропии латеральной проницаемости

На характер выработки помимо анизотропии вертикальной проницаемости может существенно влиять и анизотропия латеральной (горизонтальной) проницаемости. Причиной такой анизотропии является преимущественная ориентация трещин или зерен породы. Последние, в свою очередь, могут характеризоваться ориентацией русловых и баровых тел.

Влияние латеральной проницаемости может приводить к направленным прорывам воды, локализации целиков углеводородов, понижению коэффициентов нефте- и газоотдачи. Характер такой анизотропии (ориентация и величина отношения  $k_{r-x}/k_{r-y}$ ) обычно изучается по результатам различных межскважинных исследований: ГДП, трассирование фильтрационных потоков (см. главу 5), а также путем анализа карт проницаемости. Другими способами являются прямые оценки ВАК в скважинах или анализ образцов ориентированного керна, что позволяет выявить возможные изменения направленности латеральной анизотропии по разрезу (случается, что в кровле и подошве отложений одного возраста вследствие изменений механизма осадконакопления параметры  $k_{r-x}/k_{r-y}$  претерпевают заметные изменения). Необходимая оценка ориентации керна может быть выполнена с помощью палеомагнитного метода.

Эффект анизотропии должен учитываться при моделировании переориентацией направления грида (расчетной сетки), но возможно и обратное – он будет оценен по результатам адаптации гидродинамической модели или анализа фактических данных.

По данным исследований специалистов Heriott Watt (Томск), при порядке величины  $k_{r-x}/k_{r-y}$  1.7 (Крапивинское месторождение) способом учета латеральной анизотропии в системе разработки (оптимизацией ориентации сетки скважин) можно до-

биться существенного увеличения накопленной добычи нефти и повышения дисконтированного дохода [29].

### 15.5.6. Технология настройки гидродинамической модели по данным промыслового, геофизического и гидродинамического контроля

Технология учета комплексных результатов ПГИ-ГДИС-ГИС с целью настройки гидродинамической модели по измеренным фильтрационным свойствам пласта состоит в последовательном выполнении следующих этапов (табл.15.5.6.1).

#### ЭТАПЫ НАСТРОЙКИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПО ДАННЫМ ПГИ-ГДИС-ГИС

Таблица 15.5.6.1

N	Этап настройки
1	Сбор <i>качественных</i> данных ГДИС, корректировка, интерпретация с учетом работающих (действующих) толщин (оцениваемых по сопоставлению данных ПГИ и ГИС)
2	Получение необходимого для площадного анализа <i>количества опорных точек</i> с данными проницаемости $k$ (15–30% от числа скважин)
3	По ГДИС – экспертиза и <i>корректировка продуктивностей</i> (оцененных по технологическим режимам), уточнение параметров $P_{заб}$ , $P_{пл}$ , используемых в моделировании
4	<i>Пересчет всех проницаемостей <math>k</math></i> на момент начальной нефтенасыщенности по кривым фазовых проницаемостей и обводненности (лучше – по насыщению ПГИ) – $K_{Н\ нач}$
5	Пересчет всех $K_{Н\ нач}$ с учетом поправки на достоверность разных методик ГДИС и за временной фактор
6	Корректировка карты $K_{Н\ нач}$ с учетом выявленной при длительных ГДИС неоднородности пласта по площади, анализа карт разработки, скорректированных данных технологических режимов и др.
7	<i>Построение куба <math>K_{Н\ нач}</math></i> с учетом разных весов достоверности оценок $k$ по ГДИС и по ГИС. Распределение $K_{Н\ нач}$ по разрезу – по ГИС ( $K_{пл}$ ). Разбивка по вертикальным ячейкам согласно геологической модели. При построении трехмерного куба <i>анизотропия проницаемости</i> выявляется с помощью специальных исследований («MDT», ВАК, ориентированный керн и пр.) в опорных скважинах (1-2 исследования на фацию)
8	Учет <i>результатов межскважинных исследований</i> (трассирования, гидропрослушивания, взаимодействия скважин), <i>ПГИ</i> (работа толщин, текущие $K_H$ , $K_B$ по УКК и др. методам). <i>Корректировка куба <math>K_{Н\ нач}</math></i> (барьеры и каналы по слоям)
9	Учет <i>скин-факторов</i> – через таблицу опорных значений (оценки средних $s$ для фонда добывающих и нагнетательных скважин, для отдельных частей залежи)
10	По базовым ГДИС в период после построения куба <i>оценка достоверности</i> прогнозных решений ( $K_{факт}$ , $k$ , $k \cdot h$ , $s$ )

### 15.6. ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ ОБОБЩАЮЩЕЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ

По сложности, составу и разнообразию исходных данных процедуры обобщающей интерпретации сопоставимы с некоторыми алгоритмами высокотехнологичных систем комплексной системообразующей интерпретации, геологического и гидродинамического моделирования. Конечным результатом и тех, и других обработок является создание динамической модели залежи, основу которой должна составлять развитая ГБД.

Выше (разделы 15.1–15.4) была изложена концепция авторов по организации ИАС. В настоящее время существует целый ряд автоматизированных систем, предназначенных для выполнения операций по обобщающей площадной интерпретации результатов ПГК. В табл.15.6.0.1 приведены характеристики тех из них, к которым авторы имели прямое или косвенное отношение на стадии разработки.

НЕКОТОРЫЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В РОССИИ  
ПРИ ОБОБЩАЮЩЕЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИС-КОНТРОЛЯ

Таблица 15.6.0.1

Название системы	Разработчик	Краткая характеристика
«Сигма» [11]	Фирма «Группа Сигма», Москва	Ядро – СУБД «Oracle», пакет графических приложений (геофизический планшет, карты, профиля, 3D, кросс-плоты и др.)
«Камертон» [20]	Фирма Гетэк, РГУНГ, Москва	СУБД «Oracle», взаимодействие с обрабатывающими модулями «Гидра-Тест», «Камертон-Контроль», «LINT – Интерпретация ГИС», «Интерпретация ВАК», «Цементометрия» интерфейс с различными графическими пакетами
«DV-Контроль» (невыверенные запасы) [12]	ЦГЭ, DDI Inc. Москва	Без передачи данных на ГБД (внутренний загрузчик данных и рабочая БД), элементы динамического планшета

Еще при разработке авторами в середине 1990-х годов методологии обобщающей интерпретации данных ПГК выяснилось, что инструментально (на основе имевшихся на то время средств ПО) обобщения такого рода и необходимые аналитические функции не были обеспечены. В связи с этим возникла необходимость скорейшего создания автоматизированной ИАС принципиально нового типа, включающей: 1) обобщающую интерпретацию, 2) оперативный (площадной и временной) анализ результатов комплексной интерпретации совместно с сопутствующей геолого-промышленной информацией, 3) гидродинамико-геофизический мониторинг разработки залежей нефти и газа, 4) информационное обеспечение геомоделирования и проектирования разработки месторождений.

Первоначально место для этой системы было определено в соответствии со схемой движения информации ГИС-контроля, представленной выше на рис. 15.1.0.1. Иными словами, данная система занимает нишу между уровнями положения систем комплексной интерпретации и системами геомоделирования.

Основные задачи ИАС ГИС-контроля состоят в:

- 1) обеспечении хранения многочисленных и разноплановых материалов ГИС-контроля совместно с другими геолого-промышленными данными;
- 2) оперативном использовании данных для динамического анализа и документирования с целью самостоятельного решения задачи обоснования динамической модели залежи, пласта или их ограниченной части;
- 3) организации обратной связи между результатами площадного анализа и геофизическими ИИС (для повышения эффективности дальнейших ПГИ-ГДИС);
- 4) обеспечении использования результатов ПГК при геомоделировании.

Следует отметить, что актуальность решения задач динамического анализа для данных ГИС-контроля к настоящему времени стала уже настолько очевидна, что мно-

гие отечественные разработчики ПО в той или иной степени пытаются реализовать свои версии подобного рода аналитических систем. Одновременно делаются попытки использования и некоторых зарубежных систем, но в силу своей специфичности эти продукты лишь частично способны реализовать задачи динамического анализа ПГК.

Следует отметить, что этап обобщающей интерпретации строго не регламентирован и может быть реализован несколькими способами.

1. Собранная в ГБД стандартная геофизическая и геолого-промысловая информация обобщается и анализируется с помощью различных типовых графических приложений (построения карт, разрезов, кросс плотов и т.п.). Выполнение площадных и временных обобщений (на уровне модели «залежь – скважины») может быть проведена с результатами интерпретации любой глубинности (параметрической, целевой, системообразующей). Однако, только по результатам двух последних типов интерпретации возможно создание полноценной динамической модели залежи, отражающей связанные с разработкой месторождения характерные изменения.
2. Дополнительная промыслово-геофизическая информация о работе пластов и скважины создается путем нестандартных способов обработки в блоке алгоритмов сложной системообразующей комплексной интерпретации. Экспертиза результатов дополнительной комплексной интерпретации выполняется с помощью Базы Знаний в пределах уровня обобщения «скважина – пласты». Далее обобщающая интерпретация может выполняться по п.1 или п.3.
3. Основная нагрузка по обобщающей интерпретации на уровне моделей «скважина-пласты» и «залежь-скважины» ложится на работу динамического планшета (см. раздел 15.4.1). С помощью этого гибкого инструмента значительно расширяются возможности целевой комплексной интерпретации. Экспертиза достоверности оценок с помощью динамического планшета выполняется на основе Базы Знаний уже в рамках обоих уровней обобщения. Последующие операции – согласно п. 1.

Таким образом, в функции ИАС входят обобщения по залежи:

- отдельных промыслово-геофизических параметров,
- критериев, характеризующих работу отдельных пластов и скважин,
- гидродинамических моделей, описывающих движения флюидов в пределах отдельных пластов и скважин.

Состав и вид результатов аналитических обобщений будет зависеть от полноты исходной информации и требуемой формы их представления. Наиболее полное представление о динамической модели залежи по данным ПГК и ее трансформации во времени может дать только научный отчет с набором необходимых графических и табличных приложений. Следовательно, сама работа по обобщающей интерпретации материалов ГИС-контроля и их динамическому анализу совместно с результатами промыслового контроля может быть выполнена только профессионально подготовленными специалистами.



## 15.7. ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПОТРЕБНОСТИ ГЕОМОДЕЛИРОВАНИЯ В РЕЗУЛЬТАТАХ КОНТРОЛЯ

### 15.7.1 Суть гидродинамического моделирования

Применяемые технологии геомоделирования в итоге сводятся к построению модели фильтрации залежи (через детализацию ее геологической модели), что позволяет прогнозировать и визуализировать потоки пластовых флюидов во времени и пространстве. Тем самым обосновывается оптимальная система разработки, оценивается необходимость добуривания новых скважин и проведения различных ГТМ, планируется добыча продукции, а также дисконтированные доходы от ее реализации. Таким образом, цифровое гидродинамическое моделирование становится *средством управления* месторождения при его разработке [30].

Если на начальном этапе процесс моделирования ограничивался решением уравнений Дарси и материального баланса для всего объекта или его части, то современные методы численного моделирования предусматривают определение фильтрационных потоков между взаимосвязанными блоками пласта, разделенного заданной сеткой. По мере возрастания мощности компьютеров шел процесс усложнения задач моделирования, что позволяло со временем учитывать большее количество исходных данных (включая и результаты прямых исследований пластов и скважин: 3D-сейсмика, изучение керна, ГИС, ВСП, ПГИ, ГДИС, ТИ).

На этапе перехода от геологической модели к гидродинамической свойства коллектора приходится масштабировать с целью получения статической модели коллектора. Укрупнение сетки, калибровка и повторение истории добычи позволяет получить модель для предварительного моделирования. Далее при создании рабочей модели требуется ввод данных наземной сети и анализ риска [30]. В конечном счете модели фильтрации помогают проверить достоверность самих же геологических моделей объектов (уточнить структуру коллектора, свойства пропластков и пластовых флюидов, подтвердить наличие разломов и т.п.), но их главная роль – имитация поведения эксплуатируемого пласта с целью принятия решений, обеспечивающих увеличение КИН (или газоотдачу) и рост текущей добычи.

В рамках гидродинамической модели реализуются уравнения потоков флюидов (для каждой из имеющихся фаз), выраженные в частных производных. Дифференцированные фазовые уравнения являются соединением трех уравнений: фильтрации (закон Дарси, который для газа дополняется членами, учитывающими турбулентность), состояния (связи между давлением и объемом для различных флюидов) и неразрывности (закон сохранения массы). Дифференциальные уравнения приводятся к форме уравнений в конечных разностях, в которых объем пласта представлен совокупностью отдельных блоков, а период добычи разбит на несколько временных этапов. Тем самым производится дискретизация исследуемых процессов в пространстве и времени [30]. Подобное решение задач фильтрации реализовано в таких широкоиспользуемых симуляторах, как «Eclipse» (Schlumberger) и «VIP» (Landmark).

Параметры, требуемые для решения перечисленных уравнений и являющиеся результатом скважинных исследований, следующие: давление, пористость, проницаемость, насыщенность, эффективная толщина, песчанистость, пространственное положение блока, состав и свойства флюида (вязкость, сжимаемость, плотность, растворимость).

Программы гидродинамического моделирования бывают двух видов. В одном случае моделируется коллектор с трехфазной средой (нефть-газ-вода), в другом применяются композиционные модели, где требуется подробное описание состава пластового флюида. Размеры ячеек сетки могут варьировать, но обычно они адекватны площади не менее 100 м<sup>2</sup> и толщине несколько м (несмотря на то, что ГИС и керн обеспечивают плотность данных 0.1 м, эти методы не могут в детальном масштабе описать межскважинное пространство, поэтому приходится производить интерполяцию и экстраполяцию полученных результатов на объем межскважинного пространства [30]).

Для более точного описания коллектора могут использоваться как равномерные, так и неравномерные сетки. Неравномерность может быть задана способом локального учащения сетки (например, в призабойной зоне для изучения конусообразования) или сеткой с распределенными узлами (гибкой сеткой с непрямоугольными углами блоков, например, для аппроксимации линий наклонных разломов, выклинивания).

После создания сетки производится приписывание ее ячейкам свойств породы и флюида, что связано с масштабированием этих параметров. Для некоторых свойств (проницаемость, относительная проницаемость) процедура масштабирования не может быть сведена только к арифметическому усреднению и требует всестороннего анализа данных. Модель фильтрации требует также задания граничных и начальных условий. После задания дискретного шага во времени фильтрационная модель производит расчет распределений давления и насыщенности, тем самым оцениваются потоки подвижных фаз. Практикуется многовариантность расчетов с целью обеспечения лучшего понимания изучаемых процессов.

Перед началом расчетов обычно производится предварительная визуализация модели коллектора в трех измерениях, что позволяет выполнить проверку корректности модели.

При настройке модели по известной истории разработки способом итераций последовательно выполняется корректировка описания коллектора (до тех пор, пока модель не даст удовлетворительный результат). В ряде случаев приходится корректировать и сами данные по добыче или закачке (к сожалению, в прошлом для некоторых месторождений эти данные целенаправленно искажались в угоду достижения плановых показателей). Моделирование истории разработки – длительный процесс, требующий высокой квалификации, фундаментальных знаний и опыта. Решение этой задачи позволяет вести прогноз поведения залежи.

В ходе многовариантных расчетов через определение наибольшей степени влияния для каждого из исходных свойств может быть выполнена оценка риска, связанного с дальнейшей реализацией проекта разработки. Так, ошибочные начальные представления о геологических запасах (нефте- и газонасыщенных толщинах) или о таких

свойствах, как проницаемость, скин-фактор и т.п., могут привести к существенным просчетам при разработке месторождения. Чтобы этого не произошло необходимо наиболее детально исследовать объекты.

