

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ  
ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО  
ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ  
“ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ УНИВЕРСИТЕТ”

50-летию ТюмГНГУ  
посвящается

В.Г. Каналин Т.П. Усенко

# Геологический контроль проходки скважин

Допущено УМО вузов Российской Федерации по нефтегазовому образованию в качестве учебного пособия для студентов, обучающихся по специальности 130304 “Геология нефти и газа”, по специальности 130201 “Геофизические методы поисков и разведки полезных ископаемых”, по специальности 130202 “Геофизические методы исследования скважин”, по специальности 130504 “Бурение нефтяных и газовых месторождений”

Тюмень 2006

Каналин В.Г., Усенко Т.П. Геологический контроль проходки скважин: Учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2006.-202 с.

Основным резервом добычи нефти в России к началу XXI века стали запасы, приуроченные к низкопроницаемым и неоднородным коллекторам. Их выявление возможно лишь по данным бурения опорных, параметрических, поисковых и разведочных скважин.

Описываются методы получения геолого-промысловой информации в результате в основном бурения скважин, что, в свою очередь, позволяет получить промышленные притоки нефти и газа. Причем положительные результаты этого процесса возможны лишь на основе учета комплекса работ по геологическому контролю за проходкой каждой скважины.

Лишь соблюдение всех правил и норм геологического процесса по контролю проводки скважин поможет обеспечить решение всех вопросов по отбору керна, технологии проводки, испытанию и опробованию скважин, геологической обработке полученных результатов.

Предназначено для студентов нефтегазовых вузов по специальности 130304 “Геология нефти и газа”, 130201 “Геофизические методы поисков и разведки полезных ископаемых”, по специальности 130202 “Геофизические методы исследования скважин”, по специальности 130504 “Бурение нефтяных и газовых месторождений”.

Илл. - 46, табл. - 28, библиогр. – 39 назв.

Рецензенты: С.Б. Вагин - зав.каф. промысловой геологии РГУ нефти и газа им.акад. И.М. Губкина д.г.-м.н. профессор, В.П. Овчинников зав. каф. бурения ТюмГНГУ, д.т.н., профессор; С.Н. Бастриков зам. генерального директора СибНИИНП, генеральный директор департамента по бурению, д.т.н., профессор.

© В.Г. Каналин,  
Т.П. Усенко, 2006

## ***Оглавление***

Введение.....	6
---------------	---

### **РАЗДЕЛ I**

#### **Методы получения геолого-промысловой информации о продуктивных пластах**

<b>Глава 1.</b> История развития и становления нефтегазопромысловой геологии.....	9
1.1. Геологический контроль бурения скважин.....	9
1.2. Основные периоды развития нефтегазопромысловой геологии, роль российских и зарубежных учёных, инженеров в становлении курса.....	9
1.3. Связь нефтегазопромысловой геологии с другими геологическими и смежными науками.....	21
<b>Глава 2.</b> Геолого-промысловое изучение нефтяных и газовых месторождений в процессе геологоразведочных работ.....	23
2.1. Основные понятия о залежах нефти и газа.....	23
2.2. Основные этапы и стадии геологоразведочных работ на нефтяных и газовых месторождениях.....	26
2.3. Основные категории и группы скважин при бурении на нефть и газ.....	28
2.4. Геологическое изучение месторождений нефти и газа в процессе поисково-разведочных работ.....	31
<b>Глава 3.</b> Методы получения геолого-промысловой информации о залежах нефти и газа.....	32
3.1. Методы, основанные на изучении залежей продуктивных пластов непосредственно по образцам горных пород и пробам нефти, газа, воды, отбираемым из скважин.....	32
3.2. Геофизические методы изучения разрезов скважин.....	33
3.3. Гидродинамические методы.....	34
3.4. Методы изучения разрезов скважин с помощью дебитометров и расходомеров.....	37
3.5. Геохимические методы изучения продуктивных пластов.....	38
3.6. Изучение разрезов скважин по буримости пород.....	39
3.7. Термометрические методы.....	40
3.8. Информация на основе анализа результатов эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин.....	41
3.9. Геолого-промысловые методы, построение моделей залежей.....	42

### **РАЗДЕЛ II**

#### **Геологические наблюдения за проходкой скважин**

<b>Глава 4.</b> Подготовка скважин к бурению.....	45
4.1. Составление геологического и технического проектов на	

бурение скважин.....	45
4.2. Геолого-технический наряд.....	45
4.3. Составление сметы на строительство скважины.....	47
4.4. Привязка скважины на местности.....	47
4.5. Пусковая конференция.....	47
<b>Глава 5. Геологический контроль за режимом проводки скважин.....</b>	<b>48</b>
5.1. Конструкция скважин.....	48
5.2. Газовый каротаж.....	51
5.3. Ориентировка скважины в пространстве.....	54
5.4. Контроль за качеством промывочной жидкости.....	58
5.5. Отбор и изучение керна.....	65
5.6. Отбор образцов бокового грунтоноса.....	73
5.7. Отбор и изучение шлама.....	75
5.8. Отбор проб газа, нефти и пластовой воды.....	78
5.9. Проведение комплекса ГИС в скважинах, их интерпретация...	87
5.9.1. Проведение комплекса ГИС.....	87
5.9.2. Определение последовательности напластования пород...	89
5.9.3. Определение литологического состава пород.....	92
5.9.4. Определение границ пласта.....	99
5.9.5. Определение ВНК, ГВК, ГНК.....	106
5.9.6. Определение коллекторских свойств.....	116
5.9.7. Установление технического состояния скважин.....	117
а) кавернометрия	
б) цементометрия	
5.10. Вскрытие продуктивных пластов.....	120
5.11. Борьба с осложнениями скважин.....	127
5.12. Спуск эксплуатационной колонны.....	133
5.13. Цементаж скважин.....	140
5.13.1. Виды цементов для тампонажа скважин.....	140
5.13.2. Применяемое цементирующее оборудование.....	142
5.13.3. Процесс цементаж скважин.....	145
5.13.4. Пример расчета количества цементного раствора....	147
5.14.Определение высоты подъема цемента за колонной, установление качества его схватывания с колонной и горной породой.....	152
5.15.Определение герметичности колонны и устья скважины.....	154

### РАЗДЕЛ III

#### **Освоение и опробование скважин, геологическая интерпретация материалов бурения с целью геометризации залежей**

<b>Глава 6. Освоение и опробование скважин.....</b>	<b>155</b>
6.1. Перфорация скважин.....	155
6.2. Методы вызова притока нефти и газа из пласта	

(освоение скважин).....	160
6.3. Опробование скважин.....	162
<b>Глава 7. Методы геологической обработки материалов бурения скважин.....</b>	<b>163</b>
7.1. Методы корреляции разрезов скважин.....	163
7.2. Виды корреляции.....	165
7.3. Составление корреляционных схем.....	169
7.4. Составление нормального, типового и среднего нормального разрезов.....	170
7.5. Региональная корреляция.....	172
7.6. Составление геологических разрезов.....	175
7.7. Построение структурных карт.....	177
7.8. Построение карт толщин.....	180

## РАЗДЕЛ IV

### **Экологические аспекты освоения недр, геологическая документация процесса бурения скважин**

<b>Глава 8. Охрана недр и окружающей среды.....</b>	<b>181</b>
8.1. Охрана недр при разбуривании нефтяных и газовых месторождений .....	183
8.2. Охрана окружающей среды.....	184
8.3. Временная консервация скважин.....	190
8.4. Ликвидация скважин.....	190
8.5. Перевод скважин на другие объекты.....	191
<b>Глава 9. Геологическая документация процесса бурения, организация геологической службы.....</b>	<b>192</b>
9.1. Геологическая документация при бурении скважин.....	192
9.2. Основные задачи и организация геологической службы буровых и нефтегазодобывающих предприятий.....	193
<b>Заключение.....</b>	<b>198</b>
<b>Список литературы.....</b>	<b>200</b>

## ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазопромысловая геология - это наука о способах и методах изучения нефтяных и газовых залежей по данным бурения и эксплуатации скважин с целью максимального извлечения этих флюидов из недр.

Геологический контроль проходки скважин – это часть дисциплины “Нефтегазопромысловая геология”, позволяющая получать комплексную геолого-промысловую информацию по результатам бурения различных скважин. Бурение каждой скважины осуществляется под непосредственным геологическим контролем за проходкой скважин, что соответственно позволяет получить необходимую геологическую и геолого-промысловую информацию. Этому вопросу и посвящается настоящее учебное пособие. Скважиной называют комплекс операций, в результате которых в земной коре создаётся подземная вертикальная или наклонная горная выработка круглого сечения, длина ствола которой во много раз превышает её диаметр. Буровая скважина состоит из трёх основных частей: устье – верх скважины, расположенный на земной поверхности; ствол – вся цилиндрическая часть от устья до забоя; забой – дно скважины.

Нефтегазовая промышленность – одна из основных отраслей народного хозяйства. Её ведущая роль определяется широким использованием нефти и газа в различных отраслях народного хозяйства.

1. В топливном балансе страны нефть и газ составляют в среднем 65-70 %. Главные потребители бензина и керосина - авиация, автотранспорт, морские и речные суда. Лишь небольшая часть мазута применяется для сжигания в топках котельных. Газ по газопроводам подаётся в топки ТЭЦ, мартеновские и доменные печи, широко используется населением в быту.

2. В нефтехимической промышленности из нефти и газа в настоящее время изготавливают более 4000 различных видов синтетических товаров, например, из нефти - искусственный каучук, лаки, пластмассы, из которых вырабатываются тысячи различных товаров, необходимых как в народном хозяйстве, так и в быту (ручки, сумки, куртки, чулки, носки, плащи, обувь, кожа и т.д.).

3. Нефть широко используется в медицине. Например, нафталанской нефтью с незапамятных времён лечили кожные заболевания, ревматизм и т.д. В медицине широко применяются различные вазелины, мази, парафин. Для лечения различных заболеваний используются бальнеологические минеральные воды, имеющие непосредственный контакт с нефтью.

4. В наше время из нефти производят белковые массы путём депарафинизации нефтепродуктов микробиологическими методами. Установлено, что достаточно 1% мировой добычи нефти для производства продуктов питания и избавления от голода населения всего мира.

5. Из нефтепродуктов вырабатываются различные виды масел, необходимых для смазки трущихся поверхностей всех машин (авиация, автотранспорт, станочный парк, космическая техника).

6. Нефть и нефтепродукты, полученные из неё, широко применяются в строительстве (битум, асфальт, лаки, краски). Из нефтяного кокса изготавливаются электроды, а из бензола и толуола - различные взрывчатые вещества.

7. Продукты переработки нефти и нефтепродуктов широко используются в парфюмерии (лаки, мази, кремы, краски и красители для лица, бровей, ресниц и т.д.).

8. Нефтепродукты используются в пищевой промышленности, кулинарии как добавка специальных масел для улучшения ароматических качеств хлеба, тортов, кексов, пирожных и т. д.

9. В настоящее время из нефти извлекаются многочисленные редкие земельные элементы, широко содержащиеся в различных видах нефтей (никель, ванадий, сера, ртуть, гелий и т.д.).

Широкое использование нефти и газа в народном хозяйстве страны определяет необходимость дальнейшего развития нефтяной и газовой промышленности, которое в настоящее время характеризуется ускоренным вовлечением в разработку новых месторождений Западной Сибири, Урало-Поволжья, Восточной Сибири и других регионов, а также повышением эффективности выработки запасов нефтяных и газовых залежей, находящихся на различных стадиях разработки. Эффективность же разработки достигается детальным изучением геолого-промысловых особенностей залежей нефти или газа и применением методов повышения производительности скважин. Лишь на этой основе возможны обоснованное внедрение систем разработки для каждой конкретной залежи и повышение коэффициента нефтегазоотдачи, т.е. достижение максимального извлечения нефти и газа из недр, из каждой разрабатываемой залежи.

Следовательно, нефтегазопромысловая геология должна обеспечить более полное извлечение нефти и газа из недр на основе совершенствования геолого-промысловых исследований, учёта получаемой информации как на стадии подсчёта запасов и проектирования разработки, так и на стадии анализа осуществляемой системы разработки с учётом новейших достижений науки и техники. Естественно, что при этом должен быть учтён весь опыт, накопленный с начала существования нефтяной и газовой промышленности.

Начало развития нефтяной и газовой промышленности датируется 1848 г., когда в Азербайджане была построена первая скважина, которая бурилась ударным способом. Нефтяные залежи изучали с целью оценки литологического состава, коллекторских свойств, их геометризации. Уже к 70-80-м годам позапрошлого века относятся работы, посвящённые подсчёту запасов нефти объёмным методом и по кривым падения дебита. В 1925 г. на вооружении геологов и буровиков появляются вращательное бурение, метод электрического каротажа скважин. С 1932 г. курс нефтепромысловой геологии стал включаться в учебные планы.

В разработку курса нефтегазопромысловой геологии большой вклад внесли отечественные и зарубежные учёные, среди которых следует отметить М.А. Абрамовича, А.А. Бакирова, В.Н. Дахнова, Л.Ф. Дементьева, В.А. Долицкого, М.А. Жданова, М.М. Иванову, М.И. Максимова, М.Ф. Мирчинка, А.Н. Снарского, Ф.А. Требина, И.А. Чарского, В.Н. Щелкачёва и др. Среди зарубежных исследователей можно назвать имена Амикса, Крафта, Маскета, Пирсона, Смита, Хабберта, Хокинса и др.

Современные научные основы разработки нефтяных и газовых месторождений базируются на комплексном изучении целого ряда дисциплин, в ряду которых важное место занимают нефтегазопромысловая геология, бурение, геологический контроль за бурением скважин. Учитывая, что объективные тенденции развития нефтяной и газовой промышленности (рост глубин залегания залежей, сложность коллекторов, их геологической неоднородности, повышение доли трудноизвлекаемых запасов нефти и т.д.) требуют все более детального промыслового изучения и применения новейших методов, это предполагает высокий уровень профессиональных знаний, необходимых не только геологам, но и специалистам, работающим в бурении и освоении нефтяных и газовых месторождений. Поэтому в учебном пособии рассмотрены вопросы геологического контроля за бурением скважин в объеме, необходимом для студентов, обучающихся по специальностям: бурение нефтяных и газовых скважин, а также разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, т.е. студентам негеологического профиля.

Авторы выражают благодарность д.г.-м.н., проф. И.П. Попову, д.г.-м.н., проф. А.М. Волкову за ценные советы и указания, учебному мастеру Е.В. Ефимовой за помощь при подготовке рукописи к изданию.



## **РАЗДЕЛ I**

### **Методы получения геолого-промысловой информации о продуктивных пластах**

#### **Глава 1**

#### ***История развития и становления нефтегазопромысловой геологии***

##### **1.1. Геологический контроль бурения скважин**

Как уже отмечалось, это составная часть нефтегазопромысловой геологии. По данным многих исследований это комплекс наблюдений в процессе бурения скважин, включающий: получение информации для составления геологического разреза месторождения (контроль за отбором керна, шлама, грунтов, их визуальное изучение и обобщение исследований, выполненных в лабораториях, увязка с данными каротажа), выявление признаков нефтегазонасыщенности; контроль за качеством промывочной жидкости для обеспечения рациональной технологии бурения, предотвращения осложнений, качественного вскрытия продуктивных пластов в заданных координатах; отбор и изучение проб нефти, газа, воды; контроль за процессом спуска – эксплуатационных колонн, качеством их цементирования; проверка скважин на герметичность; планирование и контроль работ по перфорации и освоению скважины; контроль за соблюдением правил охраны недр и окружающей среды /26/.

##### **1.2. Основные периоды развития нефтегазопромысловой геологии, роль российских и зарубежных учёных, инженеров в становлении курса**

В развитии нефтегазопромысловой геологии, неразрывно связанном с развитием теории и практики разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, можно выделить несколько периодов.

*Первый период* — от зарождения нефтяной промышленности (1848г.) до 1923-1925гг. В этот период добыча нефти в России почти полностью была сосредоточена на Апшеронском п-ове и в Майкопском районе. До 1871 г. (официальная дата возникновения нефтяной промышленности в России) техники добычи нефти практически не существовало: нефть добывали кустарным способом бадьями из вырытых вручную колодцев, глубина которых в отдельных случаях достигала 150 м при диаметре 1—1,5 м. Первые скважины глубиной 40—70 м, давшие фонтаны нефти, были пробурены на Кубани (1864 г., р. Кудак) и на Апшеронском п-ове (1869 г., Балаханы).

В связи с несовершенством техники строительства горных вырабо-

ток (колодцев, скважин) нефтяной пласт обычно не удавалось вскрывать на полную мощность (ни в колодце, ни в скважине не создавалось противо-давление на пласт, необходимое для преодоления пластового давления). Как правило, вскрытая нефтенасыщенная мощность достигала 1—3 м. Каких-либо принципов разработки месторождений в этот период не было. Оценка значимости нефтеносных земель производилась отдельными лицами и нередко носила спекулятивный характер.

В то время господствовала гипотеза американского геолога Бриггса, выдвинутая им в 1868 г. Согласно этой гипотезе, единственной силой, продвигающей нефть к забоям скважин, могла быть лишь сила упругости газа, растворенного в нефти. Считалось, что влияние работы каждой скважины может распространяться в пласте на небольшое расстояние, называемое радиусом влияния. Если скважины разделены расстоянием, равным двойному радиусу влияния, то они не должны влиять друг на друга.

Такая обстановка не способствовала развитию промыслово-геологических исследований. Однако уже на этом этапе в работах крупных ученых и инженеров дореволюционной России можно найти элементы методики подсчета запасов, основ методики промышленной разведки и эффективной технологии добычи нефти.

Так, в 1888 г. геолог А. М. Коншин впервые произвел подсчет запасов нефти, применив объемный метод. В начале 90-х гг. прошлого века он на основе анализа статистических данных об изменении дебитов скважин (добычи) во времени произвел подсчет запасов по четырем старым площадям Бакинского района. Очевидно, эта работа послужила А. М. Коншину основанием для установления некоторых закономерностей изменения дебитов нефтяных скважин и для построения кривых падения дебитов с целью использования их при расчетах будущей добычи (так называемый «метод кривых»). В США подобные кривые для калифорнийских месторождений нефти были предложены Р. Арнольдом и Р. Андерсоном в 1908 г. В 1859 г. был построен нефтеперегонный завод под руководством Д.И.Менделеева.

В 1905 г. И. Н. Стрижев подсчитал объемным методом запасы нефти Грозненского района. В 1910—1912 гг. выходят из печати работы по Майкопскому нефтяному району крупнейшего геолога-нефтяника академика И. М. Губкина, который по праву считается основоположником нефтяной геологической науки в нашей стране. Тогда И. М. Губкин впервые объяснил механизм образования рукавообразной залежи и ввел само понятие о стратиграфических залежах нефти. Ему же принадлежит приоритет в создании метода построения структурных карт, в том числе наклонных. О других результатах научной деятельности И. М. Губкина будет сказано ниже.

В 1910—1917 гг. С. И. Чарноцкий усовершенствовал «метод кривых» с целью использования его для определения рациональной плотности

эксплуатационной сети скважин. Он предложил способ расчета начальных дебитов скважин в зависимости от средней степени уплотнения их сети.

К рассматриваемому периоду относятся и первые геофизические исследования скважин. В 1906—1916 гг. известный геолог Д. В. Голубятников систематически производил измерения температуры в пластах более чем в 300 нефтяных скважинах Азербайджана и Дагестана. Он впервые установил возможность использования геотермии для решения некоторых нефтепромысловых задач.

Таким образом, проводившиеся в рассмотренный период исследования, связанные с разработкой месторождений, подсчётом запасов, с созданием методов получения и обобщения геологической информации, носили нерегулярный, эпизодический характер.

*Второй период*—с 1923 по 1946-1948г.г. Этот период охватывает первые годы Советской власти, годы национализации и технической реконструкции нефтяной промышленности. Основная черта этого периода — переход к плановому ведению разработки нефтяных месторождений. Нефтяная промышленность страны начинает бурно развиваться. Уже в первые годы после национализации нефтяной промышленности (1920 г.) в результате резкого увеличения объемов разведочного бурения был открыт ряд новых высокопродуктивных месторождений как в Бакинском районе, так и за его пределами; в это же время значительно возросла глубина добывающих скважин. Все это обеспечило увеличение добычи нефти в стране.

Наметившийся в нефтедобывающей промышленности технический прогресс потребовал интенсификации научных исследований. Начинается разработка научных основ рациональной разведки и разработки нефтяных месторождений. В 1925г. предложен способ вращательного бурения, который позволил полностью вскрывать весь разрез месторождения и оценивать его технико-экономические показатели. Встал вопрос о выделении в разрезе эксплуатационных объектов.

Важнейшим событием этого периода было проходившее в Москве в 1925 г. Всесоюзное совещание по вопросам охраны и рационального использования нефтяных залежей. На этом совещании один из видных геологов-нефтяников страны М. В. Абрамович впервые в мире поставил вопрос о рациональной системе разработки нефтеносного пласта-резервуара как отдельного эксплуатационного объекта. В 1927 г. он опубликовал первую классификацию систем разработки нефтяных месторождений. В 1925г. была предложена “русская” система разработки (более плотное разбуривание сводовой части залежи).

В 1928 г. вышла работа крупного геолога-нефтяника М. Ф. Мирчинка «Производственные перспективы свиты V пласта Биби-Эйбата (о методах оценки нефтяных залежей)». В ней автор при рассмотрении добычных возможностей нефтяных залежей рекомендует выявлять и изучать естественные, геологические факторы, влияющие на производительность сква-

жин, и отделять их от искусственных, зависящих от деятельности человека.

К 1927—1928 гг. относится ряд работ В. В. Билибина, посвященных вопросам определения будущей производительности скважин. Он впервые для подсчета запасов нефти и анализа разработки нефтяных залежей использовал методы математической статистики, что позволило созданный ранее «метод кривых» сделать более надежным, поскольку появилась возможность количественно оценивать точность и определять границы применения кривых. Накопленный материал был обобщен В. В. Билибиным в книге «Методы математической статистики в подсчете подземных запасов нефти», изданной в 1930 г. Это была первая работа, посвященная применению математических методов при решении промыслово-геологических задач.

С 1924 г. в стране начинаются систематические работы по подсчету запасов в основных нефтяных районах страны, что потребовало создания классификации запасов нефти. До революции и в первые годы Советской власти геологи пользовались классификацией, разработанной в 1870 г. Лондонским институтом горного дела и металлургии. Классификация была единой для твердых и жидких полезных ископаемых и, следовательно, не учитывала специфических условий залегания и извлечения нефти.

В 1925 г. была организована специальная комиссия Геологического комитета для руководства работой по созданию эффективной классификации запасов нефти. В 1927 г. при обсуждении предварительных результатов деятельности этой комиссии М. В. Абрамович впервые предложил выделять категории запасов по степени их разведанности.

В 1927—1928 гг. в ряде трестов были созданы специальные группы по подсчету запасов, работу которых координировал нефтяной сектор Геологического комитета. С этого времени ежегодно под руководством академика И. М. Губкина и С. И. Миронова стали проводиться конференции по методике подсчета запасов нефти. Поскольку для работы указанных групп и конференций нужна была классификация запасов, то Геологический комитет в 1928 г. утвердил в качестве временной классификацию, в основу которой была положена степень разведанности запасов.

В 1921 г. начал свои теоретические и экспериментальные исследования академик Л. С. Лейбензон - основатель советской школы ученых, работающих в области нефтяной подземной гидравлики.

В этот же период широко известными как в нашей стране, так и за рубежом грозненскими геологами Н. Т. Линдтропом, В. М. Николаевым, М. Г. Танасевичем, М. М. Чарыгиным, С. Н. Шаньгиным и другими был опубликован ряд работ, способствовавших ускоренному развитию представлений об условиях залегания и извлечения нефти из недр. В этих работах было установлено, что главной силой, движущей нефть к забоям скважин в наиболее продуктивных пластах грозненских месторождений, явля-

ется сила напора краевых вод. Газ в пластовых условиях растворен в нефти и никакой активной роли, вопреки гипотезе Бриггса, не играет.

Таким образом, в рассмотренный период были начаты работы по созданию методики оценки народнохозяйственной ценности залежей нефти, а также заложены основы современных представлений о режимах нефтяных и газовых залежей.

Растущие потребности практики стимулировали развитие начавшихся исследований по вопросам разработки нефтяных месторождений, совершенствования методов получения геологической информации, ее анализа и обобщения.

В апреле - мае 1930 г. под руководством академика И. М. Губкина работала комиссия по вопросам разработки Новогрозненского месторождения. Комиссия сделала ряд выводов об активной роли высоконапорных пластовых вод и незначительности запасов газа, растворенного в нефти; сформулировала представления о балансе пластовых водонапорных систем, о существовании активной гидравлической связи между областью разработки пласта и областью его питания, хотя и расположенных на больших расстояниях друг от друга. Эти представления в дальнейшем были положены в основу гидродинамического анализа работы нефтяных скважин и пластов, а также анализа систем расстановки скважин.

В 1937 г. М. А. Жданов и С. В. Шумилин впервые подсчитали запасы газа в целом по стране. Кроме объемного был широко использован метод подсчета запасов газа по падению давления.

В 1929 г. при бурении скважин в Верхне-Чусовских городках (Пермская область) был получен промышленный приток нефти, который возвестил об открытии “Второго Баку” – Урало-Волжской нефтегазоносной провинции.

С 1929 г. в СССР для изучения разрезов скважин стали применять геофизический метод определения кажущегося сопротивления пород. Первые же результаты показали высокую эффективность метода. В 1931 г. отечественными геофизиками и сотрудниками фирмы «Шлюмберже» был разработан второй метод электрметрии скважин — метод потенциалов собственной поляризации пород. Эти два метода позволили составлять непрерывные геологические разрезы скважин, в то время как керновые материалы давали прерывистую информацию при низкой точности их привязки к разрезу. С этого времени скважинная геофизика начинает быстро развиваться, повышается ее роль в геологическом изучении разрезов скважин.

Развиваются также гидродинамические методы. В результате начатых в 1935 г. исследований в ГрозНИИ была разработана гидравлическая теория пластовых водонапорных систем, подвергнута критике теории существования постоянного ограниченного радиуса влияния скважины, исследованы особенности работы скважин при различных формах и размерах контура области питания. В 1936—1939 гг. профессором В. Н. Щелкачевым

вым была создана новая теория взаимодействия скважин, изучены особенности различных систем расстановки скважин.

В начале 30-х гг. В. П. Яковлев провел большую работу и внес ряд ценных предложений по методике гидродинамических исследований скважин и пластов. Он первый указал на необходимость учета сжимаемости жидкости в пластовых условиях.

В середине 30-х гг. В. М. Барышев и А. Н. Снарский в АзНИИ, А. А. Болтышев и Т. Л. Михайлов в ГрозНИИ сконструировали «опытные пласты» — модели, на которых изучали законы фильтрации негазированной и газированной жидкости, взаимодействия скважин, изменения коэффициентов продуктивности и т. п.

В эти же годы начали проводить свои исследования такие известные нефтяники — специалисты по гидродинамике, как А. М. Пирвердян, Г. Б. Пыхачев, Б. Б. Лапук и др.

Интенсивное развитие гидродинамической теории, повышение технической вооруженности нефтедобывающей промышленности и совершенствование методов исследований скважин и пластов обусловили повышение требований к промысловому геологу, что сопровождалось расширением его функций. Геолог теперь принимает активное участие в решении вопросов заложения скважин и геологического контроля за их бурением, освоением и эксплуатацией; важнейших проблем рациональной разработки нефтяных залежей, подсчета запасов, геологической интерпретации результатов геофизических и гидродинамических исследований скважин; планирования нефтедобычи. Все это определило формирование нового профиля нефтепромыслового геолога, существенно отличающегося от профиля геолога-нефтяника поисковой специализации.

Именно эта специфика деятельности нефтепромыслового геолога обусловила введение в 1932 г. в Азербайджанском индустриальном институте курса «Нефтепромысловая геология». Через год, в 1933 г., вышел написанный коллективом авторов под редакцией М. В. Никитина первый учебник «Нефтепромысловая геология». В этом учебнике были систематизированы основные направления и задачи нефтепромысловой геологии.

В августе 1933 г. в Баку проходил I Всесоюзный съезд ВНИТО нефтяников. В докладе И. М. Губкина на этом съезде впервые была поставлена важнейшая задача создания методики проектирования числа эксплуатационных скважин на основе определения научно обоснованных расстояний между ними. В выступлениях на съезде крупнейших геологов страны уже назывались элементы системного подхода к решению задач нефтегазопромысловой геологии. Так, И. М. Губкин критиковал инженеров-промысловиков за то, что они занимаются «не эксплуатацией пласта и месторождения в целом, а эксплуатацией нефтяных скважин как механических агрегатов, как изолированных объектов производства». В. М. Николаев говорил, что при изучении режимов нефтяного пласта наиболее пра-

вильно рассматривать пласт как некоторое пространство, в котором происходит ряд взаимодействующих физических явлений, создающих определенные условия продвижения нефти к забоям скважин.

В рассматриваемый период продолжались работы по совершенствованию классификации запасов нефти и газа. В 1932 г. И. М. Губкин предложил классификацию, которая была положена в основу оценки запасов нефти при составлении второго пятилетнего плана (1933—1937 гг.). Она была использована И. М. Губкиным в докладе о запасах на XVII сессии Международного геологического конгресса в 1937 г. Эта классификация запасов нефти и газа действовала до 1942 г.

В 1935 г. была создана Центральная комиссия по запасам полезных ископаемых (ЦКЗ), позднее переименованная во Всесоюзную комиссию по запасам полезных ископаемых (ВКЗ). Ныне эта комиссия называется Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых при Совете Министров РФ (ГКЗ РФ).

Важнейшим событием рассматриваемого периода, сыгравшим переломную роль в развитии нефтегазопромысловой геологии, было Всесоюзное совещание нефтяников, проходившее в феврале 1938 г. в Баку. Принятые на совещании решения послужили основанием для организационной перестройки геологической службы на промыслах, предусматривающей обязательное участие геологической службы в разбуривании и эксплуатации месторождений, при этом на геологов возлагалась такая же ответственность за все производственные процессы, как и на работников бурения и эксплуатации.

В круг обязанностей промыслового геолога было включено: установление правильного режима эксплуатации скважин и контроль за его выполнением; установление и анализ режима эксплуатации отдельных нефтяных горизонтов; организация наблюдений за взаимовлиянием скважин, за разработкой мощных пластов, подразделяемых на эксплуатационные объекты; проведение систематических анализов нефтенасыщенных пород и других исследований, в частности, связанных с контролем за изменением пластового давления; учет добычи нефти, газа и воды по каждой отдельной скважине; контроль за проведением замеров буферного, затрубного, трапного давлений и решение ряда других вопросов по наблюдению за эксплуатацией скважин и пластов.

Рассмотренный период характеризовался такими важнейшими событиями, как введение в программы вузов курса нефтегазопромысловой геологии и создание первого учебника по этому курсу, официальное организационное оформление геологической службы на нефтяных промыслах и определение ее главных задач.

Несмотря на трудности военных и первых послевоенных лет, развитие научной мысли в стране не прекращалось. Особенность развития нефтяной науки и практики в этот период—широкое внедрение в теорию раз-

работки нефтяных залежей основ подземной гидравлики.

В 1940 г. академик Л. С. Лейбензон и профессор Б. Б. Лапук организовали специальную группу, перед которой была поставлена задача создания научно обоснованной методики проектирования рациональной разработки нефтяных и газовых месторождений. Вопросы разработки, особенно вопросы размещения скважин на залежи, в этот период приобретают особую остроту в связи с переходом к более глубокозалегающим эксплуатационным горизонтам, а также в связи с тем, что были открыты и вводились в разработку месторождения новой нефтеносной провинции - Второго Баку, физико-геологические условия которых отличались от условий кавказских нефтяных месторождений.

В эти годы интенсивные научные исследования в области оценки нефтегазонасыщенности недр, детального изучения сложной тектоники нефтяных месторождений на юге страны, изучения условий обводнения залежей при разработке, оценки запасов проводит один из видных промышленных геологов нашей страны профессор М. А. Жданов, который с 1936 г. возглавлял кафедру разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений в Московском нефтяном институте. Позднее, в 1959 г., под руководством М. А. Жданова в МНИ им. И. М. Губкина была организована первая в стране кафедра нефтепромысловой геологии, заведующим которой он оставался вплоть до 1974 г.

Исследования, проведенные в начале рассматриваемого периода, имели большое значение для раскрытия физической стороны проблемы разработки, а также для определения важнейшей роли собственно геологических представлений. Вместе с тем становился все более очевидным тот факт, что рациональное число добывающих скважин на залежи не может быть определено только методами гидродинамики. Для этого необходимо всестороннее геолого-промысловое обоснование с привлечением экономических данных.

Особую остроту указанные вопросы приобрели во время Великой Отечественной войны. Поэтому организованная в 1940 г. группа исследователей, включавшая специалистов всех трех профилей — геологов, гидродинамиков и экономистов, была реорганизована в Проектно-исследовательское бюро при Московском нефтяном институте. За годы войны в бюро под руководством А. П. Крылова (позднее ставшего действительным членом АН СССР) были проведены очень важные работы по проектированию разработки многих нефтяных и газовых месторождений. Сотрудники бюро решали также и теоретические задачи проектирования разработки. В итоге в 1948 г. вышли в свет две монографии, ознаменовавшие собой появление теоретических основ проектирования, анализа и регулирования разработки нефтяных и газовых месторождений: «Научные основы разработки нефтяных месторождений» (авторы А. П. Крылов, М. М. Глоговский, М. Ф. Мирчинк, Н. М. Николаевский, И. А. Чарный были



удостоены за этот труд Государственной премии СССР) и «Теоретические основы разработки месторождений природных газов» (автор Б. Б. Лапук).

В этих монографиях были сформулированы основы современного подхода к проблеме разработки, согласно которому при выборе рациональной системы разработки необходимо:

1) учесть геологические особенности месторождения; 2) на основе гидродинамических расчетов установить рациональные варианты расстановки скважин применительно к выявленным геологическим особенностям, рассчитать дебиты, пластовые и забойные давления; 3) определить технико-экономические показатели различных вариантов размещения скважин и на этой основе выбрать оптимальный вариант.

Установление важной роли геологических данных в проектировании разработки месторождений нефти и газа сказалось и на практике промыслово-геологических исследований, в первую очередь при оценке запасов, подсчет которых является, по сути, обобщением результатов разведочных работ.

В 1942 г. Народный комиссариат нефтяной промышленности и Комитет по делам геологии при СНК СССР утвердил новую классификацию запасов нефти и газа, в основу которой была положена степень изученности (разведанности) залежей. Впервые в практике оценки запасов нефти была разработана инструкция по применению классификации запасов.

В 1946 г. вышла в свет монография М. Ф. Мирчинка «Нефтепромысловая геология», в которой с учетом новой роли промысловой геологии в решении задач разработки нефтяных месторождений был обобщен опыт промыслово-геологической деятельности, накопленный как в СССР, так и за рубежом (преимущественно в США) за время, прошедшее после издания первого учебника по нефтепромысловой геологии.

Идеи, теоретические разработки и методы, описанные в названных выше трех монографиях, явились основой современной методологии проектирования разработки и ее осуществления на конкретных нефтяных и газовых месторождениях нашей страны.

Рассмотренные методы развития нефтегазопромысловой геологии совпадают с начальным этапом развития научной технологии разработки нефтяных месторождений нашей страны. Характерная особенность этого этапа - эксплуатация залежей на естественном (природном) режиме. При этом процессы разработки определялись прежде всего расходом энергетических ресурсов продуктивных пластов.

Выдающийся вклад в развитие нефтепромысловой геологии на этом этапе внес академик И. М. Губкин. Его труды уже многие десятилетия не теряют своей актуальности. Большое значение для развития методов контроля и регулирования разработки на естественных режимах имели работы М. В. Абрамовича, М. А. Жданова, М. И. Максимовича, В. С. Мелик-Пашаева, А. Н. Мустафинова, С. Т. Овнатанова, А. А. Трофимука и др.

*Третий период*—с 1948 по 1965 годы. Важной особенностью этого периода является экстенсивное развитие нефтегазодобывающей промышленности, связанное с открытием большого числа новых нефтяных и газовых месторождений в различных районах нашей страны, вовлечение их в разработку и накопление значительного объема новых данных, органически вошедших в научный фонд нефтегазопромысловой геологии.

Активно развивается нефтегазодобывающая промышленность в таких районах страны, как Башкирия, Татария, Белоруссия, Туркмения, Узбекистан, Западная Сибирь. Открываются новые месторождения в старых районах—в Азербайджане, на Северном Кавказе, в Казахстане, на Украине.

Третий период развития нефтепромысловой геологии совпадает со вторым этапом развития технологии разработки нефтяных залежей. К концу первого этапа были подготовлены условия для качественного изменения технологии добычи нефти — применения искусственного заводнения залежей с целью поддержания пластового давления.

Внедрение новой технологии разработки нефтяных месторождений, в корне отличающейся от ранее применявшейся, поставило перед промысловой геологией принципиально новые задачи, которые во многом изменили саму суть этой дисциплины. Ранее промысловая геология занималась в основном вопросами рационального использования пластовой энергии. Теперь же главным стало изучение процессов, протекающих в продуктивных пластах при вытеснении нефти закачиваемой водой.

Теоретическое обоснование методов поддержания пластового давления связано с именами А. П. Крылова, Ф. А. Требина, И. А. Чарного, В. Н. Щелкачева, а дальнейшее развитие этих методов - с именами М. Т. Абасова, Ю. П. Борисова, Г. Г. Вахитова, Ю. В. Желтова, Ю. П. Желтова, В. Д. Лысенко, Э. Д. Мухарского, М. М. Саттарова, М. Л. Сургучева, В. С. Орлова, Б. Ф. Сазонова и др.

В создании, внедрении и развитии методов поддержания давления, анализа и регулирования разработки залежей нефти в этих условиях большую роль сыграли промысловые геологи (научные работники, руководящие работники отрасли и крупных нефтедобывающих предприятий) Ф. А. Бегишев, В. В. Денисевич, Н. С. Ерофеев, М. И. Максимов, В. С. Мелик-Пашаев, М. Ф. Мирчинк, Р. Х. Муслимов, А. Н. Мустафинов, Г. П. Ованесов, С. Т. Овнатанов, Б. А. Тхостов, А. А. Трофимук, Э. М. Халимов, А. И. Цатуров, М. З. Черномордилов и др.

Благодаря совместным усилиям производителей и ученых нефтяная промышленность в короткие сроки получила высокоэффективный комплекс методов и средств контроля за процессами, происходящими в продуктивных пластах при заводнении. В этот комплекс вошли методы геолого-промыслового анализа и обобщения информации, получаемой средствами собственно промысловой геологии, скважинной геофизики,

гидродинамики, физикохимии и др.

В научном отношении развитие нефтепромысловой геологии шло по пути дальнейшего совершенствования методов получения информации о строении и свойствах нефтегазоносных пластов, методов подсчета запасов, геологического обоснования проектов, совершенствования методов анализа и регулирования разработки, геологического обоснования мероприятий по повышению коэффициента извлечения нефти и т. п.

Накопившийся опыт разработки, а также различные по характеру и целям исследования показали, что основным фактором, обуславливающим трудности при решении задач разведки, подсчета запасов и разработки нефтяных и газовых месторождений, является неоднородность нефтегазоносных пластов. Изучением неоднородности пластов и ее влияния на эффективность систем разработки занимались ведущие нефтегазопромысловые геологи страны К. Б. Аширов, Б. М. Листенгартен, В. С. Мелик-Пашаев, М. И. Максимов, Е.Ф. Фролов и др. Особенно широко велись исследования неоднородности пластов в 1962 - 1965 гг., когда к решению этой проблемы подключились В. И. Азаматов, В. В. Воинов, Л.Ф. Дементьев, О. К. Обухов, Е. И. Семин, В. В. Стасенков и другие.

*Четвёртый период* – 1965-1975 годы. Вехой в истории развития нефтегазопромысловой геологии явилось заседание Центральной комиссии по разработке нефтяных месторождений Госкомитета СССР по топливу в ноябре 1964 г. На этом заседании были сформулированы уточненные определения эксплуатационного объекта и этажа разработки и предложены приемы их выделения. Эти определения послужили основой последующих исследований, связанных с разработкой методики выделения эксплуатационных объектов в разрезах многопластовых нефтяных и газовых месторождений. Значительную работу в этом направлении провели Н. Е. Быков, В. Г. Каналин и др.

Широко развиваются методы геофизических исследований скважин для изучения строения, определения геолого-физических свойств пластов, и особенно для контроля за разработкой залежей нефти и газа.

Применение методов скважинной геофизики позволило повысить эффективность решения промыслово-геологических задач, связанных с выделением в разрезах обсаженных скважин нефтегазоносных и водоносных пород, контроля за продвижением ВНК, ГНК, ГВК, определения различных параметров пластов, интервалов обводнения скважин и других важных задач геологии и разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.

В решении этих вопросов активное участие принимают такие геологи-производственники, руководители геологической службы в Министерстве нефтяной промышленности и на местах, как В. Д. Викторин, Е. П. Ефремов, Р. Х. Муслимов, Н. Н. Лисовский, Ю. Б. Фаин, Э. М. Халимов, В. М. Юдин, Х. Б. Юсуф-Заде и другие. Крупный научный вклад в дело про-

мыслово-геологической интерпретации результатов геофизических исследований скважин внесли С. А. Султанов, Б. М. Орлинский, Н. М. Свихнушин и др.

С 1953—1955 гг. начинаются широкие исследования по применению вероятностно-статистических методов и ЭВМ для решения задач нефтегазопромысловой геологии. В отличие от работ первого и второго периодов, когда математические методы использовались для оценки производительности скважин и служили основой статистического метода подсчета запасов, в рассматриваемый период эти методы становятся высокоэффективным инструментом собственно геологических исследований, описания геологических объектов, средством оптимизации и автоматизации различных работ. Существенный вклад в эти исследования внесли В. И. Аронов, В. А. Бадьянов, Е. А. Хитров, Ю. В. Шурубор и др.

С конца 50-х гг. начинается интенсивное развитие газовой промышленности страны. На ранних этапах своего становления добыча газа развивалась одновременно с добычей нефти в направлении использования главным образом попутного газа. Методы разработки газовых месторождений были чисто эмпирическими. На них механически распространялись методы разработки нефтяных месторождений.

Вместе с тем большие объемы поисково-разведочных работ и интенсивные исследования подготовили базу для ускоренного развития газовой промышленности. Были открыты новые месторождения газа на севере Тюменской и в Оренбургской областях, в Средней Азии, Ставропольском крае и других районах страны.

Газовая промышленность СССР вступила в новый этап своего развития: в 1956 г. она становится самостоятельной отраслью народного хозяйства. В 1958 г. было принято постановление ЦК КПСС и Совета Министров СССР «О дальнейшем-развитии газовой промышленности и газоснабжения предприятий и городов СССР».

В настоящее время созданы газодинамические методы расчета изменения во времени необходимого числа газовых скважин, пластовых, забойных и устьевых давлений, приближенные методы расчета продвижения контурных или подошвенных вод и решен ряд других задач с учетом промыслово-геологической информации. Развитие теории и практики добычи газа повлекло за собой и развитие промысловых геологических исследований на газовых месторождениях.

В совершенствование газопромысловой геологии, методов изучения строения газовых залежей, подсчета запасов газа, геологического обоснования проектов разработки газовых и газоконденсатных месторождений существенный вклад внесли такие геологи, как К. А. Белов, З. Г. Борисенко, В. И. Ермаков, И. П. Жабрев, М. А. Жданов, А. Л. Козлов, В. П. Савченко, М. Н. Сосон, Ю. В. Терновой, Н. В. Черский и др. В результате сегодня новая геологическая дисциплина, возникшая как нефтепромысловая

геология, с полным основанием называется нефтегазопромысловой геологией.

*Пятый период* (1975г. - настоящее время). Этот период знаменателен важными изменениями в жизни страны и в состоянии её сырьевой базы. Выделение России в самостоятельное государство обусловило сосредоточить внимание главным образом на нефтяных месторождениях Западной Сибири, Волго-Уральского региона, Северного Кавказа, Астраханской области, Восточной Сибири.

В первых трёх регионах многие длительно разрабатываемые месторождения вступили в позднюю стадию разработки с быстрым ростом обводнения продукции и падением добычи нефти. Возросла важность работ по геолого-промысловому анализу разработки и обоснованию технологических мероприятий по доработке, по применению арсенала методов увеличения нефтеотдачи, по разукрупнению объектов эксплуатации.

Фонд разрабатываемых в России залежей нефти пополняется за счёт новых месторождений и залежей известных месторождений в основном с трудно извлекаемыми запасами. В условиях рыночных отношений особую остроту приобретает вопрос возможно более полного использования недр этих месторождений при ограничивающем влиянии современных экономических требований.

Научным обоснованием и практическим решением этих задач занимается армия специалистов промыслово-геологических и технологических служб научных подразделений и производственных компаний и организаций. Большую роль играет Центральная комиссия по разработке нефтяных месторождений (первый зам. председателя Н.Н Лисовский, учёный секретарь П.Ф. Храмов).

По существу, выделенный пятый этап является переломным в истории развития нефтяной промышленности, так как возникла необходимость принципиально нового решения таких вопросов, как вскрытие пластов при бурении, поиск новых методов воздействия на нефтяные пласты, поиск методов доработки высокообводнённых залежей, методов управления разработкой и др. В этих условиях задачи всех областей наук, в том числе и промысловой геологии, резко усложнились /1,14,15,16,17,18,20/.

### **1.3. Связь нефтегазопромысловой геологии с другими геологическими и смежными науками**

С точки зрения промыслового геолога залежь нефти или газа следует рассматривать как некоторую часть пространства, в которой накладываются друг на друга результаты различных геологических, физических, гидродинамических и других процессов, действовавших ранее и происходящих во время ее разработки. Поэтому залежь вследствие многообразия процессов, приведших к ее образованию и протекающих при ее разработке, можно изучать во многих аспектах.

Существуют различные науки как геологические, так и негеологические, которые изучают те или иные из упомянутых выше процессов. Отсюда следует особенность нефтегазопромысловой геологии, заключающаяся в том, что она широко использует теоретические представления и фактические данные, получаемые методами других наук, и в своих выводах и обобщениях очень часто опирается на закономерности, установленные в рамках других наук. Например, данные об условиях залегания продуктивных пластов в первую очередь поступают в результате полевых сейсмических исследований. При вскрытии залежи скважинами эти данные могут быть уточнены методами структурной геологии.

Поднятые из скважин керн, пробы нефти, газа, воды исследуются методами физики пласта. Другим источником информации о свойствах пород служат данные промысловой геофизики, а также результаты гидродинамических исследований скважин. Теоретической основой этих методов являются подземная гидравлика и скважинная геофизика, играющие наиболее важную роль в решении задач нефтегазопромысловой геологии, так как с их помощью получают около 90 % информации, необходимой промысловому геологу.

Обобщая различную информацию об условиях залегания и свойствах нефтегазонасыщенных пород, промысловый геолог очень часто не создает какие-то новые принципы, законы, методы, а в значительной степени опирается на теоретические представления, законы и правила, установленные в рамках смежных наук: тектоники, стратиграфии, петрографии, гидрогеологии, подземной гидравлики и ряда других. Анализируя и обобщая количественные и качественные данные, современный промысловый геолог широко использует математические методы и ЭВМ, без чего результаты обобщения не могут считаться достаточно надежными.

Таким образом, науки, изучающие залежи нефти и газа в аспектах, отличных от тех, которыми занимается нефтегазопромысловая геология, составляют значительную часть теоретического и методического фундамента нефтегазопромысловой геологии.

Вместе с тем нефтегазопромысловая геология, имея самостоятельный объект—залежь нефти или газа, подготавливаемую к разработке или находящуюся в разработке, т. е. геолого-технологический комплекс, решает и собственные задачи, связанные с созданием методов получения, анализа и обобщения информации о строении нефтегазоносных пластов, о путях движения нефти, газа, воды внутри залежи при ее эксплуатации, о текущих и конечных коэффициентах нефтеотдачи и т. п. Поэтому указанная выше связь нефтегазопромысловой геологии с другими науками не является односторонней.

Результаты промыслово-геологических исследований оказывают существенное влияние на смежные науки, способствуя их обогащению и дальнейшему развитию. На промышленно нефтегазоносных площадях все-

гда бурится большое количество скважин, ведутся отбор и анализ образцов пород, проб жидкостей и газа, проводятся всевозможные наблюдения и исследования. Разнообразные виды исследовательской и производственной деятельности, а также промыслово-геологический научный анализ ее результатов обязательно и в большом количестве доставляют новые факты, служащие для подтверждения и дальнейшего развития взглядов и теорий, составляющих содержание смежных наук. При этом нефтегазопромысловая геология ставит перед смежными науками новые задачи, тем самым в еще большей степени способствуя их развитию. Таковы, например, требования более углубленного петрографического изучения глинистого материала коллекторов, который может менять свой объем при контакте с водой; изучения физико-химических явлений, протекающих на контактах нефти, воды и породы; количественной интерпретации результатов геофизических исследований скважин и др. /14,15,20/.

## **Глава 2**

### ***Геолого-промысловое изучение нефтяных и газовых месторождений в процессе геологоразведочных работ***

#### **2.1. Основные понятия о залежах нефти и газа**

Нефть и газ в недрах приурочены к породам - коллекторам, которые могут служитьместилищем этих флюидов и в то же время, обладая достаточной проницаемостью, отдавать их при перепаде давления в процессе эксплуатации. В основе этого определения лежат емкостные и фильтрационные свойства пород-коллекторов. Чтобы коллекторы могли удерживать нефть и газ, они должны быть ограничены покрывками. Покрывками следует называть плохо проницаемые горные породы, перекрывающие и экранирующие скопления нефти и газа. Это глины, аргиллиты, глинистые алевролиты, известняки, соли, гипсы, ангидриты и т.д. Ловушками нефти и газа называют природные резервуары, в которых создаются условия для скопления этих флюидов. Залежью называют естественное скопление нефти, газа, газоконденсата в ловушке, образованной породой-коллектором под покрывкой из непроницаемых пород. Совокупность залежей нефти, газа, газоконденсата в пределах одной площади называют месторождением. Месторождения, состоящие из одной залежи, называют однозалежными, а из нескольких - многозалежными.

Газ, нефть, вода в пределах ловушки распределяются под действием гравитационных сил в зависимости от их плотности. Газ как наиболее легкий флюид размещается в верхней части ловушки или залежи над нефтью, внизу под нефтью скапливается вода. В нефтяных залежах наличие газа в сводовой части называется газовой шапкой. Если газовая шапка большая, а скопление нефти - небольшое, его называют нефтяной оторочкой.

Различают следующие типы залежей: 1) пластовые; 2) массивные; 3) литологически ограниченные.

1. Среди пластовых выделяют: а) пластовые сводовые; б) стратиграфически экранированные; в) тектонически экранированные; г) литологически экранированные.

Пластовая сводовая залежь - это залежь, приуроченная к резервуару пластового типа, т.е. ограниченному в кровле и подошве практически непроницаемыми породами и изогнутому в форме свода, которая подпирается водой (рис.1).

Пластовая стратиграфически экранированная залежь ограничена непроницаемыми породами по поверхности стратиграфического несогласия (рис.2).

Пластовой тектонически экранированной залежью называют залежь в пласте, ограниченном сверху по его наклону разрывом, приводящим пласт в соприкосновение со слабопроницаемыми породами (рис.3).

Пластовая литологически экранированная залежь приурочена к ловушке, обусловленной выклиниванием пласта-коллектора или ухудшением его коллекторских свойств вверх по восстанию (рис.4).

2. Массивные залежи - это скопления углеводородов в ловушке, образованной мощным выступом однородных или различных по составу, но проницаемых для нефти (газа) пород, чаще карбонатных; в кровле такие залежи ограничиваются непроницаемыми породами, а в подошве - водой, заполняющей большую часть природного резервуара; при этом водонефтяной или газоводяной контакт сечет массив по всей площади залежи независимо от характера напластования пород. Среди массивных различают залежи: а) в структурном выступе; б) в эрозионном выступе; в) в биогермном выступе.

Массивные залежи в структурном выступе - это залежи в выступе пород тектонического происхождения, образованном или антиклинальным изгибом пластов, или крупными дизъюнктивными нарушениями (рис.5).

Массивные залежи в эрозионном выступе - это залежи, приуроченные к возвышающемуся выступу дислоцированных пород, образовавшиеся в результате эрозии - размыва и под толщей более молодых малопроницаемых отложений (рис.6).

Массивные залежи в биогермном выступе - это залежи, связанные с вершиной рифового массива, перекрытого малопроницаемыми породами (рис.7).

3. Литологически ограниченные залежи - это скопления нефти (газа) в резервуаре неправильной формы, ограниченном со всех сторон слабопроницаемыми породами; вода, подстилающая такую залежь, не имеет гидростатического напора.



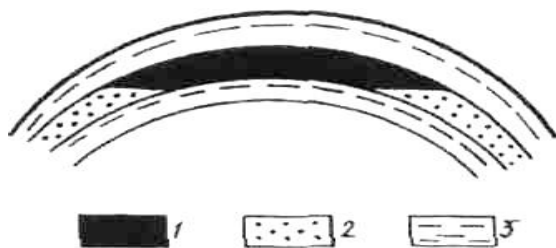


Рис.1. Пластовая сводовая залежь:

1 - нефть; 2 - вода; 3 - глина

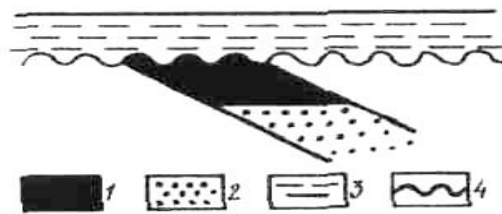


Рис. 2. Пластовая стратиграфически экранированная залежь:

1 - нефть; 2 - вода; 3 - глина;  
4 - линия несогласия;

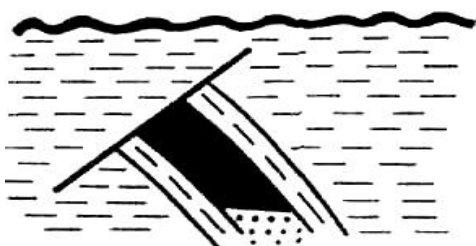


Рис.3. Пластовая тектонически экранированная залежь:

1 - нефть; 2 - вода; 3 - глина  
4 - тектоническое нарушение

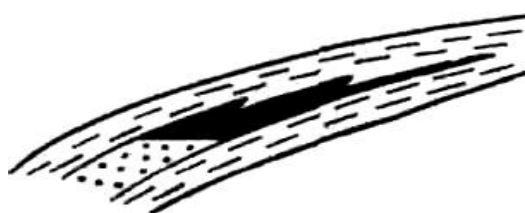


Рис.4. Пластовая литологически экранированная залежь:

1 - нефть; 2 - вода; 3 - глина



Рис.5. Массивная залежь в антиклинальной складке:

1 - нефть; 2 - вода; 3 - глина



Рис.6. Массивная залежь в эрозионном выступе:

1 - нефть; 2 - вода; 3 - глина;  
4 - линия размыва

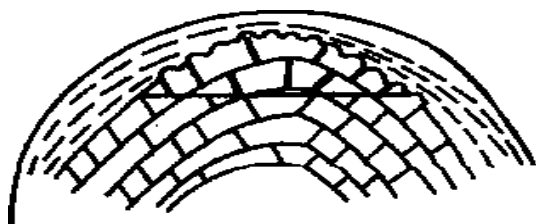
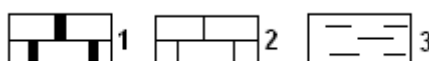


Рис. 7. Массивная залежь в рифовом массиве:

1 - нефтеносный известняк; 2 - водоносный известняк; 3 - глина



Среди этого типа различают залежи, сформировавшиеся: а) в устьевых барах крупных рек, в основном, в песчаных отложениях, которые со всех сторон окружены слабопроницаемыми осадками - глинами, плотными алевролитами; б) в пределах устьевых потоков в песчаных телах, которые окружены слабопроницаемыми осадками; в) в пределах обширных дельтовых потоков крупных рек, в основном в песчаных отложениях, окруженных слабопроницаемыми глинистыми и алевролитовыми осадками.

Формирование нефтяных и газовых залежей происходит путем миграции и аккумуляции нефти и газа. Миграция - это перемещение флюидов в толще горных пород. Доказательством миграции служат нефтепроявления, выходы нефти и газа на поверхности земли. Различают первичную и вторичную миграцию. Первичная миграция - перемещение флюидов из нефтепроизводящих толщ в породу-коллектор, вторичная - перемещение нефти и газа из одного пласта в другой по латеральным (боковым) и вертикальным каналам.

Разрушение нефтяных и газовых залежей происходит в результате следующих факторов: а) физических; б) химических; в) биохимических. Физические факторы - тектоническая деятельность земли, образование сбросов, взбросов, надвигов, деятельность вулканов и т.д.; химические - различные химические реакции, за счет которых теряются легкие компоненты, и нефть превращается в твердые битумы; биохимические - деятельность бактерий, которые разлагают углеводороды.

Происхождение нефти и газа - одна из наиболее сложных и пока не решенных проблем. Существуют две основные гипотезы происхождения нефти - органическая и неорганическая. Впервые идея органического происхождения нефти была высказана в середине XVIII века М.В.Ломоносовым, которую затем поддержали Потонье, И.М.Губкин, П.Траск и другие отечественные и зарубежные ученые.

Первые соображения о неорганическом происхождении нефти были выдвинуты А. Гумбольдтом, затем поддержаны Д.И.Менделеевым, В.Д.Соколовым, а позже Н.А.Кудрявцевым, В.Б.Порфирьевым и другими отечественными и зарубежными учеными. В настоящее время в академии наук РФ господствует мнение, что нефть и газ поступает по тектоническим нарушениям из мантии Земли, образуя крупные залежи нефти, газа, конденсата /1,3,6,18,20,24,27,33/.

## **2.2. Основные этапы и стадии геологоразведочных работ на нефтяных и газовых месторождениях**

В процессе поисковых и разведочных работ на нефтяных месторождениях должен быть проведён определённый комплекс геологоразведочных работ, позволяющий прежде всего оценить промышленные запасы как отдельных залежей, так и всего месторождения, затем на этой основе дать геолого-промысловую и экономическую оценку месторождения и присту-

пить к проектированию его разработки. Проводимый на месторождении комплекс геологоразведочных работ отражается в их определенной последовательности, т.е. стадийности. На каждой стадии решаются определенные геологические задачи, которые ставятся в процессе изучения того или иного месторождения /29/.

В соответствии с "Положением об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ" в практике геологоразведочных работ установилась определённая их последовательность. В процессе этих работ на нефть и газ выделяется три этапа: региональный, поисковый и разведочный. Региональный этап включает две стадии: прогноз нефтегазоносности; оценка зон нефтегазонакопления. Основным объектом исследования на стадии прогноза нефтегазоносности являются осадочные бассейны и их части. На этой стадии обосновываются наиболее перспективные направления и выбор первоочередных объектов дальнейших исследований. Комплекс региональных работ включает: дешифрирование материалов аэрофотосъемок и космических съемок; региональные геофизические исследования; бурение опорных и параметрических скважин. Цели и задачи работ на первой стадии – выявление литолого-стратиграфических комплексов, зон возможного нефтегазонакопления, оценка перспектив нефтегазоносности, здесь оцениваются запасы категории  $D_2$  и частично  $D_1$  /29/.

На стадии оценки зон нефтегазонакопления основными объектами исследований являются нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакопления. На этой стадии проводится примерно такой же комплекс работ, что и на предыдущей, но в более укрупненном масштабе, причем ведущее место занимает сейсморазведка. Основные задачи этой стадии - определение соотношений между различными нефтегазоперспективными и литолого-стратиграфическими комплексами, выделение наиболее крупных ловушек, количественная оценка перспектив нефтегазоносности, выбор районов и установление их очередности к поисковому бурению, подготавливаются запасы категории  $D_1$  и частично  $D_2$ .

Поисковый этап разделяется на две стадии: выявление и подготовка объектов к поисковому бурению; поиск месторождений (залежей). Цель поисков - обнаружение месторождений нефти и газа или залежей на ранее открытых месторождениях с оценкой их ресурсов запасов по категориям  $C_3$ , частично  $C_2$  и  $C_1$  и выбор первоочередных объектов для разведки.

Стадия выявления и подготовки объектов к поисковому бурению подразделяется на две подстадии: выявление объектов и подготовка их к поисковому бурению. На обеих подстадиях основными задачами являются изучение условий залегания нефтегазоперспективных комплексов и перспективных ловушек, выбор мест заложения поисковых скважин, определение очередности ввода объектов в поисковое бурение.

Стадия поиска месторождений (залежей) включает: бурение, геолого-геофизические исследования, опробование и испытание поисковых

скважин; определение положения контуров залежей. Стадия поиска месторождений (залежей) завершается получением первого промышленного притока нефти (газа) или обоснованием бесперспективности изучаемого объекта.

Разведочный этап разделяется на две стадии: оценка месторождений (залежей); подготовка месторождений (залежей) к разработке. Цель разведочных работ - подготовка объекта (месторождения, залежи) к разработке, подсчет и дифференциация его запасов применительно к методам их извлечения.

На стадии оценки месторождений (залежей) устанавливают их основные геолого-промысловые характеристики, подсчитывают запасы, дифференцируют залежи на промышленные (кондиционные) и непромысловые (некондиционные), выделяют объекты и этажи разведки, а также определяют очередность их ввода в разведку и опытно-промышленную эксплуатацию. На этой стадии подготавливаются запасы категорий  $C_1$  и  $C_2$ .

На стадии подготовки месторождений (залежей) к разработке осуществляют их геометризацию и оценку достоверности подсчетных и фильтрационных параметров, подсчитывают запасы и определяют коэффициент извлечения, устанавливают мероприятия по доизучению залежей и месторождений в процессе разработки. Основная цель этой стадии - изучение характеристик месторождений (залежей), обеспечивающих составление технологической схемы разработки месторождения нефти или проекта опытно-промышленной разработки месторождения газа. В процессе этой стадии геологоразведочных работ готовят запасы категорий  $C_1$  и частично  $C_2$ . Количество разведочных скважин и расстояния между ними определяются особенностями геологического строения месторождений (залежей) /29/.

### **2.3 Основные категории и группы скважин при бурении на нефть и газ**

В соответствии с "Классификацией скважин, буримых при геологоразведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений (залежей)" все скважины подразделяются на следующие категории и группы:

<i><b>Категории</b></i>	<i><b>Группы</b></i>	
	<i><b>первая</b></i>	<i><b>вторая</b></i>
Опорные	оценочные, добывающие, нагнетательные, наблюдательные	
Параметрические		
Структурные	для сброса промысловых вод, ликвидации открытых фонтанов нефти и газа, целей подземного хранения газа, на техническую воду.	
Поисковые		
Разведочные		
Эксплуатационные		
Специальные		

Цель бурения опорных скважин - изучение геологического строения и гидрогеологических условий крупных геоструктурных элементов (регионов), определение общих закономерностей распространения комплексов отложений, благоприятных для нефтегазонакопления, с целью выбора наиболее перспективных направлений геологоразведочных работ на нефть и газ.

В зависимости от геологической изученности региона и сложности решаемых задач опорные скважины подразделяются на две группы.

Первая группа - скважины, закладываемые в районах, не исследованных бурением, для всестороннего изучения разреза осадочного чехла и установления возраста и вещественного состава фундамента (в тех случаях, когда последний может быть вскрыт данной скважиной). При бурении этих скважин осуществляется комплекс геологофизических и лабораторных исследований, предусмотренный соответствующей инструкцией.

Вторая группа - скважины, закладываемые в относительно изученных районах для всестороннего исследования нижней части разреза, ранее не вскрытой бурением, или для уточнения геологического строения и перспектив нефтегазонакопления района и повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ. Комплекс исследований этой группы скважин определяется проектом. Для неизученной части разреза комплекс исследований устанавливается в соответствии со специальной инструкцией. Как правило, опорные скважины закладывают в благоприятных структурных условиях. Бурят их до фундамента, а в областях глубокого его залегания - до технически возможных глубин.

Результаты бурения и научной обработки материалов опорных скважин используются для подсчёта прогнозных запасов нефти и газа.

Цель бурения параметрических скважин - изучение глубинного геологического строения, сравнительная оценка перспектив нефтегазонакопления, выявление наиболее перспективных районов для детальных геологопоисковых работ, а также для получения необходимых сведений о геолого-геофизической характеристике разреза отложений с целью уточнения результатов сейсмических и других геофизических исследований.

Структурные скважины бурят: 1) для подтверждения и подготовки площадей (структур) к поисково-разведочному бурению, когда решение этих задач геофизическими методами затруднительно и экономически нецелесообразно; 2) в сложных геологических условиях в комплексе с геофизическими методами для уточнения деталей строения площади, прослеживания нарушений, перерывов в осадконакоплении и др.; 3) в комплексе с геофизическими методами для установления возраста пород, а также для получения данных об их физических параметрах, проверки положения опорных горизонтов, выделенных по данным геофизических исследований. Скважины этой категории, как правило, бурят до маркирующих гори-

зонтов, по которым строятся структурные карты.

Поисковые скважины закладывают на площадях, подготовленных геологопоисковыми работами (геологической съёмкой, структурным бурением, геофизическими и геохимическими исследованиями или комплексом этих методов) с целью открытия новых месторождений нефти и газа, а также и на ранее открытых месторождениях с целью поисков новых залежей нефти и газа. В результате бурения поисковых скважин могут быть приращены запасы категорий  $C_2$  и  $C_1$ .

К поисковым относятся все скважины, заложенные на новой площади, до получения первого промышленного притока нефти или газа из данного горизонта, а также первые скважины, заложенные на те же горизонты в обособленных тектонических блоках, или скважины, заложенные на новые горизонты в пределах месторождения, - также до получения первых промышленных притоков нефти и газа.

Разведочные скважины бурят на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью с целью подготовки запасов нефти и газа промышленных категорий в необходимом соотношении и сбора исходных данных для составления технологической схемы разработки залежи.

Разведочные скважины, в которых получены промышленные притоки нефти или газа, как правило, вводят в пробную эксплуатацию с целью получения исходных данных для составления технологических схем или проектов разработки.

Цель бурения эксплуатационных скважин - разработка и эксплуатация залежей нефти и газа. В эту категорию входят оценочные, добывающие, нагнетательные и наблюдательные (контрольные, пьезометрические) скважины.

Оценочные скважины бурят на разрабатываемую или подготавливаемую к опытной эксплуатации залежь нефти с целью уточнения параметров режима работы пласта, выявления и уточнения границ обособленных продуктивных полей, а также оценки выработки отдельных участков залежи для дополнительного обоснования рациональной разработки и эксплуатации залежи.

Добывающие скважины бурят для извлечения нефти и газа из залежи. В нагнетательных скважинах осуществляются мероприятия воздействия на эксплуатируемый пласт. В наблюдательных скважинах проводится систематическое наблюдение за изменением давления, положением водонефтяного, газоводяного и газонефтяного контактов в процессе эксплуатации пласта /15,20,33/.

Специальные скважины бурят для сброса промысловых вод, ликвидации открытых фонтанов нефти и газа, подготовки структур для подземных хранилищ и закачки в них газа, разведки и добычи технических вод.

## **2.4. Геологическое изучение месторождений нефти и газа в процессе поисково-разведочных работ**

После получения на новом месторождении промышленных притоков нефти проводят следующие мероприятия:

- 1) намечают геологоразведочные работы для оценки в целом всего месторождения;
- 2) планируют работы по оконтуриванию данного продуктивного пласта;
- 3) составляют план изучения данных бурения скважин и исходных геолого-промысловых данных по данному пласту с целью проектирования его разработки.

При планировании геологоразведочных работ решаются две важные задачи:

- 1) выявление новых полей и участков в пределах уже выявленных нефтяных и газовых залежей;
- 2) разведка и установление новых нефтеносных свит и горизонтов, которые обычно залегают ниже разведанных нефтяных и газовых залежей, в пределах которых уже планируется эксплуатационное бурение.

В последнем случае нефтяные или газовые залежи могут смещаться по нижележащим горизонтам за счет следующих факторов: 1) наклона оси складки; 2) наличия опрокинутых складок; 3) наличия тектонических нарушений; 4) перерывов в осадконакоплении; 5) наличия биогермных сооружений (рифов).

С учетом геологических особенностей вновь открытых залежей устанавливают их границы, т.е. оконтуривают. При этом применяют различные системы расположения скважин.

1. Вкрест простирания залежи, т.е. по профилям. Скважины при этом спланируют последовательно - "от известного к неизвестному". Обычно этот способ применяется для узких брахиантиклинальных структур. Недостатком профильного расположения скважин является отсутствие геолого-промысловой информации между профилями, что затем отрицательно сказывается на выборе систем размещения эксплуатационных скважин.

2. Треугольная система, которая применяется обычно для пологих структур, ширина которых превышает 5-6 км. Последовательность бурения скважин также "от известного к неизвестному".

3. Оконтуривающие скважины проектируются по кольцу. Данная система размещения скважин планируется для овальных изометрических структур. В случае больших размеров залежи проектируется несколько "колец" скважин. Недостаток данной системы также заключается в отсутствии информации между системами скважин.

4. Квадратная система, при которой последовательность бурения скважин также зависит от получения необходимой геолого-промысловой

информации. Преимущество рассматриваемой системы заключается в получении равномерной информации по той или иной залежи.

В процессе разведки газовых месторождений расстояния между разведочными скважинами могут быть несколько увеличены по сравнению с таковыми для нефтяных залежей, возможно увеличение в 1,5 раза. Однако, как показывает практика разработки газовых залежей, за счет уменьшения количества разведочных скважин (и соответственно сокращения геолого-промысловой информации) значительно уменьшается конечный коэффициент газоотдачи, который колеблется от 0,75 до 0,95.

После оконтуривания нефтяной или газовой залежи приступают к планомерному изучению геолого-промысловых параметров, необходимых для проектирования разработки /7,14,24,27/.

## **Глава 3**

### ***Методы получения геолого-промысловой информации о залежах и первичная геологическая документация***

#### **3.1. Методы, основанные на изучении залежей продуктивных пластов непосредственно по образцам горных пород и пробам нефти, газа, воды, отбираемым из скважин**

Эти методы в нефтепромысловой практике принято называть прямыми, с их помощью можно судить непосредственно о литологическом строении пластов, коллекторских свойствах, нефтенасыщенности, физико-химических свойствах нефти, газа и воды. Эти методы позволяют получить наиболее объективную характеристику о залежах продуктивных пластов.

Разрезы скважин, продуктивных пластов изучают по образцам горных пород - керну и шламу, которые извлекаются в процессе бурения на поверхность. Кроме того, из скважин отбирают образцы горных пород боковым грунтоносом. Извлеченные на поверхность образцы горной породы из того или иного продуктивного пласта направляют в лабораторию, где определяются гранулометрический состав пород, пористость, проницаемость.

Комплексная обработка результатов лабораторных определений позволяет рассчитать коэффициенты однородности, сортировки, медианный диаметр зерен. В значения пористости и проницаемости вводятся соответствующие поправочные коэффициенты, установленные В.М. Добрыниным для больших давлений и высоких температур на больших глубинах. Параллельно по другой части образцов определяются эффективная (фазовая) и относительная проницаемости, водонасыщенность, нефтегазонасыщенность, остаточная нефтенасыщенность, коэффициент вытеснения.

Кроме того, в процессе бурения, опытной и промышленной эксплуа-



тации нефтяных месторождений отбирают пробы нефти и пластовой воды, которые также направляют в лабораторию, где оценивают плотность и вязкость нефти в поверхностных и пластовых условиях, объемный, пересчётный коэффициенты, коэффициент усадки, поверхностное натяжение. По пробам пластовой воды определяют ее химическую характеристику, плотность, удельный объем, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости, вязкость, поверхностное натяжение. Устанавливается отношение вязкости воды к вязкости нефти, а также плотность воды к плотности пластовой нефти.

Таким образом, прямые методы исследования скважин дают наиболее полную и объективную оценку продуктивных пластов и нефтяных залежей, но в отдельных их точках /19/.

### **3.2. Геофизические методы изучения разрезов скважин**

Геофизические исследования можно разделить на пять групп: 1) изучение разрезов скважин и последовательности напластования; 2) изучение характера нефтегазонасыщенности продуктивных пластов; 3) определение коллекторских свойств пластов; 4) контроль за состоянием разработки нефтяных и газовых залежей; 5) определение технического состояния скважин. Геофизические методы включают электрический, радиоактивный, акустический каротаж, а также другие специальные виды исследования скважин /10,13,18,24/.

Геофизические исследования проводятся практически во всех пробуренных скважинах. Регистрируемые при каротаже изменения геофизических параметров с глубиной дают объективную, а также непрерывную характеристику пройденных скважиной пород. Это позволяет получить разностороннюю информацию о геологическом строении как в целом всего разреза, так и отдельных продуктивных пластов.

В процессе геологической интерпретации геофизических исследований устанавливают следующие важнейшие характеристики: 1) литологическое строение продуктивных пластов, 2) их границы (кровля и подошва), 3) общую и эффективную толщины пластов, 4) последовательность напластования, 5) коллекторские свойства (пористость, проницаемость), глинистость, нефтегазонасыщенность, 6) разделы газ-вода (ГВК), вода-нефть (ВНК), газ-нефть (ГНК). Кроме того, осуществляют контроль за разработкой залежей.

При изучении последовательности напластования могут быть отмечены следующие случаи.

1. Нормальное залегание пластов. При этом в каждой скважине будет наблюдаться повторение максимумов и минимумов кривой КС, соответствующих тем или иным пластам при горизонтальном или моноклинальном их залегании.

2. Наличие в разрезе тектонического нарушения - сброса. В этом

случае на каротажной диаграмме в скважине, вскрывшей сброс, будет наблюдаться выпадение ряда пластов за счёт их опускания по плоскости сбрасывателя по сравнению с разрезами соседних скважин, где данное нарушение отсутствует.

3. Наличие в разрезе тектонического нарушения - взброса. На каротажной диаграмме скважины, вскрывшей взброс, отмечается повторение части разреза за счёт его подъёма по плоскости сбрасывателя.

4. Наличие опрокинутой складки. В ядре такой складки наблюдаются наиболее древние породы, к периферии - более молодые, поэтому на каротажных диаграммах фиксируется повторение слоев от более молодых к древним, а затем снова - от более древних к молодым.

5. Наличие фациальных замещений продуктивных пластов. В процессе детальной корреляции разрезов скважин на основе сопоставления комплекса промыслово-геофизических материалов устанавливается степень замещения продуктивных пластов глинистыми, плотными породами. На основе анализа получаемых результатов делается вывод о макронеоднородности пластов. При этом продуктивный пласт может: а) расслаиваться глинистыми породами на ряд проницаемых пластов и пропластков; б) частично замещаться плотными породами в кровельной и подошвенной частях; в) полностью замещаться плотными породами на небольших локальных участках. Кроме того, по положению относительно залежи нефти выделяются следующие неоднородности: а) краевые; б) центральные; в) площадные, расположенные локально по всей площади залежи,

6. Наличие размывов и перерывов в осадконакоплении. Для количественной оценки неоднородности рассчитываются коэффициенты, характеризующие выдержанность пласта, его расчлененность, литологическую связанность и песчанистость. Основой для расчета служат материалы детальной корреляции, литолого-фациальные и зональные карты.

В практике разработки нефтяных месторождений большое значение имеют геофизические методы контроля и регулирования этого процесса. Среди них можно отметить следующие: 1) изучение распределения жидкости по стволу скважины; 2) анализ продвижения текущих контуров нефтеносности и обводнения эксплуатационных объектов.

Для решения этих задач используются расходомеры, дебитометры, резистивиметры, плотностномеры, влагомеры, термометрия, ИННК, локатор муфт и т.д.

Таким образом, косвенные геофизические методы позволяют получить весьма обширную информацию о залежах продуктивных пластов.

### **3.3. Гидродинамические методы**

Гидродинамические исследования пластов и скважин по сравнению с прямыми и геофизическими исследованиями позволяют изучить гораздо большую часть нефтяных залежей. Объём исследованной части пласта по

лабораторным анализом образцов керна, по данным М.Н. Кочетова, колеблется от 0,00004 до 0,00016%, геофизическим данным – от 0,022 до 0,088%, гидродинамическими исследованиями - от 35,3 до 70,6-100 %.

Среди гидродинамических исследований пластов и скважин выделяются методы установившихся и неуставившихся отборов, гидропрослушивания и самопрослушивания скважин. Технология и методика проведения этих исследований подробно описаны в соответствующей литературе.

Метод установившихся отборов заключается в том, что на каждом режиме эксплуатации скважины (при изменении диаметра штуцера) должны быть доведены до постоянной величины забойное давление ( $P_{заб}$ ) и дебит нефти ( $Q_n$ ) которые постоянно фиксируются на каждом режиме. Для каждого режима рассчитывается депрессия  $\Delta P = (P_{пл} - P_{заб})$ , затем в координатах  $\Delta P, Q$  строится индикаторная кривая, по прямолинейному участку которой рассчитывается коэффициент продуктивности ( $K$ ):  $K = Q / \Delta P$ .

Затем определяются фильтрационные характеристики ближайшей к скважине зоны пласта: проницаемость ( $k_{пр}$ ) гидропроводность ( $k_{пр}H/\mu$ ), проводимость ( $k_{пр}H$ ), подвижность ( $K_{пр}/\mu$ ) на основе формулы Дюпюи для установившегося радиального притока однородной жидкости:

$$K_{пр} = \frac{K * \mu \left( \ln \frac{R}{r} + C \right)}{2\pi * H} \quad (3.1)$$

где  $K_{пр}$  - проницаемость коллектора,  $m^2$ ;  $K$ - коэффициент продуктивности,  $t/(сут*0,1MPa)$ ;  $\mu$ - вязкость нефти в пластовых условиях,  $MPa*c$ ;  $R$  - радиус дренирования скважины, см;  $r$ -приведённый радиус скважины, см;  $C$  - коэффициент, учитывающий несовершенство скважины по степени и характеру вскрытия;  $H$  - эффективная мощность (толщина) пласта, см.

Следует заметить, что определяемый по индикаторным кривым коэффициент продуктивности скважин - весьма важный геолого-промысловый параметр. Он количественно характеризует условия фильтрации жидкости в той или иной скважине. Коэффициент продуктивности в последние годы стал широко учитываться при расчётах добычи нефти в процессе проектирования разработки нефтяных месторождений Татарии, Башкирии, Западной Сибири.

Другая группа методов исследования скважин, основанная на теории неуставившейся фильтрации жидкости в залежи, позволяет определять параметры пласта без предварительного учёта радиуса скважины, радиуса ее дренирования и коэффициентов дополнительных фильтрационных сопротивлений. Эти методы предусматривают построение кривых восстановления давления (КВД), которые обрабатываются по методикам, предложенным различными исследователями. По результатам их обработки устанавливаются проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность, под-

вижность, проводимость удалённых зон пласта.

В промысловой практике наиболее часто для обработки КВД используется метод касательной, который позволяет рассчитать параметры пласта как при  $p_{пл} > p_{нас}$ , так и при  $p_{пл} < p_{нас}$ . На кривых восстановления давления, построенных в координатах  $\Delta p$ ,  $lgt$ , вначале наблюдается резкое нарастание крутизны, а затем постепенный переход к прямолинейному участку. По углу наклона этой прямой, представляющего тангенс угла прямолинейного участка к оси времени, рассчитывается величина:

$$tg_i = \frac{\Delta p_2 - \Delta p_1}{lg t_2 - lg t_1}, \quad (3.2)$$

где  $\Delta p_1$  и  $\Delta p_2$  - точки значений изменения давлений на прямолинейном участке кривой;  $lg t_2$  и  $lg t_1$  - соответствующие значения логарифмов времени.

Коэффициент проницаемости

$$K_{np} = \frac{2,3 * Q \mu}{tg_i * 4 \pi H}, \quad (3.3)$$

где  $Q$  - суточный дебит нефти в скважине до её остановки, т/сут;  $\mu$  - вязкость пластовой нефти, мПа\*с;  $H$  - эффективная толщина пласта, см.

На основании этой формулы (3.3) находится значение гидропроводности ( $\epsilon = K_{np} H / \mu$ ) подвижности ( $K_{np} / \mu$ ), проводимости ( $K_{np} H$ ), пьезопроводности ( $\epsilon$ ).

При гидропрослушивании выбирают две скважины: возмущающую и реагирующую. В реагирующую скважину опускают глубинный дифференциальный манометр ДГМ-4, с помощью которого улавливается импульс давления от возмущающей скважины. В результате фиксации повышенного импульса давления строится экспериментальная кривая, которая накладывается на теоретическую кривую и совмещается почти до полного совпадения обеих кривых. Затем с помощью палетки определяются фильтрационные параметры наиболее удалённых участков пласта: проницаемость, гидропроводность, проводимость, подвижность, пьезопроводность.

Отсутствие импульса в реагирующей скважине свидетельствует либо о наличии каких-то литологических экранов, либо о замещении продуктивных пластов плотными глинистыми породами. Это позволяет применять метод гидропрослушивания для установления гидродинамической связи: а) между нефтяной и законтурной частями залежи; б) между отдельными участками залежи; в) между отдельными пропластками крупных нефтяных пластов или горизонтов.

Таким образом, гидродинамические методы исследований пластов и скважин позволяют получить весьма значительную геолого-промысловую информацию о нефтяных залежах [5,8,11,14,24,27].

### 3.4. Методы изучения разрезов скважин с помощью дебитометров и расходомеров

Установление истинной величины работающей толщины эксплуатационных объектов имеет громадное значение для установления отборов нефти, проектирования систем поддержания пластового давления, т.е. прогнозирования методов регулирования процесса разработки в пределах каждого объекта разработки. Это весьма важно и для вычисления соответствующих параметров (например, послойной неоднородности) при расчёте годовых и накопленных отборов нефти /14,24/.

Кроме того, комплексная обработка дебитограмм и расходограмм позволяет определить величину коэффициента охвата при закачке воды в пласт с целью поддержания пластового давления. В то же время следует помнить, что величина работающей мощности с ростом депрессии будет увеличиваться. Для решения этой задачи привлекаются два типа дебитометров: термоэлектрические - СТД-2; гидродинамические РГТ-1, РГД-2М. При интерпретации этих исследований по СТД-2 чётко выделяются работающие интервалы пласта толщиной до 0,4 м, но они не позволяют оценить характер распределения дебита по отдающим пропласткам. Небольшие по толщине участки пласта с высокими дебитами нефти могут быть вообще не зафиксированы.

Приборы типа РГТ-1, наоборот, позволяют получить количественную характеристику профиля притока пластов, но с менее чёткой их фиксацией на диаграмме. Кроме того, эти приборы помогают выявить небольшие по толщине участки пласта с высокими дебитами нефти.

Например, на одном из месторождений Западной Сибири были перфорированы пласты АВ<sub>2</sub>, АВ<sub>3</sub>, АВ<sub>4-5</sub>. Как показали исследования дебитометрами, из перфорированного интервала пластов, достигающего 40 м, работает только 10,8 м (верхняя часть пласта АВ<sub>4-5</sub>). На другом месторождении при совместной перфорации пластов БС<sub>1</sub>+БС<sub>2-3</sub>+БС<sub>10</sub> нижний пласт вообще не работает. Аналогичная картина наблюдается на месторождении, где совместно эксплуатируются пласты БС<sub>5</sub>+БС<sub>6</sub>+БС<sub>8</sub>, однако работает лишь пласт БС<sub>6</sub>. На другом месторождении работающая толщина пластов колеблется от 10 до 53 %, составляя в среднем всего 29 %.

Определение профиля притока в нагнетательных скважинах необходимо для установления истинных интервалов перфорации, оценки послойной неоднородности, прогнозирования выработки запасов из залежи, продвижения фронта закачиваемой воды и проектирования всех систем регулирования разработки эксплуатационных объектов. Исследования скважин глубинными расходомерами позволяют определить и сопоставить величины охвата пластов закачкой при нагнетании воды с аналогичными величинами при изучении профилей оттока по ближайшим эксплуатационным скважинам, а также следить за изменением динамики закачки воды во времени.

Например, при исследовании одной из нагнетательных скважин (пласты АВ<sub>2-3</sub>) расход воды составил 1450 м<sup>3</sup>/сут; интервал перфорации 1804-1841 м, 1849-1854 м. С помощью магнитного локатора муфт фактический интервал перфорации установлен в интервалах 1804,4-1841,8 м; 1849,6-1854,6 м. По данным РГТ-1, уход воды зафиксирован лишь в интервалах 1836-1837 м; 1837,8-1838,6 м; 1840,2-1841 м. Коэффициент охвата пласта заводнением составляет всего 0,049.

Установить истинную величину работающей мощности помогут новые приборы - дебитомеры РГД-4, РН-26, термодебитомеры Т-4, СТД-2, комплексные приборы "ПОТОК-5".

Следует заметить, что проводимые исследования профилей отдачи и притока на нефтяных месторождениях нашей страны позволяют сделать вывод о возможности изучения неоднородности нефтяных залежей, ориентировочной оценки рабочей толщины пластов, а также решения отдельных вопросов контроля и регулирования разработки.

### **3.5. Геохимические методы изучения продуктивных пластов**

Следует выделить три основных метода:

1) газовый каротаж скважин; 2) люминисцентно-битуминологический анализ; 3) гидрохимический анализ подземных вод. Два первых метода служат для решения отдельных вопросов оценки нефтегазонасности недр в процессе поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений и с этих позиций нами рассматриваться здесь не будут. Газовый каротаж будет рассмотрен в разделе 5.2.

Гидрохимический анализ подземных вод заключается в следующем. В процессе опробования скважин отбираются пробы воды из каждого водоносного пласта и водоносных частей продуктивных пластов. Эти пробы направляются в химическую лабораторию, где устанавливаются следующие характеристики:

1) ионно-солевой состав каждой пробы воды, количество воднорастворённых газов;

2) содержание микрокомпонентов в пробах воды (йода, бора, брома, бария, микроэлементов и т.д.);

3) виды и количество воднорастворённых органических веществ;

4) реакция среды, т.е. щёлочно-кислотные свойства воды, характеризующиеся концентрацией водородных ионов рН, а также окислительно-восстановительный потенциал Еh.

С целью геологической интерпретации результатов анализа строятся типовые гидрогеологические разрезы, где отражается ионно-солевой и газовый составы вод различных горизонтов. Как отмечают А.А. Карцев, В. П. Шугрин, эти материалы можно использовать при сопоставлении пластов нефтяных и газовых месторождений. В других случаях эти данные позволяют зафиксировать разрывные нарушения по резкому несоответст-

вию показателей ионно-солевого состава вод /20,24,27,33/.

В процессе разработки нефтяных залежей в значительной степени изменяются гидрохимические параметры. Это зависит от продвижения к забою скважин новых порций воды, имеющих несколько иной физико-химический состав. Нередко вследствие нарушения цементного кольца или по тектоническим трещинам происходит обводнение продуктивного пласта пластовой водой из другого водоносного горизонта, имеющего иной гидрохимический состав. На основе анализа проб воды устанавливаются пути её поступления и принадлежность к тому или иному горизонту (верхние, нижние, промежуточные воды, воды тектонических трещин и т.д.).

Кроме того, в процессе поддержания пластового давления в нефтяную залежь закачиваются пресные, морские воды, а также пластовые воды из выше или ниже лежащего горизонтов. В этом случае состав пластовой воды нефтяной залежи изменяется за счёт физико-химических процессов, зависящих от содержания кислорода и различных соединений серы. В условиях пласта начинают резко усиливаться окислительно-восстановительные процессы, что приводит к значительному увеличению содержания в пластовой воде сульфатов, сероводорода, угольной кислоты. В целом по этим данным определяют положение фронта закачиваемой воды и языков обводнения.

Большое значение при выборе метода поддержания пластового давления имеет решение вопроса о пригодности и эффективности использования вод различного состава. Практика их закачки показала, что содержание в них большого количества железа, коллоидов, взвесей, плохо растворимых гидрокарбонатов и сульфатов кальция нередко приводит к выпадению этих веществ в осадок, к закупорке пор. Например, закачка поверхностных вод, содержащих большое количество кислорода, сульфатов кальция и магния, в пласты с щелочной водой нередко приводит к выпадению в осадок серы и карбонатов кальция. Закачка щелочных вод в песчано-глинистые пласты нередко приводит к разбуханию глинистых минералов и ухудшению коллекторских свойств. Кроме того, при оценке методов заводнения большое значение имеет вопрос о степени поверхностной активности нефти, которая устанавливается на основе определения в ней органических кислот. С этих позиций выбор поверхностно-активных веществ при закачке воды в залежи с различными нефтями имеет громадное практическое значение.

### **3.6. Изучение разрезов скважин по буримости пород**

Этот метод называют ещё механическим каротажом, так как он основан на зависимости срабатываемости долот и времени, затраченного на проходку 1 м ствола скважины. Сравнительный анализ этих материалов позволяет выделить в разрезе пласты различной плотности и твёрдости. Этот метод обычно используется при установлении литологического со-

става пород в процессе разведочных работ и очень редко учитывается в нефтепромысловой практике.

В то же время при подсчёте запасов нефти и газа и особенно при проектировании и анализе состояния разработки необходимо иметь информацию о плотных пластах и пропластках, закономерностях их распространения, чтобы судить о выработке запасов, гидродинамической связи отдельных интервалов разреза между собой, продвижении фронта закачиваемой воды и т.д. Ответ на эти вопросы может дать рассматриваемый метод в комплексе с другими методами изучения нефтяных и газовых залежей.

### **3.7. Термометрические методы**

Термометрические методы исследований пока недостаточно используются на нефтяных промыслах с целью получения информации о геолого-промысловых и фильтрационных характеристиках залежей продуктивных пластов. Эти методы можно разделить на пять групп:

- 1) замер температуры пластов;
- 2) термодинамические методы исследования пластов и скважин;
- 3) термографические исследования скважин;
- 4) изучение тепловых полей нефтяных залежей при закачке в них холодной воды;
- 5) термометрический контроль при тепловом воздействии на пласт.

1. Замеры пластовой температуры необходимы для установления условий формирования залежей нефти и газа, изучения теплового поля Земли (определения геотермической ступени и геотермического градиента), для определения технических условий при геофизических и тампонажных работах в скважине. Кроме того, данные этих исследований используются при изучении свойств флюидов (нефти, газа, конденсата и воды) в пластовых условиях, при подсчёте запасов, проектировании и анализе состояния разработки, установлении режима залежи, динамики движения подземных вод. Изучение распределения температуры по стволу скважины с помощью электротермометра позволяет выявить аномальные участки, указывающие на наличие тектонических нарушений как в пределах структуры, так и в пределах нефтяной или газовой залежи. Эти данные учитываются в процессе разработки залежей, они очень важны при поисках нефти и газа на больших глубинах.

2. Термодинамические методы исследования скважин и пластов эффективны при изучении гидродинамического состояния разрабатываемых залежей нефти и газа. Во многих опубликованных работах рассмотрены термодинамические процессы при фильтрации нефти, газа и воды в поровом пространстве, показано, что кривая изменения температур на забое скважины, замеренная при ее работе с постоянным отбором, может быть преобразована в кривую депрессии вокруг скважины. Это позволяет за-



фиксировать такие фильтрационные параметры как гидропроводность, проводимость, подвижность, пьезопроводность, проницаемость.

Исследование методов теплопередачи в продуктивных пластах позволило изучать значительную часть залежей с точки зрения термо- и гидродинамической их оценки и получать важнейшую геолого-промысловую информацию о наиболее активных, пассивных и застойных участках залежи. Построение соответствующих карт или схем дает возможность более дифференцированно подходить к проектированию или анализу состояния разработки нефтяных и газовых залежей, оценивать степень выработки запасов и конечный коэффициент нефтегазоотдачи.

3. При термографических исследованиях скважин на термограммах выделяются чёткие аномалии, вызванные дроссельным и калориметрическим эффектами. На основании интерпретации этих диаграмм устанавливают динамическую и эффективную толщины пластов, их продуктивность, перетоки жидкости из одного пласта в другой. В нагнетательных скважинах определяются интервалы водопоглощения, их приёмистость. Кроме того, решаются вопросы технического состояния скважин, нарушения герметичности эксплуатационных колонн.

4. При изучении изменения тепловых полей нефтяных месторождений (Ромашкинское, Самотлорское) при закачке в них холодной воды при внутриконтурном заводнении установлено, что охлаждение нефтяного пласта имеет локальный характер, радиус зоны охлаждения при закачке воды в течение 4-5 лет достигает 200-250 м. Дальнейшая закачка воды и охлаждение пласта приведут к увеличению вязкости нефти, выпадению парафина в условиях пласта, значительному снижению продуктивности скважин.

5. Термометрический контроль осуществляется при следующих видах теплового воздействия на пласт; а) подогреве паром; б) электрическом прогреве призабойной зоны; в) создании движущегося очага горения; г) термокислотном импульсировании на забое и внутри пласта. Термометрический контроль при внедрении этих методов заключается в установлении закономерности продвижения тепловых потоков как в призабойной зоне, так и в пределах всего пласта, изменения физико-химических свойств нефти, изменения продуктивности скважин. Таким образом, термометрические методы исследования пластов и скважин в целом позволяют получить весьма обширную геолого-промысловую информацию о нефтяных и газовых залежах /20,24,33/.

### **3.8. Информация на основе анализа результатов эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин**

В процессе анализа эксплуатации добывающих скважин по соотношению дебитов можно сделать вывод о характере коллектора, закономерностях изменения коллекторских свойств по площади залежи, наличии

трещиноватости, ориентировке трещин в пределах площади залежи. По изменению процента песка судят о характере коллектора, степени его сцементированности. На основании отбора проб нефти на устье каждой добывающей скважины определяется процент воды и делаются выводы относительно характера продвижения контуров нефтеносности, наличия языков обводнения /19/.

Проанализировав характер изменения пластовых давлений по площади и разрезу нефтяных залежей во времени, можно оценить характер коллектора и коллекторских свойств, сделать выводы относительно развития того или иного режима в залежи. По изменению пластовых давлений в каждой добывающей и нагнетательной скважине строят карты изобар, по которым рассчитывают средневзвешенные по площади и объёму залежи пластовые давления в пределах внешних контуров нефтеносности или в пределах зоны отбора. На основе анализа карт изобар осуществляют контроль и регулирование разработки, принимают меры по увеличению или уменьшению объёма закачиваемой воды в пласт, по улучшению состояния разработки каждого эксплуатационного объекта.

Кроме того, по результатам замера пластовых давлений в добывающих и нагнетательных скважинах строят карты разницы пластовых давлений (находится разница между пластовым давлением в одной и той же скважине на текущую дату замера и пластовым давлением на предыдущую дату исследований). По этим картам оценивают эффективность закачки воды в пласт, устанавливают наличие экранов, зон замещения пласта плотными непроницаемыми породами, решают вопрос о переносе закачки воды в другие скважины или другую часть залежи. Например, построение такой карты по тульско-бобриковской залежи на Ярино - Каменноложском месторождении позволило зафиксировать наличие экранов на западном крыле залежи, ликвидировать здесь закачку воды в законтурные нагнетательные скважины и полностью перенести её на восточное крыло залежи.