### 15.7.2. Применение данных исследований скважин в гидродинамических моделях

Роль промыслово-геофизического контроля разработки месторождений при гео-моделировании состоит в следующем:

- уточнении и детализации геологической модели;
- получении критериев истинности промысловых оценок;
- настройке гидродинамической модели;
- экспертизе данных, принимаемых для геомоделирования;
- независимом анализе динамики выработки пластов.

Исходные данные скважинных исследований, необходимые для системного анализа исследуемых процессов разработки, включают результаты ПГИ, ГДИС, ГИС, промысловых и межскважинных исследований. В результате интерпретации этих методов исследований скважин получают основные количественные критерии ГИС-контроля:

- 1) толщины: эффективные  $h_{эф}$ , рабочие  $h_{раб}$ , обводненные  $h_{обв}$  и толщины фильтра, работающие на приток  $h_{прит}$ ;
- 2) начальные, текущие, остаточные водо-, нефте- и газонасыщенности пластов  $K_{н/вл}$ ;
- 3) характеристики межпластовых перетоков (направление, интенсивность, тип флюида, пространство перетока);
- 4) параметры ФЕС: проницаемости  $k$ , проводимости  $k \cdot h$ , гидропроводности, пьезопроводности, забойные и пластовые давления  $P_i$ , продуктивности  $K_{факт}$ , скин-факторы  $s$ ;
- 5) характеристики резервуара (тип залежи, гидродинамические экраны, сверхпроводящие каналы и их направление, пр.);
- 6) параметры режима работы скважины (пласта): фазовые дебиты  $q_j$ , обводненность продукции ( $\psi_i$ ), газовый фактор, гидравлические потери смеси в стволе и др.

Указанные результаты используются при геомоделировании с целью:

- 1) уточнения геологического строения отдельных пластов и выявления гидродинамической связи между отдельными скважинами и пластами;
- 2) выявления закономерностей выработки пластов при заводнении, уточнения параметров вытеснения нефти (газа) водой в опорных объектах;
- 3) уточнения для отдельных пластов настроечных параметров гидродинамической модели (начальных и текущих  $h_i$ ,  $K_{н/л/в}$ ,  $P_i$ ,  $k$ ,  $s$ ,  $K_{факт}/h$ );
- 4) экспертизы промысловых параметров (продуктивностей);
- 5) построения карт и кубов (т.е. площадной и объемной интерполяции) параметров ФЕС с целью получения достоверных настроечных массивов данных;
- 6) оценки эффективности геолого-технологических мероприятий (ГРП, СКО и пр.).

Комплексная обработка данных ПГИ-ГИС-ГДИС предусматривает накопление всей информации об исследованиях скважин в единой базе данных и доступность любой информации по исследованиям (включая смежные направления) для всех пользователей.

Отчетными для геомоделирования критериями анализа результатов исследований должны быть:

*П а р а м е т р ы, о п р е д е л я е м ы е п о Г Д И С:*

- 1) забойные параметры, продуктивности,
- 2) гидродинамические параметры призабойной зоны,
- 3) параметры трещин ГРП,
- 4) геометрические параметры резервуара,
- 5) оценки гидродинамической разобщенности резервуаров,
- 6) параметры ФЕС пласта.

*П а р а м е т р ы, о п р е д е л я е м ы е п о П Г И:*

- 7) профили и состав многофазного притока,
- 8) текущие нефте- и газонасыщенности пластов (включая положения ГВК, ВНК),
- 9) работающие и действующие толщины пласта,
- 10) данные о герметичности элементов конструкции скважины и подземного оборудования,
- 11) характер и интенсивность межпластовых перетоков.

*П а р а м е т р ы, о п р е д е л я е м ы е п о Г И С:*

- 12) литологическая характеристика разреза скважины,
- 13) местоположение коллекторов,
- 14) емкостные характеристики коллекторов,
- 15) начальное насыщение коллекторов (в том числе положения ГВК, ВНК).

По п. 1–3 документирование может быть оформлено с помощью таблиц и графиков.

По п. 4, 5 документирование выполняется в цифровой форме (сетки).

По п. 7, 12, 13 документирование производится построением таблиц и планшетов.

По п. 6, 8, 14, 15 документирование должно быть организовано посредством расчетов массивов данных с построением соответствующих карт и картин 3D-визуализации.

По п. 9–11 документирование результатов рекомендуется проводить в виде информационных карт, на которых должно указываться положение скважин и обозначаться символами выявленные по ПГИ признаки аномального поведения (характеристики работающих толщин, негерметичности, характеристики перетоков и подтягиваний, др.).

По п. 6 в случае прогрессирующего обводнения на месторождении еще до момента формирования исходных для картирования таблиц требуется выполнить пересчет измеренных текущих значений проницаемости в значения первоначальной (до момента начала разработки) относительной фазовой проницаемости (с остаточной водонасыщенностью).

После подготовки скорректированных массивов данных ГДИС проводится интерполяция 2D или 3D по методике, описанной в разделе 15.5. При этом в качестве исходного распределения проницаемости по глубине используются относительные оценки параметров ГИС:  $\alpha_{ПС}$ ,  $K_D$ ,  $k$ . Учитывая, что первое приближение при таких графических построениях обычно далеко от истинной картины, следует проводить серию повторных расчетов, поэтапно увязывая картины визуализации с картами разработки, направлениями фильтрационных потоков в пластах при их трассировании индикаторами или с другой геолого-промысловой информацией. Если значительную часть оценок проницаемости, полученных в прошлые годы, нельзя признать достоверными, то рекомендуется выполнять корректировку значений проницаемостей с учетом неоднозначности исследований.

На этапе использования данных ПГК в геомоделировании обычно возникает целый ряд проблем, связанных со следующими факторами:

1. Низкий охват месторождения данными ПГИ-ГДИС, опробования в целом (включая стадию разведки).
2. Низкое качество результатов исследований (из-за нарушений технологий исследований и обработки).
3. Отсутствие опорной сети наблюдательных скважин и исследований динамики изменения свойств пласта.
4. Дефицит «базовых» (полноценных) исследований.
5. Проблемы с документированием материалов ПГИ-ГДИС.
6. Неточность промысловых оценок продуктивности (как дебитов, так и забойных и пластовых давлений).
7. Проблемы детализации геологической модели.

## **15.8. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

### **15.8.1. Концепция поэтапного анализа результатов**

Таким образом, систематизируя накопленный опыт, можно предложить концепцию поэтапного анализа результатов промыслового и геофизического контроля разработки месторождений, основанного на уже апробированных (см. выше) решениях. Существует несколько приоритетных направлений в анализе промысловых и геофизических данных. В качестве типовых примеров использования данных технологий в России можно назвать следующие.

- Анализ выработки пластов.

Успех решения этой задачи напрямую определяется:

- 1) достоверностью построения детальной геологической модели (преимущественно – достоверностью межскважинных корреляций продуктивных толщин по данным ГИС открытого ствола),
- 2) масштабами охвата залежи промыслово-геофизическими исследованиями (ПГИ),
- 3) наличием в применяемых комплексах ПГИ достаточно информативных методов исследований.

К последним традиционно относят прямые методы оценки нефте- и газонасыщенности пластов (различные модификации нейтронных методов, волновую акустику и др.). В частности, высокая степень охвата исследованиями ПГИ характерна для Самотлорского нефтяного и Уренгойского газоконденсатного (неокомская залежь) месторождений. По многим объектам ранее уже выполнялись детальные обобщения текущих результатов ГИС-контроля, связанные с выявлением характера выработки пластов при их обводнении соответственно нагнетаемыми или пластовыми водами.

Характер выработки, как правило, оценивается исходя из последовательного определения неоднородности пласта, выделения обводненных пропластков, определения работающих толщин, а также мест заколонных перетоков. Залежь или пласт могут быть дифференцированы по данным критериям как по разрезу, так и по площади. В результате локализуются и оцениваются участки с неравномерной выработкой (обводнением), включая выявление плохо вырабатываемых зон. Даже при достаточно низком охвате залежи исследованиями ГИС-контроля задача оценки процессов выработки пластов в принципе решается, если в площадном динамическом анализе перенести акцент на информативность гидродинамических исследований и сопутствующих им промысловых данных.

- Динамический анализ энергетического состояния пласта и его продуктивности.

Основой для решения этой группы задач являются как промысловые данные об истории разработки, так и результаты качественных исследований ГДИС. К сожалению, стремление выполнить гидродинамические испытания с наименьшими время- и трудозатратами зачастую приводит к резкому снижению результативности этих исследований. Многократная экспертиза авторов материалов ГДИС по многим нефтяным месторождениям России показала, что подавляющий процент выполняемых измерений недостоверен по методическим или технологическим причинам. Как правило, из всей совокупности исследований, выполняемых на нефтяных месторождениях, процент гидродинамических исследований, направленных на определение ФЕС дальней зоны пласта («базовых», по терминологии авторов), недопустимо низок. Однако в последние годы с началом активного использования цифровой измерительной техники и современного ПО «Well Test» ситуация в ряде регионов начала в корне меняться.

Тем не менее опыт анализа пространственно-временной изменчивости параметров фактической и потенциальной продуктивности совместно с оценками ФЕС для вырабатываемых пластов и данными о скин-факторе показывает, что при достаточной степени изученности методами ГДИС эксплуатируемой залежи возможно осуществлять прогноз добычи как для отдельных зон месторождения, так и для отдельных добывающих скважин.

Одновременно корреляция контуров продуктивности с фильтрационными параметрами по ГИС (главным образом проницаемостью) не дает необходимой сходимости вследствие как ошибок при осреднении проницаемости способом взвешивания по толщине пласта, так и из-за приближенности оценок послойных проницаемостей методами корреляции связей «ГИС-кern».

- Анализ гидродинамической связи у объектов эксплуатации.

Вероятность возникновения вертикальной сообщаемости между различными пластами в процессе разработки многопластовой залежи весьма высока. Нередко наблюдается гидродинамическая связь и между различными залежами одного месторождения, а также образование новых техногенных залежей (например газа) при эксплуатации нижележащих горизонтов. Основные причины указанных аномальных процессов – заколонные циркуляции флюидов по негерметичному пространству цементного кольца обсаженных скважин. Значительно реже фиксируются перетоки флюида через негерметичности самих обсадных колонн или других элементов подземного оборудования (лифтовые трубы, пакеры и пр.).

Наиболее значимые перетоки обычно фиксируются в нагнетательных скважинах, где вследствие высоких репрессий существенно нарушается герметичность цементного камня. Межпластовые перетоки свыше 1 тыс. н. м<sup>3</sup>/сут. газа или 1 м<sup>3</sup>/сут. жидкости могут быть оценены качественно или количественно с помощью стандартной технологии ПГИ, включающей серию режимных профильных измерений термометром. Дополнительную информацию о перетоках дают точечные оценки пластового давления, а также применение спектральной шумометрии (см. разделы 7.5, 13.8).

Таким образом, при необходимой степени изученности работы эксплуатационного фонда скважин на месторождении накапливается ценная для гидродинамического моделирования объектов добычи информация о фактическом взаимодействии объектов разработки.

- Анализ изменчивости фильтрационных пластовых свойств.

Анализ распределения параметров фильтрационно-емкостных свойств по различным зонам пласта имеет определяющее информационное значение при геомоделировании. Использование оценок ФЕС продуктивного пласта по ГДИС с учетом ранее полученных результатов и интервальных оценок распределений коллекторских свойств по ГИС позволяет получить реальные гидродинамические свойства объектов.

Задача количественной оценки суммарной проницаемости по точечным оценкам сильно неоднородного пласта (по исследованиям керна, результатам опробования комплексом на кабеле) решается, если определять средневзвешенную величину по дебиту, а не по толщине (как это делается обычно) – см. раздел 15.4.2.1. Для этого необходимо знание детального профиля притока или приемистости, т.е. нужны результаты замеров глубинных расходомеров. Кроме того, оценки проницаемости отдельных толщин по ГИС посредством применения эмпирических зависимостей с коэффициентом пористости достаточно приближенны и не рекомендованы для применения без учета фациальных и других особенностей отдельных толщин. Детальных же оценок фазовой проницаемости по керновым испытаниям обычно не хватает для дифференциации всего разреза (тем более для всех имеющихся скважин).

В этой связи значительно возрастает информативность гидродинамических исследований при оценках параметра проницаемости в дальней (не искаженной скином) зоне пласта. Способы измерения кривой падения давления (КПД), кривой восстановления давления (КВД) и некоторые более сложные технологии в принципе позволяют

оценивать через гидропроводность параметр проницаемости пласта с учетом его реально работающей толщины. Кроме того, эти методы могут дать информацию о типах коллектора (поровый или трещинный) и залежи (экраны, замещения, границы постоянного давления – контакты). Отдельно изучаются параметры трещин (их полудлина, проницаемость, величина скина на границе).

Однако, хотя методы ГДИС и относят к прямым способам оценки фильтрационных свойств, тем не менее и для них также есть целый ряд ограничений. Помимо учета чисто технологических и методических критериев (предыстории работы скважины, фазовых дебитов, модели скважины, физических принципов каждого метода) на результаты измерений влияют: загрязненность ближней зоны (скин-фактор), эффективность различного рода воздействий на призабойную зону (гидроразрыв, кислотные обработки и т.п.), приводящих к снижению скин-фактора, фазовый состав флюида в порах пласта (фактор фазовой проницаемости), микро- и макронеоднородности ближней и дальней зон пласта, др.

Предпочтительнее, если оценки ГДИС производят в скважинах с однофазной (однокомпонентной) фильтрацией (иначе необходимо проводить корректировки согласно раздела 15.5.2). Кроме того, вследствие особенностей вскрытия скважины в интервале пласта, наличия негерметичностей цементного камня в затрубном пространстве или других причин (подтягиваний флюидов снизу из неперфорированных толщ), реально дренируемая толщина пласта может быть как больше, так и меньше ожидаемой (например, при наличии высокопроницаемых пропластков другие толщины могут вообще не принимать участие в работе пласта при испытаниях). В этом случае любые оценки проницаемости по ГДИС будут ошибочными, если дополнительно не проводить методами ПГИ измерения величин работающих толщин пласта в процессе выполнения ГДИС (или при идентичных условиях).

### 15.8.2. Настройка геомодели

К моменту написания книги авторами был накоплен опыт обобщения и применения результатов системных ПГК при построении более полутора десятков математических гидродинамических моделей крупных многопластовых нефтяных и газонефтяных месторождений Западной Сибири. Половина из них была полностью настроена по цифровым кубам проницаемости, построенным по совокупным данным ГДИС-ПГИ-ГИС (см. выше раздел 15.5). Для другой части месторождений, в силу незначительного охвата их данными качественных исследований ГДИС и ПГИ, производилась только выборочная настройка фильтрационных моделей пластов по отдельным точкам (блокам) или выполнялась экспертиза моделей, построенных преимущественно по данным ГИС на основании анализа керновых исследований (с настройкой на историю разработки). На рис. 15.8.2.1–15.8.2.9 приведены карты, поэтапно иллюстрирующие технологию обобщающей интерпретации на примере одного из нефтяных месторождений. В качестве контура на всех рисунках взят внешний контур нефтеносности пласта.



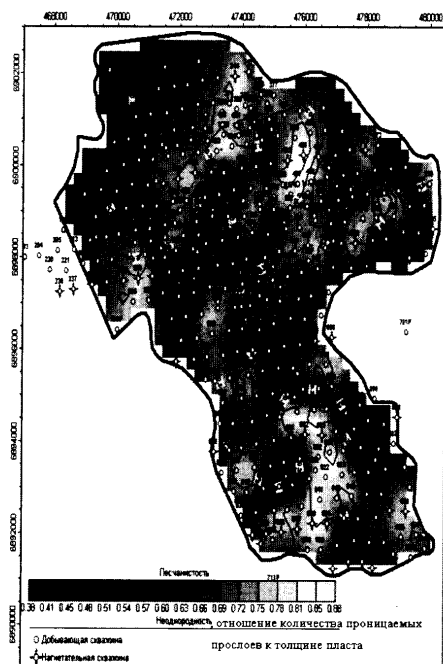


Рис. 15.8.2.1. Карта песчаности по данным ГИС, характеризующая геологическую неоднородность пласта

Оценивая распределение зон неоднородности, можно предвидеть основные процессы, связанные с выработкой пластов. При высокой расчлененности и низкой песчаности отдельных участков следует ожидать в них ухудшение вытеснения нефти водой. Таким образом, прогноз выработки выполняется еще до момента анализа данных ПГК.

На следующем этапе, анализируя определенные на заданный момент разработки по ПГИ действующие и работающие толщины, оценивается охват пласта по толщине выработкой (по методам оценки текущего насыщения) и работой (преимущественно по данным расходомерии и термометрии – см. пример рис. 15.8.2.2).

По возможности изучается распределение обводненных толщин – коэффициента охвата пласта обводнением (см. рис. 15.8.2.3).

В основе геолого-промыслового анализа всегда лежат данные ГИС открытого ствола, по которым могут быть получены представления о геологической модели и о характере неоднородности залежи по разрезу и площади (см. рис. 15.8.2.1).

Характер геологической неоднородности в рассматриваемом случае исследовался в процессе обобщений: коэффициентов песчаности пласта в целом и по отдельным пачкам упрощенного критерия расчлененности, определяемого как число продуктивных прослоев, приведенное к единице эффективной толщины всего пласта или его нефтенасыщенной части. При анализе интегральных характеристик геологической неоднородности всего пласта обнаруживается общее ухудшение коллекторских свойств в западной и северо-западных частях залежи.

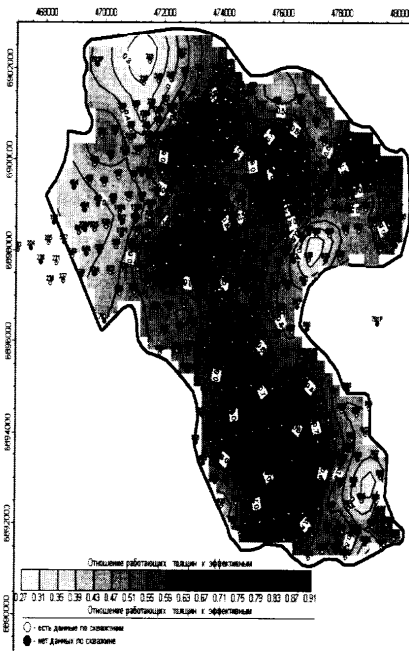


Рис. 15.8.2.2. Карта охвата пласта работой по данным ПГИ

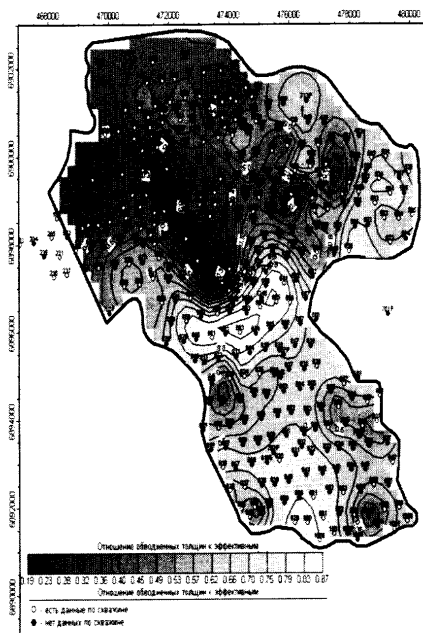


Рис. 15.8.2.3. Карта охвата пласта обводнением по данным методов ГИС-контроля

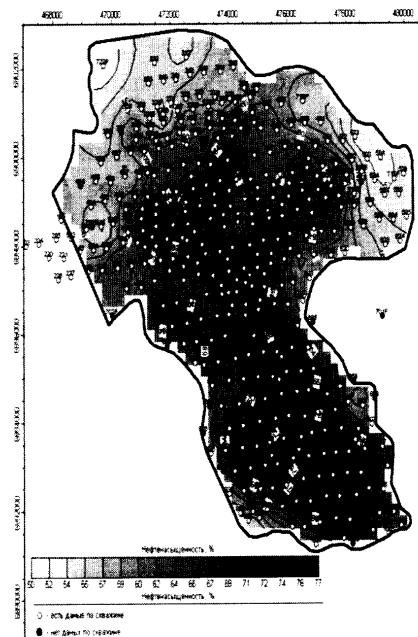


Рис. 15.8.2.4. Карта коэффициента нефтенасыщенности по данным ГИС и ГИС-контроля

Если оценок по насыщенности интервалов пласта достаточно, строятся карты коэффициента начальной и текущей насыщенности (см. рис. 15.8.2.4). Динамика изменения во времени коэффициентов охвата и насыщенности позволяет сопоставить наблюдаемые тенденции с картиной геологической неоднородности и историей разработки. Указанного анализа обычно достаточно, чтобы локализовать зоны невыработанных запасов и дать общие рекомендации по их дальнейшей разработке.

Наиболее высокие значения начальной нефтенасыщенности приходится на купольные зоны северной и южной частей залежи. Северный свод крупнее, но он неоднороден по площади и фактически расчленен на несколько отдельных блоков (см. рис. 15.8.2.1). Увеличенные толщины на севере и северо-западе месторождения связаны с высокой слоистостью (вертикальной неоднородностью).

Ближе к центральной и южной зонам пласт становится более выдержанным, приобретает признаки однородности. Также пласт имеет более выдержанный характер в своей верхней части. Это особенно наглядно видно, если для каждой из пачек построить схемы распределения коллектора с учетом фациальных типов пласта – рис. 15.8.2.5.

К более однородным (по методу ПС) типам фаций здесь следует относить признаки с меньшими номерами (согласно представленной шкале).

Рассматриваемый объект был изучен как в целом, так и применительно к его отдельным пачкам (согласно геологической модели в пласте было выделено три основных пачки). В ходе анализа полученных карт выяснилось, что залежь достаточно неоднородна не только в геологическом плане, но и по фильтрационно-емкостным свойствам. Выполнялся также временной анализ изменений таких пластовых свойств, как продуктивность и пластовое давление.

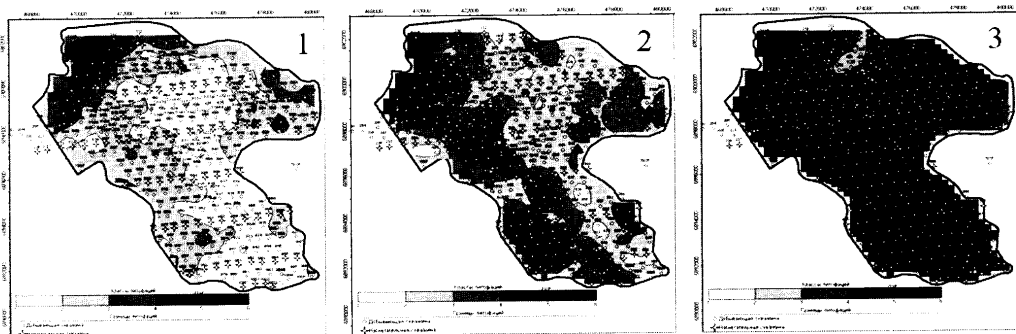


Рис. 15.8.2.5. Карта распределения коллектора по трем (1–3) пачкам пласта с учетом фациальных типов пласта (согласно классификации форм ПС)



Рис. 15.8.2.6. Карта пластовых давлений, приведенных на уровень ВНК, на текущую дату по данным ГДИС и ТИ

По результатам испытаний ГДИС на разные даты были оценены значения пластовых давлений (приведенные к уровню ВНК). Данные построения были сделаны с учетом динамики (т.е. повременно) и позволяют только в целом отследить, каким образом во времени менялась система разработки месторождения. Детальность и достоверность данных карт за фиксированные промежутки времени существенно зависит от полноты и качества используемого массива данных  $P_{пл}$  (в свою очередь, полученных по данным ТИ и ГДИС в процессе измерений на забое). Максимальные пластовые давления обычно достигаются в зонах активно работающих нагнетательных рядов – рис. 15.8.2.6.

В процессе анализа особенно внимательно изучаются карты параметров продуктивности (или удельной продуктивности) и проницаемости (по ГДИС). Несмотря на ограниченное количество исходных точек на карте удельной продуктивности, по данному свойству просматривалась хорошая сходимость с данными о распространении коэф-

фициента начальной нефтенасыщенности и с результатами промыслового мониторинга (накопленными отборами продукции по скважинам и блокам). Другими результатами ГДИС являлись оценки параметра гидропроводности, а также соответствующих проницаемостей (рис. 15.8.2.7).

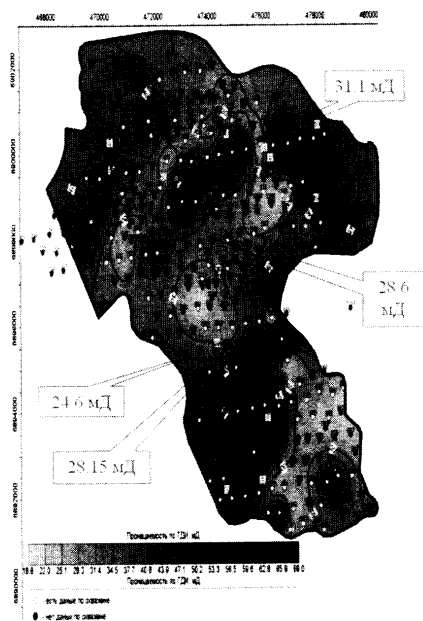


Рис. 15.8.2.7. Карта проницаемости, приведенной на начальный момент разработки (при  $K_{B,0}$ ), по ГДИС. Дополнительно показаны значения оценок проницаемости по ГДИС, выполненным после построения карты.

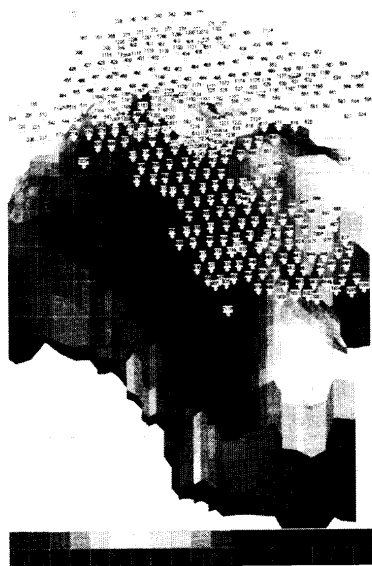


Рис. 15.8.2.8. Трехмерное (послойное) изображение параметра проницаемости (приведенного на момент  $K_{B,0}$ ). Интерполяция данных ГДИС с учетом распределения коллекторских свойств по глубине по данным ГИС

Необходимо отметить, что интерпретация данных ГДИС должна выполняться с учетом реальных значений работающих эффективных толщин пласта (предварительно оцененных по результатам ПГИ) и с поправкой значений  $k$  на текущую обводненность и вязкость смеси, т.е. с пересчетом на начальную нефтенасыщенность пласта (указанная технология подробно изложена в разделе 15.5). Только такие результаты могут быть признаны корректными для использования при дальнейшем гидродинамическом моделировании. Для оценки достоверности проинтерполированных по данным ГДИС-ПГИ карт проницаемости необходимо также впоследствии провести контрольные замеры ГДИС и сделать экспертную оценку – см. рис. 15.8.2.7.

Послойные оценки проницаемости по ГДИС (рис. 15.8.2.8, 15.8.2.9) выполнены согласно полученным по данным ГИС вертикальным распределениям  $K_D$  и  $k$ .

Удовлетворительная сходимость картируемых свойств  $k^{6,0}$  по ГДИС обнаруживается при наложении сетки неоднородности (см.рис. 15.8.2.1). Также удовлетворительная сходимость с неоднородностью достигается при построении карт коэффициентов охвата пласта работой, обводненностью (см. рис. 15.8.2.2, 15.8.2.3). Анализ площадной и динамической картин, характеризующих по данным ГИС-контроля выработку, показал, что зоны с наибольшими абсолютными интервалами выработки соответствуют областям с повышенными нефтенасыщенными толщинами. Одновременно по промысловым данным контуры наиболее вырабатываемых зон пласта совпадают с контурами повышенных ФЕС.

Представление о пространственном распределении фильтрационных свойств залежи дали различные трехмерные построения. В частности, на рис. 15.8.2.8 и рис. 15.8.2.9 по-

казаны примеры такой визуализации параметров  $k$  по ГДИС, отдельно оцениваемые в исследуемых скважинах для каждой из выделенных пачек пласта. Представленные на рисунках графические изображения (соответственно для залежи в целом, пересекающихся между собой профилей, нижней пачки с обозначением контакта ВНК) выполнены методом послойной интерполяции, т.е. в основе данных графических образов лежит слоистая модель.

Характер изменения в пачках пласта параметра проницаемости по ГДИС соответствует закону распределения  $k$  по ГИС. Эти и другие трехмерные образы не нарушают исходное представление об исследуемом объекте как о едином теле, которое при рассмотрении горизонтальной проекции пронизано сложной по форме условной сеткой, характеризующей зоны с ухудшенной однородностью свойств ФЕС. При рассмотрении вертикальной проекции объекта существенную роль играет хорошо видимая тенденция общего ухудшения сверху вниз коллекторских емкостных и фильтрационных свойств пласта.

Карта проницаемости по ГДИС (рис. 15.8.2.7) далее может быть преобразована в куб проницаемости. Массивы данных формируются в виде ступенчатых кри-вых (шаг 0,2 м) для опорных скважин, которые после выполнения трехмерной интерполяции с использованием соответствующего ПО («IrapRMS», «Stratamodel», «Petrel» или «3D-Property») и создания объемного сеточного распределения  $k$  (см. рис. 15.5.3.1) загружаются с целью моделирования в ПО «VIP» («Eclipse»).

Для рассматриваемого объекта было рассмотрено три варианта загрузки данных. Для первого варианта отбирались только скважины, у которых имелись качественные результаты измерений ГДИС (78), включая дополнительно исследованные скважины. Интерполяция значений для 3D-построений в этом варианте осуществлялась исключительно с помощью алгоритмических и программных средств, встроенных в «Petrel» («Stratamodel» или др.).

Для второго варианта были сформированы массивы данных, охватывающие часть эксплуатационного фонда скважин (115), где по ПГИ были определены работающие толщины пласта. Для оценок необходимых значений  $k$  одновременно во всей сети эксплуатационного фонда скважин использовался способ, включающий 2D-интерполяцию по методу Аронова, процедуры фиксации и сохранения результатов аппроксимации для

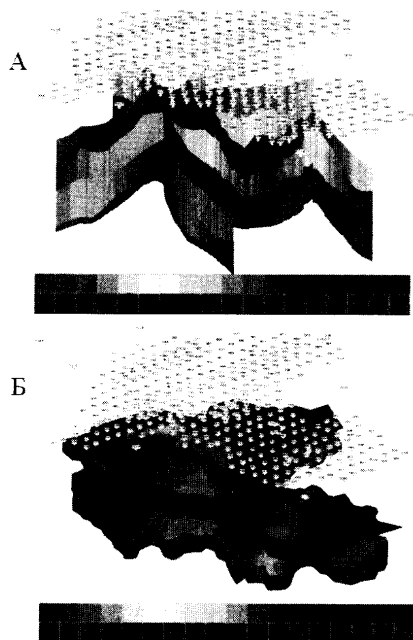


Рис. 15.8.2.9. Типы трехмерного изображения параметра проницаемости (приведенного на момент  $k$ ). На части А показаны сечения проницаемости в разных направлениях, на части Б – сечение свойства на ВНК

известных координат пластопересечений по всем скважинам. В процессе аппроксимации использовалась максимально разрешенная в ПО «Сигма» сеточная модель пласта (1000x1000 ячеек), которая обеспечила для данного месторождения шаг разрешения по горизонтали в 15 м. Аппроксимация полученных результатов по вертикальной оси была выполнена в соответствии с известным по ГИС распределением средневзвешенного значения  $k$  в интервалах работающих толщин для всего фонда скважин (389).