### **3.9. Геолого-промысловые методы, построение моделей залежей**

На основе детального анализа всех методов получения геолого-промысловой информации о залежах продуктивных пластов даётся комплексное геолого-промысловое представление о строении залежи, распределении общих, эффективных и нефтенасыщенных толщин, границах залежи, уточняются коллекторские свойства, оцениваются неоднородность, фильтрационные параметры пласта, физико-химические свойства флюидов, дебиты нефти, газа, воды, начальное пластовое давление, динамика его изменения во времени, газовые факторы, продуктивность скважин, приёмистость нагнетательных скважин, режим залежи, выбирается метод поддержания пластового давления.

Геолого-промысловые особенности нефтяных залежей изучают на основе построения корреляционных схем, геологических разрезов, карт,

схем, характеризующих строение продуктивных пластов. На базе комплексной оценки геолого-промысловых особенностей залежей продуктивных пластов рассчитывают кондиции и устанавливается конечная нефтеотдача при данной системе разработки.

В целом на этом этапе можно выделить три вида геолого-промысловой информации: 1) описательную; 2) качественную; 3) количественную.

Описательная информация включает описание геологического строения как в целом региона, так и конкретного месторождения (геоморфология, история геолого-геофизического изучения района, его стратиграфия, тектоника, нефтегазоносность, водоносность, полезные ископаемые); качественная информация - схемы корреляции, геологические разрезы, сведения о коллекторских свойствах, продуктивности, термобарических и энергетических характеристиках пласта (залежи); количественная информация - различные карты, характеризующие строение пластов и залежей, а также результаты обработки всей геолого-промысловой информации с помощью вероятностно-статистических методов, что позволяет в конечном итоге создать модель залежи нефти (газа).

Геолого-промысловая модель представляет собой комплекс промыслово-геологических графических карт и схем, цифровых данных, кривых, характеризующих зависимости между различными параметрами залежей, а также словесное описание особенностей залежей, которые в максимальной степени отображают строение реальной залежи.

Выделяют динамические и статистические модели залежей (месторождений). Модель, характеризующая объект в стабильном природном виде в соответствии с четким указанием геолого-промысловых признаков, подлежащих изучению, и степени детализации строения залежи на разных этапах изучения, используемая для подсчета запасов, проектирования разработки в качестве основы для динамической модели.

Динамическая геолого-промысловая модель - это модель, составляемая на базе статистической модели и данных контроля за разработкой, которая характеризует на определенную дату размещение текущих запасов углеводородов и активной вовлеченности их в процессе дренирования и используется для оценки состояния разработки и обоснования мероприятий по дальнейшему совершенствованию процесса с целью обеспечения его максимальной эффективности.

Математическое моделирование залежи - это продолжение мысленного моделирования - применение математических методов отображения мысленных образов, отражающих представление о свойствах залежи.

Следует заметить, что за последние 20 - 25 лет в мире произошла компьютерная «революция», а мощности вычислительной техники достигли таких размеров, что позволяют обрабатывать и интерпретировать получаемую информацию на другом качественном уровне. Это касается и неф-

тегазопромысловой геологии, и нефтегазопромыслового дела. Если раньше, до применения компьютеров, результаты каждого метода обрабатывались отдельно и только потом сравнивались между собой, то в настоящее время появилась возможность обрабатывать и интерпретировать получаемые материалы комплексно.

С появлением мощной вычислительной техники появилась возможность интегрированной обработки и интерпретации всей имеющейся информации совместно. Программы компьютерной обработки данных позволяют путем перехода от точных, но малообъемных исследований к менее точным методам с более широким охватом исследованиями создавать модели залежей, в которых отражаются изменения основных параметров залежей как по горизонтали, так и по вертикали, т.е. по всему объему залежи /7,15,20,26/.

В настоящее время создаются либо трехмерные геолого-промысловые модели залежей, либо числовые геолого-промысловые модели, которые широко используются при соответствующих гидродинамических расчетах. Так, компания «Марафон» при подготовке проекта разработки Пилтун-Астохского месторождения, расположенного на восточном шельфе Сахалина, путем интегрированного анализа всей геолого-геофизической информации создала объемную модель всех основных залежей, что позволило существенно сократить количество эксплуатационных скважин, т.к. по проекту они были расположены только на участках с лучшими фильтрационно-емкостными показателями, сведения о которых получены на объемных моделях нефтяных залежей. Аналогичная работа проведена на многих залежах и месторождениях Западной Сибири.

На следующих этапах изучения нефтяных или газовых залежей отмеченные виды геолого-промысловой информации, в основном, остаются, но они значительно усложняются и дополняются информацией, полученной в процессе пробной или опытно-промышленной эксплуатации изучаемой залежи.

Таким образом, все перечисленные методы получения геолого-промысловой информации о залежах позволяют составить объективное представление обо всех параметрах, учитываемых при подсчете запасов, проектировании и анализе состояния разработки, создать геолого-промысловую модель залежи.

## **Глава 4**

### ***Подготовка скважин к бурению***

#### **4.1. Составление геологического и технического проектов на бурение скважин**

Бурение каждой скважины представляет собой крупное производство, которое имеет большие финансовые затраты. Поэтому бурение скважины должно быть геологически и технически обосновано. Основным и главным документом на бурение скважины является геологический проект, который составляется обычно научными или производственными организациями. В этом документе дается обоснование необходимости бурения скважины, ее назначение, проектная глубина, стратиграфия, глубины продуктивных горизонтов. Приводятся сведения о литологии проходимых пород, их твердости и буримости, ожидаемых пластовых давлениях, свойствах пластовых жидкостей и газов. Обосновываются интервалы отбора керна, шлама, образцов бокового грунтоноса, приводится методика испытания скважин, отбора проб флюидов, указывается перечень геофизических исследований, интервалы возможных осложнений при бурении скважины. В зависимости от конкретных условий геологические проекты могут быть индивидуальными (на бурение каждой отдельной скважины) и групповыми (на группу однотипных скважин, например, добывающих, нагнетательных и т.д.).

Технический проект составляется на основании данных, которые приводятся в геологическом проекте. В проекте приводятся следующие данные: тип буровой установки и основных ее узлов, дизельный или электрический привод, способ заливки цемента, тип и размер долот, количество долблений, осевая нагрузка на долото, число оборотов ротора в минуту, производительность наноса, предельное давление на насосах, оснастка талей, скорость подъема инструмента, количество свечей, скорость проработки скважины перед спуском колонны /38/.

#### **4.2. Геолого-технический наряд**

Основные данные, содержащиеся в геологическом и техническом проектах, составной частью входят в геолого-технический наряд (ГТН), являющийся основным документом для буровой бригады.

Перед началом забуривания каждой скважины геологическим и техническим отделами составляется геолого-технический наряд на бурение скважины, который утверждается главным инженером и главным геологом конторы бурения, УБР или НГДУ. Геолого-технический наряд является важнейшим документом, в соответствии с которым осуществляется технология проводки каждой скважины. В титульной части проекта указываются: категория скважины (опорная, параметрическая, поисковая, разведоч-

ная, эксплуатационная); задачи бурения (установление геологического строения и нефтегазоносности новых территорий, оконтуривание какой-либо залежи и т.д.); проектная глубина скважины (табл. 1).

Геолого-технический наряд (ГТН) состоит из геологической и технической частей. В геологической части приводятся: стратиграфический разрез; проектная и фактическая литология проходимых пород; предполагаемый угол их падения; интервалы проходки с отбором керна и шлама; интервалы глубин, на которых ожидаются нефтегазопроявления, поглощения и потери циркуляции промывочной жидкости, обвалы стенок скважин; качество глинистого раствора; глубина замера кривизны скважины, комплекс промыслово - геофизических исследований; конструкция скважины, места установки центрирующих фонарей, их число, способ испытания скважины на герметичность, высота подъема цемента, его количество; интервалы перфорации, ее виды, количество отверстий на один погонный метр скважины.

В технической части указываются: проектная и фактическая крепость пород; проектное и фактическое количество долблений, тип и размер долот, механическая скорость; число оборотов ротора, их подача, диаметр рубашек, число ходов насоса; оснастка талей; скорость подъема инструмента, число свечей; интервалы и скорость проработки скважины перед спуском колонны.

Таблица 1

### Геолого-технический наряд на бурение скважин

Геологическая часть										Техническая часть								
Глубина в масштабе, м, мощность пород, м	Стратиграфия	Проектный литологический разрез	Фактический литологический разрез	Предполагаемый угол падения пород	Конструкция скважины, способ испытания герметичности, высота подъема цемента	Интервалы с отбором керна и шлама, м	Интервалы возможных нефте-, газопроявлений, обвалов, нарушений циркуляции	Качество глинистого раствора	Глубина замера кривизны, комплекс промыслово-геологических исследований	Крепость пород по проекту	Количество долблений, тип и размер долот, механическая скорость (м/ч) по плану	Число оборотов ротора в минуту	Осевая нагрузка на долото, т	Производительность насоса, л/с; предельное давление, МПа	Подъем инструмента			Интервалы и скорость проработки скважины перед спуском колонны, м/ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19

Буровая бригада и геологическая служба должны строго соблюдать выполнение всех намеченных геолого-техническим нарядом мероприятий и указаний, что позволит осуществлять правильную с технической точки зрения проводку скважин.

#### **4.3. Составление сметы на строительство скважины**

При проектировании строительства скважины основным финансовым документом является смета на ее строительство, в которой дается расчет стоимости всех работ, предусмотренных геологическим и техническим проектами на бурение скважины. По утвержденным нормативам определяется количество и стоимость различных материалов- труб, цемента, глино- порошка, топлива, ускорителя затвердевания цементного раствора, водопровода, связи и т.д. Приводятся расчеты стоимости различных работ, начиная от перевозки и монтажа бурового станка и бурения под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонны, их цементации, перфорацию скважины, заканчивая вызовом притока, испытанием и опробованием объекта, демонтажом оборудования /38/.

#### **4.4. Привязка скважины на местности**

Не менее чем за три месяца до начала бурения осуществляется привязка проектной скважины на местности, которая проводится геологической службой КРБ, трестом разведочных работ, либо НГДУ совместно с топографо- геодезической службой. При этом должны учитываться природно-охранные условия при привязке скважин, осуществляемые на основе соответствующих руководящих документов (скважина должна находиться вне населенных пунктов, земель, которые принадлежат коренным национальностям, вне заповедников, заказников, водоохраных территорий, зон нерестилищ рыбы и т.д.). Для производства буровых работ администрацией соответствующего района отводится земля во временное пользование в количестве 1,2-1,5 га. Составляется двухсторонний акт о передаче данного земельного участка во временное пользование, не учитывая дорог, ЛЭП, линии связи, нефте- или газопровода, водопровода и т.д. /38/.

#### **4.5. Пусковая конференция**

После того как проведен монтаж буровой установки, не позднее чем за три дня до начала бурения скважины, проводится пусковая конференция, на которой присутствуют представители геологической службы, технического отдела КРБ, отдела труда и заработной платы. При этом геологическая служба знакомит с содержанием геолого-технического наряда, в котором указывается содержание геологической части ГТН: а) проектная глубина скважины, ее назначение, б) проектный горизонт; в) проектный стратиграфический разрез скважины, проектная литологическая колонка; г) предполагаемый угол падения пластов; д) интервалы отбора керна, шла-

ма, образцов бокового грунтоноса; е) интервалы проведения комплекса промыслово-геофизических исследований; ж) интервалы проведения замеров кривизны скважины, азимутов искривления; з) замеры параметров промывочной жидкости; и) интервалы бурения скважин, где прогнозируется определенная крепость проходимых пород; к) интервалы возможной нефтегазоносности пород; л) интервалы, где предполагаются осложнения при бурении скважины; м) определение герметичности колонны.

Представитель технического отдела бурового предприятия знакомит состав буровой бригады: а) с проектным количеством буровых долот; б) осевой нагрузкой на долото; в) производительностью буровых насосов; г) количеством свечей во время спуско-подъемных операций; д) характером талевой системы при увеличении нагрузки на нее при углублении скважины; е) механической скоростью; ж) рабочим давлением буровых насосов, их подачей, диаметром рубашек, числом ходов насоса; з) скоростью подъема бурового инструмента; и) скоростью проработки скважины перед спуском эксплуатационной колонны. Буровая бригада и геологическая служба должны строго соблюдать все намеченные геолого-технические мероприятия и указания, что позволит осуществлять правильную, с технологической точки зрения, проводку проектных скважин.

Представитель отдела труда и зарплаты знакомит с коммерческими условиями проводки скважины, скоростью проходки скважины во время циклов “бурения скважин” и “испытание скважин”, с нормами оплаты труда на бурение скважин, с условиями выплаты премий буровой бригаде при безаварийной проводке скважин /20/.

## **Глава 5**

### ***Геологический контроль за режимом проводки скважин***

#### **5.1. Конструкция скважин**

Конструкция скважин выбирается в зависимости от цели их бурения, а также от литолого-физических свойств разреза, проходимого скважиной. При выборе конструкции скважины необходимо обеспечить: 1) прочность и долговечность крепления стенок скважины; 2) надежную изоляцию газоносных, нефтеносных и водоносных горизонтов, а также намеченного эксплуатационного объекта; 3) успешное и уверенное бурение скважины до проектной глубины и возможность реализации проектируемой системы разработки; 4) возможность применения запроектированного способа и режима эксплуатации; 5) экономию дорогостоящего металла и цемента /14,17,20,27/.

Конструкция скважины - это сочетание основных конструктивных решений при строительстве скважины: ее диаметра на разных интервалах бурения, взаимного расположения обсадных колонн, их толщины и мате-



риалов, из которых они изготовлены, высоты подъема цемента за каждой из колонн, качества цемента, оборудования скважины в пределах продуктивной части разреза и т.п., обосновываемое в зависимости от глубины скважины, ее назначения, геологических условий проходки, характера нефтегазонасыщения разреза, давления и температуры в недрах, ожидаемой продуктивности скважины, способа проводки скважины, уровня применяемой техники и технологии бурения таким образом, чтобы обеспечить условия для предупреждения и быстрейшей ликвидации возможных осложнений в процессе бурения и для эффективной длительной эксплуатации скважины при должной охране недр и экономичности технологичных решений.

В конструкцию скважины входят следующие ряды обсадных труб: 1) направление; 2) кондуктор; 3) техническая или промежуточная колонна (колонны); 4) эксплуатационная колонна.

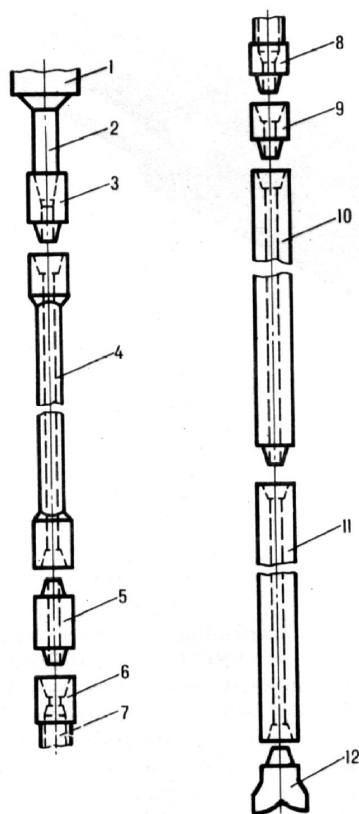


Рис. 8. Типовая компоновка буровой колонны:

1-вертлюг; 2, 3 - ствол, переводник вертлюга; 4-ведущая труба; 5-переводник ведущей трубы; 6-муфта замка; 7-буровая труба; 8-ниппель замка; 9-переводник; 10-верхняя утяжелительная буровая труба; 11-нижняя утяжелительная буровая труба; 12-долото

Назначением направления является укрепление устья скважины от размыва его циркулирующей жидкостью. Котлован для установки направления в подавляющем большинстве случаев роется вручную на глубину залегания первого устойчивого пласта, в котором нижний конец направления надежно укрепляют с помощью бурового камня и цементного раствора, его глубину примерно 5-7м, диаметр 18-20 дюймов. При закладке скважин на мягких грунтах шурф под направление бурят с помощью ротора, на глубину залегания первого устойчивого пласта (50-70 м) и незамедлительно закрепляют его спуском ряда труб с последующей цементировкой затрубного кольцевого пространства. При этом принимаются необходимые меры, чтобы трубы направления были установлены строго по центру скважины и вертикально.

Роль кондуктора, как и направления, заключается в обеспечении устойчивости стенок скважины в верхнем ее интервале. Шурф под кондуктор бурят с помощью ротора. Практикой бурения установлено, что максимальной глуби-

ной спуска кондуктора следует считать 300-400м, однако на некоторых месторождениях эту глубину увеличивают до 600-700м, а в некоторых случаях даже до 1000м. Это делают по техническим соображениям: закрытие притоков верхних вод, пористых пластов, поглощающих промывочную жидкость, а также неустойчивых пластов, склонных к обвалам. Диаметр кондуктора 14-16 дюймов.

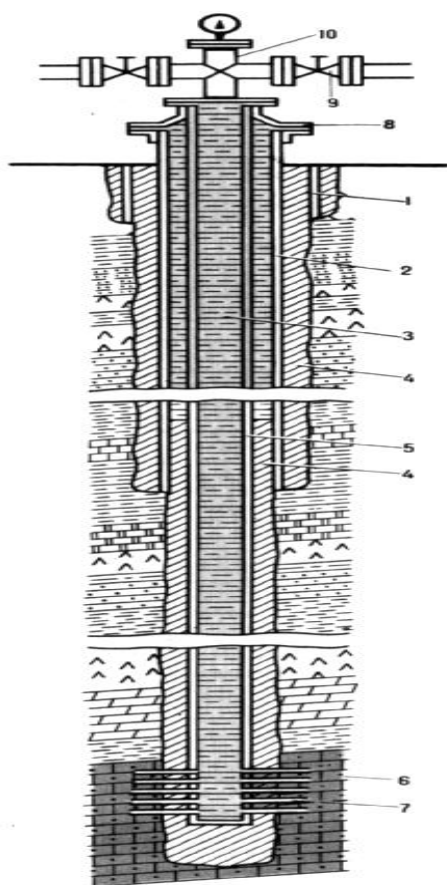


Рис. 9. Конструкция добывающей скважины:

- 1-направляющая колонна;
- 2-кондукторная колонна;
- 3-буровой раствор;
- 4- цементировочный камень;
- 5-эксплуатационная колонна;
- 6-продуктивный пласт;
- 7-перфорированные отверстия;
- 8-колонная головка;
- 9-задвижка;
- 10-крестовина

Спуск в скважину технической колонны проводят с целью изоляции отмеченных выше осложнений геологического характера и обеспечения проводки скважины до проектной глубины. Техническая колонна цементируется либо до устья, либо выше башмака кондуктора на 50-75 м. Диаметр технической колонны колеблется от 8 до 12 дюймов.

Последней колонной, спускаемой в скважину, является эксплуатационная, которая либо цементируется до устья (нагнетательные, газовые скважины), либо с перекрытием верхних продуктивных горизонтов на 75 м. Диаметр эксплуатационных колонн  $6 \frac{5}{8}$ ",  $5 \frac{3}{4}$ ",  $4 \frac{1}{2}$ ". Затрубное кольцевое пространство обсадных колонн заполняется на необходимую высоту раствором тампонажного цемента. На газовых месторождениях с целью обеспечения высокой производительности скважин обычно спускается колонна диаметром 10".

#### *Обоснование конструкции скважин*

Начинают с установления диаметра эксплуатационной колонны, который должен обеспечить возможность применения современных методов эксплуатации скважин, например, спуск оборудования для ОРЭ и ОРЗ. Установив диаметр эксплуатационной колонны, решают второй вопрос кон-

струкции скважины - можно ли на основании имеющихся данных по характеру геологического разреза ограничиться спуском только одной эксплуатационной колонны, а если нет, то на какую глубину следует спустить техническую колонну. Необходимость спуска технической колонны решается обычно в следующих случаях:

1. Поглощение и уход промывочной жидкости в верхних интервалах скважины и значительные газонефтепроявления – в нижних.
2. Наличие обвальных зон, требующих применения химически обработанных и утяжеленных растворов.
3. Большая проектная глубина скважин и необходимость вскрыть неразведанный интервал значительной мощности.

После этого решают вопрос о спуске кондуктора, увязывая необходимость его спуска с геологической характеристикой верхнего интервала скважины.

## **5.2. Газовый каротаж**

Газовый каротаж - это вид исследования, применяемый для выделения нефтегазонасыщенных пластов в разрезе опорных, параметрических, поисковых и разведочных скважин и предусматривающий непрерывное извлечение газа из промывочной жидкости, выходящей из скважины, определение общего содержания углеводородных газов и их компонентного анализа. При этом привязку газопоказаний приводят к геологическому разрезу скважины по данным о скорости проходки и расходе промывочной жидкости, а также к геофизическим материалам.

Газовый каротаж был предложен в 1933 г. М.В.Абрамовичем и В.А.Соколовым, он основан на изучении газообразных и жидких углеводородов, попадающих в глинистый раствор при вскрытии долотом газонефтеносного пласта. Полученные данные используют для построения газокаротажной кривой. При ее построении по оси ординат откладывают в масштабе глубины скважин, а по оси абсцисс - процентное содержание газа в глинистом растворе по отношению к метану. При непрерывном проведении газового каротажа обычно записывают две кривые (рис. 10), одна из которых показывает общее содержание углеводородных газов, а другая - количество тяжелых углеводородных газов.

На газокаротажной кривой, как правило, повышенными показателями отмечаются пласты, содержащие газ и нефть. Нефтеносные пласты при этом отличаются от чисто газоносных существенным преобладанием в выделяемом из глинистого раствора горючем газе тяжелых углеводородных газов. Следует иметь в виду, что относительное содержание газа, отмечаемое при газовом каротаже, в значительной степени зависит от глубины поступления взятой для исследования пробы глинистого раствора.

Анализ проб глинистого раствора осуществляется с помощью газокаротажной станции, которая представляет собой смонтированную на ав-

томашине установку, содержащую ряд приборов и служащую для проведения газового каротажа по глинистому раствору. В комплект приборов станции входит дегазатор глинистого раствора, газоанализатор, глуби-

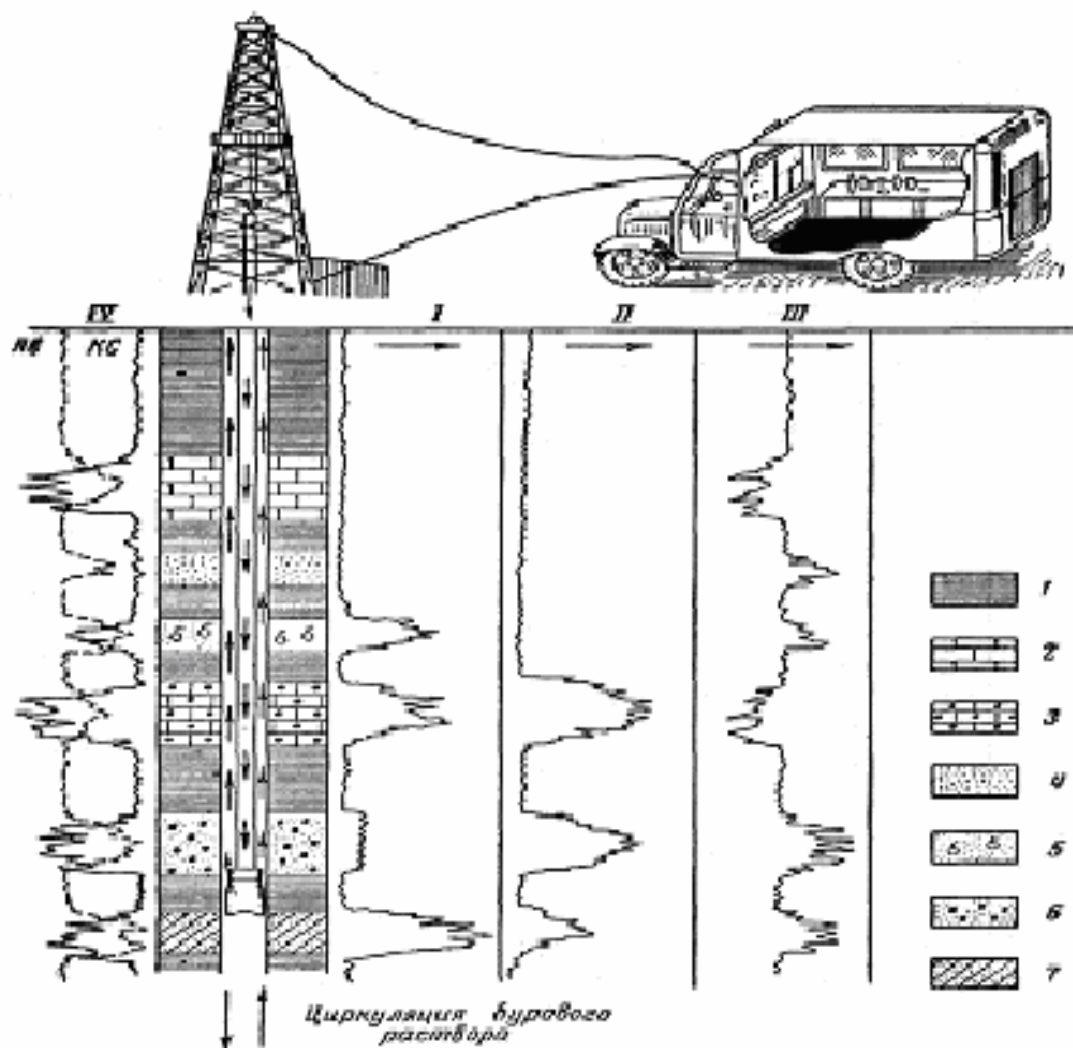


Рис. 10. Газокаротажная станция

Кривые: I – газокаротажная; II – люминесцентного каротажа; III - механического каротажа (кривая скорости проходки); IV – электрокаротажные.

1 – глина; 2 – известняк; 3 – известняк нефтеносный; 4 – песок водоносный; 5 – песок газоносный; 6 – песок с тяжелой нефтью; 7 – песок с легкой нефтью

номер, вакуум-насос, приборы для определения свойств глинистого раствора. Дегазатор помещается в желобе, по которому из скважины течет глинистый раствор. Поплавковый дегазатор с нижней стороны разделен на многочисленные камеры, в которых создается небольшой вакуум с помощью соответствующего насоса. Извлекаемый из глинистого раствора газ по металлической трубке подается в газоанализатор, находящийся на автомашине.

Газоанализатор состоит из двух камер - активной и балансирующей.

Газ поступает в активную камеру, где сгорает при напряжении в 1,1 В. За счет сгорания газа увеличивается объем балансирующей камеры, что приводит к увеличению плеч этой камеры и по принципу мостика Уитстона в цепи появляется электрический ток, который автоматически записывается на газокаротажной ленте.

Газоанализатор может отдельно давать показатели на метан и тяжелые углеводороды. Концентрация углеводородных газов в глинистом растворе непрерывно фиксируется каждые 0,25 или 0,5 м проходки, с учетом глубины скважины и времени, необходимого глинистому раствору для того, чтобы от забоя скважины подняться до устья. В результате этого получается газокаротажная диаграмма, позволяющая отмечать в разрезе продуктивные газонефтеносные пласты.

Для более правильной интерпретации газокаротажных диаграмм следует производить люминесцентный анализ глинистого раствора. При

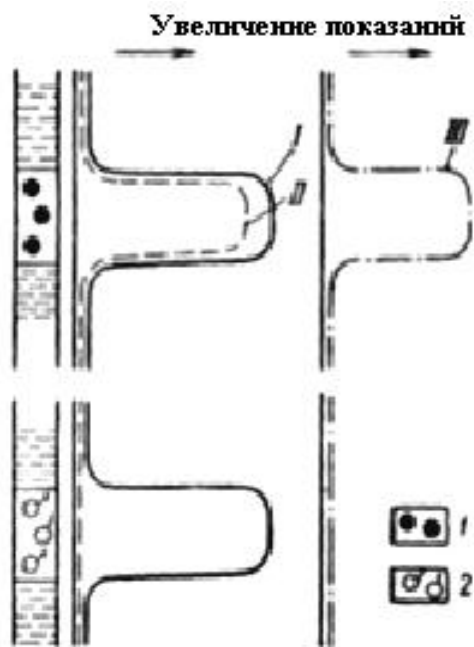


Рис. 11. Схематические кривые газового каротажа и люминесцентного анализа

I – кривая общего содержания углеводородных газов; II – кривая содержания тяжелых углеводородных газов; III – кривая результатов люминесцентного анализа.

1 – нефтеносный песок; 2 – газоносный песок.

этом необходимо иметь в виду, что чисто газовые залежи не дают люминесценции. Залежи нефти обычно повышают содержание углеводородных газов в пробах глинистого раствора, и в этом случае наблюдается люминесценция. Интервалы разреза, характеризующиеся низкой нефтенасыщенностью или содержанием тяжелой нефти, обуславливают небольшое содержание углеводородных газов в пробах глинистого раствора, но дают люминесценцию. Газокаротажная диаграмма обязательно сопоставляется с комплексом ГИС, делается соответствующее заключение о нефтегазоносности разреза данной скважины. При интерпретации газокаротажных исследований следует учитывать:

а) ранее вскрытые продуктивные пласты, из которых выделяются нефть и газ; б) добавки нефти в промывочную жидкость при производстве аварийных работ на скважине (прихват бурового инструмента); в) скорость подъема промывочной жидкости; г) содержание неуглеводородных газов (водород, сероводород), которые сгорают при той же температуре, что и углеводородные газы.

Следует отметить, что газовый каротаж отличается от других видов

каротажа тем, что является прямым методом выделения в разрезе пластов, содержащих нефть и газ. Однако при использовании данных газокаротажа необходимо учитывать те недостатки при его интерпретации, которые были указаны выше.

### 5.3.Ориентировка скважины в пространстве

В процессе бурения необходимо знать, прежде всего, точное положение забоя скважины и ее истинную глубину. Истинная глубина скважины определяется следующими способами. 1. Контрольный промер бурового инструмента производится геодезической мерной лентой (либо рулеткой). 2. При проведении промыслово-геофизических работ глубина скважины фиксируется в соответствии с длиной каротажного кабеля. 3. Забой скважины и ее истинная глубина устанавливаются в соответствии с положением маркирующих горизонтов (маркирующий горизонт- слой или пласт среди толщи горных пород, выделяющийся по литологическим особенностям, цвету, составу, присутствию каких-либо включений, прослоев или по комплексу органических остатков и сохраняющий свои особенности на значительной площади, что дает возможность пользоваться им для прослеживания и сопоставления разрезов).

Существуют различные причины искривления скважин: технологические, технические и геологические. Под технологическими причинами следует понимать искривление скважин в результате наклонно-направленного бурения. К техническим причинам относят искривление скважин из-за сильного давления на забой, приводящего к продольному изгибу буровых труб, а также из-за резкого несоответствия между диаметрами буровых труб и долот. Геологическими причинами искривления скважин может явиться чередование пластов различной крепости и их наклон.

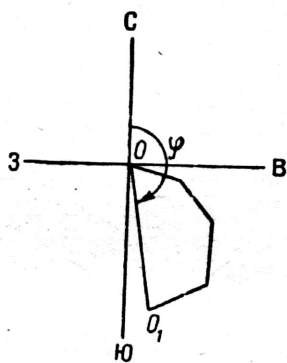


Рис. 12. Азимут искривления скважины ( $\varphi$ ) на инклинограмме

Для учета влияния искривления скважины в последней необходимо определить угол отклонения  $\alpha$  и азимут искривления  $\varphi$ . Под азимутом искривления понимается угол, лежащий в горизонтальной плоскости между азимутом магнитного меридиана ОС и направлением  $ОО_1$  от проекции оси устья скважины до точки, лежащей на искривленной оси скважины (рис. 12).

Угол отклонения  $\alpha$  и азимут искривления  $\varphi$  замеряются в скважине специальным прибором- инклинометром, который спускается в скважину на трехжильном каротажном кабеле /1,13,14,18,20/.

Инклинометр опускается до забоя, после чего его начинают поднимать. На глубинах, кратных 25м (станциях), прибор останавливается для

замеров. Проведение замеров через 25 м необходимо для более четкого изображения искривленного участка скважины в вертикальной и горизонтальной проекциях. Искривление скважин определяется по электрическим замерам на поверхности. Полученные замеры затем переводятся в азимуты искривления и углы отклонения. Данные замеров элементов искривления скважин помещают в специальную таблицу (табл. 2). В процессе камеральной обработки результатов замеров искривления скважин расстояние между двумя соседними станциями принимается прямолинейным.

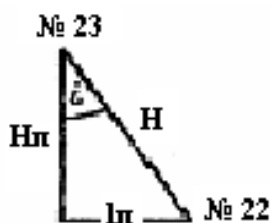


Рис. 13. Горизонтальная ( $л_p$ ) и вертикальная ( $H_p$ ) проекции расстояния  $H$  между двумя соседними (№ 22 и № 23) станциями при замерах искривления скважин инклинометром

По полученным данным вычисляют вертикальную ( $H_p$ ) и горизонтальную ( $л_p$ ) проекции отрезка ( $H$ ) между двумя соседними станциями (рис. 13). Поскольку расстояние между соседними станциями равно 25м, то вертикальные и горизонтальные проекции будут соответственно равны:

$$H_p = 25 \cos \alpha, \quad (5.1)$$

$$л_p = 25 \sin \alpha \quad (5.2)$$

Экспериментальным путем установлено, что наименьшая погрешность при определении суммарных поправок на искривление скважины достигается в том случае, если в формулах (5.1) и (5.2) длина элементарного отрезка умножается на синус и косинус среднего угла между соседними точками замеров, т.е.

$$H_p = 25 \sin \frac{\alpha_n + \alpha_{n+1}}{2}, \quad (5.3)$$

$$л_p = 25 \cos \frac{\alpha_n + \alpha_{n+1}}{2}. \quad (5.4)$$

Таблица 2

**Результаты замеров элементов искривления скважины с помощью инклинометра**

№ п/п	Глубина станции, м	Угол отклонения	Азимут искривления
1	850	3° 30'	280°
2	875	3° 50'	275°
3	900	4° 30'	290°
4	925	4° 45'	300°
5	950	4° 30'	315°

Например, для вычисления  $H_p$ ,  $л_p$  в интервале глубин 875-900м (табл. 2) средний угол отклонения равен полусумме двух углов, замеренных на смежных станциях соответственно на глубинах 875 и 900м,

$$\alpha = \frac{3^\circ 50' + 4^\circ 30'}{2} = 4^\circ 10'.$$

Разница между наклонной длиной ( $H$ ) и ее вертикальной проекцией  $H_{\text{п}}$  называется поправкой на искривление скважины по высоте

$$\Delta H = H - H_{\text{п}} \quad (5.5)$$

Для того чтобы исключить влияние искривления скважины по высоте, нужно из значения глубины скважины до какого-либо пласта вычесть сумму всех поправок  $\Sigma \Delta H$  на элементарных 25-м отрезках. На практике для расчета удлинения стволов пользуются специальными таблицами.

При вычислении абсолютной отметки конкретного пласта, кроме поправки на искривление скважины  $\Sigma \Delta H$ , необходимо учесть отметку стола ротора, от которого ведется отсчет глубин. Отметка стола ротора, называемая альтитудой устья скважины ( $A$ ), определяется путем геодезической привязки от ближайшего высотного репера на поверхности. Для вычисления абсолютной отметки кровли любого пласта ( $H_{\text{абс}}$ ), вскрытого искривленной скважиной, необходимо от глубины залегания кровли этого пласта ( $H_{\text{пл}}$ ), фиксируемой на каротажной диаграмме, вычесть альтитуду устья со своим знаком ( $\pm A$ ) и суммарную поправку до этой глубины на искривление скважины:

$$H_{\text{абс}} = H_{\text{пл}} - (\pm A) - \Sigma \Delta H \quad (5.6)$$

Эта отметка и подписывается около скважин или глубин пластов у колонок искривленных скважин. Вычисленными таким образом абсолютными отметками пользуются при всех последующих структурных построениях /1,18/.

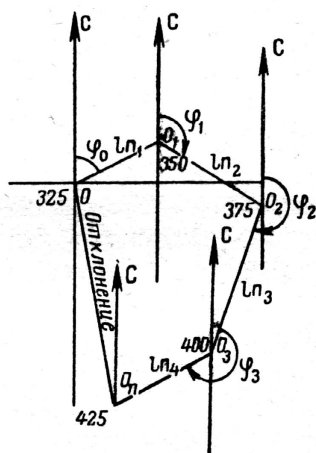


Рис. 14. Построение инклинограммы сква-

Для учета искривления скважины в плане строится специальный чертеж - это проекция оси скважины на горизонтальную плоскость, которая получена путем последовательного построения горизонтальных проекций отдельных участков скважины, начиная с наименьшей глубины, на которой линия, соединяющая начальную точку первого интервала (устье скважины) с конечной точкой последнего интервала (забоя скважины), отражает общее смещение оси скважины от вертикали на изучаемом участке (рис. 14). Этот чертеж называется *инклинограммой*.

Отмеченный чертеж строится следующим образом. На чистом листе бумаги через произвольную точку  $O$  проводят оси координат (рис. 14). За начало координат принимается точка, ниже которой инклинометром зафиксировано отклонение скважины от вертикальной оси (при построении инклинограммы замеры учитываются сверху вниз). Эта точка должна совпадать с горизонтальной проекцией устья скважины. Из начала координат проводят прямую в направлении азимута искривления  $\phi_0$  первого интервала, отклоненного от вертикальной оси. На



этой прямой в масштабе чертежа откладывается отрезок  $OO_1$ , равный горизонтальной проекции  $\ell_{n1}$  первого искривленного интервала.

Затем начало координат переносят в точку  $O_1$ , вновь проводят оси координат, от северного направления замеряют угол, равный азимуту искривления второго интервала, и на его направлении откладывают отрезок  $O_1O_2$ , равный горизонтальной проекции  $\ell_{n2}$  этого интервала. Таким же образом строят горизонтальные проекции искривленных элементарных интервалов до забоя скважины. На инклинограмме около точек  $O, O_1, O_2, \dots, O_n$  выписываются глубины станций, отсчитанные от стола ротора. Обычно, чтобы не загромождать чертеж, подписывают глубины, кратные 100, а промежуточные станции отмечают точками.

Если соединить точку, фиксирующую на инклинограмме положение какой-либо станции с горизонтальной проекцией устья скважины (началом координат) прямой линией, то длина этого отрезка с учетом масштаба чертежа будет соответствовать величине (в м) смещения забоя скважины от горизонтальной проекции устья на уровне этой станции. Азимут отрезка свидетельствует о направлении смещения. Общее отклонение ( $L$ ) забоя скважины фиксируется отрезком, соединяющим начало координат с последней станцией у забоя ( $OO_n$ ). Длина отрезка замеряется и с учетом масштаба переводится в метры и подписывается рядом с отрезком (рис. 14).

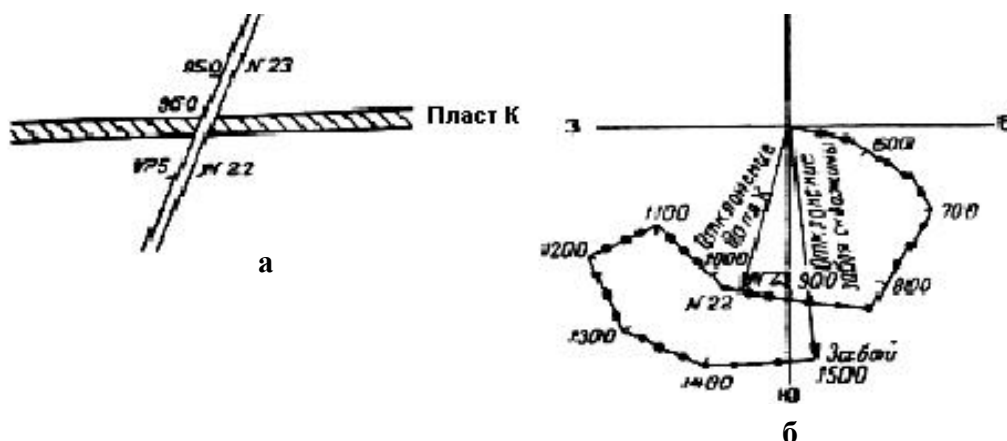


Рис. 15. Определение отклонения скважины до кровли пласта

В том случае, если необходимо замерить отклонение забоя скважины на уровне кровли какого-либо пласта, то предварительно находят отношение, в котором исследуемая граница на каротажной диаграмме делит расстояние между двумя ближайшими к ней станциями (рис. 15а). Затем в этом же отношении делится соответствующий отрезок между теми же станциями на инклинограмме (рис. 15б), и найденная точка соединяется с горизонтальной проекцией устья скважины.

Установленные таким способом отклонения забоя искривленной скважины на уровне всех исследуемых (или продуктивных) пластов переносятся на структурные карты, карты толщин и т.д. На этих картах по каждой искривленной скважине наносят положения проекций устья и забоя,

соединенных между собой линией отклонения. Около проекции устья обычно подписывают номер скважины, а около забоя - отметку или толщину пласта в зависимости от назначения карты (рис.16).

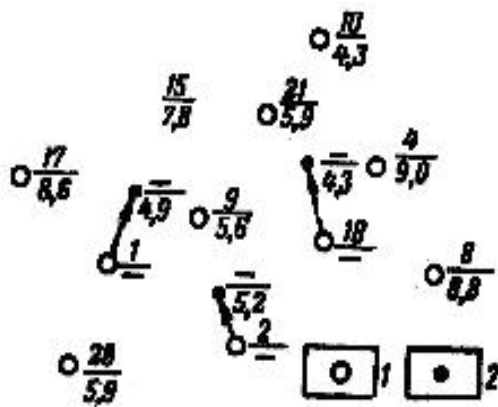


Рис. 16. Изображение на картах искривленных скважин

1-проекция устья скважины; 2-забоя

Наблюдение за трассой ствола скважины особо важно при бурении горизонтальных и пологих скважин, т.к. необходимо обеспечивать очень высокую точность места вхождения скважины в продуктивный пласт и определение пересечения пласта скважиной. Поэтому в таких случаях замеры инклинометром проводятся через каждые 5-10 м.

#### 5.4. Контроль за качеством промывочной жидкости

От качества промывочной жидкости в процессе бурения скважины во многом зависит успех ее проводки, возможность предотвращения вероятных осложнений в процессе бурения скважин, а также качество получаемых геолого-геофизических материалов.

Промывочная жидкость, применяемая в бурении, предназначена для решения следующих технологических задач: 1) выноса выбуренной породы с забоя скважины на поверхность; 2) глинизации стенок скважин; 3) создания противодавления на пласт, предотвращающего поступление в скважину воды, газа и нефти, а также обвал ее стенок; 4) предупреждения потери циркуляции в сильно дренированных и трещиноватых породах; 5) удержания выбуренной породы (шлама) во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции; 6) охлаждения рабочей поверхности долота во время бурения и смазки бурильных труб; 7) вращения турбины при турбинном способе бурения [32,33,38].

Для того чтобы выполнять перечисленные функции, промывочная жидкость должна обладать определенными качествами. В свою очередь, качество промывочной жидкости определяется следующими ее параметрами: 1) плотностью промывочной жидкости  $\gamma$ , г/см<sup>3</sup>; 2) вязкостью  $T$ , сек; 3) содержанием «песка»  $P$ , %; 4) водоотдачей  $V$  за 30 минут, см<sup>3</sup>; 5) толщиной глинистой корки  $K$ , мм; 6) статическим напряжением сдвига  $\theta$ , мг/см<sup>2</sup>; 7) суточным отстоем ( $O$ ), %; 8) стабильностью  $C$ , г/см<sup>3</sup>.

Остановимся на их характеристике более подробно.

1. Контроль за плотностью промывочной жидкости. От плотности промывочной жидкости зависит возможность нефтегазопроявлений и открытых фонтанов, что может надолго затянуть процесс бурения, а в неко-

торых случаях может даже привести к ликвидации скважин по техническим причинам. Геологическая служба поэтому постоянно ведет наблюдение за плотностью раствора и за тем, чтобы противодавление, создаваемое раствором (репрессия), было выше пластового давления. Поэтому в условиях АВПД плотность раствора доводят до 1,5-2,5 г/см<sup>3</sup>. Это достигается добавлением в раствор таких утяжелителей, как барит, гематит, магнетит и т.д. В нормальных условиях плотность глинистого раствора колеблется обычно от 1,1 до 1,2 г/см<sup>3</sup>. Плотность глинистого раствора может определяться при помощи пикнометра, ареометра (АГ-1, АГ-2 и конструкции Михайлова) и весов Линевского.

Определение производится следующим образом:

#### 1. Пикнометр (рис.17а).

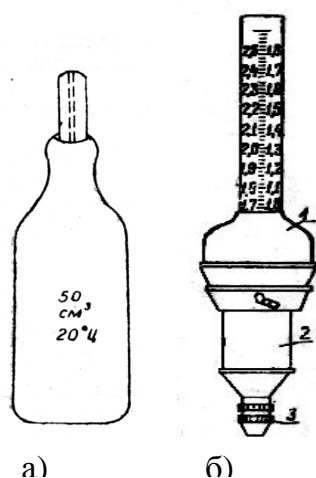


Рис. 17. Пикнометр (а),  
Ареометр АГ-1 (б)

Определяется весом пикнометров: “сухого” –  $P_1$ , с дистиллированной водой –  $P_2$  и глинистым раствором –  $P_3$ .

После заполнения пикнометра глинистым раствором путем постукивания удаляется воздух. Удельный вес  $\gamma$  глинистого раствора равен

$$\gamma = \frac{P_3 - P_1}{P_2 - P_1}, \text{ г/см}^3.$$

#### 2. Ареометр (рис.17б).

Ареометр АГ-1 позволяет замерять удельный вес глинистого раствора от 1,0 до 2,5 г/см<sup>3</sup>. Прибор состоит из стакана 2 с привинченным к нему грузом 3 и поплавка 1.

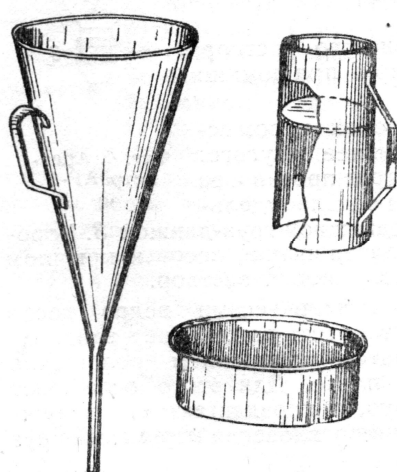


Рис. 18. Приборы СПВ-5  
для определения вязкости  
раствора. Прибором, с помощью которого определяется вязкость, является

Стакан крепится к поплавку при помощи штифтов. Для определения удельного веса глинистого раствора стакан наполняется этим раствором и закрывается поплавком так, чтобы штифты вошли в предназначенные для них отверстия на стакане. Поплавок закрепляется в стакане, после чего ареометр обмывается водой для удаления попавшего на него глинистого раствора и погружается в сосуд с водой. Деление на шкале поплавка, до которого погружается ареометр, соответствует удельному весу глинистого раствора.

2. Вязкость глинистого раствора. Под вязкостью в бурении подразумевается время истечения определенного объема глинистого раствора. Прибором, с помощью которого определяется вязкость, является

полевой стандартный вискозиметр (СПВ-5) (рис.18). Он представляет собой воронку с трубочкой длиной 10 см и диаметром 5 мм. В комплекте с воронкой находится кружка, разделенная перегородкой на две части объемами 500 и 200 см<sup>3</sup>, а также сетка для очистки раствора от крупных частиц, которые могут забить трубочку. Проверка вискозиметра проводится водой. Время истечения 500 см<sup>3</sup> воды при заливе 700 см<sup>3</sup> должно равняться 15 секундам. Перед определением вязкости вискозиметр должен смачиваться водой.

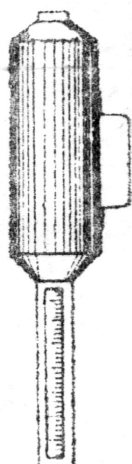


Рис. 19.  
Металлический  
отстойник  
ОМ-1

Для определения вязкости хорошо перемешанного глинистого раствора 700 см<sup>3</sup> его заливают через сетку в воронку, отверстие которой закрывается пальцем левой руки. Затем, убрав палец и одновременно пустив секундомер, засекают время истечения 500 см<sup>3</sup> раствора. Приемником раствора служит большое отделение кружки. Вязкость выражается в секундах.

3. Содержание «песка». Содержание «песка» и не-диспергировавших комочков глины в растворе определяется в металлических или стеклянных отстойниках объемом 0,5 л. Металлический отстойник ОМ-1 (рис.19) снабжен кружкой, разделенной на две части объемами 50 и 450 см<sup>3</sup>. В отстойник заливают 50 см<sup>3</sup> глинистого раствора и 450 см<sup>3</sup> воды.

Затем отстойник закрывают крышкой, переворачивают так, чтобы пробка с делениями была наверху, и встряхивают до тех пор, пока стекло пробки не осветлится. После этого отстойник быстро переворачивают в исходное положение и оставляют в покое на одну минуту, засекая время секундомером. Осадок, осевший в течение одной минуты, называется «песком», обозначается буквой П и выражается в процентах (численное значение объема осадка умножается на два, полученное число выражает содержание «песка» в процентах).

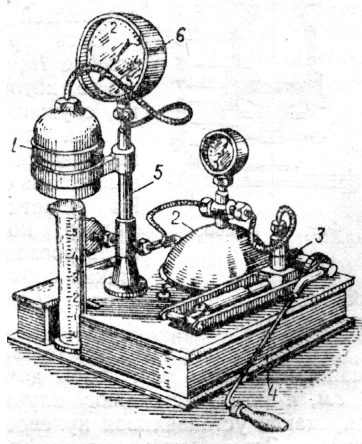


Рис. 20. Прибор ВРГ-1

1-стакан, 2-баллон для сжатого воздуха, 3-масленно воздушный насос, 4-основание (резервуар для масла), 5-стойка, 6-манометр

4. Водоотдача. Способность глинистых растворов отфильтровывать воду при повышенном давлении называется водоотдачей. Геологическая служба наблюдает за водоотдачей промывочной жидкости для того, чтобы свести к минимуму фильтрацию глинистого раствора в пласт, т.к. пресный фильтрат, проникая в пласт, приводит к разбуханию глини-

жению результатов геофизических исследований скважин. При поглощении глинистого раствора уменьшают его плотность, добавляют в раствор опилки, резиновую крошку и другие вещества, способные запечатать крупные поры породы (табл.3). За водоотдачу данного глинистого раствора принимается количество жидкости, которое отфильтровывается из раствора за 30 минут через фильтр диаметром 75 мм. Водоотдача определяется под вакуумом и под давлением (прибор Баранова, прибор ВГР-1 (рис.20), прибор ВМ-6).

Таблица 3

**Интервалы времени замеров параметров глинистого раствора  
для контроля за его качеством**

Параметры раствора	Обозначение	Размерность	Приборы для замера	Интервалы времени замеров, ч	
				в неосложненных условиях	в осложненных условиях и в глубоких скважинах
1	2	3	4	5	
Плотность глинистого раствора	$\delta$	г/см <sup>3</sup>	Ареометр Михайлова или АГ-2, весы Линевского, рычажные весы	2	0,5
Условная (кажущаяся) вязкость	$T$	сек	Стандартная полевая воронка СПВ-5 с 5-мм трубкой	2	0,5
Содержание в глинистом растворе частиц породы или нераспутившихся твердых комочков глины, условно принимаемых за песок	П	%	Отстойник Лысенко; отстойник Цуринова-Квирикашвили	2	0,5
Температура	$t$	°C	Градусник	2	0,5
Водоотдача (способность глинистого раствора отдавать воду пористым породам)	В	см за 30 мин при диаметре фильтра 76 мм	ВМ-6	2 раза за вахту	
Толщина корки	К	мм		2 раза за вахту	
Плотность корки	К	г/см <sup>3</sup>		2 раза за вахту	

Продолжение табл. 3

1	2	3	4	5
Липкость глинистой корки	$\lambda$			2 раза за вахту
Устойчивость (стабильность)	C	г/см <sup>3</sup>	Метод отстоя и прибор для определения стабильности	2 раза за вахту
Предельное статистическое напряжение сдвига (усилие, которое требуется, чтобы вывести глинистый раствор из состояния покоя)	Θ	мГ/см <sup>2</sup>	СНС-2; прибор Вейлера-Ребиндера	2 раза за вахту
Пластическая (структурная) вязкость (сила осложненного трения между частицами твердой и жидкой фаз в глинистом растворе)	μ	$\frac{\text{сПз} \cdot \text{дин} \cdot \text{сек}}{\text{см}^2}$ , $\frac{\text{мГ} \cdot \text{сек}}{\text{см}^2}$	Прибор с концентрическими (соосными) цилиндрами; капиллярный вискозиметр	2 раза за вахту
Динамическое сопротивление сдвигу (усилие, дополнительно прилагаемое к глинистому раствору при его движении вследствие наличия осложненной вязкости в двухфазной системе глинистого раствора)	$\tau_0$	мГ/см <sup>2</sup> , дин/см <sup>2</sup>	В промышленной практике не измеряют	
Концентрация водоносных ионов (характеризует щелочность или кислотность глинистого раствора)	pH	усл. ед.	В промышленной практике не измеряют	

#### 5. Толщина глинистой корки.

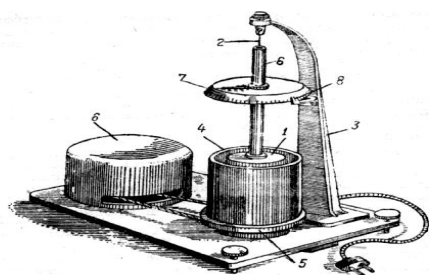


Рис. 21. Прибор СНС-1 для определения статического напряжения сдвига

Глинистая корка, образующаяся на фильтре при определении водоотдачи, отмывается от глинистого раствора слабой струей воды и помещается на стекло фильтром вверх. Затем снимается, и стекло с коркой помещается на столик прибора Вика. Опустив иглу прибора до поверхности корки, отмечают число делений на шкале. После этого устанавливают иглу на поверхность стекла. Разность между показаниями шкалы первого и второго замеров соответственно по-

звояет определить толщину глинистой корки в миллиметрах.

При отсутствии прибора Вика толщина корки определяется при помощи металлической линейки с миллиметровыми делениями, которая вводится в глинистую корку до полного ее прорезания, т.е. до поверхности стекла. Замер производится обычно в нескольких местах.

**6. Статическое напряжение сдвига ( $\theta$ ).** Под статическим напряжением сдвига понимается сила, которую нужно приложить к глинистому раствору, находящемуся в покое, чтобы вывести его из этого состояния. Статическое напряжение выражается в  $\text{мг/см}^2$ . Статическое напряжение сдвига определяется с помощью приборов СНС-1 (рис.21), Баранова (ГрозНИИ), Лиевского.

**7. Суточный отстой.** Суточный отстой характеризует способность глинистого раствора выделять воду при отстое в течение суток. Суточный отстой определяется в градуированном цилиндре емкостью  $100\text{см}^3$ . Хорошо перемешанный глинистый раствор заливают до метки 100, закрывают пробкой или стеклом и оставляют в покое на 24 часа. Количество отстоявшейся за 24 часа жидкости, выраженное в делениях цилиндра, соответственно характеризует процент отстоя.

**8. Стабильность.** Под стабильностью понимается способность раствора удерживать во взвешенном состоянии твердые частицы. Стабильность определяется разностью удельных весов верхнего и нижнего слоев глинистого раствора после определения суточного отстоя. Верхний слой ( $50\text{см}^3$ ) осторожно оттягивается пипеткой, переносится в чашку и тщательно перемешивается, после чего пикнометром замеряется его удельный вес. Затем нижний слой взбалтывается в цилиндре, переливается в чашку и также с помощью пикнометра производится определение его удельного веса /32,33,38/.

Таблица 4

**Оптимальное количество вводимых в раствор наполнителей  
при различных способах бурения**

Наполнитель	Добавка наполнителей, %	
	при турбинном бурении	при роторном бурении
Измельченный целлофан	0,1-1,0	2,0-3,0
Кожа «горох»	0,1-0,5	2,0-7,0
Кордовое волокно	0,1-0,2	2,0-5,0
Слюда-чешуйка	0,1-1,0	2,0-7,0

Для нормальных (неосложненных) условий бурения к промывочной жидкости предъявляются следующие требования:

- 1) водоотдача (В) должна быть не более  $25\text{ см}^3$  за 30 минут;
- 2) вязкость по СПВ-5 (Т)- от 20 до 22 секунд;
- 3) плотность-1,2-1,3  $\text{г/см}^3$ ;

- 4) содержание песка (П)- не более 4%;
- 5) статическое напряжение сдвига ( $\theta$ )-20-50 мг/см<sup>2</sup>.

Для приготовления промывочной жидкости применяют сырую комовую глину, а также глинопорошки и глинобрикеты. Глинопорошки представляют собой тонко измельченную высушенную глину, обычно бентонитового типа. Глинобрикеты приготавливаются из хорошо перемятой глины, содержащей улучшающие ее качества добавки ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ , углещелочные реагенты (УЩР) и др.). Готовые брикеты имеют вид спрессованных и высушенных кирпичей. Растворы из комовой глины и брикетов готовятся в глиномешалках, а из порошка - в гидромешалке.

Приготовление глинистого раствора на буровой производится в глиномешалках. Наиболее распространенным типом глиномешалок является двухвальная глиномешалка МГ2-4 (рис.22), которая имеет следующую

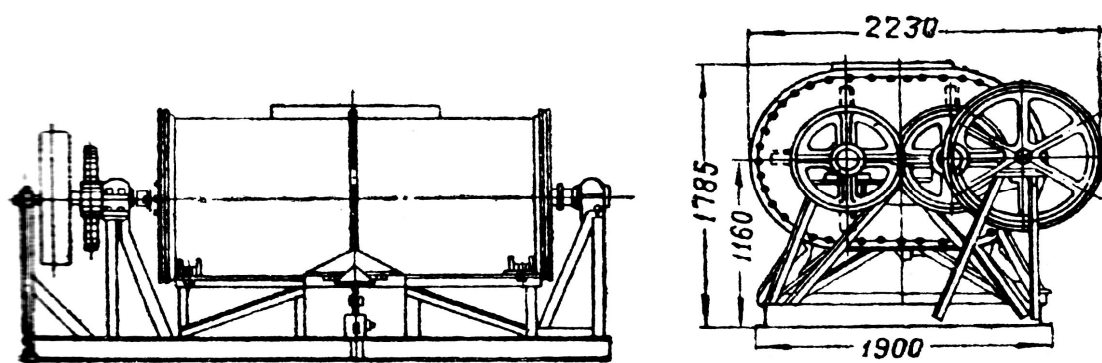


Рис. 22. Глиномешалка двухвальная МГ2-4

техническую характеристику: емкость барабана- 4м<sup>3</sup>, количество лопастей (правых и левых) - 24, два вала с лопастями, барабан установлен на сварной раме, в нижней его части имеется спускной клапан для выпуска готового раствора, число оборотов рабочих валов в минуту-95. Глиномешалка ГП2-10 отличается от описанной лишь объемом барабана, равным 10 м<sup>3</sup>.

Приготовление промывочной жидкости на буровой производится следующим образом: глиномешалка заполняется водой до вала и при вращении загружается глиной. Через 45 мин. проверяется вязкость раствора, которая должна быть порядка 22-25 секунд по СПВ-5. В случае получения раствора большей или меньшей вязкости ее регулируют, добавляя в раствор воду или глину. Готовый раствор сливают по желобу в амбар и операцию приготовления повторяют до получения нужного объема раствора.

Также на буровой нужно проводить основные профилактические мероприятия по предотвращению газо-, нефте- и водопрооявлений, для этого необходимо:

1. До начала бурения каждой скважины, как известно, должны быть установлены параметры глинистого раствора, необходимые при прохождении отдельных интервалов. Эти параметры должны быть подобраны таким образом, чтобы давление в скважине превышало давление в пласте.



Соблюдение этого условия обеспечит проведение скважины без водопроявлений.

2. Около буровой надо иметь запас утяжеленного глинистого раствора, равный трехкратному объему скважины из расчета ее проектной глубины. Значения плотностей утяжелителей приведены в табл. 5.

3. Для борьбы с газопроявлениями глинистый раствор должен иметь вязкость не выше 30-50 сек по СПВ-5 и статистическое напряжение сдвига в пределах 15-25 кГ/см<sup>2</sup>. При борьбе с газовыми выбросами особенно опасны газовые пузыри в растворе. Вначале они вызывают перелив из скважины, затем - выплескивание раствора, а в дальнейшем - фонтанирование. При газопроявлении рекомендуется интенсивно дегазировать раствор, а затем, не поднимая буровых труб с забоя, закачать в скважину более тяжелый раствор под давлением при закрытом превентере.

*Таблица 5*

#### **Плотность утяжелителей**

Утяжелитель	Плотность утяжелителя, г/см <sup>3</sup>	
	в руде	чистого
Барит кировабадский	3,77-3,85	4,50
Барит беловский	4,10-4,20	4,50
Барит кутаисский	4,30-4,35	4,50
Гематит	4,30-4,60	5,19-5,28
Серый колчедан	4,00-4,20	4,90-5,20
Магнетитовые пески	3,80-4,50	4,90-5,20
Пиритные огарки	3,60-3,80	-
Колошниковая пыль	-	4,0-4,5

Следует отметить, что ответственной за контроль качества глинистого раствора является в процессе бурения скважин геологическая служба.

### **5.5. Отбор и изучение керна**

Керн (колонка породы)- цилиндрические образцы породы, отбираемые из скважины с помощью колонковых долот и боковых грунтоносов (стреляющих и сверлящих) - основной фактический материал, дающий прямые сведения о комплексной характеристике проходимых пород. Отбор керна имеет важнейшее практическое значение для изучения продуктивных пластов. По керну можно установить: 1) вещественный состав; 2) петрографический состав; 3) палеонтологические остатки, позволяющие установить стратиграфическую принадлежность пород; 4) последовательность залегания пород; 5) связь с геофизическими параметрами; 6) тектонические условия образования изучаемых пород (трещины, зеркала скольжения, разрывные нарушения); 7) перерывы в осадконакоплении; 8) кол-

лекторские свойства (гранулометрический состав, пористость, проницаемость); 9) начальную и остаточную нефтенасыщенность породы (по соотношению начальной и остаточной нефтенасыщенности оценивают коэффициент извлечения нефти либо на отдельных участках залежи, либо по всей залежи), водонасыщенность, газонасыщенность; 10) физику пласта (коэффициент вытеснения, взаимодействие закачиваемой воды при ППД с нефтенасыщенной частью пласта); 11) положение ВНК, ГВК, ГНК /1,14,24/.

*Выбор интервала отбора керна в различного рода скважинах.*

Наиболее полную характеристику о геологическом разрезе и его нефтегазонасыщенности можно получить при сплошном извлечении керна из скважин. Однако лишь в опорных скважинах керн отбирается по всему разрезу, в остальных категориях скважин бурение проводится только с частичным отбором керна. Это обусловлено необходимостью быстрее и дешевле бурить скважины. Кроме того, неполное освещение разреза керном вызвано не только ограниченной проходкой скважины колонковым долотом, но и в значительной мере степенью выноса керна. Существующие в настоящее время конструкции долот, а также во многих случаях неудовлетворительное состояние технологии бурения не обеспечивают 100%-го выноса керна. В среднем вынос керна достигает 30-40%. В рыхлых терригенных породах, особенно в продуктивных песчаниках, вынос керна снижается до 5-10% и очень редко- в плотных, чаще всего в карбонатных породах- обычно не превышает 60-80%.

Интервал проходки скважины колонковым долотом определяется геологической задачей скважин, степенью изученности разреза и характером его нефтегазонасыщенности. Максимальный отбор керна производится в опорных, параметрических, поисковых скважинах, значительно меньше керна отбирают в оконтуривающих скважинах и весьма ограниченное количество – в эксплуатационных скважинах.

В опорных скважинах, которые бурятся с целью изучения геологического строения и нефтегазоносности новых территорий, керн отбирают по всему стволу скважины либо в неизученной части разреза. Обычно в опорных скважинах проходка колонковыми долотами составляет 50-100% глубины ствола скважины.

В параметрических скважинах, бурение которых планируется с целью получения необходимых данных о геологическом строении и нефтегазоносности перспективных зон новых территорий; получения необходимых параметров для интерпретации геофизических материалов, керн должен отбираться из наиболее перспективных зон в количестве не менее 20% от глубины ствола скважины.

В поисковых скважинах, бурение которых осуществляется с целью поисков нефтяных и газовых месторождений, керн следует отбирать в пределах предполагаемых нефтегазоносных свит. В этом случае необходимо,

чтобы керном были освещены как кровля, так и подошва нефтегазоносной свиты. Кроме того, керн рекомендуется отбирать также на контактах важнейших стратиграфических подразделений, а также в зонах тектонических нарушений для более четкого определения глубины их залегания. При наличии в разрезе мощных неизученных перспективных толщ рекомендуется разделить их на несколько запроектированных на площади поисковых скважин. В этом случае в каждой из скважин будет освещаться определенная часть разреза. В этих скважинах суммарная мощность интервалов с отбором керна составляет не более 12% от их глубины.

В разведочных скважинах, которые проектируются с целью оконтуривания нефтяных и газовых залежей, изучения геологического строения месторождения и установления нефтегазоносности разреза месторождения, интервалы бурения с отбором керна составляют 6-8% от глубины скважины.

В оконтуривающих скважинах керн следует отбирать в пределах той части нефтегазоносной толщи, которая включает продуктивные пласты, находящиеся в разведке. Отбор керна производится в тех же объемах, как и в разведочных скважинах.

В добывающих скважинах, которые бурятся с целью отбора нефти, газа и конденсата, керн отбирается из продуктивных пластов для детального изучения коллекторских свойств. Керн обычно отбирается в 10% добывающих скважинах, равномерно расположенных по площади. Также необходимо отбирать керн в нагнетательных скважинах, что позволяет установить данные о характере коллекторских свойств и неоднородности пластов, в которые планируется закачка воды. Керн также отбирается из продуктивных пластов в количестве 10% от количества нагнетательных скважин.

Контрольные и оценочные скважины. Керн в них отбирается только из интервалов продуктивных пластов.

Специальные скважины проектируются для бурения со специально поставленными задачами (сброс агрессивных товарных вод, формирование подземных газохранилищ и т.д.). Керн отбирается только из тех пластов, на которые планируется бурение отмеченных скважин.

Данные о конструктивных особенностях оборудования, предназначенного для отбора керна, приведены в табл. 6.

Перед началом отбора керна из интервала, который указан в геологотехническом наряде, необходимо произвести контрольный промер бурового инструмента, чтобы точнее привязать отобранные образцы горных пород к глубинам скважины. Отбор образцов при ударном бурении, применяемом в нашей стране лишь в исключительных случаях, осуществляется долотом. Извлеченное из скважины долото тщательно осматривают и приставшие к его щекам куски породы снимают и тщательно изучают.

Таблица 6

## Конструктивные особенности серийных колонковых долот

Тип колонковых долот	Конструктивные особенности
1	2
С несъемной (постоянной) колонковой трубой типа 1В-ДК	Состоит из корпуса (толстостенной трубы), грунтоноски с кернарвателем и четырехшарошечной бурильной головки типа В-К (СДК-1). Для подъема керна с забоя необходимо извлечь всю колонну бурильных труб, несмотря на то, что при этом очень часто бурильные головки оказываются еще неизношенными
Со съёмной грунтонос-кой для роторного бурения	Позволяют поднять с забоя скважины керн без подъема колонны бурильных труб. Грунтоноску с отобранным керном извлекают из скважины ловителем — шлипсом, спускаемым в бурильные трубы на канате, а бурильную головку поднимают только после ее износа вместе с колонной бурильных труб. Применяются четырёхшарошечные бурильные головки типа В-К (старый шифр СДК-1).
Со съёмной грунтонос-кой для роторного бурения типа КАЭ-172-190/48 и КАЭ-190-214/60	Имеет жесткий толстостенный корпус, съемную грунтоноску с фиксирующим в верхней части шариковым замком, надежно удерживающим грунтоноску в процессе бурения от продольных и поперечных перемещений и освобождающимся при захвате шлипсом за головку грунтоноски. Грунтоноска опирается на бурильную головку и вращается вместе с ней. Для предотвращения нарушения керна элементами рвателя последний выполнен плавающим типа Р16 и может оставаться неподвижным относительно керна при вращении грунтоноски. Колонковые долота типа КАЭ могут работать с бурильными головками шарошечного типа 7В-К и с алмазными.
Со съёмной грунтонос-кой для турбинного бурения типа КТДЗ-5” — КТДЗ-9”	Представляет собой турбобур с полым валом, внутри которого размещена съёмная грунтоноска, опирающаяся своей верхней головкой на опору, жестко соединенную с корпусом турбодолота. Усилием, возникающим от перепада давления в турбине, грунтоноска прижимается к опоре и удерживается от вращения и осевого перемещения. Энергия, необходимая для работы турбины турбодолота, подводится через бурильные трубы жидкостью, прокачиваемой насосами с поверхности. Применяются четырехшарошечные бурильные головки типа В-К (старый шифр СДК-1)

1	2
<p>Со съемной грунтонос- кой для турбинного бурения типа КТД4-172-190/48 и КТД4-190-214/60</p>	<p>Съемная грунтоноски снабжена регулируемой по длине головкой, благодаря чему можно изменять длину грунтоноски и устанавливать требуемый выход рвателя из переводника вала турбобура. В нижнем переводнике съемной грунтоноски помещен плавающий рычажковый кернорватель типа Р16. Диаметр отбираемого керна значительно увеличен. Турбодолото может работать с бурильными головками шарошечного типа 7В-К и алмазными. Обеспечивают большой процент выноса керна и высокие скорости бурения</p>

В тех случаях, когда на долоте отсутствуют куски породы (при бурении рыхлых и твердых пород), в скважину спускают специальную желонку, которая заполняется соответствующей породой.

При роторном и турбинном бурении для отбора образцов пород из скважин применяют специальные колонковые долота. Колонковые долота позволяют в процессе проходки ствола скважины отобрать образцы пород в той последовательности, как они залегают в недрах. Существует специальное колонковое турбодолото КТД-3, которое представляет собой турбобур с полым валом. Турбодолото состоит из двух частей: неподвижной и вращающейся. Неподвижная часть состоит из корпуса, опоры грунтоноски, верхней опоры турбобура, средней опоры и съемной грунтоноски. Грунтоноски состоит из промежуточной трубы, колонковой трубы и рвателя рычажного типа /27,32,33,38/.

Собранное турбодолото без грунтоноски спускается на забой скважины. После восстановления циркуляции и промывки скважины для отбора керна в бурильные трубы сбрасывают грунтоноски, которая садится своей головкой на опору грунтоноски. При прокачке глинистого раствора головка грунтоноски удерживает ее от радиального и осевого перемещения действием усилий, создаваемых гидравлическим перепадом. Следовательно, во время отбора керна грунтоноски не вращается.

Неподвижность колонковой трубы дает возможность получать ориентированный по странам света керн, позволяющий определять направление падения пластов методами ориентирования, применяемыми в направленном бурении. После заполнения грунтоноски керном производят отрыв керна с помощью кернорвателя, затем в скважину на канате спускают ловитель (шлипс), поднимают грунтоноски с помощью специальной лебедки. После подъема грунтоноски в скважину сбрасывают очередную подготовленную грунтоноски и продолжают бурение с целью отбора очередного интервала керна.

Краткая техническая характеристика грунтоносок типа ГТ

Шифр грунтоноски	Диаметр колонковой трубы, мм			Длина колонковой трубы, мм	Кернорваль	Масса, кг	Применение в турбодолотах
	наружный	внутренний	наружный (максимальный)				
ГТ-73	73	54	85	7225	P11M2-73	96	КТД 3-9" и КТД 3-8"
ГТ-53	53	35	65	7610	P11M2-53	88	КТД 3-6 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> "
ГТ-53а	53	35	65	7810	P11M2-53	90	КТД 3М-7 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> "
ГТ-38	38	26	45	6625	P11M2-38	43	КТД 3-5"

Вынесенная на мостки буровой грунтоноска разбирается для освобождения колонковой трубы. Затем с помощью винтового пресса со стержнями керн выталкивают из трубы (рис. 23), очищают от глинистого раствора и затем плотно укладывают в специальный ящик. Геологу необходимо контролировать извлечение образцов породы из колонковой трубы. Необходимо следить за тем, чтобы не были перепутаны последовательность образцов, а также верх с низом в каждом куске керна. Весь керн укладывается в специальный рабочий керновый ящик, тщательно пронумеровывается и снабжается этикетками. Нефтяные образцы должны быть запарафинированы сразу после их извлечения из скважины.

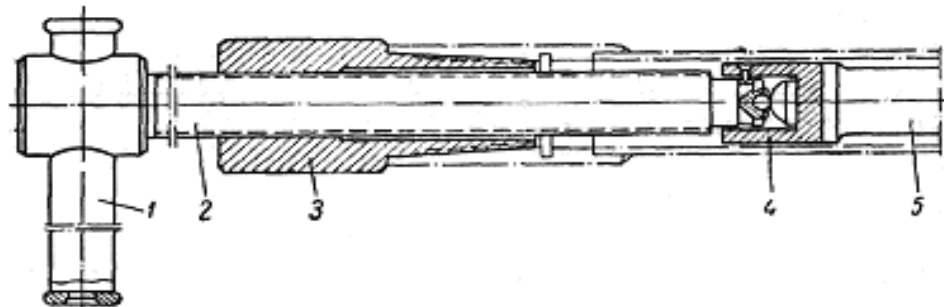


Рис. 23. Винтовой пресс для выталкивания керна из грунтоноски.

1 – рукоятка; 2 – винт; 3 – гайка для ввинчивания в грунтоноску; 4 – пята с упорным подшипником; 5 – промежуточный стержень.

После укладки керна в рабочий ящик приступают к его описанию и переносу в чистые керновые ящики. Керн из каждого долбления или поднятой грунтоноски документируется отдельно. При документации указывается интервал отбора керна, процент его выноса, отмечаются все признаки нефтегазоносности. После этого керн перевозится в кернохранилище, где создаются особые температурные условия, влажность и т.д.

В кернохранилище керн должен храниться в ящиках на стеллажах и иметь этикетку с указанием площади, номера буровой, наименования про-

мысла (разведки), глубины взятия образца, стратиграфического горизонта, даты отбора, длины извлеченного керна, процента его выноса. Отобранный керн следует детально и послойно изучать и описывать. Для этого керн разрезают вдоль, в наиболее интересных местах отбирают образцы и для них составляют отдельные этикетки. В интервалах, в которых установлены признаки нефти и газа, выбирают цилиндрические образцы длиной не менее 10 см и диаметром не менее 40 мм, которые используют для определения пористости и проницаемости пород. Образцы нефтяных пород, которые отправляются в лабораторию, парафинируют и помещают в металлические коробки, перекладывая в них образцы ватой, мягкой бумагой, полиэтиленом и т.д.

При изучении керна необходимо получить следующую информацию о проходимых породах:

- 1) наличие признаков нефти и газа;
- 2) литологическая характеристика пород и их стратиграфическая принадлежность;
- 3) коллекторские свойства пород;
- 4) структурные особенности пород и возможные условия их залегания.

1. Для изучения наличия признаков нефти и газа обычно применяют бензиновую вытяжку. Для этого образец размельчают и помещают в пробирку, в которую затем наливают чистый бензин на 1-2 см выше комочков образца. После этого содержимое пробирки взбалтывают и оставляют на несколько минут в покое. Если бензин окрашивается в желтый цвет, то это указывает на наличие нефти в образце. Для выяснения признаков нефти применяют также более тонкие и сильные растворители (например, хлороформ), которые после обработки ими образца породы и фильтрования оставляют на фильтре коричневую полоску. В лабораторных условиях применяют также люминесцентный анализ, позволяющий зафиксировать в керне минимальные доли битума.

При макроскопическом изучении признаков нефти в керне следует иметь в виду, что легкая нефть дает обычно слабые внешние признаки, но на свежих плоскостях излома образца чувствуется сильный запах бензина. Тяжелая нефть, наоборот, дает обильные признаки, но на свежих плоскостях излома отсутствует запах бензина. Керн, взятый из приконтурной зоны, обычно содержит нефть и воду, свежие поверхности их излома влажные и хорошо смачиваются каплей разбавленной соляной кислоты. При оценке признаков нефти в керне необходимо учитывать «ложные» признаки, являющиеся следствием попадания в него нефти при освобождении прихваченного в скважине инструмента. Интенсивность признаков нефти в керне нельзя связывать с возможным дебитом скважины, т.к. их обилие зависит в основном от качества нефти.

2. Литологический состав породы определяют внешним осмотром ее,

при этом фиксируют следующие данные.

а) для глин - их цвет, слоистость, песчанистость, вязкость, жирность и т.д.

б) для песков и песчаников - их зернистость, однородность, окатанность, состав зерен, отсутствие или наличие цемента и его характеристику, примесь зерен других пород, глинистость, карбонатность и т.д; макроскопически зернистость песков определяют визуально и растиранием породы между пальцами; при растирании тонкозернистых пород отдельные зерна не чувствуются; при растирании мелкозернистого песка ощущаются отдельные зерна, но глазом они часто не различаются; в крупнозернистом песке отдельные зерна отчетливо наблюдаются невооруженным глазом.

в) для карбонатных пород - наличие известняков, доломитов, мергелей; содержание их определяют на глаз и по реакции с разбавленной соляной кислотой, от воздействия которой порода «шипит» вследствие выделения углекислого газа; известняк при этой реакции обычно бурно «вскипает», а доломит лишь слабо «кипит» в порошке.

Стратиграфическую характеристику породы устанавливают по наличию руководящей фауны и характерным внешним признакам, присущим тому или иному стратиграфическому горизонту данного месторождения. Если указанные признаки отсутствуют, то пользуются результатами микрофауны в лаборатории.

3. Коллекторские свойства пород - гранулометрический состав, пористость, проницаемость - определяют в лаборатории.

4. Структурные особенности пород и возможные условия залегания на глубине - об этих особенностях судят на основании данных замера угла падения в керне и изучения структурных особенностей образца. Угол падения пород в керне измеряют горным компасом. Брекчиевидное сложение, или «зеркала» скольжения, а также жилы и прожилки кальцита, гипса и т.д. свидетельствуют о нарушении нормального залегания пород. На это может указывать и частая смена углов падения на небольшом интервале разреза, которую называют «игрой» углов. При прохождении зон нарушений нередко наблюдаются уход промывочной жидкости и, следовательно, потеря циркуляции, а также обвалы стенок скважины.

Результаты изучения керна записывают в геологический журнал, давая в то же время характеристику по цвету, структуре, твердости и т.д. Например, песок серый, мелкозернистый, глинистый, с зернами глауконита; песчаник темно-серый, среднезернистый, известковистый, с тонкими прослоями бурой глины. Описание керна должно быть полным и в то же время стандартным, что облегчит составление геологического разреза как скважин, так и в целом всего месторождения.

Уложенный в ящик керн сопровождают этикеткой, составленной в двух экземплярах, каждый из которых заворачивают в плотную бумагу и укладывают в начале и в конце каждого керна. Этикетку составляют по



следующей форме.

Наименование разведки, конторы бурения, промысла -----  
 Площадь -----  
 Скважина № -----  
 Местоположение -----  
 Дата отбора керна -----  
 Интервал проходки от ----- до ----- м  
 Краткое литологическое описание породы -----

Надпись на этикетке делают мягким простым карандашом. После укладки керна в ящик на боковой и торцевой сторонах его подписывают номер скважины, интервалы глубин отбора керна, название площади.

В кернохранилище должен быть журнал регистрации керна по следующей схеме (табл. 8).

Керн обычно хранится около 20 лет и списывается по разрешению вышестоящей геологической службы.

Таблица 8

**Журнал регистрации керна, хранящегося в кернохранилище  
нефтеразведки или промысла**

№ п/п	Партия или разведка	Площадь или участок	№ скв-ны	Интервал, м		№ ящика	сдал	принял	Сокращение керна		Примечание
				от	до				Длина остатка керна	Подпись сократив- шего керна	

### 5.6. Отбор образцов с помощью бокового грунтоноса

Отбор образцов породы боковыми грунтоносами осуществляется обычно в тех случаях, когда из каких-либо интервалов разреза не поднят керн. Отбор этих образцов обычно производится после завершения скважины бурением и окончания проведения всего комплекса промыслово-геофизических работ. В некоторых случаях возможен отбор образцов боковым грунтоносом в процессе бурения после проведения промежуточных электрометрических или других исследований в скважине. Глубина отбора образцов боковым грунтоносом и их количество определяется после тщательного анализа всей информации, полученной в процессе бурения. При этом должны быть учтены данные керна, шлама, геофизических и геохимических исследований и нефтегазопроявления, установленные в процессе бурения.

Боковыми грунтоносами образцы должны подниматься в первую очередь из интервалов глубин, где по данным геофизических и других исследований ожидается нефте- или газоносный пласт, а керном этот интервал охарактеризован слабо или вообще совершенно не освещен. Кроме то-

го, следуют также рекомендовать отбор образцов боковым грунтоносом для изучения литологии или стратиграфии той части пройденного скважинной разреза, которая имеет весьма важное значение для познания геологического строения изучаемой площади.

Боковые грунтоносы позволяют отбирать образцы пород из стенки скважины в любом пробуренном интервале разреза. Следует, однако, иметь в виду, что отбор образцов пород боковым грунтоносом не может полностью заменить отбор керна колонковым долотом, т.к. размеры образцов, извлекаемых боковым грунтоносом, небольшие. В настоящее время на практике широкое распространение получили стреляющие боковые грунтоносы, которые снабжены пороховым зарядом с электродетонатором. Однако они имеют весьма существенные недостатки: извлекаемые ими из скважины образцы обычно бывают или раздроблены до тонкого порошка, или небольших размеров. Для крепких пород (известняков, доломитов, крепких песчаников и т.д.) стреляющие боковые грунтоносы обычно не применяются. Максимальная длина образца породы 70 мм, максимальный диаметр 30 мм. Небольшие размеры образцов не позволяют получать достаточно полноценные сведения о нефтегазонасыщенности пород и надежно судить о величине угла падения пород. При применении боковых грунтоносов вынос породы в среднем составляет около 50%, в мягких породах он может достигать 100%, а в твердых - быть равным нулю.

В настоящее время разработаны установки со сверлящими боковыми грунтоносами, которые дают возможность извлекать из скважины цилиндрические образцы горной породы диаметром до 20 мм и высотой до 40 мм. Эти образцы позволяют определить не только литологический состав породы, но и изучить ее структуру и сделать необходимые анализы для определения коллекторских свойств пород и степени их нефтенасыщенности. В процессе буровых работ геолог должен обеспечить контроль за отбором образцов боковых грунтоносов, проследить за укладкой и упаковкой, а также за описанием и этикетированием отобранных образцов. Коротко остановимся на характеристике стреляющих и сверлящих грунтоносов.

#### *Грунтонос стреляющий боковой селективного действия МГС-90.*

Предназначен для отбора мягких и твердых пород и пород средней твердости из стенок скважины диаметром 140мм и более при гидростатическом давлении 500 кг/см<sup>2</sup> и температуре до 100°С. Наибольший диаметр –90 мм; количество бойков-15; объем отбираемых образцов мягкой породы-8 см<sup>3</sup>, породы средней твердости-6,7 см<sup>3</sup>. Длина грунтоноски-1295 мм (без кожуха переключателя).

#### *Грунтонос боковой стреляющий ГТА-115.*

Предназначен для отбора горных пород из стенок необсаженных скважин диаметром 200 мм и более. Наружный диаметр-115 мм, длина-815 мм, масса-40 кг. Допустимое гидростатическое давление - до 900 кг/см<sup>2</sup> и

температура - 100°C.

#### *Грунтонос боковой сверлящий СГ-110.*

Предназначен для отбора образцов из стенок скважины путем выбуривания. Может отбирать образцы пород различной твердости без нарушения ее структуры в количестве 8 штук при одном спуске. Размер образцов (наибольший) - 22×40 мм. Наружный диаметр грунтоноса-110мм.

Первое описание поднятой породы производит геолог на буровой, затем образцы бокового грунтоноса отправляют в кернохранилище /27/.

### **5.7. Отбор и изучение шлама**

Шлам представляет собой раздробленные долотом обломки породы, выносимые промывочной жидкостью на поверхность. Обычно образцы шлама отбирают через равные интервалы, величина которых зависит от характера разреза и его возможных нефтегазопроявлений. При бурении однообразной толщи, не имеющей признаков нефтегазоносности, шлам отбирают через каждые 5-10м проходки скважины. В случае частого чередования пластов или наличия признаков нефтегазоносности в скважине образцы шлама отбираются через 1-2 м.

Шлам обычно отбирается и изучается при региональных, поисковых и разведочных работах. В опорных, параметрических и поисковых скважинах шлам изучают по всему стволу скважины. По шламу трудно создать правильное представление о структуре и текстуре горных пород, об их коллекторских свойствах. Его изучение позволяет дать лишь литологическую характеристику пластов и выявить их нефтегазоносность. Значение шлама для изучения разреза снижается также из-за трудности привязки обломков горных пород, выносимых из скважины, к определенной глубине.

Скорость подъема обломков горных пород зависит от скорости движения промывочной жидкости по стволу скважины, от качества промывочной жидкости и от веса самих обломков. Наиболее мелкие и легкие обломки могут быть вынесены из скважины быстрее, чем более крупные и более тяжелые. В связи с этим отобранный на устье скважины, в желобе для глинистого раствора образец шлама может содержать породы, поднятые с различных глубин. Это создает дополнительные трудности при привязке шлама к определенным глубинам. Образцы шлама, отобранные через определенные интервалы бурения, привязываются к глубинам скважины в зависимости от скорости подъема промывочной жидкости, плотности образцов и диаметра частиц. Шлам этикетуется и упаковывается в бумажные пакеты, которые затем увозятся в кернохранилище, где хранятся на специальных полках. На этикетках указывается в процентах количество той или иной породы и ее описание. Например, песчаник (75%), аргиллит (20%), известняк (5%). Указанный метод стал применяться с 1931 года под

названием «метод обломков».

Во время отбора проб необходимо учитывать время, затрачиваемое на подъем разбуренных и увлеченных струей глинистого раствора частиц породы от забоя до устья скважины. В лаборатории АзНИИ по добыче нефти установлено, что обломки пород размером 0,3 мм практически не отстают от движения струи глинистого раствора, восходящей по стволу скважины. Ввиду этого для определения глубины залегания пласта подсчитывают время, затрачиваемое на подъем глинистого раствора на поверхность. Для установления глубины выноса обломков размером более 0,3 мм необходимо вводить поправку на относительное отставание этих обломков от общего движения струи глинистого раствора.

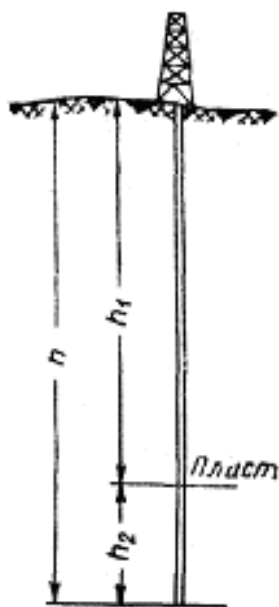


Рис. 24. Схема определения глубины залегания пласта по обломкам породы

Теоретически глубину залегания пласта можно определить следующим образом (рис. 24). Предположим, что при глубине скважины  $h$  из отходящей струи глинистого раствора отобран образец песка. Требуется определить глубину залегания пласта песка, соответствующего взятому образцу на устье скважины. Совершенно очевидно, что глубина залегания пласта будет на какую-то величину меньше, чем глубина забоя скважины в момент взятия образца. Обозначим эту глубину через  $h_1$ . Определим, сколько времени понадобилось бы, чтобы разбуренные частицы пород с глубины  $h_1$  поднялись до устья скважины. Это время может быть определено как отношение глубины залегания пласта

к скорости подъема глинистого раствора:

$$t = \frac{h_1}{v_1},$$

где  $t$  — время подъема глинистого раствора с разбуренными обломками пород на дневную поверхность в сек;  $h_1$  — глубина залегания пласта в м;  $v_1$  — скорость подъема глинистого раствора в м/сек.

За тот же промежуток времени мы с определенной скоростью углубляем скважину на величину  $h_2$ . Время, затраченное на бурение  $h_2$  м,

$$t = \frac{h_2}{v_2},$$

где  $v_2$  — скорость бурения в м/сек;  $h_2$  — величина проходки в м. Следовательно,

$$\frac{h_1}{v_1} = \frac{h_2}{v_2}; \quad h_1 = \frac{v_1 h_2}{v_2}.$$

В АзНИИ по добыче нефти производились экспериментальные работы по определению скорости подъема глинистого раствора. При этом в скважину перед спуском инструмента в небольших мешочках забрасывали морской ракушечный песок, обломки красной глины или стеклянную крошку. Исследования показали, что скорость подъема заброшенных обломков зависит от диаметра ствола скважины, мощности насоса и удельного веса глинистого раствора. В результате экспериментального определения времени, затрачиваемого на подъем обломков пород с различных глубин, получены следующие данные, приведенные в табл. 9.

Как видно из табл. 9, имеется некоторая разница между фактическим временем поднятия обломков породы данного горизонта и теоретически вычисленным временем подъема струи глинистого раствора, что объясняется отставанием обломков пород диаметром больше 0,3 мм от движения глинистого раствора.

Полученные данные о процентном содержании отдельных компонентов выражаются в виде диаграмм, где по вертикали отмечается глубина залегания пластов, а по горизонтали — процентное содержание отдельных компонентов. Анализируя указанные кривые, можно установить примерный литологический состав проходимых пород.

*Таблица 9*

**Определение времени, затрачиваемого на подъем обломков  
с различных глубин скважин**

№ скв.	Диаметр обсадных труб, дюймы	Производительность насоса, л/сек	Удельный вес глинистого раствора, г/см <sup>3</sup>	Глубина забоя, м	Время начала бурения, ч-мин	Время появления обломков, ч-мин	Фактическое время подъема обломков с данного горизонта, мин	Диаметр обломков, мм	Теоритическое время подъема обломков с данного горизонта, мин
1046	10	22	1,16	1483	1,00	12,05	65	до 2	52
1046	10	22	1,16	1483	11,10	12,45	95	1-5	51
1403	10	22	1,16	1574	3,15	4,20	65	до 3	53
1127	10	8	1,16	474	6,10	6,35	25	до 2	22
417	10	22	1,16	865	6,35	7,30	55	до 2	23
483	10	20	1,16	868	8,15	8,55	40	до 2	31
1118	10	22	1,16	836	8,10	8,50	40	до 2	29
403	10	22	1,16	1558	1,05	2,15	70	до 2	53

### **5.8. Отбор проб газа, нефти и пластовой воды**

В процессе бурения скважин применяются испытатели пластов на

трубах и на каротажном кабеле, все они основаны на вызове притока нефти из пласта при резком перепаде давления /27,32,33/.

### *Испытатель пластов на трубах (ИПТ)*

Обычно применяется конструкция испытателя пластов на трубах КИИ – ГрозНИИ, спускаемого в скважину на бурильных трубах. В нижней части устанавливается опорный башмак, на который опираются бурильные трубы. Между опорным башмаком (заглушкой) и фильтром, внутри которого помещены манометры, устанавливают бурильные трубы. Их длина подбирается такой, чтобы фильтр после спуска испытателя пласта в скважину был размещен против продуктивного пласта. Над фильтром устанавливают пакер, состоящий из металлического остова и резинового элемента. Для надежного разобщения испытываемого пласта пакер необходимо поместить против устойчивых пород.

Выше пакера устанавливают ясс, нижний клапанный узел и специальный переводник с манометром. Ясс позволяет осуществлять расхождение бурильной колонны для отрыва пакера от породы. Над переводником находятся бурильные трубы, верхний клапанный узел и второй специальный переводник с манометром.

Вызов притока пластовой жидкости осуществляется следующим образом. При спуске бурильных труб при достижении заглушкой (опорного башмака) забоя скважины весом труб создают нагрузку на испытатель. Под действием нагрузки резиновый элемент пакера, сокращаясь по длине, увеличивается в диаметре, прижимаясь к стенкам скважины, и изолирует расположенный под пакером продуктивный пласт от остальной части скважины.

В это время открывается впускной клапан нижнего клапанного узла, создается резкий перепад давлений в системе испытатель пластов - продуктивный пласт, при этом пластовая жидкость движется из пласта через фильтр, отверстие в пакере, нижний клапанный узел, специальный переводник в пустые бурильные трубы. Манометры в фильтре и специальном переводнике фиксируют резкое снижение давления в момент открытия впускного клапана, а затем его быстрый рост в процессе заполнения бурильных труб.

Через некоторое время после открытия впускного клапана в нижнем клапанном узле открывается впускной клапан в верхнем клапанном узле, что приводит к быстрому восстановлению давления в испытателе до величины пластового давления. После открытия впускного клапана в верхнем клапанном узле пластовая жидкость начинает поступать в бурильные трубы, расположенные над испытателем пластов. Манометр в переводнике фиксирует давление при движении жидкости в бурильные трубы, расположенные выше него. Время отбора пластовой жидкости определяется интенсивностью ее притока (от 20 мин. до 2 часов и более).

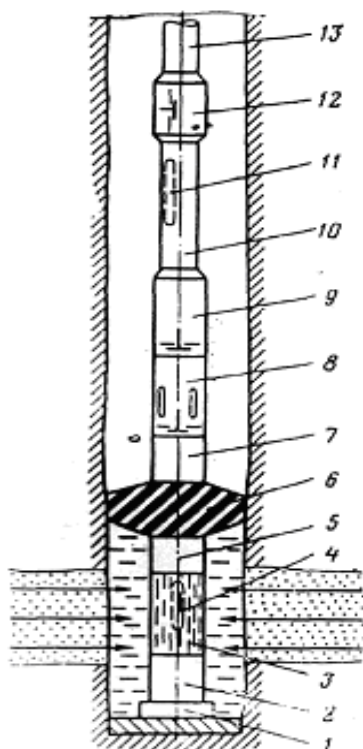


Рис. 25. Компоновка ИПТ с одним пакером и упором на забой

1 – опорный башмак (заглушка); 2, 5, 10, 13 – буровые трубы; 3 – фильтр; 4, 11 – манометр; 6 – пакер; 7 – ясс; 8 – испытатель пластов; 9 – запорно – поворотный клапан; 12 – циркуляционный клапан

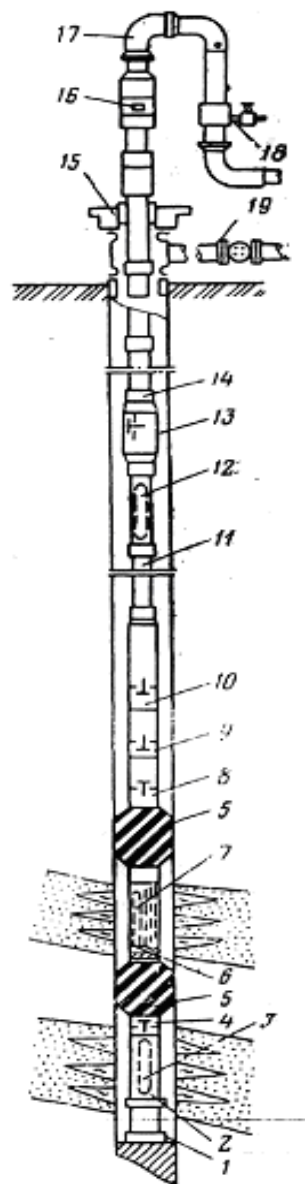


Рис. 26. Компановка ИПТ с двумя пакерами и упором на забой для селективного испытания пластов

1 – опорный башмак; 2 – УБТ; 3 – контрольный манометр; 4 – уравнильный клапан; 5 – пакер ПЦ; 6 – щелевой фильтр; 7 – основной манометр для записи КВД; 8 – ясс; 9 – испытатель пластов; 10 – запорно-поворотный двухцикловый клапан; 11 – бурильная труба; 12 – верхний манометр; 13 – циркуляционный клапан; 14 – колонна бурильных труб; 15 – стол ротора; 16 – шаровой кран; 17 – быстросъемные трубы; 18 – пробный кран; 19 – задвижка превентора.