В третьем (основном) варианте были использованы оба массива данных с применением концепции, устанавливающей для результатов по 78 скважинам роль опорных точек.

На рис. 15.8.2.10 показано сопоставление гистограмм с распределениями значений общей проницаемости по ГДИС для представленных выше трех вариантов.

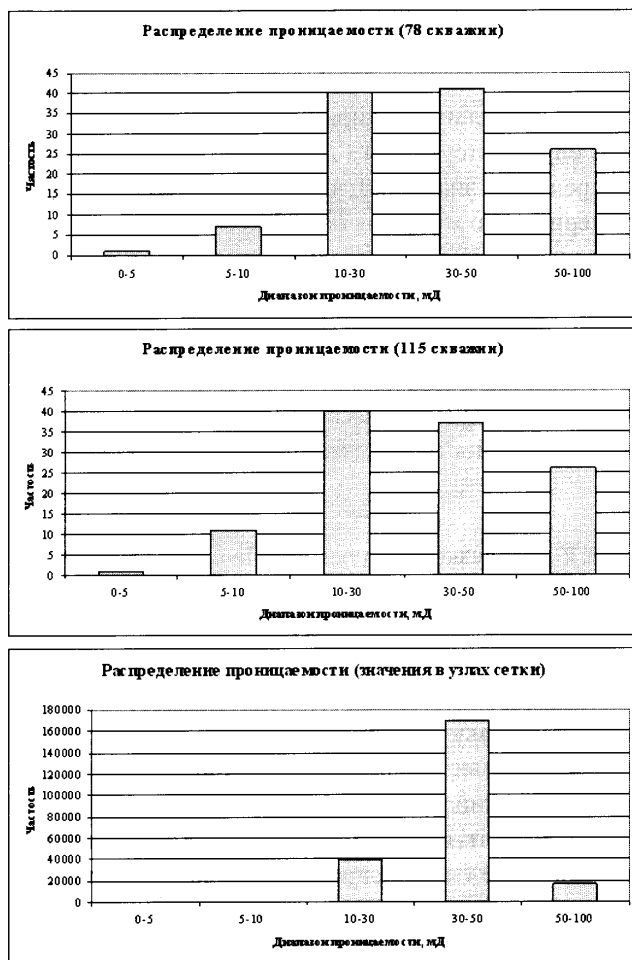


Рис. 15.8.2.10. Сопоставление гистограмм с распределениями значений общей проницаемости по ГДИС для трех вариантов интерполяции

Как можно видеть, в результате площадной аппроксимации по способу Аронава варианты 1 и 2 достаточно близки между собой и для них преобладает доля скважин с широким диапазоном значений  $k$  (10–100 мД). Вариант 3 отличен от вариантов 1 и 2 (преобладающий для него диапазон  $k$ : 30–50 мД). Этот вариант в наибольшей мере удовлетворяет требуемому для 3D-моделирования условию наибольшего охвата месторождения опорными значениями, в него также вошли данные по всем профильным распределениям  $k$  (полученным по данным ГИС во всех скважинах). Поэтому, если в неисследованных по ГДИС 278 скважинах существуют какие-либо характерные изменения проницаемости с глубиной (по результатам интерпретации данных ГИС открытого ствола), то при 3D-моделировании можно будет избежать серьезных ошибок, связанных с неучетом аномальных значений  $k$  в отдельных толщинах.

### 15.8.3. Экспертиза оценок фильтрационно-емкостных свойств по данным исследований на технологических режимах

Для повышения достоверности оценок фильтрационных свойств пластов месторождения, кроме параметров, полученных непосредственно при интерпретации ГДИС, могут быть рассчитаны коэффициенты проницаемости по алгоритму, использующему геолого-промысловую информацию о работе скважины (данные по так называемым «технологическим режимам»). Эти данные содержат информацию о дебитах скважин, их обводнённости, забойных и пластовых давлениях. Используя вышеуказанные параметры и информацию об эффективных толщинах пластов, может быть проведен следующий оценочный расчет проницаемости ( $k$ ) по формуле Дюпюи:

1. Параметры работы скважин за исследуемый период пересчитываются в текущие продуктивности по всем добывающим скважинам.
2. Используя значения вязкости нефти и воды и информацию об обводнённости продукции, рассчитывается вязкость смеси флюида.
3. В расчетах учитывается значение скин-фактора по результатам гидродинамических исследований. В случае отсутствия ГДИС, величина скин-фактора принимается близкой к среднему значению в скважинах анализируемого пласта, пробуренных примерно в это же время по аналогичной технологии.
4. По формуле (15.8.3.1) оценивается гидропроводность пласта:

$$\varepsilon = \frac{K_{\text{факт}} \cdot (\ln \frac{r_{\text{кп}}}{r_c} + S)}{2 \cdot \pi \cdot 86400}, \quad (15.8.3.1)$$

где:  $K_{\text{факт}}$  – продуктивность, м<sup>3</sup>/сут/МПа;  $r_{\text{кп}}$  – радиус контура питания скважины, м;  $r_c$  – радиус скважины, м;  $s$  – принятая величина скин-фактора.

5. Расчет текущей фазовой проницаемости производится по формуле:

$$k = \frac{\varepsilon \cdot \mu}{h \cdot 10^{21}}, \quad (15.8.3.2)$$

где  $\varepsilon$  – гидропроводность, м<sup>3</sup>/(МПа·с);  $\mu$  – вязкость флюида, Па·с;  $h$  – эффективная толщина, м.

6. Переход от значения текущей фазовой проницаемости к первоначальной проницаемости пласта для нефти при остаточной воде осуществляется по методике, рассмотренной выше (раздел 15.5).

Необходимо отметить, что в данных, полученных по технологическим режимам работы скважин, иногда содержатся ошибочные параметры. Погрешности в определениях как пластовых, так и забойных давлений довольно часты, но редко достигают больших значений. В связи с этим могут быть отбракованы значения параметров, отличные от среднестатистических по скважине (за фиксированный период времени) более чем на 1/4. После удаления некорректных значений производится повторный расчет.

При картопостроениях полученных по ТИ фильтрационных параметров обычно используют средние значения данных для каждой скважины. Так как проницаемость для нефти при остаточной воде не изменяется от времени (в отличие от текущей фазовой проницаемости), такой подход можно считать вполне обоснованным.

На рис. 15.8.3.1 сопоставлены карты проницаемостей. Вариант (а) получен по результатам базовых ГДИС, (б) – рассчитан по данным замеров на технологических режимах (ТИ). Естественно, что вариант (а) более корректен по абсолютным значениям, но при этом он менее представлен (т.к. только часть из скважин была охвачена ГДИС).

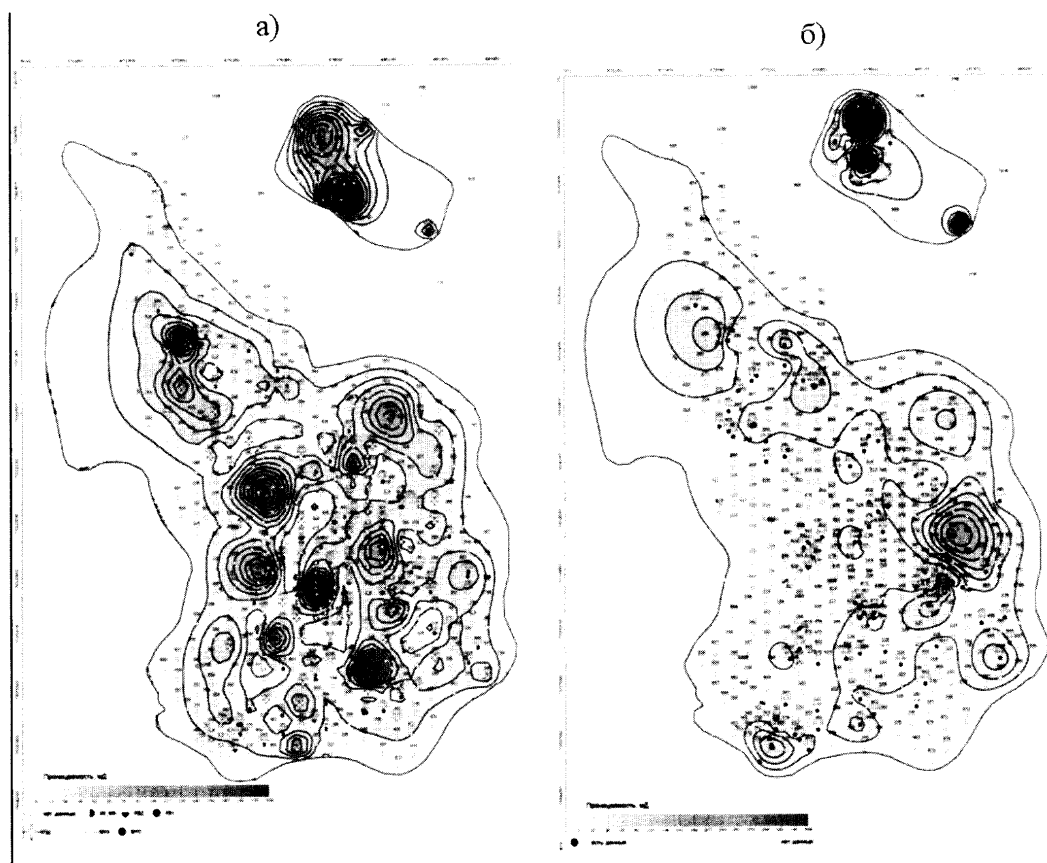


Рис. 15.8.3.1. Сопоставление карт проницаемости: а) скорректированной фазовой проницаемости по ГДИС (для нефти при остаточной воде) и б) проницаемости по технологическим режимам

Достоверность данной методики сильно снижается в случае совместной эксплуатации нескольких пластов. Однако если рассматривать такие оценки фильтрационных параметров пластов как результат первичного массового анализа, то этот метод имеет право на существование. Данный подход позволяет с другой точки зрения взглянуть на фильтрационные свойства пласта, особенно в не охваченных ГДИС зонах.

Площадной анализ распределения ФЕС на рассматриваемой залежи показывает, что наиболее высокими значениями характеризуются северо-восточный участок (фактически – это отдельная залежь), проницаемость и потенциальная удельная продуктивность северо-западной и западной частей пласта (к настоящему времени выработанных плохо) близки по ГДИС к оценкам этих параметров в центральной части. Поэтому здесь могут быть обозначены потенциальные невыработанные запасы нефти. Хотя на-



личие водонефтяной зоны и уменьшение коэффициента песчаности делает эту область трудной для разработки, что отражается на низких значениях продуктивности и соответственно проницаемости, оцененной по технологическим режимам.

В результате совмещения экспертных (но малочисленных) результатов по ГДИС и массовых (но не вполне достоверных) данных по ТИ возможно получение наиболее адекватной для настройки гидродинамической модели исходной информации (куба проницаемости). Однако критерием ее правильности будет система данных ГДИС.

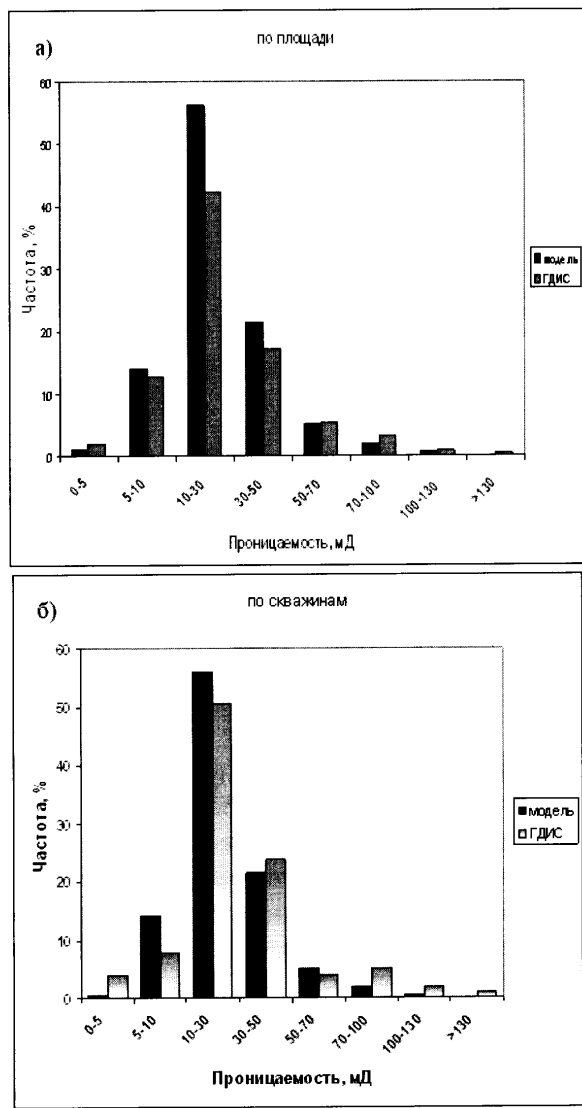


Рис. 15.8.3.2. Сопоставление распределений проницаемости, заложенных в модель и полученных по ГДИС: а) анализ по площади, б) анализ по скважинам

На рис. 15.8.3.2 представлены гистограммы распределений средней проницаемости, обобщенные как по скважинам (а), так и по площади (б), реализованные для рассматриваемого на рис. 15.8.3.1 месторождения. Сопоставлены распределения проницаемости, заложенной в гидродинамическую модель, и результаты базовых ГДИС (используемые как для частичной настройки, так и для экспертизы модели).

Особенно важно при настройке гидродинамической модели учитывать результаты специальных межскважинных исследований. Уникальность этой информации (например, оценок трассирования фильтрационных потоков индикаторами) состоит в том, что по ней удастся выявить так называемые «линии тока», активно влияющие на направленность и интенсивность вытеснения нефти закачиваемой водой.

На рис. 15.8.3.3 показаны примеры практического учета полученных результатов трассирования при моделировании отдельных участков нефтяного месторождения.