После окончания испытания интервала исследования закрывают запорный клапан в верхнем клапанном узле путем вращения бурильной колонны примерно на 15-20 оборотов. После этого приток жидкости из пласта прекращается. Затем производят натяжку бурильной колонны, в результате чего впускные клапаны закрываются, а уравнильный клапан, находящийся в нижнем клапанном узле, открывается. В результате этого

давление соответственно над пакером и под пакером выравнивается, и бурильная колонна с испытателем пластов и пластовой жидкостью поднимается из скважины.

При разворачивании свечей отбирают пробы пластовой жидкости, отправляя их в лабораторию для исследования. После подъема испытателя пластов извлекают диаграммы с записью показаний манометров, обработка которых позволяет определить фильтрационные и геолого-промысловые характеристики пласта.

#### *Опробователь пластов на каротажном кабеле*

Предназначен для отбора герметизированных проб пластовой жидкости и газов в необсаженных скважинах. Пласт вскрывается кумулятивным прострелом. Внутренний объем баллона 3,8 л. Максимальная рабочая температура 100°C. Ниже (табл. 10) приведена краткая техническая характеристика опробователей на кабеле (ОПК).

Приборы типа ОПК широко применялись в 1963 - 1969 годах производственными предприятиями ряда районов страны, показали себя вполне работоспособными и надежными. При их помощи был накоплен обширный материал для разработки методики использования опробователей и получен необходимый опыт для создания более совершенной аппаратуры. С 1967 года прибор ОПК-7-10 заменен термостойким опробователем ОПТ-7-10 /27,32/.

*Таблица 10*

#### **Техническая характеристика опробователей на кабеле**

Параметры	Тип прибора	
	ОПК-4-5	ОПК-7-10
Диаметр исследуемой скважины, мм	120,6-127,0	196,8-273,0
Диаметр опробователя, мм	70	90
Масса, кг	55	95
Длина прибора, мм	≈ 3000	≈ 3000
Максимально допустимое давление, кг/см <sup>2</sup>	350	500

#### *Термостойкий опробователь пластов ОПТ-7-10*

Исследования, проведенные в скважинах на глубине 4 км и более с приборами типа ОПК, показали необходимость разработки новой принципиальной схемы прибора для этих условий. Большие ударные нагрузки и гидравлические удары приводили к расклепыванию и заклиниванию подвижных поршней. В результате воздействия высокоскоростных струй раствора с абразивными добавками силовой цилиндр изнашивался, ненадежно работали термостойкие заряды и резиновые уплотнения клапана и т. д.

Для создания термостойкого опробователя пластов ОПТ-7-10 ис-



пользована замкнутая гидравлическая система двойного действия с золотниковыми клапанами-распределителями. В приборе применены верхняя компоновка баллона, прижимная система с наклонной лапой, вызов притока без прострела пласта, обеспечена работа на одножильном кабеле. В 1965 году были выпущены первые заводские образцы прибора и проведены их приемочные испытания. Серийный выпуск был начат в 1967 году. Аппаратура выпускалась в двух модификациях: на 150°С и на 200°С с комплектацией деталями из разных материалов (рис. 27).

Головка прибора соединена с верхним мостом баллона, на котором установлен кран и имеется гнездо под приспособление для извлечения из баллона газа, в обычном положении закрытое заглушкой. На поверхности баллона есть винтовая канавка для провода, идущего от жилы кабеля к обмотке электромагнита.

Прижимное устройство состоит из рычажной лапы и цилиндра двойного действия с поршнем. Короткое плечо рычага лапы входит в паз поршня; при перемещении последнего конец длинного плеча рычага лапы отклоняется от прибора, прижимая башмак к стенке скважины. Резиновый герметизирующий башмак закреплен на металлическом каркасе. Башмак снабжен осевой втулкой. При помощи втулки и переходной детали каркас башмака байонетным замком соединяется с клапанной коробкой. Узел клапана состоит из цилиндра двойного действия с поршнем клапана, управляющим каналом, по которому проба поступает в баллон.

В начальном положении клапан действием пружины прижимается с силой 70 - 80 кгс торцевой кромкой к медной кольцевой прокладке, расположенной на седло втулки башмака, и закрывает канал, ведущий от нее в баллон; при этом осевой канал клапана соединяет втулку башмака со скважиной. При другом крайнем положении клапан другим своим концом прижимается к герметизирующим прокладкам в днище цилиндра и изолирует втулку башмака от скважины, соединяя ее с баллоном.

Золотниковый переключатель служит для соединения различных каналов гидравлической системы прибора. Он состоит из гильзы-распределителя и расположенного в ней золотника.

Золотник имеет два герметизирующих пояска, притертых по диаметру канала гильзы-распределителя с высокой степенью точности, что позволяет обеспечить надежную герметизацию при перепаде давлений на золотнике 260 кгс/см<sup>2</sup>. Золотник связан штоком с сердечником электромагнита и в обычном положении вместе с сердечником отжимается вниз пружиной.

Поршень-мультипликатор состоит из цилиндра двойного действия и поршня, снабженного штоком, входящим в общий объем, заполненный воздухом под атмосферным давлением. При давлении в скважине от 40 до 300 кгс/см<sup>2</sup> используется поршень-мультипликатор, имеющий большую площадь сечения штока, при давлении от 300 до 1000 кгс/см<sup>2</sup> — с малым

сечением штока. Это позволяет поддерживать в широком диапазоне гидростатического давления рабочие перепады в гидравлической системе не более  $220 \text{ кгс/см}^2$ . Компенсатор уравнивает давление в гидравлической системе с давлением столба бурового раствора.

Уплотнительные элементы и башмак прибора изготавливаются из термостойкой резины на основе фторсиликоновых каучуков. На штоке поршня-мультипликатора, где действует наибольший перепад давления, и в других ответственных узлах ставят комбинированные уплотнения — из фторопластовых и резиновых колец.

Внутренние полости и каналы гидравлической системы прибора заполняются рабочей жидкостью (силиконовым маслом).

В гидравлической системе прибора ОПТ-7-10 могут быть выделены:

1) объем цилиндра поршня-мультипликатора над его тарелкой, полость, в которой находится электромагнит и камера компенсатора, соединенные между собой и с каналом 16 (см. рис. 27);

2) объем цилиндра поршня-мультипликатора под его тарелкой с выводом к каналу 18;

3) объем цилиндра поршня лапы над поршнем и цилиндра клапана слева от него с выводом к каналу 15;

4) объем цилиндра поршня лапы под поршнем и цилиндра клапана справа от него (там, где расположена пружина) с выводом к каналу 17.

Обычно золотник пружиной удерживается в нижнем положении; при этом гильза-распределитель соединяет канал 15 с каналом 16, канал 17 с каналом 18. Вследствие действия компенсатора в его камере, над тарелкой поршня-мультипликатора и в полости электромагнита, а также в соединенных с ними частях цилиндров поршня лапы и клапана устанавливается давление столба бурового раствора. Так как шток поршня-мультипликатора входит в объем, заполненный воздухом, то давление под его тарелкой, а также под поршнем лапы и в цилиндре клапана со стороны пружины будет выше гидростатического. Разность давлений (рабочее давление  $p_p$ ) над и под тарелкой поршня-мультипликатора зависит от соотношения площадей его штока и тарелки:

$$p_p = p_{скв} \frac{S_2}{S_1 - S_2},$$

где  $p_{скв}$  — гидростатическое давление в стволе скважины;  $S_1$  — площадь тарелки поршня-мультипликатора;  $S_2$  — площадь штока.

Вследствие того что под поршнем лапы и в цилиндре клапана со стороны пружины давление повышенное, прижимное устройство находится в сложенном положении, а кольцевая кромка торца клапана упирается во втулку башмака, герметизируя баллон.

После установки прибора на интервал опробования в обмотку электромагнита по кабелю подают ток.

В результате происходит перемещение сердечника электромагнита, который переводит золотник в верхнее положение (см. рис.27, II), гильза-распределитель соединяет канал 15 с каналом 18, капал 16 с каналом 17; повышенное давление переходит в другой конец цилиндров поршня лапы и клапана, заставляя перемещаться сначала поршень лапы, а затем клапан. При этом рабочая жидкость, находившаяся по другую сторону поршней, по каналам 16 и 17 перетекает в камеру компенсатора.

Поршень прижимного устройства выдвигает лапу, прижимающую прибор к стенке скважины. После того как процесс прижатия прибора к стенке скважины будет закончен, положение клапана изменяется (до этого вследствие оказываемого пружиной сопротивления клапан практически оставался неподвижным), его осевой канал закрывается, участок отбора соединяется с баллоном и начинается процесс отбора пробы. Передвижение клапана происходит почти мгновенно и за то время, когда оба седла клапана открыты, жидкость не успевает проникнуть из скважины в баллон.

В течение всего времени отбора пробы через обмотку электромагнита пропускают ток, сила которого может быть снижена по сравнению с пусковым примерно в три раза. После завершения отбора пробы ток выключают, и сердечник электромагнита с золотником под действием пружины возвращается в первоначальное положение. Канал 15 опять соединяется с каналом 16, а канал 17 — с каналом 18. Повышенное давление переходит под поршень лапы и правее клапана. Благодаря дополнительному усилию пружины в первую очередь перемещается клапан, герметизируя баллон и соединяя участок отбора со скважиной, после чего убирается лапа.

Во время подъема прибора на поверхность при снижении давления столба раствора и соответственно давления в гидравлической системе прибора герметичность баллона обеспечивается действием пружины, прижимающей торец клапана к втулке башмака.

В случае неожиданного отключения напряжения или обрыва цепи тока в процессе отбора пробы золотник автоматически возвращается в исходное положение, а лапа убирается. Этим обеспечивается безаварийность работ.

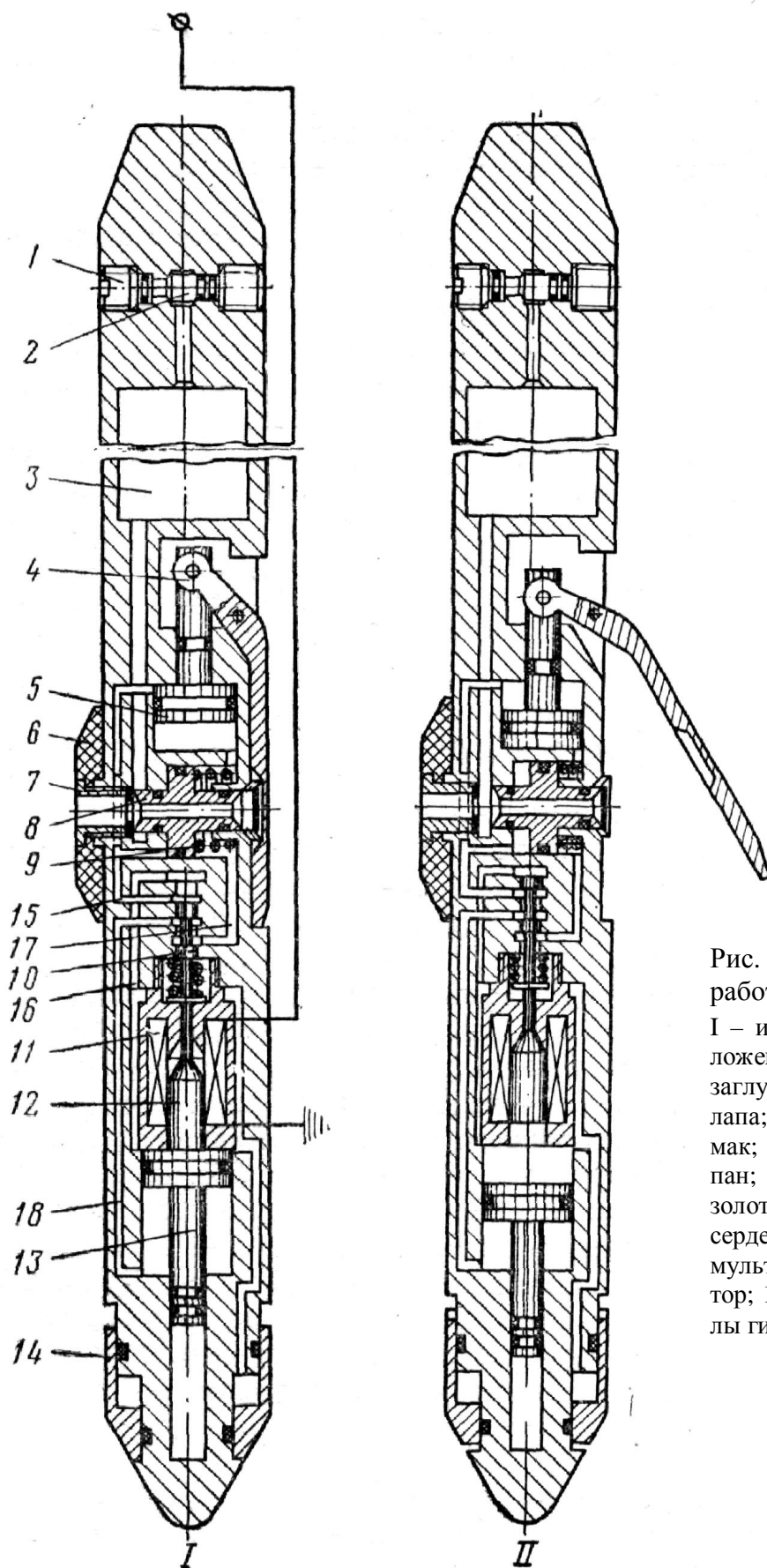


Рис. 27. Принципиальная схема работы прибора ОПТ-7-10:

I – исходное положение; II – положение при отборе пробы; 1 – заглушка; 2 – кран; 3 – баллон; 4 – лапа; 5 – поршень лапы; 6 – башмак; 7 – втулка башмака; 8 – клапан; 9 – пружина клапана; 10 – золотник; 11 – электромагнит; 12 – сердечник; 13 – поршень-мультипликатор; 14 – компенсатор; 15-18 – соединительные каналы гидравлической системы

За каждый цикл операции некоторое количество рабочей жидкости перетекает из-под поршня-мультипликатора в камеру компенсатора (перемещение поршня-мультипликатора вниз освобождает над его тарелкой объем, превышающий объем жидкости, уходящей из-под тарелки), и компенсатор перемещается вверх. В связи с этим периодически (через несколько циклов) следует подкачивать рабочую жидкость под тарелку поршня-мультипликатора.

Применение в термостойком опробователе пластов ОПТ-7-10 золотникового переключателя исключает возможность возникновения резких гидравлических ударов в гидравлической системе прибора и больших ударных нагрузок в его деталях, наблюдаемых в опробователях пластов типа ОПК при подаче высокого гидростатического давления на силовой и возвратный поршни. В приборе ОПТ-7-10 меньше опасность заклинивания подвижных частей из-за температурных деформаций, чем в силовом узле опробователей пластов типа ОПК. Эти обстоятельства, а также пониженные рабочие перепады давления в гидравлической системе обеспечивают работу прибора ОПТ-7-10 на больших глубинах при значительных давлениях столба бурового раствора и высоких температурах.

Опробователь пластов ОПТ-7-10 отличается от приборов типа ОПК большей простотой. При работе с ним исключаются трудоемкие процессы промывки и зарядки камер и промывки силового узла, не требуется специальный персонал для ведения прострелочных и взрывных работ.

Создание прибора ОПТ-7-10 обеспечило аппаратную базу для широкого внедрения метода ОПК. Надежность и хорошая работоспособность приборов ОПТ-7-10 в глубоких скважинах доказана в ходе выполнения значительного объема работ в различных районах страны и за рубежом на глубине до 5,5 км.

Методы опробования пластов испытателями на трубах и опробователями на кабеле дополняют друг друга. Они должны разумно сочетаться в зависимости от условий работ и поставленных задач в едином комплексе работ по исследованию скважин в процессе бурения. Применение опробователей пластов на кабеле расширяет геологические возможности методов опробования необсаженных скважин и благодаря оперативности и экономичности позволяет увеличить долю опробований в открытом стволе.

Для отбора пластовых жидкостей, кроме того, применяют различные типы пробоотборников /27/.

*Пластовый пробоотборник С-3.* Обычно используется для отбора проб газа, нефти и воды из пластов до спуска обсадной колонны в скважину. Представляет собой герметический сосуд, состоящий из корпуса, стопора, сердечника, стержня, кольца, прокладок, трубочки, колпака и голов-

ки. В камеру бокового стреляющего грунтоноса вместо бойка вставляют пробоотборник емкостью 17 см<sup>3</sup>, имеющий форму снаряда, диаметром 43 мм и длиной 108 мм. После выстрела и в момент проникновения в породу пробоотборник автоматически срабатывает и разбивает колпачок. Под действием пластового давления внутреннее пространство пробоотборника заполняется той жидкостью или газом, которыми насыщена данная часть пласта. В скважину одновременно спускают гирлянду из 12 пробоотборников, что позволяет исследовать несколько пластов или изучить распределение жидкостей или газов от кровли до подошвы в изучаемом пласте. Содержимое пробоотборников затем исследуется в соответствующей лаборатории.

*Пробоотборник глубинный с часовым механизмом ПД-3М.* Описываемый пробоотборник предназначен для отбора пластовой нефти из действующих нефтяных вертикальных, наклонных скважин с лифтовыми трубами диаметром 50,8-63,5 мм. Глубина отбора достигает 3000 м, объем пробы 800 мл, рабочее давление не более 300 атм, рабочая температура до +100 °С, габариты 36×2700 мм, масса 10,5 кг.

*Пробоотборник ПРИЗ-П.* Применяется для отбора проб жидкости и растворенных в них газов в разведочных и эксплуатационных скважинах. Рабочее давление до 250 атм., габариты 35×1984 мм, масса (с грузом) 7,3 кг.

Кроме применения испытателей пластов и пробоотборников, в процессе бурения при появлении в промывочной жидкости притоков газа, нефти и пластовой воды необходимо произвести отбор проб для их лабораторного исследования. В случае появления в промывочной жидкости газа следует отобрать пробу для его анализа.

Газ из бурового раствора отбирают с помощью воронки, которую устанавливают на поверхности выходящего из скважины раствора широкой ее стороной, при этом ее слегка погружают в промывочную жидкость. На узкую сторону воронки прикрепляют резиновую трубку, второй конец вводят в отверстие бутылки (обычно бутылка из-под шампанского), заполненной водой и опрокинутой в какую-то емкость с водой. Газ, улавливаемый из промывочной жидкости, постепенно вытесняет воду из бутылки, скапливаясь в ее верхней части. Когда в бутылке остается немного воды, ее горлышко под водой закрывают пробкой и заливают сургучом. Бутыль в опрокинутом виде во избежание улетучивания газа отправляют для анализа в лабораторию. Для отбора более чистой пробы воронка и резиновая трубка должны быть предварительно промыты газом, только после этого можно отбирать пробу газа в бутылку.

В случае появления в промывочной жидкости нефти следует отобрать пробу ее с помощью обычного ведра. Отобранная проба фильтруется от глинистого раствора через бязевую ткань, сложенную в 2-3 слоя. Объем пробы не менее 2-3 л нефти, она отправляется в лабораторию для анализа.

Проба нефти сопровождается этикеткой, на которой указывается номер скважины, глубина забоя, пласт, откуда взята проба, дата ее отбора, а также кем она взята. Кроме того, после вызова притока нефти из соответствующего пласта при опробовании скважины нефть отбирается из пробного краника на устье скважины и также отправляется в лабораторию. После установки цементного моста (или взрывного пакера) при испытании следующего пласта также отбирают пробу нефти на устье. Для отбора проб пластовой нефти в скважину спускают глубинный пробоотборник.

При появлении в промывочной жидкости пластовой воды необходимо отобрать пробу глинистого раствора. Для химического анализа отобранную пробу процеживают через бязевый мешочек в бутылки, объем которых должен быть не менее 3 л., и отправляют в лабораторию. Отобранная проба сопровождается этикеткой, в которой отмечается площадь, номер скважины, глубина забоя, пласт (горизонт), откуда взята проба, дата ее отбора. При этом необходимо помнить, что буровой раствор смешивается с пластовой водой в различных пропорциях. Поэтому по пробам промывочной жидкости с пластовой водой практически невозможно делать вывод о физической и химической характеристике пластовых вод.

## **5.9. Проведение комплекса ГИС в скважинах, их интерпретация**

### **5.9.1. Проведение комплекса ГИС**

В данном разделе рассмотрен необходимый комплекс промыслово - геофизических исследований в зависимости от категории скважин. При этом наиболее полный комплекс ГИС должен быть, очевидно, применен в опорных, параметрических и поисковых скважинах. Это можно объяснить тем, что отмеченные скважины бурятся в новых районах и на слабо изученных площадях. В разведочных скважинах комплекс исследований будет уже меньшего объема. В эксплуатационных скважинах комплекс промыслово - геофизических исследований проводится в еще меньших объемах /30/.

Наиболее детально геофизические исследования проводятся в интервалах нефтегазоносных свит. Для их изучения применяется оптимальный комплекс исследований, а запись кривых производится в масштабе 1:200. При этом весь ствол скважины изучается, как известно, в масштабе 1:500. Обычно геофизические исследования в скважине проводятся поинтервально, по мере бурения. Количество интервалов зависит от глубины скважины, ее конструкции, а также от числа нефтегазоносных свит, которые вскрываются скважиной.

Большинство промыслово – геофизических исследований необходимо проводить в необсаженной колонной скважине. Радиоактивные методы исследований можно применять и в эксплуатационной колонне, однако это приводит к снижению их качества. После крепления колонной скважины можно производить также термометрию, акустический и импульсный ка-

ротаж. Как правило, перед спуском направления и кондуктора, если последний спускается на сравнительно небольшую глубину, и данная часть разреза обычно уже изучена структурными скважинами или ранее пробуренными глубокими скважинами, геофизические исследования обычно не проводятся /10,13,14,18,23,25,33,36,38/.

В скважинах, которые бурят на значительную глубину, промыслово-геофизические исследования проводятся, как правило, после полного вскрытия каждой нефтегазоносной свиты. Это необходимо делать на основе учета следующих факторов: 1) качество геофизического материала получают более высоким; будут точнее выделены продуктивные пласты, установлен характер их насыщения и определены их коллекторские свойства; 2) не дожидаясь окончания бурения всей скважины, гораздо быстрее будет решен вопрос о продуктивности уже вскрытой части разреза; 3) будет гарантировано получение более полной и качественной информации по скважине, если ее придется ликвидировать, например, по причине ее аварии. Геофизические исследования следует проводить не позднее чем через 5 суток после полного вскрытия всей продуктивной толщи. Чтобы более точно и правильно установить подошву продуктивной свиты, рекомендуется пробурить скважины на 50-150м ниже ее подошвы. Если продуктивные отложения имеют большую толщину, их рекомендуется изучать в несколько приемов, разделив всю толщину на интервалы в 200-300м.

Каждый последующий интервал геофизических исследований в скважине должен перекрывать предыдущий не менее чем на 50 м. Это позволяет лучше увязать между собой полученные геофизические материалы и исключает получение возможных ошибок. Перекрытие интервалов исследований становится невозможным, если скважина обсаживается технической колонной.

В поисковых скважинах по всей длине ствола обычно проводятся следующие исследования: электрометрия потенциал- или градиент-зондами (КС) и запись спонтанной поляризации (ПС) (стандартный каротаж), кавернометрия, радиометрия, газометрия. Последняя проводится в первых одной-двух скважинах на исследуемой площади. В интервале нефтегазоносных отложений в поисковых скважинах проводятся боковое каротажное зондирование (БКЗ) пятью-шестью подошвенными и одним кровельным градиент-зондами, ПС, микрозондирование, кавернометрия, радиометрия (ГК+НГК), боковой каротаж.

Допускается сокращение количества зондов БКЗ в хорошо изученных интервалах разреза и по мере внедрения новых методов каротажа, обеспечивающих определение удельных электрических сопротивлений в зоне проникновения фильтрата промывочной жидкости или за ее пределами. Кроме обязательного комплекса работ в продуктивных интервалах разреза скважин желательно проводить дополнительные исследования. К ним относятся индукционный метод, боковой микрокаротаж, гамма-гамма



метод, акустический метод, термометрия.

В разведочных скважинах при изучении всего разреза можно не производить газометрические работы, а в продуктивной части- боковой каротаж. Последний при необходимости может быть выполнен как дополнительный метод.

В эксплуатационных скважинах при исследованиях по всему стволу скважин обязательными методами являются стандартный каротаж и кавернометрия, а при отсутствии заметной разницы между сопротивлениями пластовых вод и буровых растворов - гамма - метод. В продуктивных интервалах эксплуатационных скважин к обязательным методам относятся боковое каротажное зондирование, радиометрия, микрозондирование, кавернометрия. Радиометрию (ГК, НГК) следует проводить для последующего использования ее при контроле за разработкой. Вопрос о необходимости применения дополнительных методов должен решаться в зависимости от характера разреза и назначения скважины. Рекомендованный комплекс промыслово- геофизических исследований (ГИС) приведен в табл.11.

#### **5.9.2. Определение последовательности напластования пород в скважинах**

В процессе геологической интерпретации ГИС при корреляции разрезов скважин устанавливают последовательность залегания пород в соседних скважинах или в пределах площади. При этом возникают следующие случаи /13/.

1. Горизонтальное залегание пород. В коррелируемых скважинах сравниваемые пласты отмечаются одинаковыми значениями кривых КС и ПС на каротажных кривых.

2. Моноклиналиное залегание пород. В исследуемых скважинах сравниваемые пласты фиксируются одинаковыми значениями параметров на каротажных кривых, которые прослеживаются под определенным и одинаковым углом.

3. Наличие антиклинальных складок. При сравнении и корреляции каротажных диаграмм устанавливается, что в ядре складки (во внутренней ее части) залегают более древние породы, чем на ее крыльях.

4. Наличие синклиналиных складок. При корреляции сравниваемых пластов по комплексу ГИС устанавливается, что в мульде складки залегают более молодые породы, чем на крыльях.

5. Опрокинутые складки. При корреляции отложений, слагающих такие складки, будет наблюдаться повторение пластов, т.к. в ядре складки будут фиксироваться более древние породы, а выше и ниже- более молодые породы, т.е. будет следующая последовательность залегания пластов: 1,2,3,4,5,4,3,2,1.

6. Тектоническое нарушение- сброс. При корреляции отложений в

пределах таких тектонических нарушений будет устанавливаться выпадение из разреза определенной части пластов за счет сброшенного участка, т.е. будет наблюдаться следующая последовательность залегания пластов: 1,2,3,4,5,...,7,8 и т.д.

7. Тектоническое нарушение- взброс. При корреляции разрезов скважин по данным каротажа за счет надвинутой части пластов - на другую будет наблюдаться повторение залегания пластов, т.е. фиксируется следующая последовательность залегания пластов: 1,2,3,4,5,6,1,2,3,4,5,6.

8. Установление выклинивания пластов, их фациального замещения. При корреляции таких скважин будет наблюдаться выпадение из разреза определенных пачек песков и песчаников, появление глинисто- алевролитовых пластов.

*Таблица 11*

**Основные методы и виды геофизических исследований разрезов скважин в процессе эксплуатационного бурения**

Виды работ	Методы исследования	Физические свойства метода
1	2	3
Электрометрия	<p>Стандартный электрический зонд (КС и ПС)</p> <p>Боковое электрическое зондирование (БЭЗ)</p> <p>Микрозондирование</p> <p>Резистивиметрия</p> <p>Метод сопротивления экранированного зонда</p>	<p>Методы электрометрии основаны на изучении электрометрических свойств (сопротивления пород) по разрезу скважин. Заключается в измерении кажущихся удельных сопротивлений пород вдоль ствола скважины при помощи стандартного трехэлектродного зонда (метод КС) и естественных (метод ПС).</p> <p>Измеряется кажущееся сопротивление пород вдоль ствола скважины при помощи электрических зондов различного размера, что обеспечивает разную глубинность исследования в направлении, перпендикулярном к оси скважины.</p> <p>Заключается в измерении кажущихся сопротивлений части пласта, прилегающей к стенке скважины.</p> <p>Измерение электрического сопротивления бурового раствора</p> <p>Основан на измерении кажущихся сопротивлений при помощи зондов с фокусирующими электродами (для сведения к минимуму утечки тока в стволе скважины, что обеспечивает большую глубинность исследований электрических свойств пород)</p>

1	2	3
Радиометрия	<p>Гамма-метод (ГМ)</p> <p>Гамма-гамма-метод (ГГМ)</p> <p>Нейтронный гамма - метод и метод наведенной активности (НГМ и НА)</p> <p>Нейтрон-Нейтронный метод (ННМ)</p> <p>Нейтронный метод по тепловым нейтронам (ННТ)</p> <p>Нейтронный метод по надтепловым нейтронам (ННК<sub>НТ</sub>)</p> <p>Импульсный нейтронный метод (ИННМ)</p>	<p>Методы радиометрии основаны на изучении естественной или искусственно вызванной радиоактивности горных пород</p> <p>Измеряется естественная радиоактивность (обусловленная примесями радиоэлементов) пород вдоль ствола скважины</p> <p>Основан на измерении интенсивности <math>\gamma</math> гамма-излучения от источника <math>\gamma</math>-квантов, установленного на расстоянии от индикатора гамма-излучения (измерения показаний ГГМ определяются плотностью среды, окружающей прибор ГГМ). Недостаток метода ГГМ - незначительный (до 10 см) радиус исследования, в связи с чем сильное влияние оказывает среда: диаметр скважин, конструкция, плотность раствора и т. п.</p> <p>Измеряется гамма-излучение, вызванное облучением пород источником нейтронов (вторичное <math>\gamma</math> гамма-излучение). Метод наведенной активности (НА) является, по существу, модификацией нейтронно-гамма метода (НГМ). Он позволяет оценить элементный состав горных пород в скважине по спектру их гамма-излучения</p> <p>Измеряют плотность тепловых нейтронов вдоль ствола скважин</p> <p>Величина плотности тепловых нейтронов зависит от нейтронных свойств горных пород и определяется их способностью замедлять нейтроны, что тесно связано с водородосодержанием этих пород</p> <p>Специальный счетчик регистрирует только надтепловые нейтроны, Тепловые же поглощаются окружающим счетчиком с кадмиевым экраном</p> <p>Измеряют плотность тепловых нейтронов в среде в промежутке между импульсами нейтронов, излучаемых источником-генератором нейтронов</p>

Основные методы и виды геофизических исследований разрезов скважин в процессе эксплуатационного бурения приведены в табл. 11.

### 5.9.3.Определение литологического состава пород

Расчленение разреза скважины заключается в установлении по комплексу геолого- геофизических данных литологии проходимых пород. По данным ГИС, наиболее уверенно выделяются пласты в песчано- глинистом разрезе /10,13,14,18,23,27,33,38/.

#### *Терригенные песчано- глинистые пласты*

Описываемые породы представлены песчаниками, песками, алевролитами, глинами, песчаниками глинистыми. Стандартный комплекс ГИС, применяемый для расчленения терригенного разреза, включает (рис. 28): электрокаротаж (КС, ПС), радиоактивный каротаж, микрокаротаж, кавернометрию и боковой или индукционный каротаж в зависимости от условий измерения. Наиболее четко и уверенно по данным комплекса ГИС выделяются глины.

*Для пластов глин* характерны следующие данные:

1.Малые и средние значения  $\rho_k$  , которые колеблются от 1 до 10 Ом·м и более для аргиллитов, залегающих на больших глубинах.

2.Положительные и выдержанные по разрезу аномалии ПС для «прямого ПС», т.е. для случая, когда минерализация промывочной жидкости будет ниже минерализации пластовых вод. Если минерализация пластовой воды близка к минерализации промывочной жидкости, то амплитуды отклонения кривой ПС малы, и кривая ПС в этом случае будет малоинформативной. При обратном соотношении минерализаций промывочной жидкости и пластовой воды глины отмечаются отрицательными аномалиями на кривой ПС.

3. Высокие значения естественной радиоактивности, вызванные повышенной гамма- активностью глинистых пластов, это свойство используется при количественной оценке содержания глинистого материала в породах- коллекторах по кривой ГК.

4. Увеличение диаметра скважины на кавернограмме по сравнению с номинальным диаметром в результате гидратации глин и размыва их струей промывочной жидкости, наиболее интенсивно размываются монтмориллонитовые тонкодисперсные коллоидные глины, менее интенсивно- каолинитовые. Применение соленых промывочных жидкостей приводит к снижению гидратации глин и уменьшению кавернообразования в них. При бурении на промывочных жидкостях на нефтяной основе каверн не образуется.

5. Величины  $\rho_k$ , измеренные градиент- и потенциал- микрозондами, против глинистых пластов совпадают и соответствуют удельному сопротивлению глин (кривая МКЗ). При наличии каверн сопротивление, зафиксированное микрозондами, отражает величину сопротивления промывочной жидкости.

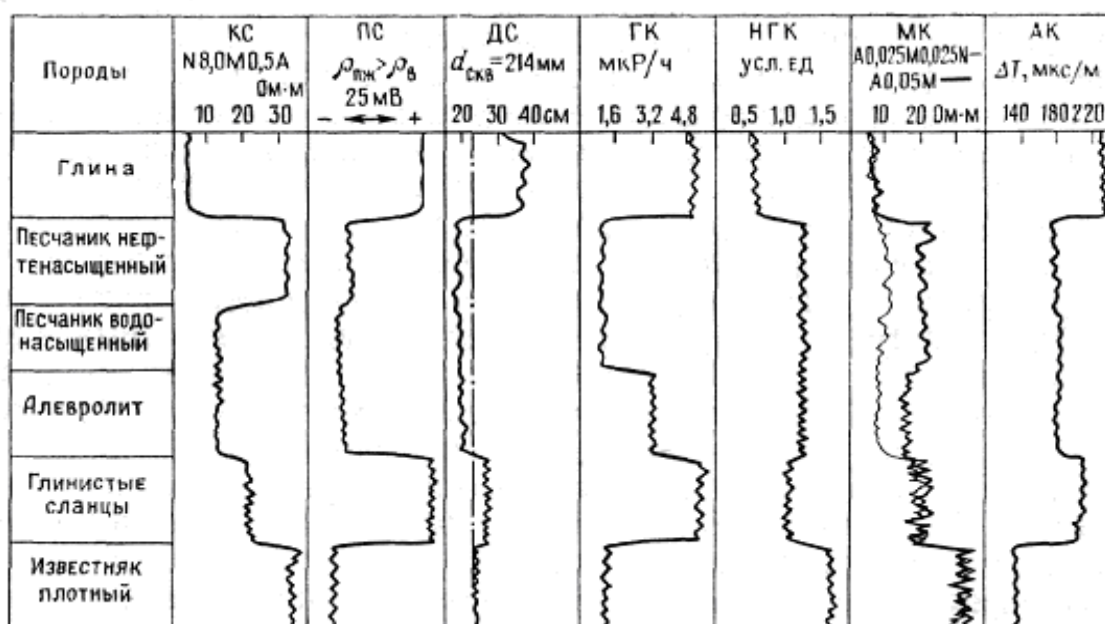


Рис. 28. Пример расчленения терригенного разреза по данным ГИС

6. На кривой проводимости индукционного каротажа четко выделяются более проводящие глинистые прослои, залегающие среди менее проводящих нефтенасыщенных песчаников.

*Песчаники*, насыщенные высокоминерализованной водой, на кривой сопротивления (КС) отмечаются относительно низкими значениями электрического сопротивления. На кривой ПС чистый неглинистый песчаник независимо от характера насыщения выделяется отрицательной аномалией (по отношению к «линии глин»). При наличии глинистого материала в цементе песчаника величина отрицательной амплитуды ПС снижается, а при содержании глинистого материала до 30% и более аномалия ПС против песчаника не отличается от такой же аномалии против глин.

На кривой ГК чистый неглинистый песчаник в общем случае характеризуется низкими значениями естественной радиоактивности (гамма-активности). Повышение гамма - активности песков, как и других пород, возможно вследствие содержания в них монацитовых, карнотитовых или урано - ванадистых минералов.

На кавернограмме против песчаника независимо от характера его насыщения наблюдается сужение диаметра скважины по сравнению с номинальным. Это связано с проникновением фильтрата промывочной жидкости в пласт и образованием на стенке скважины глинистой корки против проницаемых интервалов разреза.

На кривых сопротивлений, записанных микрозондами, против проницаемых пластов наблюдается так называемое положительное расхождение, т.е. кажущиеся сопротивления, измеренные потенциал-микрозондом, значительно выше таких же сопротивлений, измеренных градиент-микро-

зондами.

Нефтегазонасыщенный песчаник на кривой КС отмечается повышенными значениями электрического сопротивления и максимальными при предельном насыщении пор породы нефтью или газом. На кривой ПС чистый неглинистый нефтенасыщенный песчаник имеет отрицательную аномалию. В случае глинизации песчаного пласта амплитуда ПС снижается аналогично отмеченному выше для водонасыщенного пласта. Заполнение части пор коллектора нефтью несколько снижает амплитуду аномалий ПС, но величина этого снижения мала и не может служить признаком для отличия нефтеносной части пласта от водоносной.

На кривых ГК нефтенасыщенный песчаник характеризуется низкими значениями естественной радиоактивности. На кавернограмме против него наблюдается сужение диаметра скважин, так же, как и в случае его водонасыщения. На диаграммах сопротивлений, измеренных микрозондами, нефте- и водонасыщенные песчаники отмечаются положительными расхождениями кривых МЗ. Это связано с тем, что этим методом измеряется сопротивление зоны проникновения, которое практически одинаково для нефте- и водонасыщенных песчаных пластов.

В разрезах скважин, пробуренных на сильноминерализованном глинистом растворе с сопротивлением порядка 0,5 Ом·м, для выделения пластов используют боковой каротаж, обеспечивающий детальное расчленение разреза по кривой сопротивления.

В скважинах, заполненных непроводящей жидкостью, или в сухих скважинах, применяется индукционный каротаж.

*Пласт алевролита* по геофизическим данным не всегда удается отличить от песчаника. На диаграммах электрокаротажа (КС и ПС) пласт алевролита обычно характеризуется такими же показателями, как и песчаник. Нефтенасыщенный алевролит на диаграммах КС отмечается повышением электрического сопротивления.

Диаметр скважины против алевролита равен его номинальному значению лишь в том случае, если пласт плотный и практически непроницаем. При проникновении фильтрата глинистого раствора в алевролитовый пласт на стенке скважины образуется глинистая корка, и каверномером фиксируется сужение диаметра скважины так же, как и в случае песчаного пласта.

Единственный параметр, который служит признаком для отличия алевролита от песчаника и других осадочных пород, - это повышенная гамма-активность.

Алевролиты по своей радиоактивности (гамма - активности) занимают промежуточное положение между породами со слабой радиоактивностью (песчаники, известняки и т.д.) и породами с повышенной радиоактивностью - глинами.

### *Карбонатные породы (известняк, доломит)*

По данным интерпретации ГИС отличить известняк от доломита не представляется возможным, поэтому при изучении карбонатного разреза по материалам ГИС известняки и доломиты обычно рассматривают как единый комплекс- карбонатные породы, которые могут быть плотными непроницаемыми (неколлекторами) и проницаемыми (коллекторами).

Для карбонатных пород характерны следующие типы коллекторов: гранулярные с межзерновой пористостью (поровые), трещинные, кавернозные, а также смешанные порово- трещинно- кавернозные.

Наиболее благоприятными для изучения методами ГИС являются карбонатные коллекторы с гранулярной пористостью (поровые коллекторы). Показания, получаемые против таких пород на диаграммах ГИС, по ряду методов сходны с показаниями для гранулярных песчаников. В первую очередь, это относится к методам ПС, ГК и ДС- кавернометрии (рис. 29).

На кривых КС в зависимости от насыщения гранулярный карбонатный пласт отмечается очень высокими значениями удельного электрического сопротивления для нефтегазонасыщенной породы и меньшими, но обычно достаточно высокими сопротивлениями из-за низкой пористости для водонасыщенной карбонатной породы. На кривой ПС неглинистый карбонатный пласт отмечается отрицательными значениями этого параметра независимо от характера насыщения пласта и типа строения порового пространства. На кривых ГК чистые неглинистые карбонатные пласты отмечаются во всех случаях низкими значениями гамма- активности. Против карбонатных пород со значительной межзерновой пористостью (более 8%) отмечаются образование глинистой корки и сужение диаметра скважины.

При обогащении карбонатных пород глинистым материалом снижается удельное электрическое сопротивление, уменьшаются отклонения амплитуды кривой ПС от линии глин, повышается гамма- активность на кривой ГК, увеличивается диаметр скважины.

Плотные, малопористые, трещинные, неглинистые карбонатные породы, как правило, отличаются от поровых отсутствием глинистой корки на стенке скважины. Против таких пород на диаграммах кавернометрии (ДС) глинистая корка не фиксируется.

На кривых МЗ известняки и доломиты отмечаются высокими значениями сопротивлений, которые против пористых и проницаемых разностей несколько снижаются. Против пористых и проницаемых известняков и доломитов также отмечаются положительные приращения на кривых МКЗ.

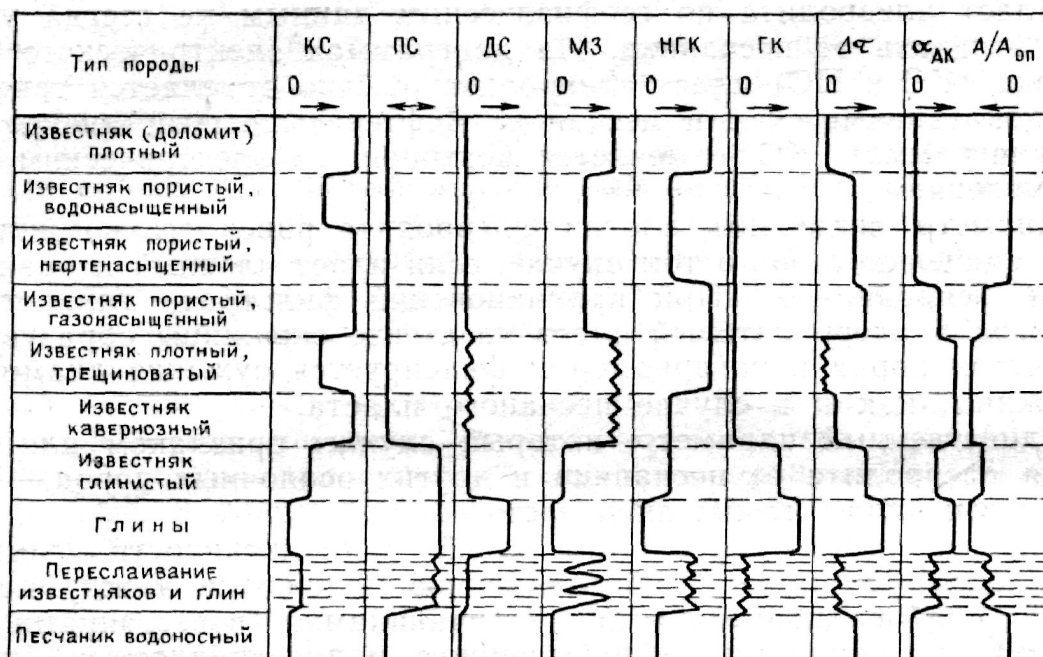


Рис. 29. Схематическое изображение комплекса геофизических кривых против карбонатных пород, различных по строению и характеру насыщения:

$\Delta\tau$  – интервальное время пробега волны;  $\alpha_{AK}$  – амплитудный коэффициент поглощения;  $A/A_{оп}$  – относительная амплитуда колебаний

Трещинно - кавернозные породы характеризуются уменьшением амплитуды волны и увеличением коэффициента поглощения упругих колебаний на кривых АК по затуханию, как это наблюдается и против глин, но глинистые пласты выделяются однозначно многими методами (ПС, ГК, ДС). Поэтому АК по затуханию - весьма надежный метод для выделения трещиноватых карбонатных коллекторов.

#### Гидрохимические осадки

Наиболее распространенными гидрохимическими осадками являются: хлористый натрий (галит), хлористый калий (сильвин), гипс ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ) и ангидрид ( $\text{CaSO}_4$ ). Гидрохимические осадки имеют наибольшее сопротивление среди осадочных горных пород и однородный состав, на кривых сопротивления легко отличаются от других пород. На кривой ПС гидрохимические осадки имеют незначительные положительные отклонения. Как правило, кривая ПС слабо дифференцирована. На кривых ГК против них отмечаются минимальные показания. Лишь калийная соль (сильвин) обладает повышенной радиоактивностью вследствие содержания в ней радиоактивного изотопа  $\text{K}_{19}^{40}$ .

На кривой НГК высокие значения радиационного гамма-излучения наблюдаются против ангидрита. Против галита и сильвина они несколько снижаются. Против гипса, содержащего в своей решетке кристаллизационную воду, показания НГК существенно снижаются. Пласты гипса отме-



чаются минимальными значениями на кривых НГК.

Достаточно надежное расчленение гидрохимического разреза может быть достигнуто методом гамма- гамма- каротажа плотности (ГГКп). Ангидриты, как наиболее плотные породы, отмечаются на этих кривых минимальными значениями, а каменная соль и гипс, как менее плотные, - максимальными значениями.

По данным кавернометрии, против пластов каменной и калийной солей наблюдается четко выраженное увеличение диаметра скважины, обусловленное растворением этих солей в процессе бурения. Против пластов гипса и ангидрита диаметр скважин соответствует номинальному.

На кривых акустического каротажа ангидрит выделяется по значительным скоростям упругих волн, достигающим 6500-5800 м/с. Пласты каменной соли имеют меньшие скорости – порядка 4800-4200 м/с.

Обобщенные данные приведены в табл.12.

### *Изверженные и метаморфические породы*

Описываемые породы выделяются по комплексу ГИС недостаточно четко. На кривых КС изверженные и метаморфические породы характеризуются высокими значениями, достигающими сотен Ом- метров и более. Однако разрушенные разности коры выветривания, залегающие непосредственно под отложениями осадочного чехла, могут иметь сопротивления, характерные для песчаных пород.