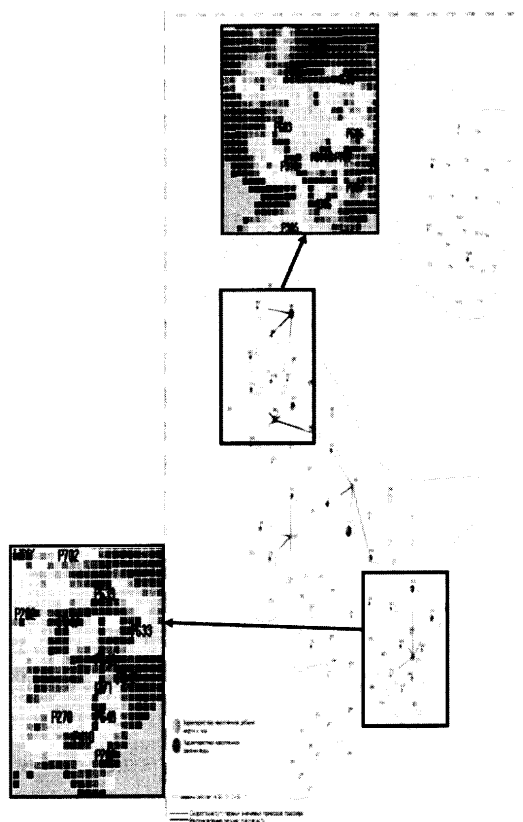


Рис. 15.8.3.3 Использование результатов трассирования фильтрационных потоков индикаторами для настройки отдельных участков гидродинамической модели

го блока залежи на основе полного объема информации промыслово-геофизического контроля. На первом этапе необходимо по геолого-промысловым и геофизическим данным построить цифровую модель исследуемого блока (включая распределение ФЕС по простиранию и толщине пласта). Далее следует ответить на вопрос, какому трехмерному распределению фильтрационных параметров пласта соответствует наблюдаемая в скважине динамика изменения давления на забое и фазовых дебитов. Попутно нужно оценить, насколько существенно сказываются на разработке залежи возможные нарушения технического состояния скважин и заколонные перетоки. То есть фактически стоит задача воспроизвести историю разработки в ограниченном секторе залежи.

К подобной общей постановке задачи авторы приходили также и при рассмотрении современных методов анализа продуктивности (см. разделы 9.18 и 12.7).

Перечисленные аргументы заставляют рассматривать секторное моделирование в качестве информационной связки между обоснованием интерпретационных моделей залежи (результатами исследований) и созданием ее полной цифровой фильтрационной модели.

#### 15.8.4. Использование секторного моделирования при анализе данных промыслово-геофизического контроля

(совместно с Гуляевым Д.Н.)

##### 15.8.4.1. Секторное моделирование как комплексная технология контроля разработки

В разделах 9, 12 и 13 был дан подробный анализ информативных возможностей гидродинамических исследований скважин, из которого следует, что современные технологии ГДИС не ограничены исключительно оценкой фильтрационных параметров в окрестности исследуемой скважины. Все чаще их используют для изучения геометрических характеристик залежи, строения межскважинного пространства, характера взаимовлияния скважин. В первую очередь это касается долговременных специализированных исследований по гидропрослушиванию (см. раздел 9.17).

Интерпретация результатов в этом случае предполагает создание *секторной модели* в окрестности исследуемо-

#### 15.8.4.2. Технология гидродинамических исследований при секторном моделировании

Сравнительно недавно начали повсеместно использоваться автономные датчики давления и температуры, рассчитанные на проведение длительных измерений с большой точностью. В связи с этим появилась возможность проводить весьма длительные (до 500 сут) гидродинамические исследования, обладающие на порядок большей глубиной, чем традиционные ГДИС (говоря «гидродинамические исследования», авторы подразумевают, что кроме измерений забойного давления и температуры интерпретатору доступна также информация о дебите скважины).

При интерпретации длительных исследований становится возможной не только оценка параметров околоскважинного пространства, но и оценка параметров значительной части залежи. Однако при этом актуальность приобретает учет влияния окружающих скважин, границ резервуара, его неоднородности по площади (изменение толщины, пористости и пр.). Схема решения обратной задачи ГДИС в общей постановке при таких ГДИС приведена на рис. 15.8.4.1.

#### 15.8.4.3. Моделирование гидропрослушивания на основе секторной модели залежи

Одной из важных задач в настоящее время становится проектирование гидропрослушивания в нестандартных условиях (сильно неоднородный пласт, несколько взаимовлияющих скважин, влияние протяженных горизонтальных скважин и пр.). Это касается как более достоверной обработки результатов ГДП, так и непосредственно проектирования исследований. Благодаря применению моделирования возможно проведение интерпретации ГДП, выполненного по стандартной технологии (по схеме «одна возбуждающая и несколько реагирующих скважин») в условиях любой геометрии пласта и высокой степени его неоднородности. Однако данную задачу можно поставить и более широко. Речь идет об обосновании информативности измерений и об обработке результатов при более сложных технологиях работ (например, совместная эксплуатация нескольких скважин, последовательное изменение режима работы отдельных скважин и пр.). Это позволит существенно расширить рамки применимости технологии гидропрослушивания.

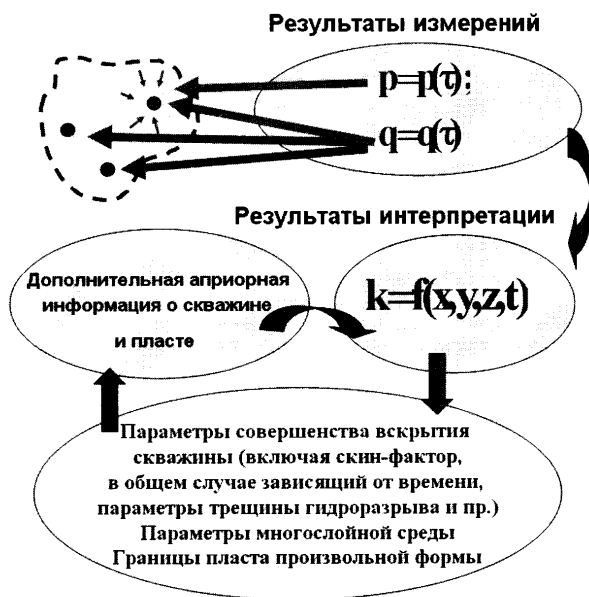


Рис. 15.8.4.1. Схема интерпретации длительного гидродинамического исследования

Однако данную задачу можно поставить и более широко. Речь идет об обосновании информативности измерений и об обработке результатов при более сложных технологиях работ (например, совместная эксплуатация нескольких скважин, последовательное изменение режима работы отдельных скважин и пр.). Это позволит существенно расширить рамки применимости технологии гидропрослушивания.

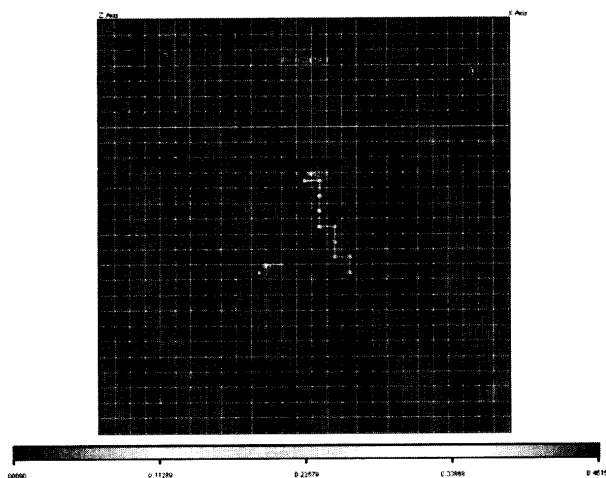


Рис. 15.8.4.2. Расположение и траектория скважин, планируемых для ГДП

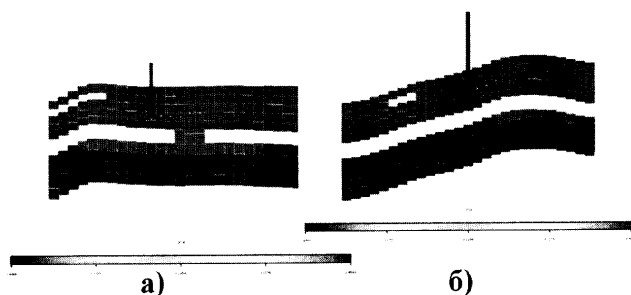


Рис. 15.8.4.3. Распределение насыщения в секторной модели: а) в направлении «север-юг», б) в направлении «запад-восток»

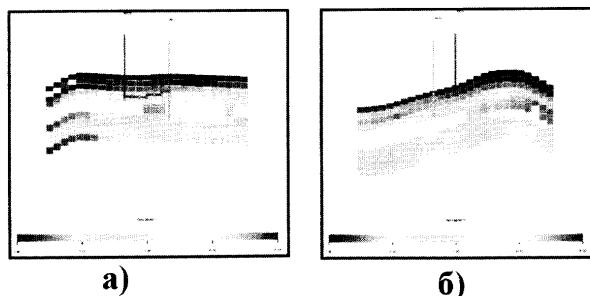


Рис. 15.8.4.4. Распределение проницаемости в секторной модели: а) в направлении «север-юг», б) в направлении «запад-восток»

Рассмотрим конкретный пример решения такой задачи. Для выяснения возможности проведения ГДП между горизонтальной и вертикальной скважинами была проведена работа по гидродинамическому моделированию части исследуемого пласта. Для получения более точных результатов проведены расчеты на участке с использованием геологической модели месторождения. Размер участка достаточно велик, чтобы за время проведения исследования границы не влияли на поведение давления. Распределение насыщения, расположение и траектория скважин представлены на рис. 15.8.4.2, рис. 15.8.4.3а,б. Распределения проницаемости приведены на рис. 15.8.4.4а,б. Пластовое давление относительно невысокое – 141 атм. Отметим, что пласт насыщен тяжелой высоковязкой нефтью. Было смоделировано два возможных варианта проведения гидропрослушивания:

1. Горизонтальная скважина является возмущающей, а вертикальная скважина – реагирующей. В этом случае вертикальная скважина останавливается, и в ней регистрируется отклик давления на работу ГС. Результаты расчетов приведены в табл. 15.8.4.1

**ИЗМЕНЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ НА ЗАБОЕ СКВАЖИН  
(ВОЗМУЩАЮЩЕЙ ЯВЛЯЕТСЯ ГОРИЗОНТАЛЬНАЯ СКВАЖИНА)**

Таблица 15.8.4.1

День	Давление, бар	
	Горизонтальная скважина	Вертикальная скважина
1	140.10	140.40
2	139.09	140.36
3	138.43	140.36
4	137.91	140.36
5	137.47	140.36
6	137.10	140.36
7	136.77	140.36
8	136.48	140.36
9	136.22	140.36
10	135.98	140.36
11	135.77	140.36
12	135.56	140.36
13	135.37	140.35
14	135.20	140.35
15	135.03	140.35
16	134.87	140.34

2. Вертикальная скважина является возмущающей, а ГС – реагирующей. В этом случае вертикальная скважина переводится под нагнетание, а горизонтальная скважина останавливается, и в ней регистрируется отклик давления на работу нагнетательной скважины. Результаты расчетов приведены в табл. 15.8.4.2.

**ИЗМЕНЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ НА ЗАБОЕ СКВАЖИН  
(ВОЗМУЩАЮЩЕЙ ЯВЛЯЕТСЯ ВЕРТИКАЛЬНАЯ СКВАЖИНА)**

Таблица 15.8.4.2

День	Давление, бар	
	Горизонтальная скважина	Вертикальная скважина
1	140.40	140.00
2	165.14	140.00
3	182.55	140.00
4	195.14	140.01
5	204.63	140.01
6	212.05	140.01
7	218.07	140.02
8	222.94	140.03
9	226.82	140.04
10	230.01	140.06
11	232.69	140.09
12	234.99	140.12
13	236.99	140.16
14	238.70	140.21
15	240.13	140.26
16	241.37	140.32

На основании расчетов можно сделать вывод, что без перевода вертикальной скважины в нагнетание в данном случае невозможно с помощью технологий ГДП выявить наличие гидродинамической связи между скважинами при разумном времени исследования. Даже в случае перевода вертикальной скважины в нагнетание результат ГДП не будет однозначным из-за весьма небольшой амплитуды приходящего импульса. На фоне стабилизации давления (после работы ГС) можно и не выявить такой небольшой импульс.

#### 15.8.4.4. Первичная оценка фильтрационно-емкостных свойств пластов по результатам секторного моделирования

Гидропрослушивание в своем классическом варианте требует длительной остановки реагирующих скважин. Это резко ограничивает область применения данной технологии исследований. Использование для интерпретации концепции секторного моделирования позволяет шире посмотреть на возможную технологию работ. Фактически для определения факта гидродинамической взаимосвязи разных блоков залежи достаточно в течение достаточно длительного времени проанализировать динамику изменения забойного давления в скважинах, дренирующих исследуемый блок залежи. Использование в полной мере результатов подобных исследований служит неотъемлемым звеном в цепочке построения трехмерной модели месторождения.

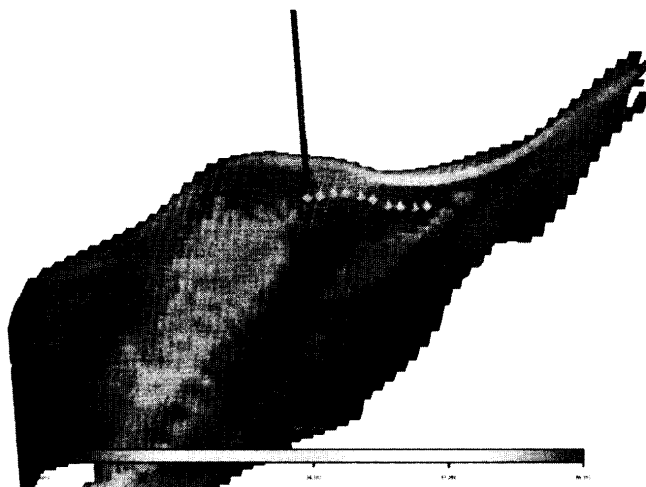


Рис. 15.8.4.5. Траектория скважины на участке секторной модели

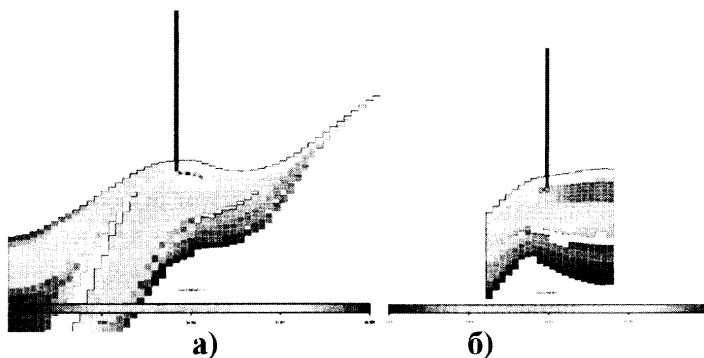


Рис. 15.8.4.6. Распределение проницаемости в секторной модели: а) в направлении «север-юг», б) в направлении «запад-восток»

Рассмотрим типичный пример. Для предварительной оценки возможных свойств пласта и параметров прискважинной зоны была проведена работа по гидродинамиче-

скому моделированию части пласта в районе ГС. Размеры вырезанного участка геологической модели месторождения составляют 7000 м на 2000 м, количество ячеек – 29400. Длина горизонтального участка ствола скважины составляет 1300 м.

Траектория скважины и распределение проницаемости в секторной модели пласта приведены на рис. 15.8.4.5 и рис. 15.8.4.6.а,б. При бурении скважины пластовое давление полагали равным 230 атм, в действительности оно оказалось порядка 190 атм. В результате ошибочного прогноза  $P_{пл}$  при бурении могла образоваться довольно глубокая зона проникновения, что должно было повлечь за собой образование значительного скин-фактора. Были смоделированы различные варианты сочетаний параметров, влияющих на дебиты (таких как фильтрационные свойства продуктивных отложений, первоначальное пластовое давление, наличие и величина скин-фактора). Дебиты скважины в зависимости от вышеперечисленных параметров рассчитаны с использованием программного комплекса «Eclipse». Смоделированные кривые изменения давления и дебита сравнивались с зарегистрированными значениями: начальный дебит на 30.09.XX = 660 м<sup>3</sup>/сут, забойное давление – 84.5 атм; на 01.10.XX дебит составлял 640 м<sup>3</sup>/сут, забойное давление – 75 атм.