*Таблица 12*

### **Интерпретация данных каротажа скважин (расчленение разрезов скважин по литологическому признаку)**

Породы	Геофизическая характеристика
1	2
Терригенные	Удельное электрическое сопротивление колеблется от долей до тысяч омметров и определяется в основном содержанием и свойствами заполняющих породу жидкостей.
Пески	<p>Пески, насыщенные нефтью, газом, пресной водой, характеризуются высокими значениями сопротивлений, увеличение минерализации ведет к уменьшению удельных сопротивлений.</p> <p>На кривых СП (при опресненных буровых растворах) отмечают отрицательными аномалиями; пониженные значения естественной гамма - активности характеризуют пески на кривых ГМ.</p> <p>На диаграммах НГМ пески характеризуются средними значениями интенсивности излучений, а плотные песчаники — повышенными</p> <p>Некоторое сужение диаметра скважины против песчаных пластов отмечается на кавернограммах</p>

1	2
Глины, аргиллиты	<p>На электрокаротажных диаграммах пластам глин отвечают низкие значения удельного сопротивления и положительные аномалии ПС (при опресненных буровых растворах)</p> <p>На кривой ГК - повышенные значения интенсивности естественного гамма-излучения</p> <p>На кривых НГМ пластам глин соответствуют пониженные значения вторичного гамма-излучения</p> <p>На кавернограммах глины отмечают резким увеличением диаметра скважин</p>
Карбонатные	<p>Отличаются высокими значениями КС. Амплитуда ПС прямо зависит от содержания глинистого материала в породе. Характеризуются пониженными значениями естественного радиоактивного излучения и повышенными — вторичного гамма-излучениями.</p> <p>Кривая НГМ позволяет расчленять разрез карбонатных отложений, выделять прослои коллекторов и судить о нефтегазонасыщенности.</p> <p>На кавернограммах карбонатам соответствуют номинальные диаметры скважин или несколько уменьшенные за счет глинистой корки, образующейся на стенках скважины в интервале проницаемых прослоев.</p>
Гидрохимические	<p>На кривой КС отмечаются очень высокими (до сотен тысяч омметров) показаниями, а на ПС — незначительными положительными аномалиями</p> <p>Гидрохимическим осадкам свойственны пониженные значения естественной радиоактивности (лишь у каменных солей наблюдается увеличение естественного гамма-излучения)</p> <p>На кривой НГМ высокая интенсивность вторичного гамма-излучения характерна для ангидритов и галогенных пород</p>

На диаграммах ПС изверженные и метаморфические породы отмечаются небольшими амплитудами переменного знака и малоинформативны. На диаграммах радиоактивного каротажа (ГК и НГК) эти породы имеют повышенные значения. Скорость распространения упругих волн в изверженных и метаморфических породах достаточно высокая – 6000-4500 м/с. В разрушенных и выветренных зонах коры выветривания скорость упругих волн значительно снижается. На кавернограммах против изверженных пород сохраняется номинальный диаметр скважины.

## 5.9.4. Определение границ пласта

Зонды разного типа и размера позволяют установить границы пластов различного электрического сопротивления (табл. 13).

Потенциал-зонд. Пласт высокого сопротивления большой мощности, толщина пласта больше длины зонда. На кривой  $\rho_k$  такой пласт отмечается симметричным относительно своей продольной оси максимумом. Границы пласта проводятся приблизительно через точки перегиба кривой. Для точного проведения границы необходимо отступить от точек перегиба соответственно вверх и вниз на половину длины зонда (рис. 30).

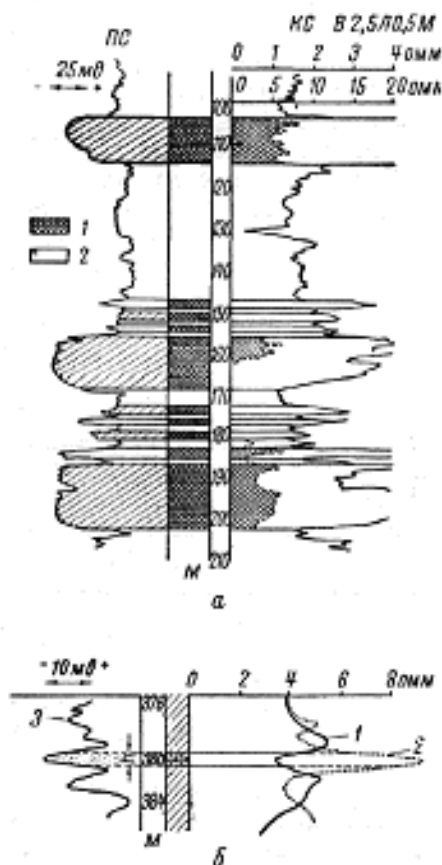


Рис. 30. Примеры определения положения кровли и подошвы пластов высокого сопротивления потенциал-зондами

а – пласты мощностью  $h = 1 \div 15$  м, потенциал-зонд В2,5А0,5М, сопротивление глинистого раствора в скважине  $\rho_p = 3,2$  Ом м, диаметр скважины  $d_c = 93/4$ ". 1 – пласты высокого сопротивления; 2 – пласты низкого сопротивления;

б – пласт высокого сопротивления,  $h = 1.1$  м,  $\rho_p = 4,2$  Ом м,  $d_c = 113/4$ "; 1 – кривая, зарегистрированная потенциал-зондом, В8А1,5М; 2 – кривая, зарегистрированная потенциал-зондом В8А0,5М; 3 – кривая ПС.

Пласт высокого сопротивления малой мощности. Толщина пласта меньше длины зонда. На кривой  $\rho_k$  такой пласт практически не выделяется. На модельной кривой тонкий пласт высокого сопротивления отмечается минимумом кривой  $\rho_k$ . Выше и ниже такого пласта на расстояниях в половину длины зонда отмечаются ложные увеличения сопротивления, связанные с экранными явлениями.

Градиент-зонды. Пласт высокого сопротивления большой мощности. При регистрации  $\rho_k$  кровельным градиент-зондом кровля пласта фиксируется выше по максимуму кривой, выше его на половину расстояния между сближенными электродами. К подошве пласта кривая плавно снижается до минимума. При записи  $\rho_k$  подошвенным градиент-зондом получаемая кривая КС имеет максимум в подошвенной части пласта, точнее положение подошвы устанавливается ниже максимума на половину расстояния между сближенными электродами  $MN/2$  или  $AB/2$  (рис. 31).

Таблица 13

## Зонды, применяемые при электрометрии скважин

Показатели	Градиент-зонд				Потенциал-зонд			
	прямого питания (однополюсной)		взаимного питания (двухполюсной)		прямого питания (однополюсной)		взаимного питания (двухполюсной)	
	последова- тельный	обращенный	последова- тельный	обращенный	последова- тельный	обращенный	последова- тельный	обращенный
Схема	$\begin{array}{c} \cdot A \\ \\ \cdot M \\ \times O \\ \cdot N \end{array}$	$\begin{array}{c} \cdot N \\ \times O \\ \cdot M \\ \\ \cdot A \end{array}$	$\begin{array}{c} \cdot M \\ \\ \cdot A \\ \times O \\ \cdot B \end{array}$	$\begin{array}{c} \cdot B \\ \times O \\ \cdot A \\ \\ \cdot M \end{array}$	$\begin{array}{c} \cdot A \\ \times O \\ \cdot M \\ \\ \cdot N \end{array}$	$\begin{array}{c} \cdot N \\ \\ \cdot M \\ \times O \\ \cdot A \end{array}$	$\begin{array}{c} \cdot M \\ \times O \\ \cdot A \\ \\ \cdot B \end{array}$	$\begin{array}{c} \cdot B \\ \\ \cdot A \\ \times O \\ \cdot M \end{array}$
Размер зонда	$\overline{AO}$		$\overline{MO}$		$\overline{AM}$			
Пол- ное наиме- нова- ние	Последователь- ный градиент- зонд прямого питания (одно- полюсный) (по- дошвенный)	Обращенный градиент-зонд прямого пи- тания (одно- полюсный) (кровельный)	Последовательный градиент-зонд взаимного пита- ния (двухполюс- ный) (подошвен- ный)	Обращенный градиент- зонд взаим- ного питания (кровель- ный)	Последовательный потенциал-зонд прямого питания (однополюсный)	Обращенный потенциал- зонд прямого питания (од- нополюсный)	Последова- тельный по- тенциал-зонд взаимного пи- тания (двухпо- люсный)	Обращенный потенциал- зонд взаим- ного питания (двухполюс- ный)

Пласт высокого сопротивления малой мощности. На кривых границ-зондов пласт отмечается максимумом со слабо выраженной асимметрией. Мощность тонких пластов обычно соответствует ширине амплитуды кривой на половине ее высоты. На расстоянии, равном размеру зонда, могут возникнуть небольшие экранные максимумы, выше пласта - для кровельного зонда и ниже - для подошвенного.

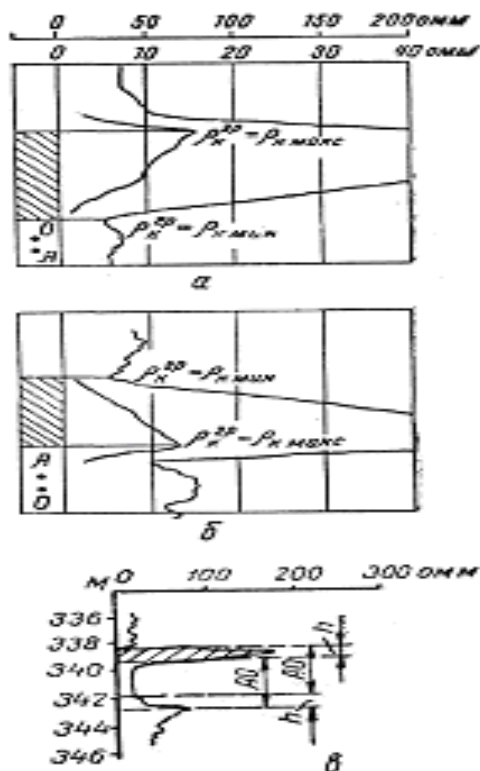


Рис. 31. Параметры определения границ пластов по данным КС, зарегистрированным границ-зондами

а - кровельный, или обращенный, границ-зонд В0,1А0,8М;  $AO < h$ ; б) подошвенный, или последовательный, границ-зонд М0,8А0,1В,  $AO < h$ ; в - пласт малой мощности высокого сопротивления, для которого кривая зарегистрирована подошвенным границ-зондом.

Для пластов низкого удельного сопротивления, залегающих среди пластов высокого сопротивления, кривые  $\rho_k$  имеют конфигурации, обратные описанным для пластов высокого сопротивления (рис. 32).

Обычно по каждому нефтегазоносному району выбирают зонды определенного типа и размера в качестве стандартных. Стандартный зонд должен обеспечивать наиболее четкое выделение границ пластов различного сопротивления. Кажущееся сопротивление, регистрируемое стандартным зондом, не должно значительно отличаться от истинных удельных сопротивлений пород. На кривую стандартного зонда обычно наносится кривая ПС- кривая самопроизвольно возникающей поляризации. Граница пластов проводится на середине расстояния между эталонными максимумами и минимумами.

Величины кажущихся удельных сопротивлений, измеренные обычными трехэлектродными зондами, дают лишь приближенное представление об истинных удельных электрических сопротивлениях проходимых горных пород. Для их более точного определения проводятся специальные

исследования- боковое каротажное зондирование (БКЗ). Оно заключается в исследовании разрезов скважин набором зондов различного размера. По результатам обработки материалов БКЗ строят кривую зондирования- зависимость кажущегося сопротивления изучаемого пласта от длины зонда. Построенные кривые зондирования сравнивают с расчетными (специаль-

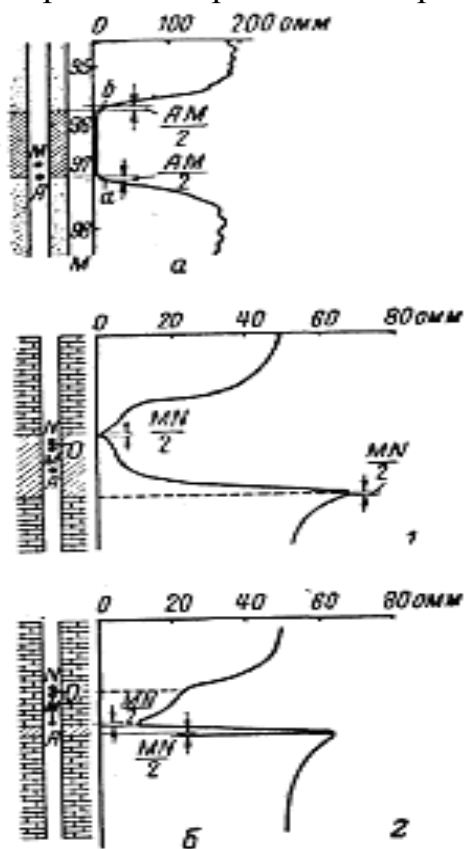


Рис. 32. Параметры определения положения кровли и подошвы пластов низкого сопротивления

а – пласт мощностью  $h = 1,1$  м, кривая КС зарегистрирована потенциал-зондом ВЗ,4А0,2М; б – пласт, для которого кривая КС зарегистрирована градиент-зондом: 1 –  $AO < h$ , 2 –  $AO > h$

ными палетками БКЗ). По палеткам определяют удельное сопротивление пласта и глубину проникновения фильтрата промывочной жидкости.

Метод БКЗ широко применяется на практике, однако в случаях значительной неоднородности пластов, их высокого удельного сопротивления и при заполнении скважины раствором низкого сопротивления ( $< 0,5$  Ом·м) существенно снижается достоверность оценки удельного сопротивления пород. Для получения объективной информации в подобных сложных случаях более эффективно применение специальных экранированных зондов с фокусированным электрическим полем.

**Боковой каротаж (БК).** При исследовании этим методом достигается значительное (по сравнению с КС) снижение влияния скважины и вмещающих пород на измеряемые величины. Экранированными зондами (трех-, семи-, девятиэлектродными) электрическое поле фокусируется в форме диска, перпендикулярного к оси скважины. Силовые линии такого электрического поля проникают глубоко в пласт. В результате этого удается снизить искажающее влияние скважинных условий на результаты измерений. Боковой каротаж имеет пре-

имущества при изучении пластов средней и малой мощности, при значительной неоднородности разреза по сопротивлению. Описываемый метод имеет высокую эффективность при изучении пластов высокого сопротивления и при высокоминерализованной промывочной жидкости.

**Индукционный каротаж.** При индукционном каротаже (ИК) в скважине индуцируются вихревые токи, под влиянием которых в горной породе возникает электромагнитное поле, сила вихревых токов пропорцио-

нальна удельной электропроводности пород, исследуемых при ИК. Этот вид каротажа может проводиться в сухих скважинах, без непосредственного контакта электродов с промывочной жидкостью и горными породами. Поэтому ИК применяется не только в скважинах, заполненных обычной ПЖ, но и в бурящихся на специальных ПЖ (на нефтяной основе), а также с продувкой воздухом или газом.

*Микрокартаж (МК).* Этот вид каротажа проводят зондами малого размера.

Обычно применяют градиент-микрозонд А0,025М0,025N и потенциал-микрозонд А0,05М. Во время записи кривых электроды плотно прижимаются к стенке скважины. Малые радиусы исследования с помощью этих зондов и их большая глубинность позволяют изучать скважинную зону пласта.

При одновременной записи двумя обычными микрозондами плотные непроницаемые породы отмечаются одинаковыми высокими значениями кажущегося сопротивления. Против проницаемых пластов-коллекторов на кривой градиент-микрозонда фиксируется низкое сопротивление глинистой корки, наличие которой характерно для проницаемого пласта-коллектора. На кривой потенциал - микрозонда отмечается повышенное сопротивление зоны проникновения, образующейся за счет попадания в пласт фильтрата промывочной жидкости. Подобное взаимное положение кривых потенциал- и градиент-микрозондов характерно для пластов-коллекторов и называется «положительным расхождением» кривых микрозондов. Граница проницаемого пласта проводится, во-первых, по значительному увеличению сопротивления кривых микрозондов, а также по превышению сопротивлений, записанных потенциал - микрозондами, по сравнению с сопротивлениями, записанными микроградиент - зондами. Против глинистых сопротивлений, записанных обоими микрозондами, имеют одинаковые низкие значения. По резкому уменьшению сопротивлений (перепадку сопротивлений) проводятся границы глинистых пластов.

В скважинах, бурящихся на соленых растворах, а также в карбонатном разрезе, представленном породами высокого сопротивления, эффективность применения МК значительно снижается. В этих условиях вместо МК применяются фокусированные микрозонды (боковой микрокартаж-БМК), на показания которых промывочная жидкость и глинистая корка влияют незначительно.

*Метод потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС).* Возникновение электрического поля связано с процессами, происходящими на контакте двух жидкостей с разной минерализацией. Обычно минерализация промывочной жидкости, заполняющей скважину, отличается от минерализации пластовой воды. Для регистрации величины ПС применяется двух-электродная схема. При этом один электрод заземляют у устья скважины, а другой (измерительный) перемещается по стволу скважины.

На получаемой кривой ПС наиболее четко выделяются песчаные и глинистые пласты. При меньшей минерализации промывочной жидкости по сравнению с пластовыми водами песчаный пласт на кривой ПС отмечается отрицательной аномалией, а глинистый - положительной. Такая кривая ПС называется «прямой». При большей минерализации промывочной жидкости по сравнению с пластовой водой песчаный пласт отмечается уже положительной аномалией, а глинистый - отрицательной. Такая кривая ПС называется «обратной». При равенстве минерализации промывочной жидкости и пластовых вод дифференциации ПС не будет наблюдаться, поэтому песчаные и глинистые пласты выделить практически невозможно.

Для количественных расчетов на участке кривой ПС против глини проводят «линию глини», относительно которой в масштабе записи снимают значение ПС (мВ). Кроме того, линия глини учитывается при оценке величины  $\alpha_{\text{гс}}$ . Кривые ПС используют при расчленении разрезов скважин и выделении коллекторов, оценке глинистости пород и определения коллекторских свойств продуктивных пород.

*Радиоактивный каротаж.* Радиоактивным каротажом (РК) называют методы исследований в скважинах, которые направлены на изучение радиоактивных свойств пород. Высокая проникающая способность радиоактивного гамма - излучения позволяет применять методы РК как в необсаженных, так и в обсаженных колонной скважинах.

*Гамма- каротаж.* Среди осадочных пород наибольшей естественной радиоактивностью отличаются глины. Это связано с тем, что высокодисперсный глинистый материал обладает большой удельной поверхностью, сорбирующей значительное количество радиоактивных соединений.

Кривые ГК позволяют расчленять разрез на чистые глины и породы с различной глинистостью и неглинистые песчаники и известняки. Границы глинистых пород проводятся по увеличению значений кривой ГК.

Кроме того, по кривым ГК выделяются интервалы залегания урановых и ториевых руд. Глубинность исследований ГК достигает 0,30-0,35 м.

*Нейтронный гамма-каротаж (НГК).* Заключается в исследовании явлений, происходящих при взаимодействии потока нейтронов с ядрами атомов горной породы. При проведении НГК измеряется величина интенсивности гамма-излучения, возникающего в результате радиационного захвата нейтронов ядрами породы. На показания НГК наибольшее влияние оказывают водород и хлор. Водород содержится в воде и нефти, поэтому в нефте- и водонасыщенных породах наблюдаются повышенные замедление и поглощение нейтронов.

Хлор обладает примерно в 100 раз большей способностью поглощения нейтронов, чем водород. Кроме того, при поглощении нейтронов хлором спектр гамма- излучения обогащается более высокоэнергетическими компонентами по сравнению с поглощением нейтронов водородом. Поэтому в высокоминерализованной пластовой воде присутствие хлора при-



водит к интенсивности радиационного гамма-излучения. Это явление используется для разделения водо- и нефтенасыщенных пластов по кривым НГК. Повторные измерения НГК могут применяться для проведения наблюдений за перемещением водонефтяного контакта (ВНК) при разработке залежей, сложенных однородными песчаниками, содержащими высокоминерализованную пластовую воду.

На диаграммах НГК наблюдается инверсия кривых. Пласты с высокими хлоро- или водородосодержанием (песчаники, глины, рыхлые карбонатные породы) отмечаются низкими значениями НГК.

Плотные малопористые породы (известняки, доломиты, ангидрид и др.) характеризуются высокими значениями НГК. Это объясняется тем, что на практике применяются измерительные установки с расстоянием от излучателя нейтронов до детектора гамма-квантов в 50-60 см. При этом в среде с повышенным содержанием хлора или водорода нейтроны замедляются и поглощаются в основном вблизи источника и к индикатору попадает лишь их незначительное количество. В то же время против плотных малопористых пород число гамма-квантов, достигающих индикатора, оказывается сравнительно большим, чем против пористых пород.

На практике обычно применяется несколько видов нейтронного каротажа (НК).

*Нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (НКт).* Данная модификация основного метода НГК, более чувствительная к содержанию в породе хлора.

*Нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам (НКн).* Данный метод обладает повышенной восприимчивостью к водородосодержанию породы. Такие различия позволяют по замерам этими методами разделять нефтенасыщенные, водонасыщенные и газонасыщенные пласты и определять их пористость. Из-за малой глубины исследований стандартные методы НК малоэффективны при определении ВНК и ГЖК при проникновении фильтраата промывочной жидкости в пласт на глубину, превышающую 0,2 м.

При минерализации пластовых вод менее 150 г/л определение ВНК по кривым НК практически также исключается. Значительно большими возможностями для решения этих задач обладают импульсные методы нейтронного каротажа (ИНК).

*Импульсный нейтронный гамма-гамма каротаж (ИНГГК) и импульсный нейтронный каротаж (ИННК).* Проводятся в скважинах с помощью генератора нейтронов периодического действия. Применение скважинных генераторов увеличивает глубинность исследований, повышает разрешающую способность методов, безопасных для здоровья персонала. Различия в показаниях ИНК против нефтяной и водонасыщенной частей пласта в несколько раз больше, чем на диаграммах стационарных методов НК.

Данные ИНК способствуют повышению эффективности разработки месторождения и проектированию вторичных методов воздействия на пласт. Решение этих задач облегчается тем, что современные малогабаритные глубинные приборы диаметром 25-50 мм дают возможность проводить исследования через колонну НКТ или через зазор между штангами глубинного насоса и обсадной колонной. Эффективность разделения нефтеносных и водоносных пластов методами ИНК снижается при обводнении нефтяных пластов опресненной водой, а также в неоднородном карбонатном разрезе со сложной структурой пустотного пространства.

*Метод каротажа наведенной активности (НА).* Этот метод основан на свойстве некоторых веществ становиться радиоактивными под влиянием облучения нейтронами. Метод позволяет четко фиксировать раздел между нефтью и водой по различию в содержании натрия и хлора в водо- и нефтенасыщенных пластах. Применяется в основном для контроля за перемещением ВНК на разрабатываемых месторождениях /10,13,14,18,23,27/.

### **5.9.5. Определение ВНК, ГВК, ГНК**

Водонефтяной контакт (ВНК)- граничная поверхность (горизонтальная или наклонная) в переходной зоне нефтяной залежи, выше которой фазовая проницаемость для воды равна нулю, т.е. выше которой из пласта получают практически безводную нефть. Газоводяной контакт (ГВК)- поверхность, отделяющая газовую залежь от контактирующих с газом подземных вод. Газонефтяной контакт (ГНК) - поверхность, разделяющая в газонефтяной (нефтегазовой) залежи нефть от газа.

#### **5.9.5.1. Методы определения водонефтяного контакта**

Водо-нефтяной контакт является границей, разделяющей в пласте нефть и воду, и представляет собой зону той или иной мощности, в которой содержатся нефть и свободная (не только связанная) вода. По мере приближения к зеркалу чистой нефти содержание нефти увеличивается, а содержание воды уменьшается, по мере приближения к зеркалу чистой воды содержание нефти уменьшается, а содержание воды в пласте увеличивается. Часть коллектора, в пределах которого наблюдается переход от чистой нефти к чистой воде, называется переходной зоной.

По зарубежным данным (Кэррол Кнутсон), в песчаниках с высокой проницаемостью и хорошей отсортированностью зерен мощность переходной зоны не превышает 0,3м, в песчаниках же с неоднородным литологическим составом и плохой отсортированностью зерен она достигает 8 м.

Некоторые наши исследователи (В.С. Мелик-Пашаев) на основании данных изучения отдельных кернов (Туймазинское месторождение), в которых четко отделяется нефтеносная часть пласта от водоносной, отрицают наличие переходной зоны.

Геофизические исследования, основанные на изучении изменения

удельного сопротивления с глубиной от нефтенасыщенной части пласта к водонасыщенной, свидетельствуют о наличии переходной зоны. Согласно этим данным за водонефтяной контакт следует принимать такую границу переходной зоны, на которой ее удельное сопротивление становится равным критическому. Под критическим сопротивлением понимается минимальное удельное сопротивление пласта, при котором из него получают практически безводный приток нефти. Значение критического сопротивления определяют путем сопоставления удельного сопротивления пласта с результатами его испытания.

Для Туймазинского и Бавлинского нефтяных месторождений критическое сопротивление равно 7 Ом м и соответствует нефтенасыщенности пласта 68%.

Исходя из полученных значений для указанных месторождений, можно считать, что водонефтяной контакт для них находится на высоте 1,1 м над зеркалом воды.

Таким образом, в каждом отдельном случае вопрос о положении водонефтяного контакта должен решаться в зависимости от тех или иных геологических условий и детальности проведенных исследований.

Зеркало свободной воды может быть точно определено лишь в коллекторах, имеющих пустоты или большие трещины. В коллекторах же со сверхкапиллярными и особенно капиллярными порами определение контакта нефть - вода весьма затруднено, так как на положение его влияют проницаемость коллектора, капиллярное давление, фазовые проницаемости для нефти и воды, поверхностное натяжение, а также величина краевого угла между жидкой фазой и породой в системе вода - нефть - порода и другие факторы. Фактически контакт нефть - вода, определяемый как граница наивысшей поверхности среды, дающей в процессе опробования чистую воду, всегда расположен выше (иногда значительно) поверхности зеркала свободной воды.

Контакт нефть - вода не всегда горизонтален, нередко он приобретает наклонное положение. Это зависит от размера и положения области питания, характера проницаемости коллектора, динамики движения подземных вод и т. д. В. П. Савченко указывает, что смещение нефтяных и газовых залежей (и негоризонтальность контактов нефть - вода и газ - вода) связано главным образом с движением пластовых вод. Он отмечает, что при небольших перепадах напора пластовой воды смещение газовых и нефтяных залежей (небольших по размеру) в направлении движения воды будет практически несущественным. Однако при перепаде напора воды, близком к 0,1 атм или превышающем 1 м на 1 км расстояния, и больших размерах залежей смещение газовых залежей в направлении движения воды может достигать нескольких метров, а смещение нефтяных залежей — нескольких десятков метров.

*А. Определение текущего положения ВНК и насыщенности пластов методами электрометрии /18,23,24,27,30,33,36,38/*

Методы электрометрии применяют в открытом стволе новых скважин (резервных, оценочных и др.), которые в значительном количестве бурят позже скважин основного фонда. Это наиболее эффективные методы оценки флюидораздела в пласте. Их эффективность определяется глубиной исследования от 2 до 30 диаметров скважины и возможностью проведения исследований при наличии низкоминерализованных пластовых и закачиваемых вод с минерализацией растворенных солей до 10 г/л. Наиболее часто применяют БКЗ с комплексом последовательных градиент-зондов. С целью исключения влияния зоны проникновения используют градиент-зонды длиной до 2 м и более, обладающие достаточно большим радиусом исследования. На диаграмме КС последовательных градиент-зондов ВНК находится в области перехода от максимальных значений в нефтенасыщенной части пласта к низким значениям в водонасыщенной части того же пласта (рис. 33).

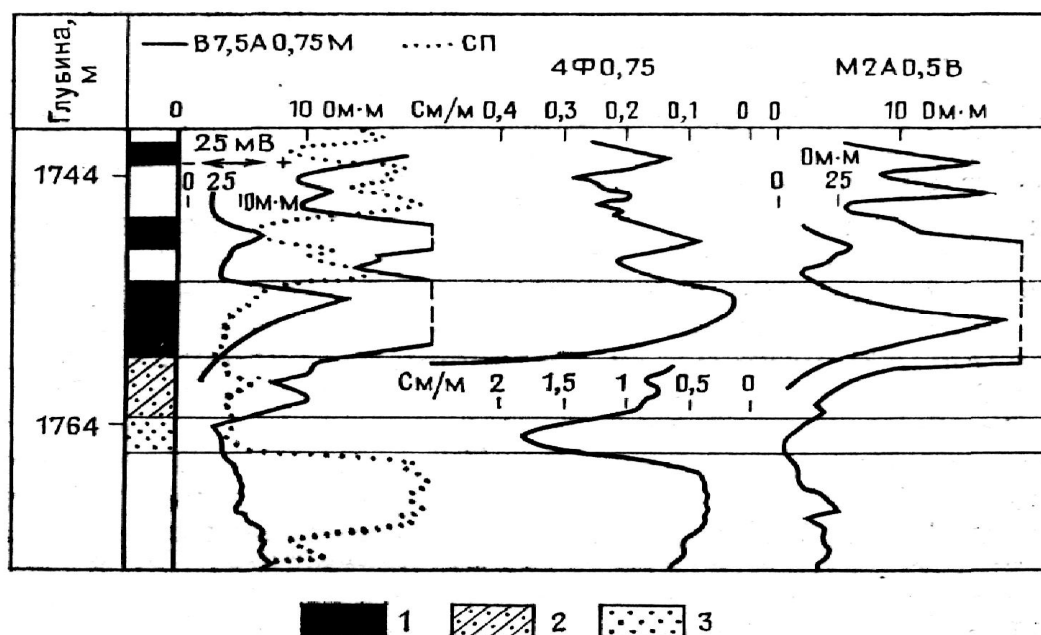


Рис. 33. Пример определения текущего ВНК по данным электрометрии.  
Пласты: 1 – нефтенасыщенные, 2 – заводненные закачиваемой водой, 3 – водонасыщенные

Как видно из графиков эксплуатации, темпы роста обводненности продукции в пластах без литологического экрана значительно выше темпов роста обводненности продукции в пластах с литологическим экраном. Следовательно, перфорация скважины значительно выше точки с критическим сопротивлением может явиться причиной снижения скорости подъема ВНК, особенно при наличии литологических экранов, что приведет к ухудшению выработки пласта.

При разработке нефтяных месторождений с заводнением коллекторов пресными водами часто невозможно разделить по удельному сопротивлению нефтяные пропластки и пропластки, обводненные закачиваемой водой. В этом случае положительные результаты получены при совместном применении электрометрии и волнового диэлектрического метода (разновидность индукционного метода). Пропластки, обводненные пресной водой и нефтеносные, разделяются по величинам диэлектрической проницаемости  $\epsilon$ , которая составляет для нефти 5—10, для воды 14—20 отн. ед.

#### *Б. Определение текущего положения ВНК и насыщенности пластов методами радиометрии*

К основным промыслово-геофизическим методам контроля положения ВНК на разные даты относят нейтронные методы, применяемые в обсаженных скважинах. Они дают возможность отличать интервалы пластов, насыщенные нефтью или пресной водой, от насыщенных пластовой минерализованной водой.

Наиболее широко применяют методы нейтронного каротажа со стационарным источником нейтронов в модификациях нейтронного гамма-каротажа (НГК) и нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (НКТ), а также методы нейтронного каротажа с импульсным источником нейтронов (ИНК) в модификациях импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК) и импульсного нейтронного гамма-каротажа (ИНГК) (рис. 34). Возможности нейтронных методов для разделения нефтеносной и обводненной частей пласта связаны с различным содержанием в них атомов хлора.

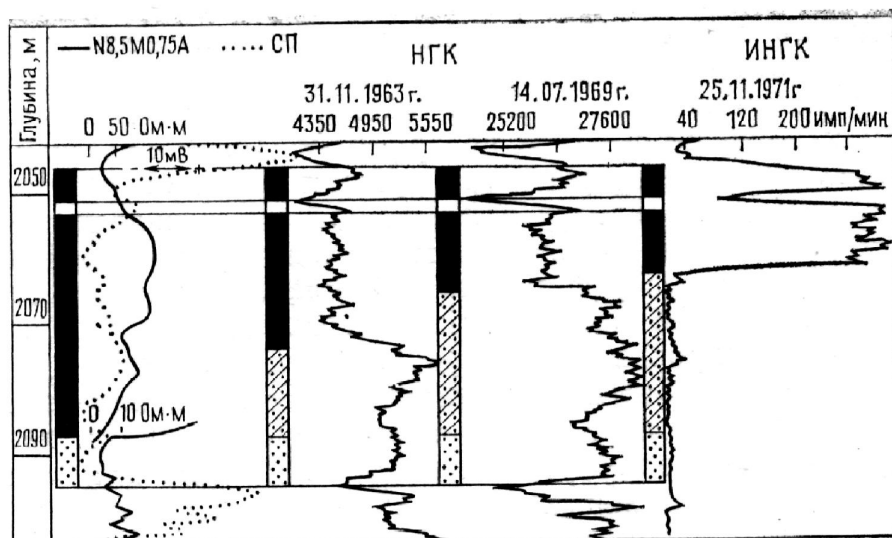


Рис. 34. Применение НГК для контроля за заводнением пластов, не вскрытых перфорацией. Условные обозначения см. на рис.33.

Наибольший эффект достигается в высокопористых пластах при высокой минерализации вытесняющей воды. Так, если эквивалентное содержание NaCl в заводненной части пласта превышает 2 % объема породы (т. е. при минерализации воды более 100 г/л и пористости породы более 20 %), то текущее положение ВНК надежно фиксируется по всем диаграммам НГК, НКТ и ИНК. Если же эквивалентное содержание NaCl в единице объема заводненного пласта меньше 0,3 % (что примерно соответствует содержанию в воде 15 г/л NaCl при пористости породы 20%), то применение нейтронных методов для выделения нефтеносной и заводненной частей пласта вообще становится невозможным.

В частности, это происходит, если пласты заводняются пресной закачиваемой водой. Однако и в этом случае систематическое исследование скважин нейтронными методами позволяет проследить динамику заводнения пластов. Дело в том, что даже при внутриконтурном заводнении могут создаваться условия, когда первые порции закачиваемой пресной воды осолоняются за счет остаточной пластовой воды, и на фронте вытеснения формируется и движется вал (оторочка) воды повышенной солености. Ре-

гулярные замеры на ранней стадии обводнения позволяют нейтронными методами фиксировать процесс вытеснения нефти вначале минерализованной водой, а затем все более опресненной.

Наиболее результативны нейтронные методы в скважинах с неперфорированными колоннами, благодаря чему состав жидкости по стволу скважины не меняется. В этих случаях изменения на диаграммах радиометрии в исследуемом интервале на разные даты однозначно могут быть связаны только с изменением насыщенности коллекторов. Для проведения таких исследований целесообразно бурить специальные контрольные скважины, в которых колонны остаются неперфорированными.

Изменения нефтеводонасыщенности пластов во времени можно изучать нейтронными методами и в фонтанных добывающих скважинах, в которых по каким-либо причинам часть пластов неперфорирована. Наиболее эффективно использование для этих целей действующих добывающих скважин на месторождениях, где в разработку введены два или более объектов, разрабатываемых самостоятельными сетками скважин. В этих случаях для контроля заводнения верхних неперфорированных объектов можно привлекать скважины, эксплуатирующие нижний объект. Если состав жидкости по стволу действующей скважины выше интервала перфорации не меняется, то методы радиометрии могут дать по верхним неперфорированным пластам такую же надежную информацию об изменении их насыщенности, как и в полностью неперфорированных контрольных скважинах.

Действующие добывающие скважины можно использовать для контроля нейтронными методами заводнения и нижних, не вскрытых перфорацией водонефтяных пластов. Однако для этого требуется ряд дополнительных условий: расстояние между неперфорированным и вышележащим перфорированным пластами не менее нескольких метров; промывочная жидкость приготовлена на пресной воде; пористость заводняемого пласта более 19—20 %; ствол скважины против интервала перфорации заполнен однородной по составу нефтью или пресной водой; исследование производится комплексом методов НГМ — НИМТ.

*Таблица 14*

**Методы определения ВНК и заводняемых пластов при различных геолого-физических и технических условиях**

Назначение скважины, степень перфорации пласта		Особенности конструкции обсадной колонны	Минерализация пластовой и обводняющей пласт воды, г/л	Рекомендуемые методы исследования	
				основные	дополнительные
Добывающие	Пласт перфорирован на полную мощность	Обычная	>40	ДГД, СТД, ГК	ГГП
			<25	ДГД, СТД, ГК	ГГП

		Пластмассовые обсадные тру- бы	Любая воз- можная	ИК, ИПК, ИННК <sub>Т</sub>	ГГП
		ОМПТ	То же	ЭКЭС	НА по О
	Пласт перфо- рирован час- тично	Обычная	>40	НГК, ИННК <sub>Т</sub>	НА по Na и Cl
			<25	-	НА по О
		Пластмассовые обсадные тру- бы	Любая воз- можная	ИК	НА по О
		ОМПТ	То же	ЭКЭС	НА по О
Контрольные	Пласт не перфорирован	Обычная	>40	НГК, ИГТКТ, ИНГК	НА по Na и Cl
			<25	-	НА по О
		Пластмассовые обсадные тру- бы	Любая воз- можная	ИК	НА по О
		ОМПТ	То же	БКЗ, ИННК <sub>Т</sub>	НА по О
Оценочные	Открытый забой		>40	Полный комплекс исследо- ваний для скважин, выхо- дящих из бурения	
			<25	То же	

Примечание. ОМПТ – обсадные металлопластмассовые трубы; ЭКЭС – электрокаротаж в эксплуатационной скважине с помощью контактных зондов в обсадных металлопластмассовых трубах; НА по О - наведенная активность по кислороду.

#### *В. Комплексование различных методов для выделения заводненных пластов*

Особо сложная задача — выделение перфорированных заводняемых пластов в действующей скважине, эксплуатирующей многопластовый объект. В этом случае требуется комплексование различных методов (табл.14), основанных на изучении изменения по стволу скважины скорости потока жидкости, состава смеси, температуры и др.

Вначале с помощью глубинного дебитомера выделяют работающие в скважине пласты. Затем определяют состав жидкости против работающих интервалов, для чего используют замеры диэлектрических влагомеров, гамма-плотномеров или резистивиметров. Наиболее надежное выделение интервалов поступления воды таким способом обеспечивается, если дебит скважины достаточно высок (более 120 м<sup>3</sup>/сут) и в колонне не происходит гравитационного разделения нефти и воды.

При меньшем дебите вода из скважины полностью не выносится, часть ее скапливается в нижней части колонны и может частично или пол-



ностью перекрыть интервал перфорации. В результате эффективность способа резко снижается.

При небольшом дебите скважины хорошие результаты при выделении обводняющихся интервалов может дать метод наведенной активности кислорода (рис.35), при котором фиксируется движущаяся по стволу скважины вода. Включение в комплекс для выделения пластов, заводняемых закачиваемой водой, термометрии основано на том, что обычно в пласт нагнетается холодная вода с температурой ниже пластовой. Фиксируя в стволе добывающей скважины интервалы с пониженной температурой, выделяют пласты, промытые закачиваемой водой. Но поскольку фронт охлаждения отстает от фронта вытеснения, с помощью термометрии можно уверенно выделять только те заводненные пласты, через которые прошел значительный объем нагнетаемой воды.

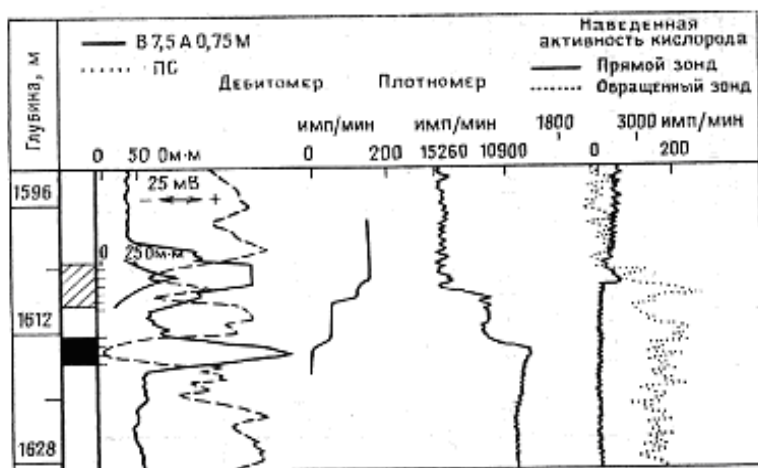


Рис. 35. Пример выделения заводняемого пласта методом наведенной активности кислорода.

Условные обозначения см. на рис.33.

Основным недостатком контроля за заводнением пластов по данным радиометрии является невозможность количественной оценки остаточной нефтенасыщенности.

#### 5.9.5.2. Методы определения газоводяного и газонефтяного контакта

Газонефтяной контакт определяется как граница 100%-ного содержания свободного газа и 100%-ного растворения газа в нефти. В этом случае также наблюдается переходная зона от нефти к газу. Контакт нефть - газ представляет собой границу смеси углеводородов, сходных по физическим свойствам, поэтому разделение их более затруднено, чем определение контакта нефть - вода. Особенно трудно установить контакт газ - нефть при наличии большой газовой шапки и небольшой ширине нефтяной оторочки.

#### А. Определение текущего положения ГНК

1. Контроль за положением газонефтяного контакта (ГНК) осуществляется по следующим данным:

- 1) в неперфорированном интервале пласта по кривым нейтронных методов ННК. НГК. ИННК (рис.36);
- 2) в перфорированном интервале пласта по кривым нейтронных методов, по термометрии, по измерениям гамма-плотномером;
- 3) по промысловым данным.

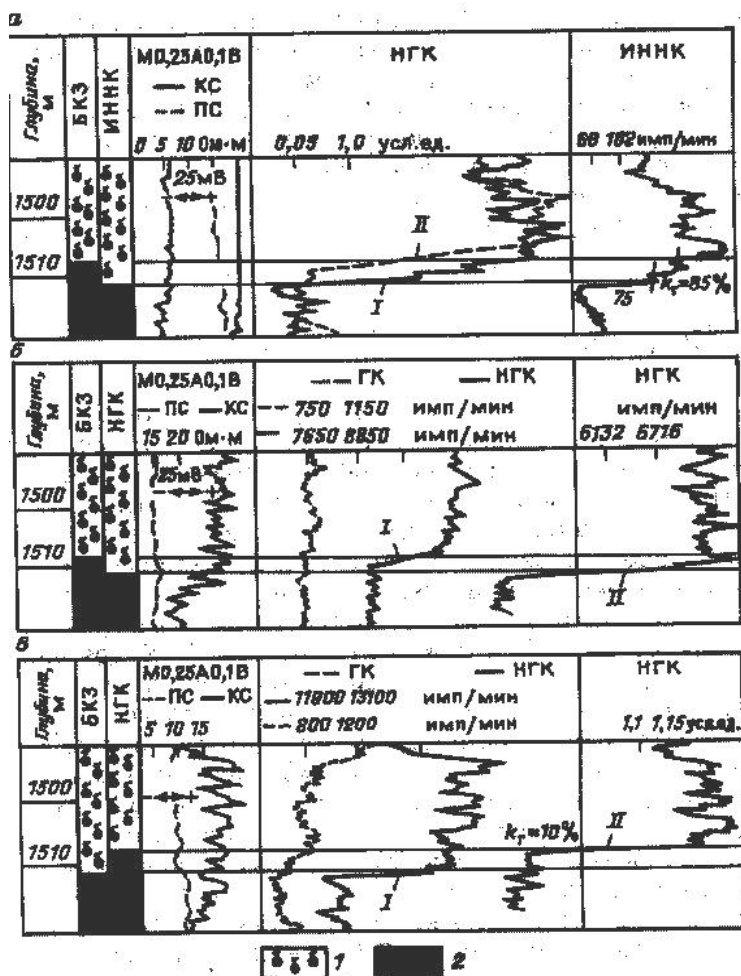


Рис. 36. Движение ГНК во времени (Анастасиевско-Троицкое месторождение):

а - скв 98, б - скв 182, в - скв 382. Замеры: I – фоновый, II – повторный. Пласты: I - газоносный, 2 - нефтеносный

Основными методами контроля за положением ГНК являются стационарные нейтронные методы: НГК, ННК.

2. Возможность применения нейтронного каротажа для разделения нефтеносной и газоносной частей пласта обусловлена их различием в объемном содержании водорода. Газоносный пласт отличается от нефтеносного (а также и водоносного) меньшим содержанием водорода и меньшей плотностью, что приводит к повышению показаний НГК и ННК при измерениях с зондами, большими инверсионного, против газоносной части пласта. По этому признаку разделяются газоносная и нефтеносная части пласта и осуществляется контроль за продвижением ГНК.

3. На диаграммах НМ в однородном пласте положение ГНК устанавливается в точке начала роста показаний над уровнем показаний в заведомо нефтеносной части пласта. В неоднородном пласте положение ГНК можно определить по результатам сравнения предыдущего и последующего измерений, если за время между измерениями произошло изменение

положения ГНК. Сопоставление этих диаграмм позволяет по точке начала увеличения показаний на одной диаграмме относительно другой устанавливать положение ГНК как в момент последующего, так и в момент предыдущего измерения. Положение первоначального ГНК определяется в неоднородном пласте по результатам сравнения двух измерений, выполненных после бурения, когда газ оттеснен от забоя фильтратом промывочной жидкости, и после расформирования зоны проникновения.

Промыслово-геофизические методы определения газоводяного контакта аналогичны методам определения водонефтяного контакта.

#### *Б. Оценка положения ГНК и ГВК и интервалов обводнения при разработке газовых месторождений*

В процессе эксплуатации газовых месторождений газонасыщенность определяется преимущественно различными модификациями нейтронного каротажа, из которых наиболее распространены нейтронный гамма-каротаж, двухзондовый нейтронный гамма-каротаж и импульсный нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (табл. 15). Широкое использование нейтронных методов при оценке газонасыщенности объясняется тем, что газовые пласты в отличие от водоносных или нефтеносных имеют относительно малые водородосодержащие породы и плотность флюида, насыщающего поры. Если нефть по содержанию ядер водорода практически не отличается от воды, то водородосодержание газа в 62/р, а плотность в 140/р раз меньше, чем у воды (р — давление в пласте, МПа).

Все методики оценки газонасыщенности по результатам нейтронных методов основаны на изучении водородосодержания в зоне пласта, не превышающем десятых долей метра, поэтому для достоверности оценки газонасыщенности необходимо полное расформирование зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости. Наиболее надежны такие определения в неперфорированной скважине с герметичным цементным кольцом.

*Таблица 15*

#### **Методы определения ГНК и ГВК в различных геолого-физических и технических условиях**

Назначение скважины	Минерализация пластовой воды, г/л	Цель определения	Рекомендуемые основные методы исследования *
Добывающая, пласт перфорирован	>40	ГНК	НГК, ННК <sub>т</sub> , ИННК <sub>т</sub>
		ГВК	НГК, ННК <sub>т</sub> , ИННК <sub>т</sub>
	<25	ГНК	—
		ГВК	ЭКЭС

Контрольная, пласт не перфорирован	>40	ГНК	НГК, ННК <sub>т</sub> , ИННК <sub>т</sub>
		ГВК	НГК, ННК <sub>т</sub> , ИННК <sub>т</sub>
	<25	ГНК1	ИНГ, ННК <sub>т</sub> , ИННК <sub>т</sub>
		ГВК	Электрокаротаж в ОМПТ

\* Дополнительный метод исследования — высокочувствительная термометрия.

В сложных геологических условиях для оценки газонасыщенности (при ее значении выше 50%) эффективен метод двух зондов НГК. Этот метод используется для количественной оценки газонасыщенности, вполне достаточной при определении положения ГВК или выделения обводнившихся пластов с высокой начальной газонасыщенностью. Если кривые НГК, зарегистрированные зондами большого ( $l = 70$  см) и малого ( $l = 35$  см) размеров, совместить, то газоносные пласты, газонасыщенность которых более 50%, будут выделяться превышением показаний НГК-70 над показаниями НГК-35. Эти превышения (положительные приращения) пропорциональны газонасыщенности пластов.