Были проведены следующие варианты расчетов:

- I – с использованием геологической модели без всяких изменений;
- II – с добавлением скин-фактора;
- III – с учетом скин-фактора и более низкого пластового давления (215 атм);
- IV – с учетом скин-фактора, реального пластового давления (190 атм), более высоких коллекторских свойств в более низко расположенной части продуктивного пласта в районе вертикального участка ГС (по результатам исследований пилотного ствола скважины) и более низкой проницаемости всего участка пласта в районе ГС;
- V – с учетом скин-фактора, реального пластового давления (190 атм), более высоких коллекторских свойств в более низко расположенной части продуктивного пласта в районе вертикального участка ГС и ещё более низкой проницаемости всего участка пласта в районе ГС;
- VI – без учета скин-фактора, с учетом реального пластового давления (190 атм), более высоких коллекторских свойств в более низко расположенной части продуктивного пласта в районе вертикального участка ГС и ещё более низкой проницаемости всего участка пласта в районе ГС;
- VII – с учетом реального пластового давления (190 атм), в предположении очень большого скин-фактора (расчетное распределение скин-фактора по стволу скважины меняется от 30 до 150).

На рис. 15.8.4.7 сопоставлены дебиты, полученные после моделирования вышеперечисленных вариантов. Забойное давление поддерживалось на уровне 80 атм.

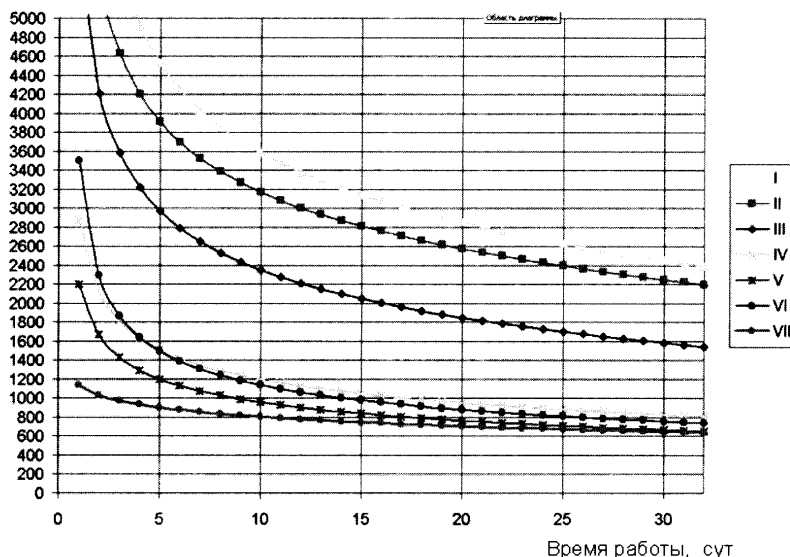
Дебит, м<sup>3</sup>/сут

Рис. 15.8.4.7. Дебит скважины в зависимости от свойств пласта и призабойной зоны (для вариантов расчета I-VII)

Результаты моделирования позволяют заключить, что только невысоким значением пластового давления и предельно большим значением скин-фактора невозможно объяснить сравнительно низкие дебиты даже в начале работы скважины. Такие дебиты можно объяснить комплексом факторов, одним из которых является заметно более низкая проницаемость коллектора, чем та, которая предполагалась до бурения скважины. Для получения более точных результатов требуется комплексное исследование скважины. С помощью промыслово-геофизических методов необходимо выявить работающую длину горизонтального ствола, а с помощью проведенного ГДИС установить проницаемость коллектора, скин-фактор скважины и достоверное значение текущего пластового давления.

Для сравнительно однородных по площади низкопроницаемых коллекторов (и как результат – при не очень большой глубинности исследований и малом влиянии окружающих скважин) применение большого количества доступных в настоящее время аналитических решений позволяет в некоторой мере снять эти вопросы. Однако зачастую такие залежи разрабатываются несколькими скважинами и требуется учет их взаимовлияния, а также применение более гибких моделей пластов с более детальным учетом локальной неоднородности, чем при интерпретации с помощью стандартных аналитических моделей.

Рассмотрим пример исследований небольшой залежи, разрабатываемой тремя скважинами. Примерное распределение по площади залежи эффективной толщины и пористости приведены соответственно на рис. 15.8.4.8а,б.



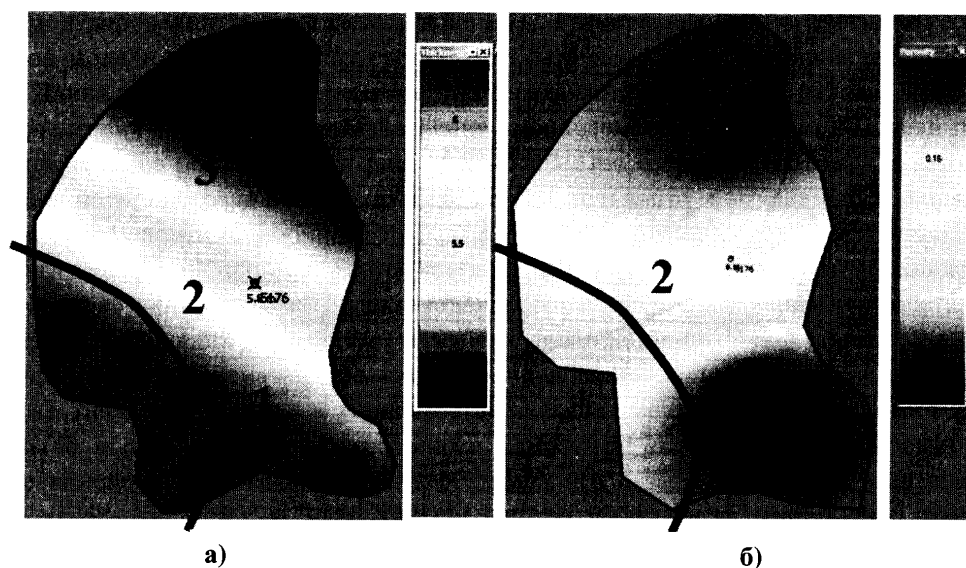


Рис. 15.8.4.8. Карта изменения эффективной толщины (а) и пористости (б)

Позднее по результатам сейсмических исследований в юго-западной части залежи был выявлен изолирующий разлом (см. рис. 15.8.4.8).

Данные об изменениях забойного давления и дебите наиболее долго работающей скважины «1» приведены на рис. 15.8.4.9.

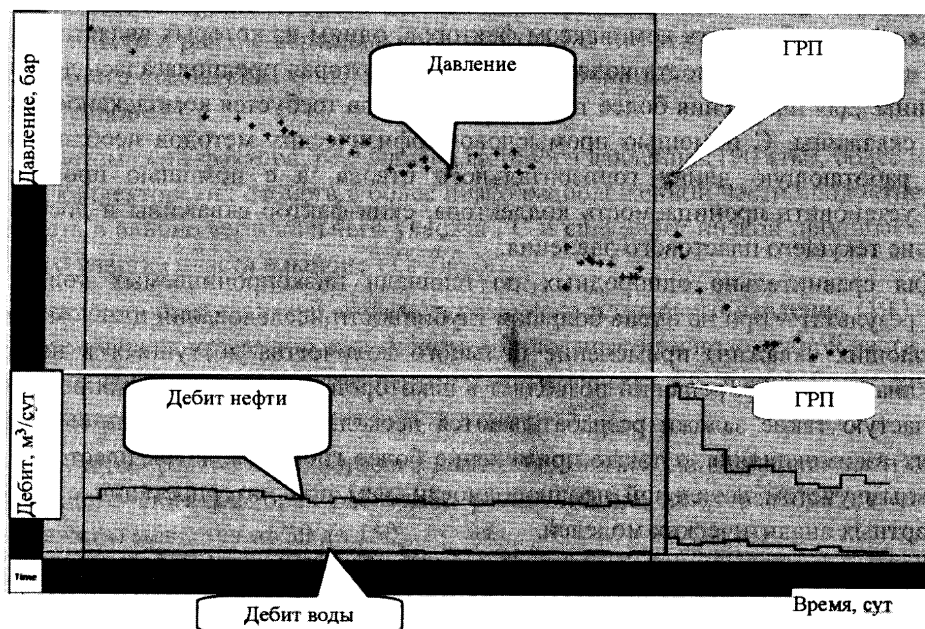


Рис. 15.8.4.9. Дебит и забойное давление скважины «1»

Отмеченный рост добычи связан с проведением в скважине ГРП. В расчетах эта операция моделировалась изменением интегрального скин-фактора скважины.

Время включения остальных скважин и их дебиты по отношению к «1» можно оценить по графику на рис. 15.8.4.10.

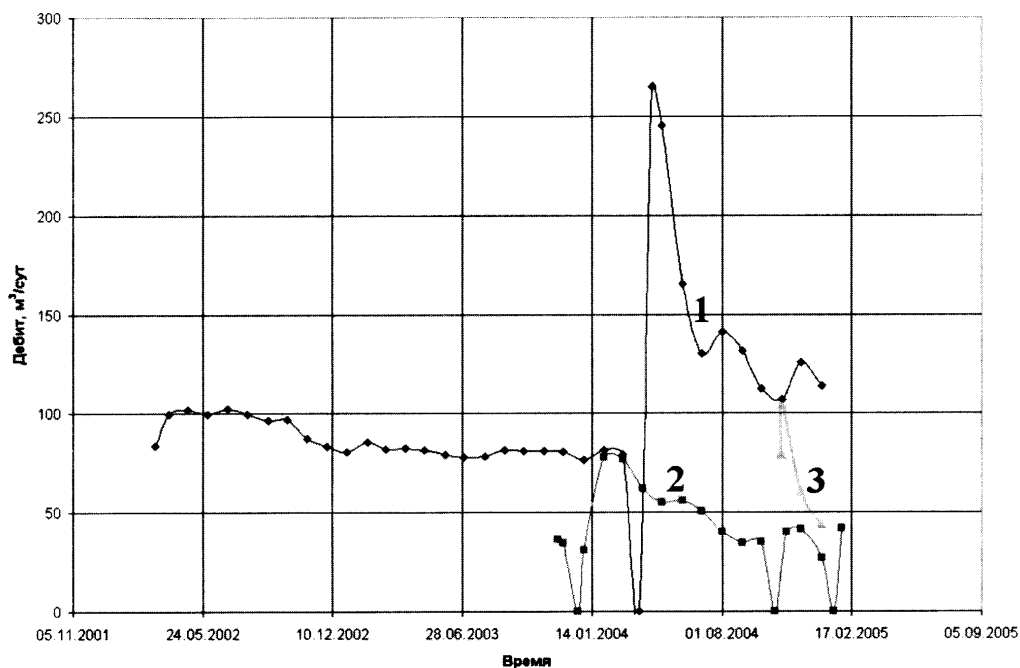


Рис. 15.8.4.10. Характер изменения дебитов скважин «1», «2» и «3» во времени

В результате обработки полученных данных была воспроизведена история работы скважин рассматриваемой залежи. Первичная оценка проводилась для каждой скважины отдельно с применением аналитических моделей. Далее была создана численная модель и на ее основе воспроизведена история работы залежи в целом. В качестве примера степени совмещения расчетных и измеренных данных на рис. 15.8.4.11 приведено воспроизведение истории работы скважины «1», выбранной как наиболее долго работающей. Полученные при интерпретации параметры приведены в табл. 15.8.4.3.

#### РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ ЗАЛЕЖИ

Таблица 15.8.4.3

Параметр	Обозначение	Величина	Единицы
проницаемость	$k$	27.7	мД
скин-фактор скв.1 до ГРП	$s'$	14.5	
скин-фактор скв.1 после ГРП	$s''$	-4.5	
Площадь залежи	$S$	13.8	км <sup>2</sup>
Объем запасов в пласте	$V$	5.9	млн м <sup>3</sup>

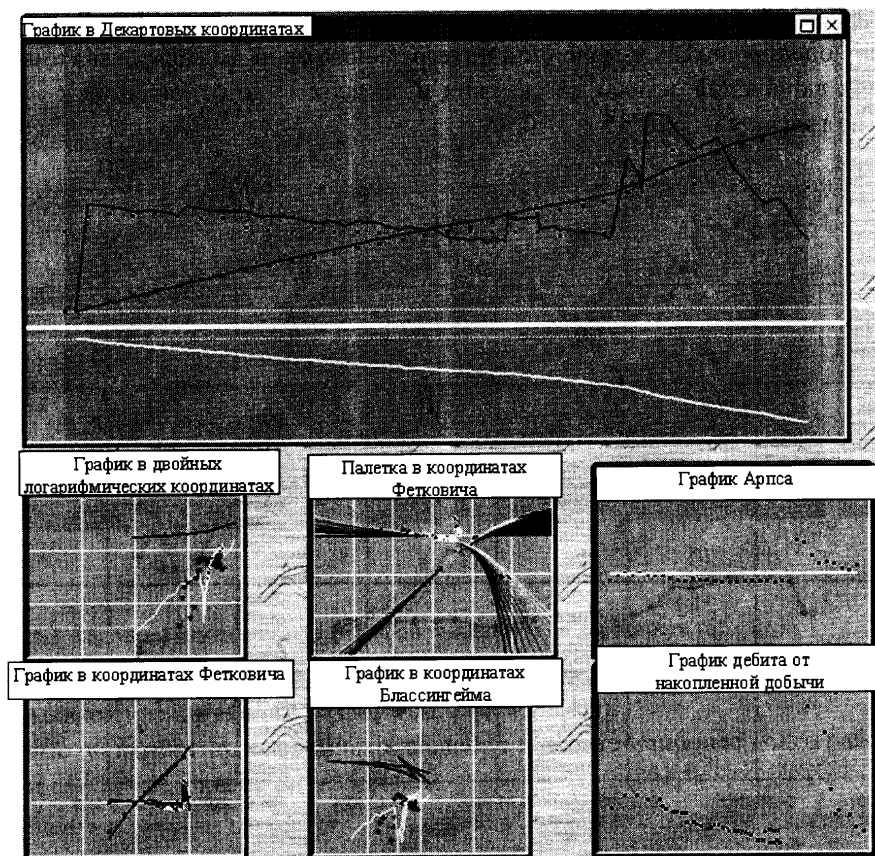


Рис. 15.8.4.11. Качество совмещения расчетной и измеренных кривых для скважины «1»

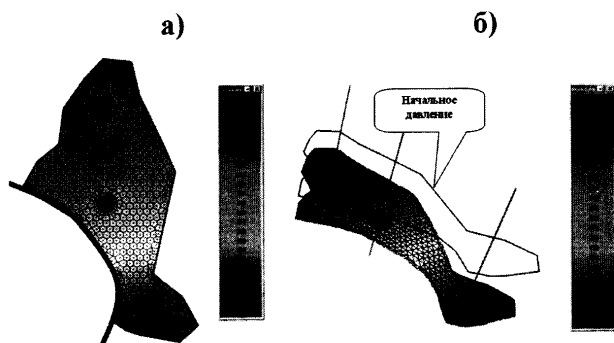


Рис. 15.8.4.12. Распределение давления в залежи на конец исследования в двумерном (а) и трехмерном виде (б)

Распределение давления на последнюю дату (после 990 дней эксплуатации залежи) в двумерном и трехмерном виде приведено на рис. 15.8.4.12а,б. Отметим, что выявленный в юго-западной части залежи изолирующий разлом существенно уменьшил первоначальную оценку запасов залежи (см. контур на рис. 15.8.4.12 относительно контуров на рис. 15.8.4.8). При этом воспроизведение истории работы скважин полностью подтверждает наличие разлома.