На рис. 37 иллюстрируются возможности метода как в высокопористых терригенных отложениях (2030—2125 м), так и в породах с высоким относительным сопротивлением. Так, интервал 2130—2190 м (юрско-триасовые отложения) нельзя однозначно характеризовать по БКЗ. Он четко разделяется по приращениям значений НГК, согласно которым на глубине 2173 м находится газоводяной контакт, что подтверждено опробованием. На основе замеров двумя зондами НГК можно по динамике приращений НГК судить об изменениях газонасыщенности прискважинной части пласта, связанных с проникновением или обводнением.

Для оценки газонасыщенности пластов при исследовании перфорированных скважин ввиду

большой глубинности исследований применяют замеры ИННК, регистрируемые на двух временных задержках, например 400 и 600 мкс. Так как среднее время жизни тепловых нейтронов в газонасыщенных пластах намного больше, чем в водоносных, то первые будут отличаться значительными превышениями показаний при большей задержке по сравнению с малой.

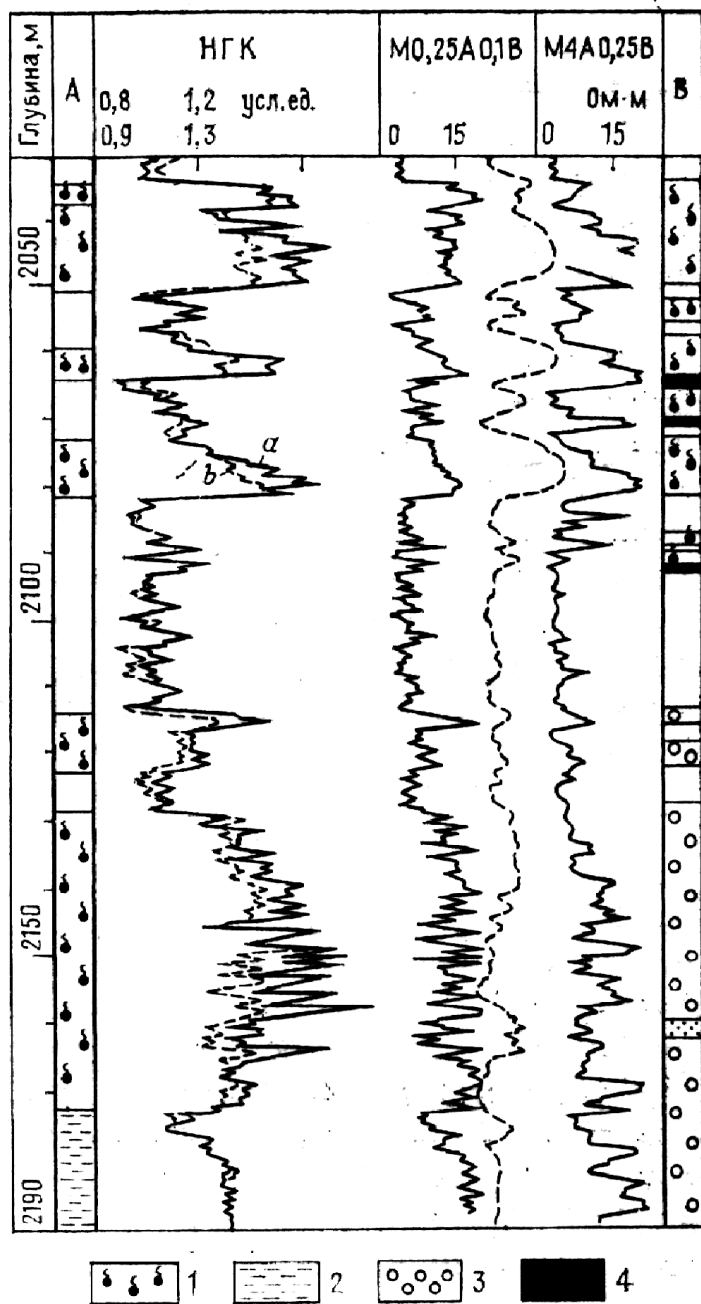


Рис. 37. Пример выделения газоводяного контакта на Ленинградском месторождении методом двух зондов НГК (по С.П. Омесю):

А – результаты интерпретации по измерениям двумя зондами НГК; В – то же по ВНЗ; а – кривая НГК-70, б – кривая НГК-35.

Пласты: 1 – газонасыщенные, 2 – водоносные, 3 – с низкой проницаемостью, 4 – пробные

### 5.9.6. Определение коллекторских свойств

Задача выделения коллекторских свойств по геофизическим данным решается многими методами.

1.Определение пористости, наиболее тесная связь этого параметра наблюдается для методов сопротивлений, нейтронных, акустического.

2.Определение нефтегазонасыщенности- коэффициент нефтегазонасыщенности продуктивных коллекторов находится обычно по данным методов сопротивлений через величину параметра нефтегазонасыщения  $R_n$ .

3.Определение проницаемости пород- коллекторов. Для определения

проницаемости этот параметр увязывается с показаниями электрических методов и гамма-метода. Основой связей являются корреляционные зависимости между проницаемостью пород и их глинистостью, удельной поверхностью, количеством и характером распределения остаточной воды и т.д. Основными методами являются: 1) метод сопротивлений; 2) метод потенциалов самопроизвольной поляризации; 3) гамма-метод.

Следует отметить, что получаемые зависимости могут использоваться только для тех отложений, для которых они установлены. Универсальных зависимостей практически не существует, и применение их без учета особенностей конкретных отложений может привести к неконтролируемым ошибкам и погрешностям. Например, проф. Е.И.Леонтьев предлагает при определении проницаемости для условий Тюменской области совместно использовать методы ИК и СП. Решением и разработкой указанных вопросов занимаются инженеры-промысловые геофизики /7,10,13,14,18,22,23,24,27,36,38/.

### **5.9.7. Установление технического состояния скважин**

Для изучения технического состояния скважин применяются: 1) инклинометрия - определение углов и азимутов искривления скважин (см. раздел 5.3.); 2) кавернометрия- установление изменений диаметра скважин; 3) цементометрия, акустический каротаж- определение высоты подъема, характера распределения цемента в затрубном пространстве и степени его сцепления с горными породами; 4) выяснение мест притоков и затрубной циркуляции вод в скважинах электрическим, термическим и радиоактивными методами. Остановимся на некоторых из них более подробно.

#### *Изменение диаметра скважины (кавернометрия)*

Кавернограммой называется диаграмма, показывающая изменение диаметра скважин (ДС) по всему стволу. Диаметр скважины обычно измеряется специальным прибором, называемым каверномером.

#### Изучение разрезов скважин по кавернограммам

Изучение изменения диаметра скважин по её стволу при помощи каверномера широко используют:

- 1) для контроля за техническим состоянием скважины;
- 2) для корреляции разрезов скважин;
- 3) как дополнительный материал, помогающий при литологическом расчленении разреза скважины и выделении коллекторов;
- 4) при количественной интерпретации данных электрических и радиоактивных методов исследования скважин, для чего необходимо иметь уточненные данные о фактическом диаметре скважины и толщине глинистой корки.

Изучение кавернограмм показало, что диаметр скважины в значительной степени изменяется в зависимости от литологического состава пород.

Плотные породы (известняки, доломиты, глинистые песчаники и алевролиты) фиксируются на кавернограмме участками с номинальным значением диаметра скважины.

Против пород, обладающих хорошими коллекторскими свойствами (песчаников, алевролитов и др.) на кавернограмме отмечается уменьшение диаметра скважины по сравнению с номинальным, что происходит в результате отфильтровывания в пласты-коллекторы воды из глинистого раствора и образования на стенках скважины глинистой корки.

Пластам глин и аргиллитов на кавернограмме обычно соответствует увеличение фактического диаметра скважины по сравнению с номинальным. Степень увеличения диаметра зависит от литологических особенностей глин и продолжительности периода воздействия на них струи бурового раствора.

Значительное увеличение диаметра скважины на кавернограмме отмечается против соли (галит, сильвин) и небольшое — против гипса.

Результаты исследования скважин каверномером во многих случаях помогают более правильно сопоставить их разрезы и уточнить литологический состав пройденных пород.

При бурении диаметр ствола скважины против разных пород имеет неодинаковую величину. В плотных породах он сохраняется неизменным. В легко размываемых струей бурового раствора глинистых породах, рыхлых песках, песках-плывунах и в каменной соли диаметр скважин увеличивается. При разбурировании хорошо проницаемых пород происходит отфильтровывание воды из глинистого раствора. Твердая фаза глинистого раствора, потерявшая воду, оседает на стенках скважины в виде слоя плотной штукатурки, уменьшая диаметр скважины.

Некоторые глины при соприкосновении с глинистым раствором, обваливаются, образуются большие каверны. Прослои обваливающихся глин обычно выдерживаются на больших площадях и хорошо отбиваются на кавернограммах. Поэтому подобные прослои часто используют при сопоставлении разрезов скважин в качестве реперов.

Использование кавернограмм в дополнение к каротажным диаграммам позволяет уточнить положение в разрезах скважин основных разностей пород и мощность отдельных пластов.

Уточненные данные о диаметре ствола скважины помогают избежать многозначности при интерпретации боковых электрических зондирований (БЭЗ), установить причины аномалий на диаграммах радиоактивного каротажа и термограммах, а также решить ряд технических задач, возникающих в процессе бурения скважин.

На рис. 38 показан пример использования кавернограммы в дополнение к электрограммам для уточнения литологического состава пород.

Таким образом, измерение изменения диаметра скважины (ДС) с глубиной проводится с целью контроля состояния ствола в ходе бурения

для определения объема ствола скважины для расчета количества цементного раствора, необходимого для цементирования эксплуатационной колонны, для уточнения геологического разреза скважины, для определения местоположения посторонних предметов, попавших в скважину. В ряде случаев, особенно в песчано-глинистом разрезе, кривые кавернометрии (ДС) позволяют довольно четко выделять песчаные и глинистые пласты.

### Цементометрия

Метод термометра (цементометрия) широко использовался в скважинах для установления высоты подъема цемента за колонной в скважинах. В процессе затвердевания цемента выделяется большое количество тепла, которое и фиксировалось спускаемым в скважину термометром. По границе, на которой фиксировалось максимальное количество тепла, определялась высота, до которой был поднят цемент за колонной.

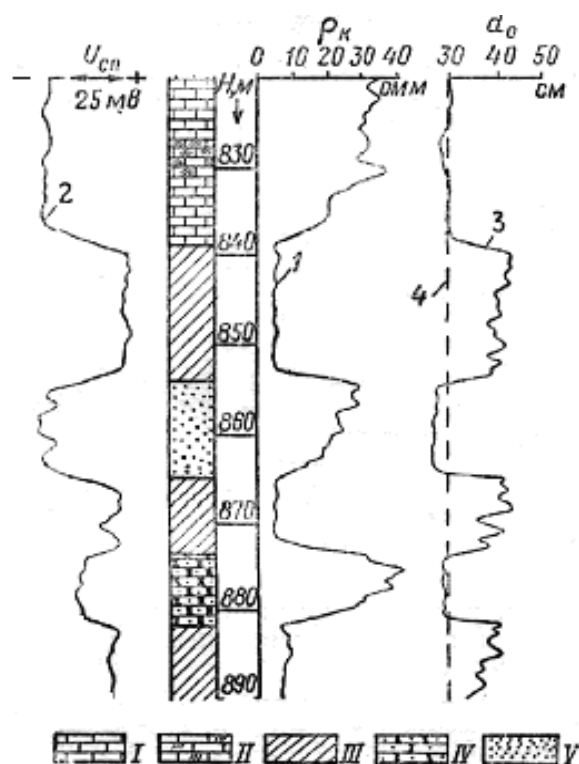


Рис. 38. Пример сопоставления кавернограммы с электрограммами

1 – диаграмма кажущего сопротивления; 2 – то же потенциалов собственной поляризации; 3 – кавернограмма; 4 – линия диаметра долота; I – известняки плотные; II – то же трещиноватые и кавернозные; III – глины; IV – песчаники; V – пески

### Акустический каротаж (АК)

Этот метод основан на измерении скорости прохождения упругих волн в пересеченных скважиной породах (АК- по скорости), а также в определении поглощающих свойств горных пород (АК- по затуханию). Скорости распространения упругих волн и их затухания зависят от многих природных факторов. Наибольшее влияние при этом оказывают такие параметры, как структура породы, тип цемента, характер насыщения, трещиноватость, кавернозность, а также направление трещин относительно оси скважины. Вертикальные трещины оказывают меньшее влияние на показания АК по сравнению с горизонтальными. Акустический каротаж прово-



дится для решения следующих задач: литологического расчленения разреза; выделения зон трещиноватости и кавернозности в карбонатных отложениях; выделения коллекторов и определения их пористости; определения средних и пластовых скоростей распространения упругих волн для интерпретации данных сейсморазведки; контроля высоты подъема и качества цементного кольца и степени его схватывания со стенкой колонны и горными породами в затрубном пространстве скважины.

### **5.10. Вскрытие продуктивных пластов**

Различают первичное и вторичное вскрытие продуктивных пластов. Под первичным вскрытием следует понимать пересечение продуктивных пластов скважиной в процессе ее бурения, т.е. соединение пласта со скважиной. Процесс вскрытия пласта имеет исключительно важное значение для освоения и последующей эксплуатации скважины. При вскрытии пласта необходимо принимать меры для сохранения его природных коллекторских свойств и предотвращения открытого фонтанирования. Основные условия, которые должны при этом соблюдаться, - это обеспечение безопасности бурения и минимизация вредного влияния бурового раствора на коллекторские характеристики пород.

Вскрытие пластов без учета геолого- физических особенностей пласта и физико- химической характеристики насыщающих его флюидов в значительной степени снижает их продуктивность. В отдельных случаях при неудовлетворительной методике вскрытия, не отвечающей характеру вскрываемого пласта, промышленного притока нефти или газа при его испытании вообще может быть не получено. Это подтверждается нефтепромысловой практикой. Иногда скважины при бурении показывали хорошие признаки нефтеносности и даже бурно проявляли себя. После завершения бурения, спуска и цементации эксплуатационной колонны скважины в процессе испытания давали либо небольшие притоки нефти или совсем не показывали признаков нефтегазонасности.

Это, естественно, является следствием вредного влияния на продуктивность пласта неправильной методики его вскрытия, примененной при бурении. Несоответствие методики вскрытия характеру нефтегазонасного пласта значительно снижает технико- экономические показатели разработки, а в процессе поисково- разведочных работ может даже привести к пропуску в разрезе нефтяного или газового объекта /1,7,14,15,16,20,24,25,33/.

По условиям вскрытия продуктивные пласты можно разделить на две группы:

- 1) высокопродуктивные пласты с высоким давлением;
- 2) истощенные пласты с пониженным давлением.

При вскрытии пластов первой группы необходимо принять меры по предотвращению открытых фонтанов (обеспечение необходимой плотности бурового раствора, монтаж противовыбросового оборудования и т.д.).

При этом, естественно, наблюдается проникновение в пласт фильтрата бурового раствора.

При вскрытии пластов второй группы необходимо принять меры против проникновения в пласт фильтрата бурового раствора. Основной причиной ухудшения коллекторских свойств пласта является проникновение в пласт больших объемов фильтрата бурового раствора и промывочной жидкости.

Отрицательное действие проникшего в нефтяной пласт фильтрата промывочной жидкости заключается в следующем.

1.Прежде всего проникая в пласт вода удерживается в пористой среде капиллярными силами, и для ее вытеснения из поровых каналов необходимо создать значительный перепад давления. Но даже под воздействием значительного перепада давления вода из поровых каналов может быть вытеснена только частично. Это приводит к снижению проницаемости пласта в призабойной зоне и, естественно, затрудняет продвижение нефти или газа к скважине.

2. Пресная техническая вода, проникая в пласт, вызывает разбухание глинистых частиц, содержащихся в продуктивном коллекторе, что также приводит к снижению проницаемости пласта в призабойной зоне. Особенно это характерно для монтмориллонитовых глин, которые увеличивают свой объем в 3-4 раза, что, в свою очередь, влияет на уменьшение объема порового пространства.

3.Образование водонефтяной эмульсии и выпадение нерастворимых осадков в порах продуктивного пласта при взаимодействии фильтрата с высокоминерализованными пластовыми водами, нефтью продуктивного пласта, что также значительно снижает проницаемость пород вокруг ствола скважины.

4.Образование гидратов- химических соединений природных газов с пресной водой при перепаде давления.

Все вышеперечисленные факторы могут проявляться одновременно или каждый в отдельности в зависимости от физико- химической характеристики поровой среды, свойств флюидов, насыщающих ее, и свойств фильтрата, проникшего в пласт. Низкое качество методик вскрытия продуктивных пластов особенно сильно сказывается в случае пластов с низкими коллекторскими свойствами. Отрицательное влияние некачественного вскрытия особенно отражается на продуктивных пластах, залегающих на больших глубинах, т.к. здесь очень трудно отрегулировать соотношение пластового давления и давления столба жидкости в скважине (давление репрессии). Последнее довольно часто превышает пластовое давление, что приводит к обильному проникновению промывочной жидкости и ее фильтрата в продуктивный пласт.

Проблема вскрытия продуктивных пластов с сохранением естественной проницаемости коллектора до сих пор не решена. Для снижения отри-

цательного влияния фильтрата промывочной жидкости при вскрытии скважин рекомендуются следующие мероприятия.

1. Снижение водоотдачи промывочной жидкости до  $5 \text{ см}^3$ .

Снижение водоотдачи промывочной жидкости достигается путем химической обработки ее различными реагентами. Однако, несмотря на такую обработку, все же ФБР проникает в призабойную зону скважины на значительную глубину. Для снижения вредного влияния фильтрата на продуктивность скважин в некоторых нефтегазодобывающих районах страны в промывочную жидкость добавляют различные ПАВ.

2. Улучшение свойств промывочной жидкости на водной основе путем добавления различных поверхностно- активных веществ (ПАВ).

Вскрытие продуктивных пластов на глинистом растворе или на водном с добавкой ПАВ позволило значительно сократить естественную проницаемость призабойной зоны пласта и увеличить дебиты скважины на 10-15%. В качестве ПАВ применяется сульфанол, СНС и ОП-10. Добавка их в промывочную жидкость в количестве 0,5-1% производится перед вскрытием продуктивных пластов.

Необходимо отметить, что не во всех случаях можно ожидать положительных результатов при добавке ПАВ в глинистые растворы. Например, при достаточно сильном поглощении в процессе вскрытия пласта отфильтровавшаяся вода или промывочная жидкость проникают настолько далеко в пласт, что вследствие адсорбции ПАВ поверхностью породы фильтрат на значительном удалении от призабойной зоны может оказаться лишенным ПАВ. Снижение эффекта при вскрытии продуктивного пласта глинистым раствором с добавкой ПАВ наблюдается при наличии в коллекторе значительного количества набухающих глинистых частиц. В этом случае часть глинистых частиц не подвергается защитному действию ПАВ и отфильтровавшаяся вода вызовет их набухание.

3. Применение буровых растворов на нефтяной основе (РНО) (табл.16). При вскрытии пластов с применением растворов на нефтяной основе полностью ликвидируется возможность попадания воды и водных растворов в пласт, что, естественно, обеспечивает высокое качество вскрытия. Описываемый метод все еще не получил широкого распространения, его обычно используют для вскрытия пластов в единичных скважинах только на крупных месторождениях, в основном для отбора керна с сохранением естественных условий водонасыщенности. При этом дебиты скважин на РНО оказались выше соседних в 3-5 раз, где пласты были вскрыты на глинистых водоносных растворах.

Рассматриваемый метод рекомендуется использовать при вскрытии продуктивных пластов с низким пластовым давлением, с высоким пластовым давлением, но с низкой проницаемостью, а также продуктивных пластов, содержащих монтмориллонитовую глину.

Во всех отмеченных случаях вскрытие пластов с применением РНО

обеспечивает сохранение естественной проницаемости коллектора. Вскрытие продуктивных пластов по этой методике осуществляется по следующей технологии. Бурение до кровли продуктивного пласта осуществлялось с промывкой обычным раствором. Затем скважина обсаживается эксплуатационной колонной, и бурение до проектной глубины производится с раствором на нефтяной основе. На этом же растворе производятся радиометрические работы НГК и ГК, а также кавернометрия. Скважину следует осваивать со спуском хвостовика или открытым забоем.

#### 4. Применение газообразных агентов.

Для вскрытия продуктивных пластов с низкой проницаемостью начали применять газообразные агенты. Этот метод так же, как вскрытие пластов с применением РНО обеспечивает хорошее сохранение их естественной проницаемости. При низких пластовых давлениях во всех горизонтах с невысоким их водообилием бурение всей скважины можно осуществлять с продувкой газообразными агентами. Если условия отсутствуют, то перед вскрытием продуктивного горизонта с применением газообразного агента скважину необходимо обсадить технической колонной. Продуктивный пласт в этом случае после его вскрытия остается либо открытым, либо перекрывается хвостовиком.

#### 5. Применение пен.

При вскрытии продуктивных пластов в последние годы предложен новый метод - с применением пен. Лабораторные и промышленные испытания показали большую эффективность данного метода, который позволяет значительно понизить давление репрессии по сравнению с гидростатическим, что обычно наблюдается только на месторождениях, которые длительное время находятся в разработке. Пенами называются высококонцентрированные дисперсии газа и жидкости. От типичных пен следует отличать азрированные жидкости - низкоконцентрированные системы газа и жидкости, в которых отдельные газовые пузырьки находятся на сравнительно большом расстоянии друг от друга. Такие системы обладают незначительной устойчивостью и существуют в течение короткого времени. Для получения пены необходимо присутствие третьего компонента. Вещества, образующие пену, называются пенообразователями.

Обычно пенообразователями являются поверхностно- активные вещества, обладающие гетерополярностью. У этих веществ одна часть молекул является неполярной и адсорбируется на поверхности пузырьков, а другая часть молекул имеет полярную границу, способную взаимодействовать с водой. Благодаря этому молекулы пенообразователя концентрируются в поверхностном слое между жидкой и воздушной фазами и придают пене значительную устойчивость.

Таблица 16

## Характеристика буровых растворов на нефтяной основе

Область применения	Полученный эффект	Сущность процесса приготовления и рецептура	Показатели получаемого раствора
<p>1. При вскрытии пластов с низким пластовым давлением</p> <p>2. При вскрытии: пластов с высоким пластовым давлением, но с низкой проницаемостью</p> <p>3. При бурении в осложненных условиях</p> <p>4. Для изучения водонасыщенности образцов пород</p> <p>5. Для увеличения выноса керна</p>	<p>Увеличение дебита скважины в 1,5 - 2 раза; значительное ускорение в освоении скважин</p> <p>То же</p> <p>То же</p> <p>Единственно правильный метод отбора керна</p> <p>С 30 - 50% при глинистом растворе до 90% при растворе на нефтяной основе</p>	<p>Сущность процесса приготовления сводится к растворению битума и окисленного нефтепродукта в нефтяной основе и к последующему добавлению раствора щелочи, необходимой для образования мыла, являющегося стабилизатором растворов на нефтяной основе</p> <p>Рецептура 1) 10 – 20% битума (температура размягчения 140—160°C), 1,5—3% натриевого мыла (окисленный парафин с числом омыления 100 - 140 мг КОН на 1 г), 0,7—1,5% едкого натра, 1—5% воды и нефтяная основа до 100% (дизельный, дистиллят или дизельное топливо); 2) раствор на основе дистиллятных нефтепродуктов, стабилизируемый натриевым мылом окисленного петролатума. Содержание натриевого мыла окисленного петролатума может изменяться от 2 до 5% в зависимости от требуемых параметров раствора, содержание окисленного битума - от 15 до 25% и 0,7 - 1,5% раствора едкого натра (плотность 1,47 г/см<sup>3</sup>)</p>	<p>Плотность от 0,87 до 2,5 г/см<sup>3</sup> (вводят в раствор известняк, доломит, барит, гематит и другие утяжелители). Вязкость регулируется изменением концентрации в растворе битума и мыла от .60 сек по СПВ-5 до «не течет». Несмотря на повышенную вязкость, растворы на нефтяной основе легко прокачиваются насосами. В состоянии покоя они легко переходят в гель, который легко разрушается при механическом воздействии. Статическое напряжение сдвига от 5 - 20 кГ/сек до сотен мГ/см<sup>2</sup>. Фильтрация через пористые материалы равна нулю. Толщина корки меньше 1 мм.</p>

При применении пены для вскрытия продуктивных пластов она будет дополнительно стабилизироваться в результате прилипания к пузырькам воздуха частиц выбуренной породы. Эти частицы препятствуют слиянию пузырьков. Таким образом, двухфазная пена, используемая для вскрытия пласта, превращается в трехфазную, имеющую большую устойчивость.

#### 6. Применение аэрированной жидкости с добавкой ПАВ

Довольно устойчивую пену можно получить в скважине при циркуляции по ней аэрированной жидкости с добавкой ПАВ. Как известно, пены в отличие от других промывочных жидкостей позволяют легко регулировать забойное давление за счет степени аэрации. Также можно в широких пределах регулировать и вязкость пен. Основное преимущество применения пен заключается в том, что исключается поступление промывочной жидкости в пласт. Кроме того, применение пены при бурении скважин улучшает условия выноса выбуренной породы, частицы которой прилипают к пузырькам воздуха, в результате чего увеличивается механическая скорость бурения.

С целью вскрытия продуктивных пластов с применением местной циркуляции институт ВНИИБТ разработал специальный инструмент вращательного бурения с промывкой при помощи эрлифта. При этом методе скважину бурят до продуктивного пласта обычным способом. Затем снижают уровень жидкости в скважине до такой глубины, чтобы забойное давление не превышало пластовое давление. После этого в скважину спускают инструмент в специальной компоновке и приступают к вскрытию продуктивного пласта, при этом шлам осаждается в шламособорнике. Описываемый метод позволяет производить вскрытие пласта при давлении, равном пластовому, осуществлять промывку забоя аэрированной жидкостью и тем самым снижать отрицательное воздействие промывочной жидкости и ее фильтрата на продуктивность пласта.

В настоящее время вскрытие продуктивных пластов обычно осуществляется на глинистом растворе, применяются также другие растворы на водной основе.

Зачастую перед вскрытием продуктивных пластов не производится соответствующая обработка растворов химическими реагентами (даже для уменьшения водоотдачи), и они обычно вскрываются теми же буровыми растворами, на которых бурился весь ствол скважины.

В последние годы значительное место в добыче нефти и газа, приросте запасов и ресурсов приобретают пласты с карбонатными и трещиноватыми коллекторами. Кроме того, на многих нефтяных месторождениях бурят дополнительные добывающие скважины на поздних стадиях разработки, когда значительно снижается пластовое давление. В этих условиях остро ставится задача рационального вскрытия нефтегазоносных пластов, которая приобретает первостепенное значение. Следует заметить также,

что этот вопрос все более обостряется, т.к. значительно увеличиваются глубины залегания открываемых залежей нефти и газа (Западная Сибирь, Урало-Поволжье, Северный Кавказ).

Для снижения вредного влияния промывочной жидкости на водной основе на продуктивность скважин продуктивные пласты должны вскрываться при условии незначительного давления жидкости в скважине (репрессии) над давлением в пласте. При соблюдении этого условия зона проникновения раствора в пласт и его фильтрата будет минимальна. Это особенно важно, когда вскрываются пласты с давлением, превышающим гидростатическое, и бурение проводится на глинистом растворе, утяжеленном баритом или гематитом. В этом случае при значительном превышении давления столба промывочной жидкости в скважине (давление репрессии) над давлением пласта в него проникнут порошкообразный барит или гематит. При вскрытии пластов с низкими коллекторскими свойствами или трещинной пористостью проникновение в пласт утяжеленного глинистого раствора может привести к закупорке проницаемых каналов в призабойной зоне, что будет препятствовать притоку нефти или газа из пласта в скважину.

Для полного предотвращения поступления в продуктивный пласт любого постороннего для пласта материала вскрытие его должно производиться в условиях равновесия между пластовым давлением и давлением репрессии. В таких случаях будет сохранена естественная проницаемость коллектора. Это условие можно выполнить при применении вращающегося ротора-превентера, а также других устройств, обеспечивающих надежную герметизацию устья скважины и регулирование давления в ней на уровне пластового. Однако указанное оборудование еще слабо внедрено в практику буровых работ, поэтому необходимо широко применять рассмотренные выше способы вскрытия пластов, снижающие вредное влияние промывочных жидкостей.

Как известно, на продуктивность пласта вредное влияние оказывает проникновение в него не только промывочной жидкости, но и цементного раствора во время цементации эксплуатационной колонны. Цементный раствор, проникая в поры и трещины пласта и превращаясь в цементный камень, закрывает их и тем самым значительно снижает проницаемость призабойной зоны нефтегазоносных пластов. Кроме того, нежелательно образование в стволе скважины каверн против продуктивных пластов. Это приведет к получению цементного кольца значительной толщины и затруднит перфорацию последнего при освоении скважины.

Для уменьшения глубины проникновения ФБР в пласт нельзя допускать излишнего высокого давления прокачки цемента, и весь процесс цементации проводить в самые сжатые сроки.

Для уменьшения кавернообразования в скважине необходимо снижать водоотдачу глинистого раствора путем обработки соответствующими

химическими реагентами и не допускать длительных простоев в бурении скважины.

### **5.11. Борьба с осложнениями скважин**

В процессе бурения скважины буровая бригада нередко сталкивается с различного рода осложнениями. Наиболее распространенными из них являются: уход промывочной жидкости, нарушение циркуляции; нефте-, газо- и водопрооявления; недолив промывочной жидкости в процессе подъема бурового инструмента, обвалы пород, прихваты и затяжки бурового инструмента /1,2,7,14,15,16,17,20,24,27,32,33,38/.

#### *Борьба с уходом промывочной жидкости при бурении скважин*

Поглощение промывочной жидкости обычно наблюдается в крупнопористых, кавернозных или трещиноватых породах, когда пластовое давление оказывается меньше давления столба промывочной жидкости в скважине (давление репрессии). Поглощение промывочной жидкости может быть различным - от слабого до катастрофического, когда выход промывочной жидкости на поверхность полностью прекращается (при вскрытии крупных каверн и больших крупных трещин). Для прогнозирования интервалов поглощения промывочной жидкости в ГТН должны быть указаны глубины возможного ухода бурового раствора.

Поглощение промывочной жидкости в ряде случаев можно предупредить, особенно в зонах крупнопористых пород, перебитых тонкими трещинами и имеющих низкое пластовое давление. Для предупреждения поглощения в таких породах рекомендуется за 50-100 м до вскрытия опасной зоны перейти на промывку скважины раствором с меньшей плотностью и высокой вязкостью при малой водоотдаче. В тех случаях, когда интенсивность поглощения весьма велика (более 150-200 м<sup>3</sup>/ час) и указанные мероприятия не помогают, тогда в скважину намыывают инертные материалы (песок, шлам, цемент, опилки, ветошь и т.д.). Если и указанные мероприятия не помогают, в скважину спускают промежуточную техническую колонну.

Для правильной борьбы с уходом циркуляции необходимо осуществлять следующий комплекс мероприятий.

1. Одновременно с монтажом буровой примерно в 10 м от приемного чана насосов необходимо оборудовать площадку с глиномешалкой, к которой должен быть подъезд для автомашины. В 2-3 м от глиномешалки устанавливают запасной чан емкостью 8 м<sup>3</sup> с самотеком в глиномешалку через 76,2 мм линию с задвижкой, а также запасную емкость в размере не менее одного объема от проектной глубины скважины. На площадке должен находиться ящик с 3-4 т цемента и 3-4 т извести (они должны быть хорошо укрыты от дождя).

2. На буровой установить два насоса с отдельными приемами, соеди-



ненными между собой жолобом глубиной 60 см, перекрываемым щитом. Емкость первого приема должна быть не меньше 15-18 м<sup>3</sup>, а второго- не больше 8 м<sup>3</sup> для спуска в него при необходимости цементно- глинистых растворов.

3. Монтировать новую буровую от буровой, где был сильный фонтан, в процессе которого было выброшено много породы, нельзя ближе 50-70 м. Кроме того, при прохождении сильно раздренированных зон нужно останавливать эксплуатационные скважины, расположенные на расстоянии 25-30 м. Кондуктор в скважинах с возможным уходом промывочной жидкости должен быть спущен не менее чем на 100 м ниже возможного снижения уровня раствора при его поглощении.

4. При внезапном уходе промывочной жидкости необходимо:

а) при наличии на буровой только извести инструмент необходимо поднять на 1-4 м свечи (в зависимости от глубины скважины) и срочно готовить известково- глинистую пробку; для этого глиномешалку на 1/2 объема заполнить водой и на 1/2 известью (предварительно до загрузки извести ее куски полить небольшим количеством воды, чтобы вызвать распадение их на мелкие частицы); после заполнения глиномешалки известью перемешать в ней содержимое и спустить в приемный чан, где также перемешать и закачать в бурильные трубы, продавливая обычный раствор в объеме бурильных труб; после продавки инструмент поднять и оставить скважину в покое на 8 часов, после чего начать промывку до забоя; промывку зоны, занятой вязкой пробкой, нужно вести осторожно, т.к. большой процент извести в растворе способствует образованию толстой корки;

б) при наличии на буровой только цемента нужно готовить цементно-глинистую корку, инструмент при этом также нужно поднять на 1-4 свечи; заполнить глиномешалку на 9/10 раствором и на 1/10 цементом, глиномешалка при этом должна работать, цемент нужно подносить к глиномешалке ведрами, носилками или мешками; нормальный глинистый раствор нужно откачать в запасные чаны, а в приеме заготовить 10-12 м<sup>3</sup> цемента - глинистого раствора, закачать его в бурильные трубы, продавить нормальным раствором в объеме бурильных труб, инструмент поднять, скважину оставить в покое на 8 часов.

в) при наличии на буровой только жидкого стекла готовят силикатно- глинистую пробку, инструмент поднять на 1-4 свечи; за время подъема накатить бочку с жидким стеклом на желоб в удобном месте, одну бочку вылить в течение 10 мин; жидкое стекло брать в количестве 6% от объема циркулирующего раствора; во время приготовления пробки инструмент расхаживать и вращать, затем заготовленный раствор закачать в бурильные трубы, продавить нормальным раствором, поднять буровой инструмент до башмака, оставить скважину в покое на 8 часов.

Если перечисленные мероприятия по борьбе с внезапным уходом промывочной жидкости не помогут, следует приступить к осуществлению

забойных цементировок.

В некоторых случаях отмечаются такие ситуации, при которых после восстановления циркуляции, когда пробурено 3-5 м, циркуляция вновь пропадает. Тогда следует приготовить вязкий глинистый раствор (50-60 сек.) в объеме скважины, промыть скважину до забоя и начать бурение без циркуляции при половинном расходе раствора. Разбуренная порода будет уноситься в трещину. Если пласт имеет небольшую толщину (20-25 м), то пройдя его, повторяют забойное цементирование, после чего оставляют скважину в покое на 48 час. Если циркуляция восстанавливается, а затем опять пропадает после бурения 2-5 м, продолжают бурить 20-25 м без циркуляции с уменьшенным расходом насоса, после чего опять повторяют забойное цементирование.

При уходе раствора в каверну или трещину (уходит с большим шумом) быстро поднимают инструмент и повторяют забойное цементирование. Если циркуляция не восстановится, продолжают бурить без циркуляции. При этом в случае каверны инструмент иногда уходит на длину квадрата. В этом случае надо довести его до дна каверны, затем приподнять на 1,5-2 м и произвести цементирование. Если это не помогает, нужно пробурить без циркуляции 60-70 м и спустить техническую колонну.

При катастрофических уходах промывочной жидкости необходимо снизить интенсивность поглощения путем введения в глинистый раствор инертных наполнителей: целлофана, слюды- чешуйки, кордового волокна, кожи «горох», древесной коры, опилок, перлита, веток деревьев, ветоши и т.д.

Снизив интенсивность поглощения, необходимо ликвидировать его с помощью тампонирующих растворов, в качестве которых рекомендуется применять высокопрочный гипс, гель- цемент, глиноцементные растворы, быстросхватывающиеся цементные смеси.

#### *Борьба с газо-, нефте- и водопрооявлениями, с аварийным фонтанированием скважин*

При поступлении в промывочную жидкость значительных количеств газа, нефти происходит снижение давления на забой, что может вызвать выброс и открытое фонтанирование скважины. Для предупреждения выбросов до вскрытия зон газонефтепроявлений необходимо повысить удельный вес промывочной жидкости настолько, чтобы давление на забое скважины (репрессия) стало выше пластового. Если во время бурения ожидается газонефтепроявления, то устье скважины следует оборудовать специальной противовыбросовой арматурой - превентерами и т.д.

Для борьбы с возможными выбросами применяют также утяжеленные глинистые растворы. Глинистые растворы, приготовленные из обычных глин, имеют плотность не более  $1,3 \text{ г/см}^3$ . Утяжеление глинистых растворов осуществляется, как правило, введением в него некоторых тонкомолотых тяжелых минералов или веществ, являющихся отходами произ-

водства. В качестве таких утяжелителей применяют гематит, магнетит, барит и т.д. Обычно для утяжелителей используют только химически обработанные глинистые растворы с небольшой водоотдачей и вязкостью. Утяжеленный глинистый раствор достигает плотности 1,6-1,7 г/см<sup>3</sup>. Удельный вес химически обработанных тяжелых глинистых растворов достигает 2,2 г/см<sup>3</sup>. Применение утяжеленных и особенно тяжелых глинистых растворов затрудняет электрокаротаж скважин и изучение проходимых газонефтеносных горизонтов, поэтому их следует применять лишь в необходимых случаях.

Для борьбы с водопроявлениями перед вскрытием высоконапорного водоносного пласта обычно следует повышать вязкость и плотность раствора, а также герметизируют устье скважины превентером.

*При борьбе с газо-, нефте- и водопроявлениями обычно соблюдают комплекс профилактических мероприятий в процессе бурения скважины:*

1. До начала бурения каждой скважины в ГТН должны быть установлены параметры глинистого раствора, применяемые при прохождении отдельных интервалов, чтобы давление репрессии было выше пластового.

2. Около буровой нужно иметь запас утяжеленного глинистого раствора, равный трехкратному объему скважины из расчета ее проектной глубины.

3. Для борьбы с газопроявлениями глинистый раствор должен иметь вязкость не выше 30-50 сек. по СПВ-5 и статическое напряжение сдвига в пределах 15-25 кг/см<sup>2</sup>. При борьбе с газовыми выбросами особенно опасны газовые пузыри в растворе. Вначале они вызывают перелив раствора из скважины, затем выплескивание раствора, а в дальнейшем- фонтанирование. При газопроявлении рекомендуется интенсивно дегазировать раствор, а затем, не поднимая бурильных труб с забоя, закачать в скважину более тяжелый раствор под давлением при закрытом превентере. При закрытии плашечного превентера бурильные трубы должны быть на весу, причем так, чтобы против плашек превентера находилась примерно середина бурильной трубы.

Не следует закрывать плашечный превентер в тот момент, когда бурильные трубы опираются на элеватор, поставленный на ротор, т.к. колонна бурильных труб может находиться не в центре превентера, и тогда плашки превентера не смогут плотно зажать трубы.

#### *Противовыбросовое оборудование при бурении скважин*

В процессе бурения скважин используются различные типы превентеров, характеристика которых и особенности применения приведены в табл. 17.

## Классификация превентеров

Тип превентеров	Область и техника применения
1	2
Плашечный	Герметизируется пространство между бурильными и обсадными трубами без возможности вращения системы бурильных труб. Приводятся в движение они механическим, пневматическим, гидравлическим или электрическим способами. При применении бурильных труб с замковыми соединениями, внешний диаметр которых более диаметра труб, во время спуска и подъема их из скважины для герметизации устья необходимы два плашечных превентера с вырезными и один превентер с глухими плашками. Если бурильные трубы находятся в скважине, устье герметизируют одним из верхних превентеров, имеющим вырезные плашки с резиновыми уплотнениями под бурильные трубы. Если же в скважине нет бурильных труб, ее герметизируют при помощи нижнего превентера с глухими плашками
Вращающийся	Герметизируется пространство между бурильными и обсадными трубами, при этом допускается вращение бурильных труб, квадратной штанги и перемещение их вверх и вниз в процессе бурения
Превентор Азинмаша ПВА-300	Рабочее давление – 300 кГ/см <sup>2</sup>
Превентор Азинмаша ПП-11-200	Рабочее давление - 200 кГ/см <sup>2</sup>
Трубный превентер Грозненского типа	<p>При помощи его в процессе бурения или проработки можно промыть скважину с дополнительным давлением на устье. Пользуясь им, можно восстановить удельный вес глинистого раствора за 1-2 ч; без его применения на это затрачивается 2 ч, а иногда и более суток.</p> <p>Существенным недостатком вращающихся превентеров является установка их под полом буровой. При такой схеме установки невозможно осуществить взаимное центрирование вышки, ротора и превентера, вследствие чего операция по установке или извлечению патрона (внутренней части превентера) из корпуса отнимает более 4 ч, что недопустимо, особенно во время проявления скважины. При вращении бурильной колонны возникают значительные радиальные усилия, в результате подшипники превентера быстро выходят из строя; неудобно обслуживать превентеры</p>

### *Недолив промывочной жидкости в процессе подъема бурового инструмента*

При подъеме бурового инструмента из скважины объем промывочной жидкости сокращается, противодействие на пласт уменьшается, поэтому промывочная жидкость обычно разгазируется, что приводит зачастую к аварийным выбросам, авариям на скважине. Поэтому при подъеме бурового инструмента необходимо доливать промывочную жидкость в скважину. Например, при бурении скв.43 Уренгойской площади при подъеме бурового инструмента раствор в скважину не доливали, оставшийся раствор быстро разгазировался. Произошел выброс газа, перешедший в газовый фонтан. Аналогичная ситуация сложилась на скв.6 Варь-Еганского месторождения, где при подъеме бурового инструмента скважину не доливали, также произошел выброс нефти с газом.

### *Борьба с обвалами, прихватами и затяжкой бурового инструмента*

Нередко в процессе бурения наблюдаются обвалы и осыпи горных пород в скважине. Слабая устойчивость пород в разрезе скважины еще более уменьшается в процессе бурения при их увлажнении промывочной жидкостью. В связи с этим обвалы и осыпи пород возникают в скважине не сразу после вскрытия пород, а лишь через некоторое время. Например, обвалы пластичных глин михайловского горизонта и песчаников бобринского горизонта в Башкирии и Татарии начинаются через 20-40 час после их вскрытия с промывкой водой. В Западной Сибири прихваты бурового инструмента наблюдаются в основном лишь в интервалах, сложенных опоковидными глинами.

Основными причинами, вызывающими обвалы пород, являются следующие:

- 1) трещиноватость и слоистость пород, а также отсутствие сцепления между отдельными частицами;
- 2) тектонические нарушения (перемятость пород, сбросы) и крутые углы падения;
- 3) набухание и размокание пород;
- 4) применение несоответствующих условиям бурения глинистых растворов;
- 5) медленное ведение процесса бурения и простой по организационно-техническим причинам.

Следует иметь в виду, что песчаные породы осыпаются в виде сравнительно мелких кусочков, которые довольно легко удаляются из скважины восходящим потоком жидкости при соответствующей скорости. Гораздо труднее вести борьбу с глинами и сланцами, которые обваливаясь, слипаются между собой, разбухают от воздействия воды и образуют мощные сальники на долоте и пробки в скважинах, достигающие иногда нескольких десятков и даже сотен метров. Такое пробкообразование часто наблю-

дается в скважинах на Северном Кавказе при прохождении их через майкопские глины.

При возникновении в скважине обвалов наблюдаются следующие ситуации:

- 1) значительное повышение давления буровых насосов;
- 2) резкое повышение вязкости глинистого раствора;
- 3) вынос раствором на дневную поверхность большого количества обломков обваливающихся пород;
- 4) затяжки инструмента при подъеме.

Существуют следующие мероприятия по предупреждению обвалов и борьбе с ними:

- 1) применение глинистого раствора, препятствующего возникновению обвалов;
- 2) сокращение до минимума простоев и поддержание необходимого в условиях возможных обвалов режима бурения;
- 3) рациональный выбор конструкции скважины, предусматривающий возможность изоляции обваливающихся пород;
- 4) снижение водоотдачи глинистых растворов (достигается химической обработкой реагентами);
- 5) увеличение противодавления на пласт.

В некоторых случаях наблюдаются прихваты бурового инструмента, которые могут привести к авариям в скважине. Основными мероприятиями по предупреждению прихватов являются: применение промывочных жидкостей высокого качества, достаточно высокая скорость промывки скважины, полная очистка растворов от шлама, соблюдение мер по предупреждению осложнений, рассмотренных выше. Для освобождения прихваченного инструмента применяют его расхаживание, а в более сложных случаях - водяные, кислотные, нефтяные ванны. В некоторых случаях для освобождения инструмента применяют специальные домкраты.

## **5.12. Спуск эксплуатационной колонны**

Подготовка скважин к спуску эксплуатационной колонны, ее спуск производится в соответствии с индивидуальными планами, которые должны быть составлены на каждую скважину и утверждены руководством бурового предприятия. План работ по спуску колонны должен предусматривать: а) подготовку скважины к спуску колонны и доведение ее до проектной глубины; б) контроль за доставленными трубами на буровую; в) конструкцию низа колонны, место установки башмака, фильтра, обратного клапана; упорного кольца, центрирующих фонарей /1,2,14,17,20,24,27/.

### *Подготовка скважины к спуску колонны*

Перед спуском колонны в скважины должен быть проведен необходимый комплекс промысловых геофизических исследований, включая за-

меры каверномером. Места сужения ствола по данным каверномера должны быть проработаны перед спуском колонны со скоростью, установленной конторой бурения, а параметры промывочной жидкости доведены до нормы, установленной для данной скважины.

В скважинах, пробуренных в геологически нормальных условиях и на химически обработанном растворе, проработку ствола можно не производить. В скважинах, пройденных в геологически осложненных условиях (затяжки, посадка инструмента, обвалы и т.д.), проработку ствола скважины следует проводить на высоту подъема цемента. Необходимость проработки скважины перед спуском колонны должна определяться из условий бурения скважин в данном нефтегазоносном районе.

Скорость проработки ствола скважины должна быть в пределах 36-38 м/час.

Подача инструмента при проработке должна быть равномерной и без пропусков. Проработка должна сопровождаться интенсивной промывкой. Скорость восходящей струи в кольцевом пространстве при подготовке скважины к спуску кондуктора и технической колонны должна быть не менее 0,5-0,6 м/сек, а при спуске эксплуатационной колонны – 1,0 м/сек и выше. Качество выходящего из скважины раствора в течение всей проработки должно быть в пределах, указанных в геолого - техническом наряде. При проработке ствола раствор должен непрерывно очищаться в жолобах, вибрационных ситах, ситах- конвейерах или сепараторах. Содержание песка в растворе не должно превышать 4%.

Перед спуском обсадной колонны производится тщательная промывка скважины. Промывку скважины следует производить до тех пор, пока качество глинистого раствора не станет нормальным по всему стволу скважины. Всякие газоводопроявления, обвалы и уходы промывочной жидкости должны быть ликвидированы. Продолжительность промывки скважины перед спуском колонны не должна быть длительной. Она должна определяться постоянством качественных показателей глинистого раствора в течение двух циклов циркуляции и давлением при промывке, которое должно равняться гидравлическим сопротивлениям при нормальной промывке для данных условий. Перед промывкой бурильные трубы подвергаются контрольному замеру при помощи рулетки или мерной ленты. Длина рулетки должна быть больше длины свечей бурильных труб. Результаты контрольного замера инструмента мастер обязан занести в свою записную книжку и в суточный рапорт по бурению скважины.