Кроме того, на рисунке нанесены ячейки сетки для численного моделирования. Размер ячеек изменяется от минимального возле скважины до максимального в межскважинном пространстве. На основе полученной информации был сделан прогноз добычи скважин. Пример прогноза добычи скважины «1» показан на рис. 15.8.4.13.

Таким образом, по результатам гидродинамического исследования выявлена ограниченность разрабатываемой залежи, определены фильтрационные свойства пласта (проницаемость, подвижность, гидропроводность, пьезопроводность, продуктивность), качество проведенного ГРП, интегральный скин-фактор, его изменение во времени, текущее пластовое давление и другие параметры залежи, позволившие обосновать прогноз будущей добычи.

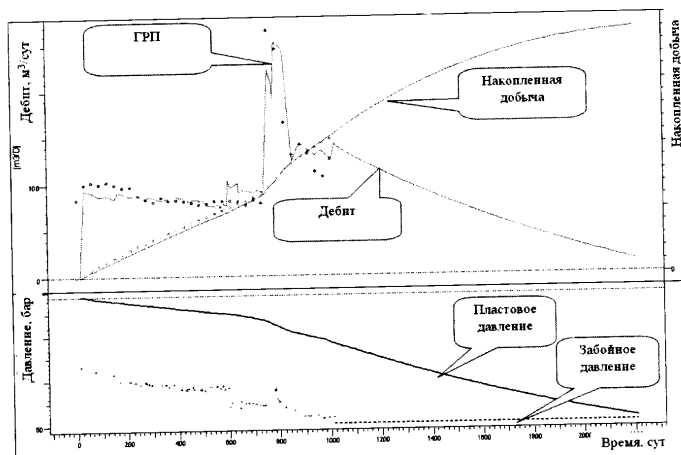


Рис. 15.8.4.13. Прогноз добычи скважины «1»

Благодаря высокому качеству исходной информации и применению современного программного обеспечения получены исчерпывающие данные о залежи в целом и параметрах скважин в отдельности. Все это подтверждает перспективность использования секторного моделирования в качестве высокоуровневого метода исследования скважин. В свою очередь, обработка результатов сложных ГДИС и ПГИ, выполняемая на основе обоснования и выбора интерпретационных моделей пласта, – прямой шаг к цифровому геомоделированию.

## 15.9. МОНИТОРИНГ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА НА ОСНОВЕ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

В последнее время при непосредственном участии добывающих компаний проводятся мероприятия по улучшению и соблюдению технологий промысловых, гидродинамических и промыслово-геофизических исследований скважин. С введением внутренних регламентных документов по контролю разработки [5–8] в целом ряде крупных нефтяных компаний ужесточены технологические требования к проведению исследований, обработке данных, документированию и хранению информации. В практику плановых работ многих компаний вошли дорогостоящие технологии и методы испытания пластов опробователями на кабеле, мониторинга эксплуатационных параметров глубинными стационарными дистанционными ИИС, широко применяются также межскважинные исследования и др.

Благодаря созданию для большинства крупных месторождений постоянно действующих цифровых гидродинамических моделей, начали активно применяться технологии обобщающей интерпретации и динамического анализа результатов ПГК. При создании проектных документов по разработке месторождений в обязательном порядке предусматриваются конкретные мероприятия по контролю разработки методами ПГИ и ГДИС. Остановимся подробнее на принципах проектирования будущих мероприятий ГИС-контроля.

На основании данных об уже выполненных на месторождении системных ПГИ-ГДИС после анализа полученных результатов в целом оценивается эффективность применяемых комплексов ПГК, дается характеристика охвата и периодичности разными видами исследований каждого из объектов эксплуатации (причем отдельно – по контрольным сетям скважин), оцениваются средние параметры и массивы данных, необходимые для выполнения геомоделирования (см. раздел 15.2), наконец, делается заключение о возможностях по улучшению системы промыслово-геофизического мониторинга с целью повышения информативности исследований и снижения затрат на их проведение.

Обычно на нефтяном месторождении для проведения системных исследований предлагаются преимущественно скважины из нагнетательного фонда, так как:

- использование этих объектов не связано с прекращением добычи нефти;
- для нагнетательных скважин нехарактерно положительное значение скин-фактора (наличие положительного скин-фактора ограничивает технологию ГДИС);
- после длительной эксплуатации и выполнения многочисленных мероприятий по ГИС-контролю, обычно снимаются многие принципиальные вопросы, касающиеся характера выработки пластов, обводнения скважин и т.п.

На этапах активной разработки месторождения целесообразно перейти на выполнение целевых, более сложных по технологии комплексов измерений (вместо проведения массовых стандартных комплексов ПГИ и ГДИС с регулярной сеткой по всей площади залежи).

Программа будущих исследований должна быть согласована с текущими построениями динамической фильтрационной модели, поэтому допускается возможность коррекции предварительных вариантов. В частности, допускается несколько изменить списки скважин, опорных для исследований комплексами ГДИС и ПГИ.

Предварительная опорная сеть скважин планируется с учетом проектной документации (учитывающей, например, отсутствие наблюдательных скважин) и реализует принцип равномерного распределения объектов исследований по площади.

Применительно к условиям конкретного месторождения рекомендуется:

- Повторяемость исследований строго не регламентировать. При выборе объектов текущих исследований ПГИ и ГДИС учитывать рекомендации опорной сети.
- Исследования ПГИ в эксплуатационных скважинах, а также ГДИС в добывающих скважинах увязывать с работами по капитальному ремонту скважин, заменой насосов и т.п. В технологии исследований добывающих

скважин предусмотреть работы по вызову притока с помощью свабиrowания, а также выборочное проведение специальных исследований по оценке степени вытеснения и остаточной нефте(газо)насыщенности.

- Обеспечить цифровой способ регистрации всех параметров ГИС-контроля.
- Сопровождать комплексные исследования ПГИ в добывающих скважинах гидродинамическими испытаниями (после принудительного вызова притока).
- Приоритетными задачами, решаемыми с помощью ПГИ, считать: 1) выявление зон, характеризующихся неравномерностью выработки запасов нефти или газа (не охваченных активной разработкой), 2) выявление интервалов с межпластовыми заколонными перетоками и негерметичностями элементов конструкции, 3) уточнение работающих и обводненных эффективных толщин.
- Целями применения ПГИ в скважинах должны быть: 1) обоснование ремонтно-изоляционных работ, направленных на восстановление производительности скважин, 2) информационное обеспечение мероприятий, направленных на увеличение нефте(газо)отдачи.
- Документирование получаемых результатов по выполненным ПГИ и ГДИС вести с сохранением информации об условиях измерений, а также с формированием таблиц количественных критериев (при указании методик их расчетов).
- Сохранение получаемых результатов ПГИ и ГДИС в соответствующих БД.

С учетом вышесказанного к наиболее рациональным комплексам ГИС-контроля в добывающих скважинах следует отнести комплексные исследования с использованием серийной многоканальной скважинной аппаратуры (см. табл. 15.9.0.1).

При планировании промысловых исследований и ГДИС следует предусмотреть решение следующих задач:

- Уточнение продуктивных и гидродинамических характеристик пласта.
- Оценка технологической эффективности отдельных элементов принятой системы разработки (схемы расположения скважин, принятого способа вскрытия пласта, системы поддержания пластового давления, способов эксплуатации скважин и др.).
- Определение динамики выработки пласта по площади и разрезу.
- Оценка эффективности мероприятий по повышению или восстановлению производительности скважин.

Информацию о промысловых технологических параметрах скважин должны обеспечивать контрольно-измерительные приборы ТИ, устанавливаемые на устье добывающих и нагнетательных скважин, а информацию о работе пластов – ГДИС опорной сети добывающих и нагнетательных скважин. Для решения задач, связанных с получением информации о динамике вытеснения (обводнения) по показаниям гидродинамических параметров, желательно проводить исследования одних и тех же (опорных) скважин периодически или после каждых 10–20% увеличения доли воды в продукции.

Как правило, анализ результатов ГДИС на месторождении позволяет сделать вывод о возможности улучшения технологии работ при проведении измерений и интерпретации получаемых результатов. В связи с этим можно рекомендовать реализовать ряд конкретных шагов по коррекции системы гидродинамических исследований скважин, включая:

1. Повышение доли исследований ГДИС с выходом на определение фильтрационных параметров пласта (которая должна составлять не менее трети от всех выполняемых в скважинах ГДИС). Решение указанной задачи может быть организовано за счет оборудования скважин дистанционными забойными датчиками (на приеме насосов) и проведения соответствующих исследований в механизированном фонде скважин, где длительная остановка по условиям эксплуатации нежелательна. Это требует также внедрения современных способов обработки результатов (пригодных для кратковременных периодов восстановления давления и учитывающих влияние послепритока и нестабильного режима работы скважины).
2. Увеличение удельного веса гидродинамических исследований, пригодных для оценки ФЕС удаленной зоны пласта и скин-фактора. Базой для таких исследований должны стать нагнетательные скважины и скважины фонда механизированной добычи, исследуемые по методикам КПД, КВД, методами установившихся закачек (отборов).
3. Внедрение усовершенствованной технологии проведения глубинных измерений с помощью автономной аппаратуры. Суть данной технологии состоит в одновременном длительном исследовании нескольких соседних эксплуатируемых скважин в точке ниже приема насоса (сроком от нескольких недель до двух месяцев) с последующей совместной обработкой диаграмм изменения во времени дебитов и давлений. Полученные по данной технологии результаты можно использовать и для изучения пластовых свойств в межскважинном пространстве.
4. Включение в комплекс ПГИ для скважин, находящихся в освоении, специальных способов ГДИС с целью оценки опорных значений гидродинамических параметров пласта и обоснования информативности гидродинамических экспресс-исследований.

Списки примерных опорных сетей скважин для проведения системных ПГИ и базовых ГДИС должны включать для каждого из объектов конкретные номера и категории скважин, которые формируются по результатам анализа уже проведенных исследований и после согласования с промысловыми службами. После чего указанные списки документируются в проектном документе и служат обоснованием для ведения авторского надзора.

Периодичность планируемых исследований ПГИ и ГДИС должна учитывать принятые для компании регламентные требования и в целом соответствовать положениям табл. 3.2.0.1. В качестве примера ориентировочные цифры даны в табл. 15.9.0.2 и табл. 15.9.0.3.

# ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ, МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ РЕШЕНИЯ КОМПЛЕКСОВ ГИС-КОНТРОЛЯ

Таблица 15.9.0.1

Решаемая задача	Методы	Технология	Примечания
1	2	3	4
1. Стандартные усовершенствованные комплексы и технологии			
1. Определение суммарных фазовых расходов в нагнетательных скважинах	Механическая расходомерия, барометрия (термометрия)	Серия записей на разных скоростях спуска и подъема прибора в интервале выше зоны перфорации	Стандартный способ, усовершенствованный для условий неоднородной продукции
При работе скважины более, чем на двух режимах, возможна обработка результатов измерений по методу индикаторных кривых			
2. Определение фазовых дебитов в нефонтаннующих скважинах с учетом неоднородностей состава и темпа притоков	Барометрия (термометрия), методы оценки состава	Серия записей после вызова нестационарного притока способом искусственного понижения уровня жидкости в стволе	Стандартная технология уровневых замеров или модификация данного способа
3. Определение пластового давления, состояния призабойной зоны скважины, дебит притока из пласта, фильтрационно-емкостных параметров пласта в малодебитных скважинах	Барометрия – снятие КВУ (кривых восстановления уровня) и, по возможности, КВД, КПД (кривых восстановления или падения давления)	Замеры на точке (в кровле пласта) во времени после вызова нестационарного притока	Обработка результатов может выполняться по нескольким моделям (Маскета, Хорнера, индикаторным диаграммам) и по усложненным методам (совмещение)
Могут быть объединены в единую технологию с п.2 – тогда замеры в точке будут заменены на серию барограмм во времени			
4. Определение профиля и состава притока, заколонных перетоков в малодебитных нефтяных скважинах	Термометрия, термокондуктивная расходомерия, методы оценки состава (плотностеметрия, резистивиметрия, влатометрия, барометрия), спектральная шумометрия	Серия замеров после вызова притока в процессе или после свабирования скважины, а также фоновый замер	Стандартный комплекс. Внимание – к метрологическому обеспечению замеров. Значительный объем новой информации может быть получен при количественной обработке термометрии и барометрии
5. Определение профиля поглощения в нагнетательных скважинах	Термометрия, механическая расходомерия (включая на точках), барометрия	Замеры в условиях стационарной работы скважины, фоновый замер	Стандартный комплекс



1	2	3	4
6. Определение технического состояния колонн, искусственного забоя, других элементов конструкции	Термометрия, расходомерия, барометрия, специальные методы технического контроля (профилемерметрия, цементомерметрия, дефектоскопия и пр.)	Замеры после вызова притока (или при закачке), фоновый замер	Стандартный комплекс. Для оценки коррозии колонн предлагается применять профилемертию, методы гамма-гамма и электромагнитной дефектоскопии
Возможно использование «специальных» комплексов, основанных на закачке меченого вещества (МВ) и использовании методов: ГК (изотопы); ИННК, резистивиметрия (хлоропродукты); термометрия (контрастная по температуре жидкость), т.п.			
II. Специальные комплексы и технологии			
7. Определение коэффициентов вытеснения, текущего и остаточного насыщения продуктивных пластов, разбивка пластов на классы по степени выработки	С/О-каротаж (УКК)	Замеры проводятся в незадавленной перфорированной скважине или в нескрытых зонах (при условии расформирования зоны проникновения)	Методики интерпретации кислородно-углеродного каротажа (С/О)
	ИННК	Фоновый замер, замеры после закачки МВ (хлоро- и боропродуктов) в пласты, замеры во времени после частичной отработки пластов от меченых веществ	Методики ВНИИГеотехформсистем (ВНИИГГ)
8. Определение коэффициента нефтенасыщения по динамической сжимаемости пород, оценка качества цементажа	Волновой широкополосный акустический каротаж (БАК), (с учетом результатов стандартного ГИС, ГК, НК)	Перед проведением замеров ствол промыывается и заполняется технической жидкостью, прибор центрируется	Методики РГУНГ, Тверьгеофизика

Таблица 15.9.0.2

Задачи исследований	Технология исследования	Категория скважин	Контролируемые параметры	Охват исследований, %	Примерная периодичность исследований
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
Определение суммарных фазовых расходов (дополнительно к промысловому мониторингу)	Замеры в действующей скважине (в пределах интервала НКГ)	Добывающие	Дебит жидкости (нефти)	В процессе комплексных ПГИ с использованием механической расходомерии и методов оценки состава (для добывающих скважин)	
			Газовый фактор		
			Обводненность		
Определение пластового давления и фильтрационно-емкостных параметров пласта	Задача решается с помощью стандартных технологий гидродинамических исследований, сопутствующих ПГИ в эксплуатируемых скважинах и в процессе капитального ремонта. Технологія исследований и контролируемые параметры регламентируются в табл. 15.9.0.1	Нагнетательные	Расход воды	В процессе комплексных ПГИ с использованием барометрии и соответствующих технологий гидродинамических измерений	
Определение профиля и состава притока	Замеры в действующей и простаивающей скважине	Добывающие	Дебиты притока жидкости из пласта	до 30% фонда исследований	1 раз в 2 года
			Профиль (интервалы) притока		
			Фазовый состав притока из пласта	до 30% -"	То же
Определение профиля приемистости	Нагнетательные	Нагнетательные	Расходы приемистости воды в пласт	75% среди исследований	1 раз в год
			Профиль (интервалы) приемистости	90% -"	То же
			Охват пластов работой	100% -"	То же
Определение интервалов заколонных перетоков	Добывающие	Добывающие	Интервалы межпластовых (заколонных) перетоков	до 100% среди исследований	1 раз в 2 года
			Оценка состава перетоков	до 20% -"	То же
			Оценка примерных дебитов перетоков	до 10% -"	То же

Продолжение таблицы 15.9.0.2

1	2	3	4	5	6
		Нагнетательные	Интервалы межпластовых (заколонных) перетоков	до 100% среди исследуемых	1 раз в 2 года
Определение коэффициентов вытеснения и остаточного (текущего) насыщения продуктивных пластов		Добывающие, предпочтительнее – нагнетательные	Оценка примерных дебитов перетоков	до 20% -“	То же
			Контроль контактов (ВНК)	для специально исследуемых	1 раз в 0.5 года
			Контроль вырабатываемых (обводненных) пластов	То же	1 раз в год
			Контроль текущей нефте- и водонасыщенности	То же	То же
Определение технического состояния скважин		Добывающие, нагнетательные	Интервалы негерметичностей колонн и перфорации	до 70% среди исследуемых	При комплексных ПГИ
			Нарушение цементного камня: - затрубья, - искусственного забоя	При решении задач КРС	В процессе подготовки (выполнения) КРС
			Нарушения внутри колонн		

ОБЪЕМ, ВИДЫ И ПЕРИОДИЧНОСТЬ ПРОМЫСЛОВЫХ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Таблица 15.9.0.3

Задачи исследований	Технология исследования	Категория скважин	Контролируемые параметры	Охват исследований, %	Периодичность исследований
1	2	3	4	5	6
1. Контроль технологических параметров работы скважин (промысловый мониторинг на устье)	Замеры на устье действующих скважин	Добывающие	Дебит жидкости	100%	1 раз в неделю
			Обводненность	100%	1 раз в неделю
			Газовый фактор	опорная сеть	1–3 раза в год
		Нагнетательные	Приемистость	100%	1 раз в неделю
2. Контроль пластового давления	Замеры статических уровней	Добывающие	Качество закачиваемых в пласт пресных вод	100%	1 раз в месяц на устье нагнетательных скважин
			Пластовое давление	Опорная сеть пьезометрических и долго простаивающих	1 раз в квартал
		Нагнетательные	Пластовое давление (по статическому буферному давлению)	до 100% нагнетательного фонда	1 раз в квартал
3. Определение физико-химических свойств нефти, газа и воды продукции	Отбор глубинных или поверхностных проб нефти	Добывающие	Компонентный состав (плотность, газовый фактор, обводненность, пр.	опорная сеть ФХИ	1–2 раза в год
4. Обоснование гидродинамических параметров пласта (включая способы гидропрослушивания) и оценка состояния призабойной зоны	4.1 КВД (восстановление давления) 4.2 КПД (падение давления)	Добывающие	Продуктивность, пластовое давление, гидропроводность, подвижность, проницаемость пласта, приведенный радиус, скин-фактор, коэффициент несовершенства вскрытия	до 20% добычающего фонда скважин	1 раз в 2 года
	4.2 КПД (падение давления)	Нагнетательные	Те же параметры, что и в п.4.1, п.4.2 (при специальной обработке с учетом известного дебита на режимах предшествующей эксплуатации)	до 90% нагнетательного фонда	1 раз в 1–2 года

Продолжение таблицы 15.9.0.3

продолжение таблицы 1.2.2.3						
1	2	3	4	5	6	
5. Экспресс-оценка изменения гидродинамических параметров призабойной зоны	4.3 КВУ (восстановление уровней) в статике (замер давления)	Эксплуатационные механизированного фонда	Пластовое давление, продуктивность, проницаемость призабойной зоны, проницаемость пласта (при малой вероятности скин-фактора, при длительной интенсивной эксплуатации с однокомпонентной продукцией или при нагнетании) Забойное давление, продуктивность, проницаемость призабойной зоны, депрессия (при известном дебите и пластовом давлении)	до 40% добывающего фонда скважин	1 раз в 2 года	
	4.4 ИД (индикаторные диаграммы)	Добывающие и нагнетательные		до 80% свабируемых	По графику капитального ремонта	
	Замеры дебита и устьевых давлений	Добывающие фонтанные		до 10% эксплуатационного фонда	1 раз в 2 года	
	Замеры динамических уровней на режиме стабильного отбора (при невозможности образования «пен» в затрубье) или прямые замеры забойного давления глубинным датчиком	Добывающие механизированного фонда (насосные)		до 100% фонтанного фонда	1 раз в 1–3 месяца	
6. Оценка изменения гидродинамических параметров призабойной зоны скважины	Замеры дебита и устьевых давлений	Нагнетательные	Забойное давление, продуктивность, пластовое давление, проницаемость призабойной зоны, депрессия Продуктивность, пластовое давление, проницаемость призабойной зоны	до 100% нагнетательного фонда	1 раз в неделю	
	КВУ в статике (замер динамического уровня)	Эксплуатационные механизированного фонда		до 50 % механизированного фонда	1 раз в год	
		Осваиваемые свабированием		до 80 % осваиваемых	согласно планам испытаний	
	Аналогично п.4 с одновременным контролем текущей нефтенасыщенности, профиля и состава притока по ПГИ			до 100 % нагнетательных и до 30 % добывающих скважин	После пуска в эксплуатацию из бурения или после ГТМ. Желательно также - через каждые изменение доли воды в продукции на 10–20 %	

## ЛИТЕРАТУРА К ГЛАВЕ 15

1. Ипатов А.И. Современные технологии геофизических исследований эксплуатационных скважин для контроля динамики разработки нефтегазовых залежей. Геофизика, №5, 1999 г., стр. 40–46.
2. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Рудов И.В. Информационная геофизическая система комплексной и обобщающей интерпретации результатов гидродинамико-геофизических исследований нефтяных и газовых скважин в процессе контроля разработки месторождений «Диана-контроль». Каротажник, №55, 1999 г., с. 47–61.
3. Дияшев И.Р., Ипатов А.И., Кременецкий М.И., др. Роль новых технологий в системе гидродинамических исследований компании «Сибнефть». Нефтяное хозяйство, №12, 2003, с. 42–45.
4. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. Москва, 2002.
5. Регламент гидродинамических исследований нефтедобывающих и водонагнетательных скважин на нефтяных и нефтегазовых месторождениях. ЗАО «Юкос-ЭП», N13-C01-01. М., 2002.
6. Регламент проведения контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений геофизическими методами. ЗАО «Юкос-ЭП», N13-C01-02. М., 2002.
7. Регламент скважинных исследований. Часть I. Гидродинамические исследования скважин. ОАО «Сибнефть», 2003.
8. Регламент скважинных исследований. Часть II. Промыслово-геофизические исследования скважин при контроле разработки месторождений нефти и газа. ОАО «Сибнефть», 2004.
9. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Марьенко Н.Н. Информационная автоматизированная система промыслово-геофизического контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений ГЕККОН+. М., ИГ ГАНГ, 1998, 104 с.
10. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Марьенко Н.Н., Рудов И.В. Информационная система комплексной и обобщающей интерпретации результатов геофизических и гидродинамических исследований скважин при контроле за разработкой нефтяных и газовых месторождений. Тезисы доклада на международном симпозиуме. Уфа, 21-22. 04. 1998 г. с. 13–14.
11. Рудов И.В. Городнов А.В., Ибатуллин Г.Р., Черноглазов В.Н. Объектно-ориентированная база данных интегрированной системы мониторинга месторождений. Каротажник, №33, 1997, с. 58–68.
12. Серкова М.Х., Храмцов А.Я. Анализ текущего состояния выработки нефтяных месторождений с применением данных ГИС по контролю за разработкой. Геология, геофизика и разработка, №8, 1998, с. 31–35.
13. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Объединенный текстовый формат передачи и идентификации входных и выходных параметров ГИС-контроля. РГУНГ, 1998, 56 с.
14. Ипатов А.И. Оптимизация хранения геолого-геофизической информации на этапе обобщающей интерпретации результатов ГИС-контроля. Автоматизация, телемеханизация и связь нефтяной промышленности, 1998, №5-6, с. 2–6.
15. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Кульгавый И.А., Марьенко Н.Н. Автоматизированная регистрация и обработка материалов ГИС-контроль в системе ГЕККОН-4.0. М., ИГ ГАНГ, 1995, 102 с.
16. Customer tape format document. Schlumberger, 1981. p. 45.
17. Glossary of terms. Expressions used in well logging. Second edition. SWPLA. Houston, Texas. 10. 1984. p. 116.
18. LIS Mnemonics Reference Manual. Customer Subset, 2<sup>nd</sup> Edition. Schlumberger. 1989.
19. POSC Specification, version 2.2.
20. Повышение достоверности математического моделирования разработки месторождений нефти и газа на основе совместной интерпретации промыслово-геофизических, гидродинамических и промысловых данных в едином обрабатывающем комплексе. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Рыжков В.И., Афанасьева Л.А. Геофизика, №4, 2005.

21. Ипатов А.И. Проблемы автоматизации движения информационных потоков в ГИС-контроле. Автоматизация, телемеханизация и связь нефтяной промышленности, 1996, №5, с. 12–14.
22. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Система идентификаторов, как основа автоматизированной регистрации и обработки в ГИС-контроле. Автоматизация, телемеханизация и связь нефтяной промышленности, 1996, №10, с. 4–7.
23. Временная инструкция о порядке, составе и формах представления информации каротажа скважин в Государственный банк цифровой геологической информации. Ткаченко В.В., Морозов А.М., Ипатов А.И., Кременецкий М.И. и др. М., ГЛАВНИИЦ МПР России, 1997, 134 с.
24. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Рудов И.В., Серкова М.Х. Роль и место динамического планшета в системах интерпретации результатов промыслово-геофизического контроля. Геофизический вестник, №8, 1998, с. 11–16.
25. SPE 71722. Integrating Permeabilities NMR, Formation Tester, Well Test and Core Data. Haddad S., Cribbs M., Sagar R., Viro E., Castelijns K.
26. Оценка текущего насыщения нефтяных пластов с применением программного комплекса «Динамическая визуализация». Серкова М.Х., Иванкович Е.В. Геофизика, №6, 2000 г., с.37–41.
27. Panda M.N., Lake W. Estimation of Single-Phase Permeability from Parameters of Particle-Size Distribution AAGP Bull (July 1994) 78, 7, p.1928–1039.
28. Гуляев Д.Н., Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Способ изучения объемного распределения проницаемости объекта эксплуатации по комплексу геофизических и гидродинамических методов исследований скважин. Геофизика, 2004, № 3, с. 31–39.
29. Быдзан А.Ю., Меркулов В.П. Определение анизотропии горизонтальной проницаемости для петрофизического моделирования коллекторов нефти и газа. Тезисы доклада на 4-й научно-технической конференции «Современные технологии ГДИС и диагностических исследований», Томск, 17-19.05.2005.
30. Адамсон Г., Крик М., Гэйн Б. И др. Применение гидродинамического моделирования на протяжении всего периода разработки коллектора. Нефтегазовое обозрение Schlumberger, осень 1997, с. 38–51.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Дальнейшее развитие промыслового и геофизического контроля разработки месторождений нефти и газа возможно в сторону сближения методов и технологий исследований скважин с геологическим и гидродинамическим моделированием залежей. Нормой хранения промысловой и геофизической информации становятся глобальные БД с полным спектром необходимых для динамического анализа графических и прочих приложений.

Развитие вычислительных средств и программного обеспечения в ПГК уже дали реальную возможность решать прямые задачи путем моделирования физических процессов, которые фиксируются при исследованиях. Технологии автоматизированной интерпретации в связи с этим постоянно усложняются, благодаря чему стали нормой обобщающая и системообразующая виды интерпретации. Любая количественная обработка может быть доведена до уровня обработки по законченной модели. Имеет место рост количества одновременно действующих независимых алгоритмов обработки данных промыслового и ГИС-контроля, а построенная на их сопоставлении экспертиза результатов обеспечивает действенный контроль как качества исходных материалов, так и достоверности комплексных оценок.

В аппаратном обеспечении ПГК (особенно ГИС-контроля) наиболее значимыми становятся метрологически обеспеченные средства измерений, скважинные автономные, дистанционные и каротажные комплексы которых представляют из себя многоканальные программно-управляемые информационно-измерительные системы. Одновременно, в соответствии с современными требованиями, для контроля за технологическими параметрами скважин начинают применяться мобильные автоматизированные наземные ИИС.

Развитие «высоких» технологий в микропроцессорной технике постоянно расширяет набор применяемых методов ПГК. Новые методы вынуждены быть достаточно физичными (что способствует успеху количественной интерпретации), объективно направлены на обеспечение повышенных глубин зондирования пласта. Они также призваны быть устойчивыми к условиям измерений или должны позволять вести учет соответствующих помех.

Конкуренция в нефтегазовой отрасли делает бесперспективными разрозненные исследования, не обеспечивающие решения основных геолого-промысловых задач в рамках единой системы наблюдений за разработкой месторождений. Применение активных технологий в ГИС-контроле уже привело к включению ряда промысловых средств испытаний скважин в единые с геофизическими измерительными средствами комплексы геомониторинга.

Научные изыскания в области контроля разработки месторождений будут неотступно сопровождать развитие научно-технического прогресса во всех смежных направлениях. Достижения в области промыслово-геофизического контроля должны являться приоритетными в плане их внедрения, т.к. они несут в себе значительные возможности по повышению эффективности разработки месторождений нефти и газа. Поэтому следует строго увязывать проводимые на месторождении исследования и испытания ПГК с программами работ и мероприятиями, предусмотренными и организуемыми в соответствии с проектными решениями.

Опыт авторов показывает, что реально повысить эффективность ПГК на объектах добывающей компании может специализированная служба, выполняющая как интерпретационно-аналитические функции, так и наделенная супервайзерскими полномочиями на местах.



## **Об авторах:**

**Ипатов Андрей Иванович**, заместитель начальника управления геологии и разработки месторождений ОАО «Сибнефть», д.т.н., профессор, член SPE, специализируется в области методов и технологий контроля разработки нефтяных и газовых месторождений, адаптации гидродинамических моделей по результатам комплексных гидродинамических и геофизических скважинных исследований.

Окончил МИНХ и ГП им. И.М.Губкина в 1982 г., работал в компаниях «Союзгазгеофизика», «Инпетро», РГУ нефти и газа.

Автор более ста печатных работ и патентов.

andreyi@sibneft.ru

**Кременецкий Михаил Израилевич**, начальник отдела исследований скважин департамента планирования разработки месторождений ОАО «Сибнефть», д.т.н., профессор, член SPE, специализируется в области гидродинамических и термических методов исследований эксплуатационных скважин. Разработчик программных обрабатывающих комплексов «Геккон», «Гидра-Тест», корпоративной базы данных исследований.

Окончил МИНХ и ГП им. И.М.Губкина в 1973 г., работал в РГУ нефти и газа, «Инпетро».

Автор более ста печатных работ и патентов.

mihailkr@sibneft.ru

*Ипатов Андрей Иванович*

*Кременецкий Михаил Израилевич*

## **Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов**

Дизайнер М.В.Ботя

Технический редактор А.В.Широбоков

Корректор Г.Г.Тетерина

Подписано в печать 12.10.2006. Формат 70×100 <sup>1</sup>/<sub>16</sub>.

Печать офсетная. Усл. печ. л. 63,38. Уч. изд. л. 58,54.

Гарнитура Таймс. Тираж 700 экз. Бумага офсетная №1. Заказ № 00171  
Научно-издательский центр «Регулярная и хаотическая динамика»

426034, г. Ижевск, ул. Университетская, 1.

http://rzd.ru Е-mail: mail@rzd.ru Тел./факс: (+73412) 500–295

Отпечатано ГУП УР «Ижевский полиграфический комбинат»

426039, г. Ижевск, Воткинское шоссе, 180