#### *Подготовка обсадных труб*

Обсадные трубы, доставляемые на скважину, должны быть по количеству, маркам стали и толщинам стенок соответствовать тем, которые намечены по плану спуска колонны для данной скважины. При осмотре труб необходимо обращать внимание на их кривизну, наличие трещин, расслоение металла, деформацию муфт и концов с резьбой. Отобранные для спус-

ка трубы подвергаются проверке на овальность. Для этой цели применяются жесткий шаблон- калибр, имеющий различные значения диаметра в зависимости от класса наружного диаметра и толщины стенки обсадной трубы. По каждой проверенной шаблоном трубе необходимо записать следующие данные: порядковый номер, заводской номер трубы, название завода, номер плавки, марку, толщину стенки, дату изготовления, а также записывают недовертки по спускаемой трубе. Запись следует вести так, чтобы в любой момент спуска знать точную длину спущенных в скважину труб.

На основании этих записей определяется месторасположение каждой трубы в колонне, производится измерение ее длины и укладка на стеллаж буровой. Укладку труб на стеллаж следует проводить в порядке, обратном спуску их в скважину, т.е. трубы, которые будут уложены на стеллаж первыми, должны быть спущены в скважину последними. Обсадные трубы при укладке на мостках должны быть осмотрены, и те из них, в которых обнаружены дефекты, ни в коем случае нельзя спускать в скважину. Конечная труба должна быть на мостках прошаблонирована, тщательно замерена и помечена порядковым номером спуска.

Измерение длины обсадных труб производится стальной рулеткой, снабженной специальным приспособлением для более точного определения длины трубы. Нарезную часть труб и муфт необходимо тщательно очистить жесткой волосяной щеткой и промыть керосином. Заусеницы на резьбе снять с помощью райбера. С целью предотвращения порчи резьбы на трубах воспрещается производить их очистку металлическими скребками или щетками, концами расплетенного талевого каната. После очистки резьбы муфт и труб на них надеваются предохранительные ниппели и кольца, которые должны быть сняты: ниппели перед подачей труб в буровую, кольца- после подъема труб над устьем скважины.

Трубы для эксплуатационных колонн, подлежащие спуску в скважины глубиной свыше 3000м, в обязательной порядке должны подвергаться опрессовке. На случай замены при спуске колонны одной трубы другой, у буровой необходимо иметь запасные трубы для каждой секции колонны из расчета 50м труб на каждые 1000м труб.

При спуске колонны для повышения герметичности резьбовых соединений необходимо заготовить смазки, состоящие из белил, графита и олифы или же белил и сурика.

#### *Конструкция низа обсадной колонны*

Для обеспечения циркуляции глинистого раствора при промывке и цементеже, а также для центрирования нижней секции колонны по отношению к стенкам скважины низ колонны оснащают следующим образом. В оснастку низа обсадной колонны входят: башмачная направляющая пробка, башмак, башмачный патрубок, обратный клапан, упорное кольцо «стоп» и направляющие фонари.



Направляющая пробка в последние годы стала изготавливаться в основном, из легких сплавов. Достоинство этих пробок- прочное их закрепление в башмаке колонны с помощью нарезки, достаточная механическая прочность при спуске колонны и сравнительно легкое разбуривание трехшарошечным долотом или же фрезером.

Башмак колонны представляет собой короткий толстостенный стальной патрубок с толщиной стенок 16-19 мм и длиной 225-425 мм. Верхний конец патрубка имеет внутреннюю резьбу под обсадную трубу, а нижний торец башмака имеет заточку в виде внутренней (большой) и наружной (малой) фасок. Назначение внутренней фаски заключается в отклонении к центру скважины муфт, замков и долота при подъеме инструмента, а также в создании упора для направляющей пробки. Малая наружная фаска предотвращает задевание лезвия башмака за торцы ранее спущенной колонны и за неровности стенок скважины.

Башмачный патрубок представляет собой часть толстостенной обсадной трубы длиной  $\approx 1,5$  м. Нижний конец патрубка свинчивается с башмаком, а на верхний конец навинчивается удлиненная муфта, внутри которой помещается обратный клапан. Для предотвращения отвинчивания в процессе дальнейшего бурения скважины нижнюю кромку удлиненной муфты и верхнюю кромку башмака следует приварить к башмачному патрубку. С этой целью рекомендуется также приварить 5-10 нижних муфт у кондукторов и технических колонн. Если имеются опасения того, что промылочные отверстия в башмачной пробке могут быть закрыты при частичной посадке колонны на забой скважины, то в башмачном патрубке нужно просверлить несколько отверстий диаметром 25-32 мм. Практикой установлено, что центр первого заливного отверстия следует помещать вблизи кромки башмака, остальные отверстия- по винтовой линии на расстоянии 0,5-0,6 м, количество их 4-6 штук.

#### *Обратный клапан*

Для спуска глубоких обсадных колонн применяют обратные клапаны, которые состоят из чугунного корпуса, штока, тарелки, пружины, чайки, шайбы и муфты.

Герметичность клапана необходимо проверять опрессовкой. Установку обратного клапана необходимо производить в таком месте эксплуатационной колонны, чтобы при заключительных работах на буровой исключить операции по разбуриванию и извлечению разрушенных его деталей из скважины.

#### *Упорное кольцо «стоп»*

Выше обратного клапана на ближайшем стыке трубы укрепляется кольцо «стоп», предназначенное для остановки цементировочных пробок в момент цементирования. Упорное кольцо «стоп» представляет собой чугунную или железную шайбу толщиной 12-15 мм. Наружный диаметр

кольца соответствует наружному диаметру нарезанного конца трубы у торца. Внутренний диаметр кольца на 60-70 мм меньше внешнего. С наружной поверхности кольцо имеет нарезку под муфту обсадной колонны.

Обычно упорное кольцо «стоп» ввинчивают от руки в муфту обсадной колонны, находящуюся на расстоянии 15-20 м от лезвия башмака колонны. Такая высота установки упорного кольца «стоп» принята на практике и преследует цель предотвратить проникновение в затрубное пространство последних порций цементного раствора, могущих быть смешанными с глинистым раствором. Упорное кольцо устанавливают вблизи башмака так, чтобы его не пришлось разбуривать. Когда имеется опасение перекачки цементного раствора пониженного качества в затрубное пространство вследствие неточности применяемых цементируемых пробок, целесообразно упорное кольцо устанавливать на 20-30 м от башмака, т.е. на второй или третьей трубе выше обратного клапана. Однако при этом оно должно находиться ниже намеченного интервала перфорации (чтобы избежать необходимости доставки на буровую бурильных труб меньшего диаметра и разбуривания цемента в колонне).

#### *Направляющие фонари*

Для центрирования нижней части обсадной колонны в интервале подъема цемента устанавливают направляющие пружинные фонари ГрозНИИ. Пружинный фонарь состоит из 5-6 специально изогнутых пластинок, изготовленных из рессорной стали и двух колец, к которым сваркой приваривают изогнутые планки. Фонарь должен свободно надеваться на обсадную трубу и удерживаться на ней стопорным кольцом, которое приваривается на расстоянии 500 мм от муфты. Фонари могут надеваться на обсадные трубы на мостках или при спуске колонны перед свинчиванием труб. Их необходимо установить в тех местах, где по кавернограмме нет большого увеличения диаметра скважины и каверн. Места установки фонарей уточняются по данным каротажа и кавернограммы. Размещать фонари следует равномерно в интервале продуктивной толщи на расстоянии не более 35 м друг от друга, а в наклонных скважинах - не более 15 м. Поперечный размер фонаря берется на 30-50 мм больше диаметра долота, которым была пробурена скважина. Это обстоятельство выгодно отличает фонарь ГрозНИИ от всех ранее применявшихся конструкций центрирующих фонарей. Диаметры фонарей в зависимости от диаметров обсадных труб показаны в табл. 18.

#### *Спуск обсадной колонны*

Спуск обсадной колонны в скважину производится согласно плану, составленному техническим отделом и утвержденному главным инженером конторы бурения. План работ по спуску колонны и ее цементированию должен предусматривать следующие операции : а) подготовку скважины к спуску колонны и доведение ее до проектной глубины; б) величи-

ны допускаемого опорожнения колонны при наличии обратного клапана; в) конструкцию низа эксплуатационной колонны; г) тип и количество продавочных пробок; д) количество и качество продавочной жидкости и воды; е) скорость закачки и продавки цементного раствора; ж) ожидаемое конечное давление (максимальное); з) количество и тип цементируемых агрегатов и цементосмесительных машин; и) заключительные работы после окончания цементирования.

Таблица 18

**Размеры направляющих фонарей**

Диаметр обсадной колонны, мм	Размеры фонарей в зависимости от номера долота			
	8	10	11	12
127	$\frac{245}{(45 \times 6)}$	$\frac{295}{(45 \times 6)}$	-	-
152	-	$\frac{285 - 300}{(62 \times 6)}$	$\frac{300 - 320}{(62 \times 6)}$	$\frac{330 - 350}{(62 \times 6)}$
200	-	-	-	$\frac{330 - 350}{(62 \times 6)}$

*Примечание.* В числителе указан диаметр фонаря в мм, в знаменателе – размеры фонарных планок (ширина и толщина) в мм.

При спуске обсадной колонны нарезанная часть труб должна быть смазана белилами или суриком, разведенным на олифе. Если при свинчивании труб от руки получается недовертка в количестве 5-6 ниток, дальнейшее завинчивание при помощи станка (с катушки) не допускается; труба в этом случае должна быть заменена другой. Также подлежит замене труба в том случае, если она свободно наворачивается от руки до конца резьбы. Трубы следует спускать при помощи клиновых захватов (спайдеров) или клиньев, что позволяет докреплять резьбовые соединения в процессе спуска. В пределах интервала подъема цемента, как отмечалось выше, предусматривается центрирование эксплуатационной колонны путем установки на колонне пружинных направляющих фонарей согласно плану спуска колонны.

При спуске колонны с обратным клапаном во избежание ее смятия спуск каждой навинченной трубы необходимо проводить с такой скоростью, чтобы стрелка индикатора веса колебалась в пределах 3-4 делений. При спуске колонны необходимо следить за показателями стрелки индикатора веса и не допускать посадок колонн, т.к. вследствие этого возможны образования сальников или возникновение иных причин, препятствующих спуску. В случае, если посадки будут достигать более 15% в вертикальных скважинах и более 30% в наклонных скважинах веса спущенных труб, спуск колонны нужно приостановить, скважину нужно промыть до уstra-

нения причин, вызвавших посадки колонны.

Колонны с обратным клапаном, который открывается вниз и не допускает проникновения в колонну жидкости из скважины, обеспечивают интенсивное вытеснение из скважины глинистого раствора вместе с оставшимися обломками выбуренной породы. При спуске обсадной колонны с обратным клапаном ее периодически через каждые 200-300 м доливают глинистым раствором. При спуске последних (верхних) 200-300 м труб жидкость в колонну не доливают, т.к. вес труб к этому времени достигает значительной величины. Обратные клапаны применяют также при спуске тяжелой обсадной колонны, чтобы уменьшить ее вес и облегчить нагрузку на талевый канат, вышку и фундамент.

В процессе спуска обсадной колонны необходимо установить систематический контроль за качеством вытесняемого из скважины глинистого раствора, и, в первую очередь, за его плотностью и вязкостью. В случае признаков газирования глинистого раствора необходимо производить замену находящегося в скважине газированного раствора - свежим. Спуск обсадной колонны в этом случае необходимо производить более форсированно, и промежуточные промывки производить в зависимости от поведения скважины. Для предотвращения газирования раствора при спуске обсадных колонн в глубокие скважины необходимо производить промежуточные промывки скважины через обсадную колонну. В частности, при спуске эксплуатационных колонн промывки рекомендуется проводить: а) на глубине 2000-2500 м или по выходе из башмака технической колонны; б) через каждые последующие 500-600 м спуска колонны. Последние 1-2 трубы следует доводить до забоя с промывкой.

Продолжительность каждой промывки скважины не должна превышать одного цикла циркуляции, причем основанием для прекращения промежуточной промывки является получение требуемого качества и постоянства плотности и вязкости глинистого раствора, а также падение давления на манометре до величины, равной гидравлическим сопротивлениям. При остановке насосов давление на устье скважины должно равняться нулю.

Контроль за спуском обсадной колонны должен осуществляться по записям и замеру длины колонны, имеющимся у бурового мастера и геолога. Порядок записи замеренных и уложенных на стеллаж обсадных труб должен соответствовать порядку спуска их в скважину. Порядок и форма записи замера обсадных труб должны указывать не только на количество спущенных труб, но и на суммарную их длину. Форма такой записи приведена в табл. 19. В момент посадки очередной спускаемой трубы на элеватор или же на клинья в графе 2 следует сделать соответствующую отметку.

Для облегчения контроля за соблюдением установленного порядка спуска колонны, номера спускаемых труб следует писать как снаружи (посередине), так и внутри трубы – со стороны нарезанного конца. Дополни-

тельный контроль за количеством спущенных в скважину труб можно осуществлять по записям регистрирующего манометра индикатора веса.

При нащупывании забоя скважины башмаком колонны необходимо учитывать сумму всех недоверток. Нагрузка на башмак колонны при нащупывании забоя должна быть не выше 8-10 т для колонны диаметром 8  $\frac{5}{8}$ " и выше, и 6-8 т – для колонн диаметром от 4  $\frac{3}{4}$ " до 7  $\frac{5}{8}$ ".

По окончании спуска колонны скважину нужно промывать до тех пор, пока параметры промывочной жидкости будут равны установленным планом спуска колонны. Промывать дальше после этого спущенную колонну не рекомендуется. Как правило, промывка производится грязевым насосом /14,24,27,32/.

Таблица 19

**Форма записи замеров обсадных труб при их спуске в скважину**

Номера спускаемых труб	Отметка о спуске	Длина трубы	Общая длина колонны	Примечание
		М		
1	2	3	4	5
1		0,5	0,5	Башмак
2		1,5	2,0	Башмачный патрубок
3		10,45	12,45	Установить в муфту упорное кольцо «СТОП»
4		9,46	21,91	
5		8,34	30,25	
6		11,10	41,35	
7		10,25	51,60	
8		10,15	61,75	Залить колонну глинистым раствором
		и т.д.		

### 5.13. Цементация скважин

#### 5.13.1. Виды цементов для тампонажа скважин

Для цементировки обсадных колонн применяют так называемые тампонажные цементы, являющиеся особыми сортами портландцемента, имеющего широкое применение в строительстве. О качестве цементного раствора, закачиваемого в обсадную колонну, можно судить по его плотности, которая должна находиться в пределах 1,75-1,95 г/см<sup>3</sup>. Качество цементирования обсадной колонны зависит также от начала и конца схватывания цементного раствора. Схватывание цементного раствора должно на-

чинаться после окончания цементировании колонны. Время цементировании не должно превышать 75% от срока начала схватывания цементного раствора. Разница во времени между началом и концом схватывания должна быть по возможности минимальной.

Химический состав выпускаемых высококачественных портландцементов имеет следующие колебания: окись кальция 60-67%; кремнезем 21-24%; глинозем 4-7%; окись железа 2-7%. После обжига смеси получают клинкер, помол которого с добавлением гипса дает цементный порошок. При затворении с водой в определенной пропорции цементный порошок образует цементный раствор, который спустя некоторое время начинает схватываться, затем твердеет и по истечении 1-2 суток приобретает свойства камня.

Для цементировании обсадных колонн выпускаются следующие тампонажные цементы:

- 1) для холодных скважин с температурой на забое до 40° С;
- 2) для горячих скважин с температурой на забое до 75° С;
- 3) для глубоких скважин с температурой на забое 100-120° С.

Начало схватывания цемента должно наступать не менее чем через 1 час 15 мин с момента его затворения. Следовательно, процесс цементировании в глубоких скважинах должен длиться менее 1 часа. Для цементировании кондукторов выпускается специальный цемент с добавкой 25-30% песка.

В зависимости от особенностей геологического разреза и условий бурения используются утяжеленные тампонажные цементы (при промывочной жидкости плотностью до 2,2 г/см<sup>3</sup>), волокнистые тампонажные цементы (для уменьшения глубины проникновения цементного раствора в высокопроницаемые пласты), гель - цементы (для цементировании зон поглощения промывочной жидкости) и др.

При выборе марки тампонажного цемента необходимо учитывать забойную температуру скважины, т.к. она является одним из факторов, значительно ускоряющим процессы схватывания и твердения цементного раствора. Например, тампонажный цемент для «горячих» скважин при температуре 70°С схватывается через 2 часа 15 мин, при температуре 100°С- через 1 час 45 мин., а при температуре 120°С- через 1 час 25 мин.

Проверка качества выбранной марки тампонажного цемента проводится в лаборатории конторы бурения или ЦНИЛ. На партию цемента для заливки, проба которой испытана в лаборатории, выдается свидетельство-паспорт установленной формы. Цементаж скважины цементом, не имеющим свидетельства об испытании, не допускается. Вместе с первой партией цемента на буровую должно быть доставлено также и свидетельство на его испытание. Во время доставки цемента к буровой и в процессе его хранения на буровой он должен быть защищен от влияния атмосферных осадков, ухудшающих его качество.

Для предотвращения порчи цемента необходимо провести следующие мероприятия:

а) мешки с цементом на буровой уложить на специальной площадке или досчатом настиле, приподнятом над уровнем земли не меньше чем на 0,5 м;

б) цементный штабель даже при отсутствии дождя должен закрываться брезентом, доставленным на буровую вместе с цементом;

в) цементаж скважины без предварительного просеивания цемента воспрещается;

г) ответственность за сохранность качества цемента до начала цементажеск несут начальник тампонажного цеха и буровой мастер.

### **5.13.2. Применяемое цементирующее оборудование**

#### *Цементирующие агрегаты*

Цементирующие агрегаты представляют собой установку, состоящую из двигателей, трансмиссии, насосов, манифольдов низкого и высокого давления, измерительных баков, гидравлической цементомешалки и контрольно измерительной аппаратуры, смонтированных на грузовом автомобиле. Цементоподающий поршневой насос устанавливается в передней части платформы автомобиля. Водоподающий насос приводится в действие от двигателя автомашины либо от специального дополнительного двигателя, устанавливаемого на платформе. Измерительный бак, устанавливаемый в задней части платформы, перегородкой разделен на две равные части, которые соединяются трубопроводом с приемами цементирующего или водоподающего насосов. Для определения объема прокачиваемой жидкости в каждой половине бака устанавливается градуированная шкала с делениями на десятые доли кубических метров ( $2 \text{ м}^3$  разделены на 10 или 20 частей). В комплект цементирующего агрегата входит также трубопровод высокого давления, предназначенный для подачи жидкости в скважину. Основные характеристики цементирующих агрегатов приведены в табл.20.

Перед началом цементажеск скважины агрегаты устанавливают у площадки, на которой уложены мешки с цементом. Выкидные линии цементирующих насосов присоединяют к цементирующей головке, установленной на верхней части колонны обсадных труб. Для упрощения работ применяют распределитель, к которому подводят линии от выкидов буровых насосов и от водопровода. От распределителя линии подводят соответственно к мерным бакам агрегатов.

Путем закрывания или открывания соответствующих кранов распределителя агрегатам подают соответственно воду или глинистый раствор. Водоподающий насос каждого из агрегатов, соединенный с мерным баком всасывающей линией, забирает воду попеременно из обеих половин мерных баков и подает в гидравлическую цементомешалку, где происходит





Таблица 20

## Основные характеристики цементируемых агрегатов

Шифр агрегата	Характеристика поршневого насоса												
	шифр	длина хода поршня, мм	диаметр цилиндра, мм	диаметр приемной трубы, мм	диаметр выкидной трубы, мм	производительность насоса в м <sup>3</sup> /ч при коэффициенте наполнения 0,92 л/сек на скоростях				давление на выкиде в кг/см <sup>2</sup> при работе на скоростях			
						I	II	III	IV	I	II	III	IV
ЦА-150-1	НЦП-2	250	115	150	75	2,16	3,92	8,00	14,10	300	163	80	45,5
		250	150	150	75	3,75	6,90	14,00	24,80	171	93	46	26,0
ЦА-1,1/150	1Т	250	100	-	-	-	3,96	8,10	13,73	-	150	70	40
		250	115	-	-	-	5,09	10,40	18,50	-	115	53	30
МЦА-1,4/150	4Т	250	115	-	-	-	4,35	11,00	18,40	-	150	60	34
ЦА-1,68/150	2Ц2	250	115	100	50	-	4,40	10,50	14,80	-	150	70	50
ЦА-300	5Т	250	100	-	-	1,84	3,90	8,15	13,30	300	142	68	37
		250	115	-	-	2,34	5,00	10,15	18,40	264	124	60	34
		250	127	-	-	2,92	6,32	13,00	23,40	210	98	47	28
ЦА-350	5Т	250	100	-	-	2,42	4,15	8,50	13,40	350	205	100	63
		250	115	-	-	3,18	5,45	11,20	18,40	265	156	76	46
		250	127	-	-	3,80	6,50	13,30	22,80	220	130	64	37

Перед закачкой цемента рекомендуется промыть скважину высококачественным глинистым раствором до постоянной плотности циркулирующей жидкости, что обеспечит размыв рыхлой корки на стенках скважины.

### *Цементировочные головки*

В процессе цементации применяют два типа цементировочных головок: ЦГЗ и ГЦК. Цементировочная головка ЦГЗ состоит из корпуса, крышки с двумя рымами и уплотняющим резиновым кольцом. Кроме того, к крышке корпуса привинчен тройник для продавливания пробки. Нижний конец корпуса нарезан под муфту обсадной трубы. Корпус снабжен сальником со стопорами. Ниже сальников расположены приварные ниппели для присоединения нагнетательных линий от цементировочных агрегатов. В верхней части корпуса головки устанавливают деревянную пробку (верхняя пробка), которая удерживается стопорами. Продавку верхней пробки производят через тройник при освобожденных стопорах. Цементировочные головки ЦГЗ рассчитаны на рабочее давление 125 атм.

Цементировочная головка типа ГЦК имеет вес от 77 до 157 кг, рабочее давление колеблется от 50 до 100 атм. Преимуществом этих головок является их небольшой вес, а недостатком – необходимость отвинчивать крышку для пропуска цементировочной пробки.

### *Заливочные пробки*

В процессе цементации скважин применяют две заливочные пробки: нижнюю и верхнюю. Пробки предохраняют от смешивания глинистого и цементного растворов при прокачке и продавливании последнего. Моментом схождения верхней пробки с нижней на упорном кольце, либо посадкой верхней пробки непосредственно на упорное кольцо фиксируется окончание цементации скважины в виде резкого повышения давления – «удара».

Цементировочные пробки изготавливаются из крепкого дерева, а манжеты для них – из упругого материала (прорезиненный ремень, кожа, резина и т.д.). В настоящее время в основном применяют самоуплотняющиеся резиновые манжеты. Цементировку кондукторов, технических и эксплуатационных колонн необходимо проводить с применением продавочных пробок и уплотняющего глиномешочного сальника. При цементации кондукторов нижние пробки, как правило, не применяются.

### **5.13.3. Процесс цементации скважин**

После промывки скважины через спущенную обсадную колонну необходимо остановить буровой насос, отсоединить от заливочной головки крышку, вставить в заливочную головку нижнюю пробку (если заливка ведется с нижней пробкой), вновь навинтить крышку на заливочную головку, присоединить к ней трубы от цементировочных агрегатов, приступить к

затворению цементного раствора и закачке его в скважину. При этом необходимо наблюдать, чтобы консистенция цементного раствора была не ниже установленной.

Во время затворения цементного раствора необходимо периодически, но не менее 8-10 раз на каждый цементируемый агрегат, брать пробу цементного раствора и определять его плотность. Результаты этих определений следует заносить в карточку по тампонажу скважины, на основе этих записей определяют среднее значение плотности цементного раствора, закачиваемого в скважину. О качестве цементного раствора, закачиваемого в обсадную колонну, можно судить по его плотности, которая должна находиться в пределах  $1,75 - 1,95 \text{ г/см}^3$ . Качество цементирования обсадной колонны зависит также от начала и конца схватывания цементного раствора. Схватывание цементного раствора должно начинаться после окончания цементирования колонны. Время цементирования не должно превышать 75% от срока начала схватывания цементного раствора. Разница во времени между началом и концом схватывания должна быть по возможности минимальной.

После закачки цементного раствора в скважину необходимо остановить насосы цементирующих агрегатов, отвинтить крышку заливочной головки, вставить в головку верхнюю пробку и глиномешочный сальник, промыть соединение от агрегатов до устья скважины, вновь навинтить крышку на головку, присоединить трубы к заливочной головке и приступить к продавке цементного раствора глинистым раствором или водой. Цементный раствор необходимо продавливать до «удара», который характеризуется резким повышением давления. Поэтому во время продавливания цементного раствора в затрубное пространство необходимо наблюдать за показаниями манометра, установленного на заливочной головке. Наблюдение за манометром следует производить из безопасного места.

После получения «удара» насосы цементирующих агрегатов останавливают, краны на цементирующей головке закрывают, трубы отсоединяют от головки и скважину оставляют под давлением. Продолжительность затворения цементного раствора для кондукторов принимается равной 16 час., а для технической и эксплуатационных колонн – 24 часа. Манометр на цементирующей головке остается до момента снятия самой головки. За показаниями манометра должен вести наблюдение специально выделенный работник.

Весь процесс цементации скважины должен быть записан в карточку по тампонажу скважины, к которой необходимо приложить также список спущенных труб с их характеристикой, а также запись результатов лабораторного испытания тампонажного цемента.

Количество цементирующих агрегатов для проведения цементации скважины следует определять исходя из объема цементного раствора, времени начала его схватывания и объема продавочной жидкости. При этом

следует иметь в виду, как отмечалось выше, что суммарное время на цементаж скважины не должно превышать 75% от времени начала схватывания цементного раствора, считая от момента его затворения, а скорость восходящего потока цементного раствора в затрубном пространстве при цементаже эксплуатационных колонн должна быть не менее 1,5 м<sup>3</sup>/сек.

#### 5.13.4. Пример расчета количества цементного раствора

Количество цементного раствора определяется из объема скважины, который рассчитывается согласно исследованиям каверномером. При этом необходимый объем цементного раствора определяется из расчета на то, чтобы к концу цементирования в обсадной колонне осталось небольшая порция цементного раствора (цементный стакан), а за обсадной колонной цементный раствор поднялся на заданную высоту.

С целью закрепления теоретических и практических знаний приводится *пример расчета цементаж скважины.*

Необходимо рассчитать цементаж обсадной эксплуатационной колонны диаметром 6 <sup>5</sup>/<sub>8</sub> ", спущенной на глубину 2500м, при следующих условиях:

- а) высота подъема цементного раствора за трубами  $H=500\text{м}$ ;
- б) высота установки кольца «стоп» от лезвия башмака  $h=30\text{м}$ ;
- в) диаметр скважины  $D=0,3\text{ м}$ ;
- г) наружный диаметр колонны  $\partial_n=0,17\text{ м}$ ;
- д) внутренний диаметр колонны  $\partial_в=0,15\text{ м}$ ;
- е) плотность цемента  $\gamma=3,2\text{ т/м}^3$ ;
- ж) плотность цементного раствора  $\gamma_ц=1,9\text{ т/м}^3$ ;
- з) плотность воды  $\gamma_в=1\text{ т/м}^3$ ;
- и) плотность глинистого раствора  $\gamma_p=1,2\text{ т/м}^3$ ;
- к) водоцементный фактор  $C = \frac{B}{Ц} = 0,45$ ;

л) коэффициенты, учитывающие увеличение диаметра ствола скважины и потери цемента при его затворении, принимаются соответственно:  $K_1=1,2$ ;  $K_2=1,1$ ;

м) колонна имеет следующую конструкцию (сверху вниз): 0 – 110м-трубы толщиной стенок 11мм; 110 – 2100- 10мм; 2100 – 2500м –12мм.

Расчет ведется следующим образом.

1.Объем цементного раствора, подлежащего закачке в обсадную колонну, равен:

$$V_{ц} = 0,785(D^2 - \partial_n^2) \cdot H \cdot K_1 + 0,785\partial_в^2 \cdot h \approx 29,3\text{м}^3;$$

(где  $0,785 = \frac{\pi}{4}$ , т.к. площадь круга  $S = \frac{\pi \cdot \partial^2}{4}$ ).

2.Количество сухого цемента, необходимого для приготовления 1 м<sup>3</sup> цементного раствора,

$$q = \frac{\gamma(\gamma_u - \gamma_s)}{\gamma - \gamma_s} = \frac{3,2(1,9 - 1)}{3,2 - 1} \approx 1,3m.$$

3.Количество сухого цемента, необходимого для цементажу скважины:

$$G = q \cdot v_u = 1,3 \cdot 29,3 = 38m.$$

То же количество цемента, но с учетом наземных потерь

$$G_1 = K_2 \cdot G = 1,1 \cdot 38 = 42m.$$

4.Количество воды для затворения цементного раствора

$$v_s = C \cdot G = 0,45 \cdot 38 = 17m^3.$$

Водоцементный фактор при заданных значениях  $\gamma$  и  $\gamma_u$  можно также определить по формуле

$$C = \frac{\gamma - \gamma_u}{\gamma(\gamma_u - \gamma_s)} = \frac{3,2 - 1,9}{3,2(1,9 - 1)} = 0,45.$$

5.Необходимое количество глинистого раствора или воды для продавки цементного раствора в затрубное пространство:

$$V_{np} = K_3 [0,785d_1^2 \cdot 110 + 0,785d_2^2(2100 - 110) + 0,785d_3^2(400 - 30)] = 44,2m^3,$$

где  $K_3$  -, коэффициент, учитывающий сжатие глинистого раствора, принимаемый равным 1,05, в случае воды  $K_3 = 1$ .

6.Давление в конце цементажу колонны, когда произойдет схождение пробок или же верхняя пробка сядет на кольцо «стоп»,

$$p = p_1 + p_2,$$

где  $p_1$  - давление на преодоление разности удельных весов в трубах и за трубами:

$$p_1 = \frac{(H - h)(\gamma_u - \gamma_p)}{10} = \frac{(500 - 30)(1,9 - 1,2)}{10} \approx 33 атм.$$

$p_2$  - гидравлическое сопротивление в конце промывки скважины:

$$p_2 = 0,01L + 8 = 0,01 \cdot 2500 + 8 = 33атм.$$

Следовательно,  $p = 33 + 33 = 66 атм.$

Для цементажу скважины применяют цементируочный агрегат ЦА-1,1/150, эксплуатационная характеристика насосов которого приводится в таблице 21.

7.Время цементажу колонны

$$T_{\text{цем}} = t_{\text{ц}} + t_{\text{нц}} + 10,$$

где 10-количество минут, необходимых для выполнения операции по закладыванию в заливочную головку верхней пробки;

$t_{\text{ц}}$  – время закачки цементного раствора, равное

$$t_{\text{ц}} = \frac{v_{\text{ц}}}{q_{\text{IV}}} = \frac{29,3}{1,1} = 27 \text{ мин.};$$

$t_{\text{нц}}$  – время продавки цементного раствора, равное

$$t_{\text{нц}} = \frac{V_{\text{нр}}}{q_{\text{ср}}} = \frac{44,2}{0,75} \approx 60 \text{ мин.},$$

где  $q_{\text{ср}}$  – средняя производительность насосов агрегата на IV, III и II скоростях.

Таблица 21

**Техническая характеристика цементируемых агрегатов**

Тип агрегата	Тип автомобиля, на котором смонтирован агрегат	Максимальная производительность, м <sup>3</sup> /мин	Максимальное давление, кГ/см <sup>2</sup>	Число об/мин	Мощность, л.с.	Тип
ЦА-1,1/150	ЯАЗ-200	1,1	150	2200	110	Тяговый
ЦА-1,4/300	ЯАЗ-210	1,4	300	2000	160	Тяговый
				2600	50	ГАЗ-ММ

Следовательно,  $T_{\text{цем}} = 27 + 60 + 10 = 97 \text{ мин.}$

**8. Допустимое время цементации скважины**

$$T_{\text{дон}} = 0,75T_{\text{схв}},$$

где  $T_{\text{схв}}$  – время схватывания цементного раствора.

Время схватывания цементного раствора, как известно, зависит от марки тампонажного цемента и забойной температуры, которая определяется по формуле

$$t = \frac{L - h_0}{t_h} + t_{\text{ср}} = \frac{2500 - 20}{26} + 15 \approx 110^\circ \text{C},$$

где  $h_0$  – глубина залегания слоя земли с постоянной температурой, принимается равной 20м;

$t_h$  – геотермический градиент, принимаемый равным 26 м/°С;

$t_{\text{ср}}$  – средняя годовая температура, принимаемая равной 15°С;

По величине забойной температуры можно сделать заключение, что данная скважина относится к категории «горячих», для которых время

схватывания цементного раствора может быть принято равным 1 час 45 мин. или 105 минут.

Поэтому

$$T_{\text{доп}} = 0,75 \cdot 105 \approx 80 \text{ мин.}$$

9. Сравнивая величины  $T_{\text{цем}}$  и  $T_{\text{доп}}$ , можно сделать заключение, что цементаж данной скважины можно производить двумя агрегатами. Однако с целью получения качественного цементаж необходимо, чтобы средняя скорость восходящего потока цементного раствора в затрубном пространстве была бы не менее 1,5 м/сек. Исходя из этого, необходимое количество цементируемых агрегатов можно рассчитать по следующей формуле:

$$n = \frac{60 \cdot v \cdot 0,785 (D^2 - d_n^2)}{q_{\text{ср}}},$$

где  $n$  – необходимое количество цементируемых агрегатов;

$v$  – средняя скорость восходящего потока цементного раствора, принимаемая равной 1,5 м/сек.

Подставляя указанные выше значения  $D, d_n$  и  $q_{\text{ср}}$ , получим:

$$n = \frac{60 \cdot 1,5 \cdot 0,048}{0,75} \approx 6 \text{ агрегатов.}$$

Для облегчения проведения расчетов по цементажу скважин в табл. 22 приведены значения площадей кольцевого сечения в затрубном пространстве скважин без учета коэффициента  $K_1$ . Ниже приведем примеры пользования указанной таблицей 22.

1. Определить объем затрубного пространства для заполнения его цементным раствором, если диаметр скважины равен  $14\frac{3}{4}$ ", наружный диаметр обсадной колонны –  $10\frac{3}{4}$ ", высота подъема цемента за трубами – 600 м, коэффициент  $K_1=1,3$ .

Тогда, согласно таблице, будем искать:

$$V_{\text{ц}} = 0,0519 \cdot 600 \cdot 1,3 \approx 40,5 \text{ м}^3.$$

2. Определить объем затрубного пространства для заполнения его цементным раствором, если диаметр скважины равен  $11\frac{3}{4}$ " (0,298 м), наружный диаметр обсадной колонны –  $6\frac{5}{8}$ " (0,168 м), высота подъема цемента за трубами 500 м, коэффициент  $K_1=1,2$ . В соответствии с табл. 18 будем иметь:

$$V_{\text{ц}} = 0,0476 \cdot 500 \cdot 1,2 = 28,56 \text{ м}^3.$$

Объем цементного раствора, остающийся в колонне ниже кольца «стоп», если внутренний диаметр труб низа колонны – 0,144 м:

$$V_{\text{цк}} = 0,0163 \cdot 30 = 0,489 \text{ м}^3.$$

Общий необходимый объем цементного раствора составит:

$$V_{\text{общ}} = 28,56 + 0,489 \approx 29,1 \text{ м}^3.$$

Объемы 100 погонных метров кольцевого пространства между стенками скважины и наружной поверхностью обсадных труб приводятся в табл.22. Для определения объема продажной жидкости (глинистый раствор, техническая вода) рекомендуется пользоваться табл.22.

Таблица 22

**Площади кольцевых сечений в затрубном пространстве**

Диаметр скважины		Наружный диаметр обсадной колонны		Кольцевое сечение, м <sup>2</sup>
дюймы	мм	дюймы	мм	
25 <sub>3/4</sub>	654	18 <sub>3/4</sub>	476	0,1580
21 <sub>3/4</sub>	552	18 <sub>3/4</sub>	476	0,0614
23 <sub>3/4</sub>	603	16 <sub>3/4</sub>	425	0,1437
21 <sub>3/4</sub>	552	16 <sub>3/4</sub>	425	0,0975
19 <sub>3/4</sub>	502	16 <sub>3/4</sub>	425	0,0561
19 <sub>3/4</sub>	502	14 <sub>3/4</sub>	375	0,0875
17 <sub>3/4</sub>	451	14 <sub>3/4</sub>	375	0,0493
17 <sub>3/4</sub>	451	13 <sub>3/4</sub>	349	0,0641
17 <sub>3/4</sub>	451	12 <sub>3/4</sub>	324	0,0773
15 <sub>3/4</sub>	400	12 <sub>3/4</sub>	324	0,0432
15 <sub>3/4</sub>	400	11 <sub>3/4</sub>	298	0,0559
14 <sub>3/4</sub>	375	11 <sub>3/4</sub>	298	0,0407
13 <sub>3/4</sub>	349	10 <sub>3/4</sub>	273	0,0371
15 <sub>3/4</sub>	400	10 <sub>3/4</sub>	273	0,0671
14 <sub>3/4</sub>	375	10 <sub>3/4</sub>	273	0,0519
14 <sub>3/4</sub>	375	9 <sub>5/8</sub>	245	0,0633
13 <sub>3/4</sub>	349	9 <sub>5/8</sub>	245	0,0485
15 <sub>3/4</sub>	400	8 <sub>5/8</sub>	219	0,0879
13 <sub>3/4</sub>	349	8 <sub>5/8</sub>	219	0,0579
12 <sub>3/4</sub>	324	8 <sub>5/8</sub>	219	0,0448
11 <sub>3/4</sub>	298	8 <sub>5/8</sub>	219	0,0321
12 <sub>3/4</sub>	324	7 <sub>5/8</sub>	194	0,0529
11 <sub>3/4</sub>	298	7 <sub>5/8</sub>	194	0,0402
10 <sub>1/2</sub>	267	7 <sub>5/8</sub>	194	0,0264
11 <sub>3/4</sub>	298	6 <sub>5/8</sub>	168	0,0476
10 <sub>1/2</sub>	267	6 <sub>5/8</sub>	168	0,0338
9 <sub>3/4</sub>	248	6 <sub>5/8</sub>	168	0,0261
9 <sub>3/4</sub>	248	5 <sub>3/4</sub>	146	0,0315
8 <sub>3/4</sub>	222	5 <sub>3/4</sub>	146	0,0219
7 <sub>3/4</sub>	197	5 <sub>3/4</sub>	146	0,0137



Пример. Определить объем продавочной жидкости (глинистого раствора) для вытеснения цементного раствора из труб, имеющих следующие внутренние диаметры по интервалам глубин: от 0 до 110 – 146мм; от 110 до 2100м – 148мм; от 2100 до 2470м – 144мм; коэффициент сжатия раствора принять равным 1,05. Согласно табл.22, будем иметь:

$$V_{np} = 1,05[(0,0167 \cdot 110) + (0,0172 \cdot 1990) + (0,0163 \cdot 370)] \approx 44,2 м^3.$$

#### **5.14.Определение высоты подъема цемента за колонной, установление качества его схватывания с колонной и горными породами**

В разделе 5.9.7 нами уже частично рассматривались методы установления технического состояния скважин, в частности, методы установления высоты подъема цемента за колонной в скважинах. Для определения качества цементирования проводят специальные исследования. По данным этих исследований определяют высоту подъема цемента за колонной и фиксируют участки, на которых цементаж оказался некачественным. Цемент здесь не заполняет все сечение затрубного пространства, он зачастую не сцеплен с колонной или породой и т.д. По таким участкам возможно сообщение между различными пластами (затрубная циркуляция жидкости) и обводнение нефтегазоносных пластов /13,14,18,20,24,27,33/.

*Исследования термометром.* Схватывание цемента, как известно, сопровождается выделением тепла, благодаря чему интервал в скважине с цементом в затрубном пространстве характеризуется повышенными температурами. На термограмме зацементированный интервал выделяется повышенными показателями на фоне общего постепенного роста температуры с глубиной. Высота подъема цемента определяется по резкому повышению показаний, связанному с переходом к зоне более высоких температур (против зацементированного интервала). Со временем повышение температуры в скважине, вызванное наличием цемента в затрубном пространстве, уменьшается. Поэтому замеры температур проводят сразу после заливки цемента (18-24 часа).

*Измерения гамма-гамма-методом.* Интенсивность рассеянного гамма-излучения зависит от плотности окружающей среды вблизи скважинного прибора. На участке скважины с цементом в затрубном пространстве прилегающая к колонне среда (цемент) имеет большую плотность, чем в незацементированной части скважины (за колонной вода или буровой раствор), и поэтому отмечается более низкими показаниями на диаграмме ГГМ. По этому признаку выделяют интервалы с цементом в затрубном пространстве по диаграмме ГГМ, снятой после цементирования обсадной колонны.

Более полные сведения о качестве цементирования обсадной колонны получают с применением специального скважинного прибора- цементомера ГГМ. Цементомер содержит источник гамма- излучения и три ин-

дикатора, расположенные на одинаковом расстоянии от источника в плоскости, перпендикулярной оси прибора, через  $120^\circ$  один от другого. Каждый из индикаторов заэкранирован со всех сторон, кроме находящегося против него сектора колонны, и отмечается рассеянное гамма-излучение, поступающее в основном только из этого сектора. При помощи индикаторов на одном бланке диаграммы одновременно записываются три кривые рассеянного гамма-излучателя – цементограмму. Прибор снабжен фонарями, центрирующими его в колонне.

Максимальные показания кривых цементограммы и наибольшие расхождения между ними при эксцентричном положении колонны в скважине соответствуют интервалам, где затрубное пространство заполнено водой или буровым раствором. Следовательно, измерения цементомером позволяют определить высоту подъема цемента за обсадной колонной, выявить участки с односторонним заполнением затрубного пространства и определить степень цементирования колонны в скважине.

*Измерения акустическими методами.* Как отмечалось нами в разделе 5.9.7, при измерениях акустическими методами в обсаженной скважине можно определить, достаточно ли сцеплено цементное кольцо с колонной и горными породами или нет. Исходные данные для определения сцепления цемента с колонной и горными породами получают с помощью кривой акустического метода по затуханию (АМЗ). Если цементное кольцо сцеплено с колонной, то регистрируемые амплитуды колебаний малы ввиду значительного рассеяния упругой энергии на границах «колонна – цемент» и «цемент – порода». Заключение о характере сцепления цемента с породой делают на основании сопоставления кривой АМЗ с аналогичной кривой, снятой до обсадки скважины, либо с кривыми методов электрических и нейтронных методов исследования. Сходство в конфигурации кривых обычно свидетельствует о хорошем сцеплении цемента с породой.

В том случае, если цемент отсутствует или он не сцеплен с колонной, приемник отмечает головную волну по колонне, которая приходит с большими амплитудами вследствие малого затухания упругих колебаний в колонне.

Кривая скорости распространения упругих волн, зарегистрированная в обсаженной скважине, дает дополнительные сведения о сцеплении цемента с колонной и породами. В интервалах, характеризующихся на кривой скорости постоянными показаниями, соответствующими скорости распространения упругих волн в стали (5400 м/сек), цементное кольцо отсутствует либо оно не сцеплено с колонной. Изменение показаний кривой скорости свидетельствует о том, что приемником отмечаются первые вступления волны, проходящей через цементное кольцо, сцепленное с колонной. По сходству в конфигурациях кривых скорости, снятых до и после обсадки скважины, судят о характере сцепления цементного кольца с породой.

Нами приведен пример кривых акустических методов, записанных в обсаженной скважине (рис. 95). Как видно, в интервале свободной (не зацементированной или не сцепленной с цементом) колонны на кривых четко отбиваются муфтовые соединения колонны. Уменьшение амплитуды колебаний и увеличение времени пробега упругой волны на муфтах в свободной колонне связано с рассеянием энергии волны на резьбовых соединениях.

*Применение радиоактивных изотопов.* В тех случаях, когда другие методы не дают хороших результатов, для контроля за цементом скважин применяют радиоактивные изотопы. Для этого в цементный раствор, закачиваемый в скважину, добавляют какой – либо радиоактивный изотоп. До и после цементирования в скважине проводят измерения гамма - методом и сопоставляют друг с другом полученные кривые интенсивности гамма - излучения. Интервал скважины с активированным цементом в затрубном пространстве выделяется повышенными показаниями на кривой после цементирования.

### 5.15. Определение герметичности колонны и устья скважины

После цементации и определения высоты подъема цемента за колонной приступают к испытанию герметичности скважины путем опрессовки или понижения уровня. Кондукторы и технические колонны испытывают на герметичность только способом опрессовки. В разведочных скважинах испытывать эксплуатационные колонны необходимо двумя способами: опрессовки и снижением уровня, а в эксплуатационных скважинах одним методом – опрессовки. В тех эксплуатационных скважинах, которые бурятся на продуктивные пласты с высоким пластовым давлением, испытание на герметичность разрешается проводить двумя способами – опрессовки и снижением уровня. Необходимость испытания эксплуатационных колонн двумя способами устанавливается отдельно в каждом конкретном случае.

При испытании герметичности обсадных колонн опрессовкой давление на устье скважины должно быть следующим:

для колонны диаметром	$14\frac{3}{4}$ - $16\frac{3}{4}$ "	– не менее	50 ат
— .. — .. — .. — .. — ..	$10\frac{3}{4}$ - $12\frac{3}{4}$ "	.. — .. —	60 ат
— .. — .. — .. — .. — ..	$8\frac{5}{8}$ "	— .. — .. —	70 ат
— .. — .. — .. — .. — ..	$6\frac{5}{8}$ "	— .. — .. —	80 ат
— .. — .. — .. — .. — ..	$5\frac{3}{4}$ "	— .. — .. —	100 ат

Колонну считают выдержавшей испытание на герметичность опрессовкой в том случае, если не наблюдается снижения давления в течение 30 мин. или если давление снижается не более 5 атм. при давлении испытания 70-100 атм. и не более 50-60 атм для колонн другого диаметра, причем наблюдение за изменением давления начинается через 5 мин. после созда-

ния необходимого давления /27,32,33,38/.

В случае превышения этой нормы после принятия соответствующих мер по устранению негерметичности колонну проверяют дополнительно. Если и при этом нормы опрессовки не будут выдержаны, герметичность колонны проверяется путем снижения уровня. При снижении уровня колонна считается герметичной в том случае, если уровень, сниженный до требуемой величины за 8 часов наблюдения, поднимается не более указанного ниже уровня. Так, при глубине снижения уровня в колоннах диаметрами  $5\frac{3}{4}$ " -  $8\frac{5}{8}$ " – до 400м – подъем столба жидкости не более – 0,8м; 400-600 м – 1,1м; 600-800м – 1,4м; 800-1000м – 1,7м; более 1000м – 2,0м. При глубине снижения уровня в колоннах диаметром свыше  $8\frac{5}{8}$ " до 400м – 0,5м; 400-600м – 0,8м; 600-800м – 1,1м; 800-1000м – 1,3м; более 1000м – 1,5м.

Замеры уровня должны проводиться через каждые 2 часа аппаратом Яковлева или желонкой с отвинченным клапаном, чтобы исключить влияние стока воды со стенок колонны. Замеры должны начинаться через 3 часа после окончания оттартирования.

Для скважин, которые пробурены на утяжеленных глинистых растворах с плотностью  $1,4 \text{ г/см}^3$  и более, опрессовка должна проводиться при этом же растворе, при котором бурили скважины. Испытание герметичности колонны способом снижения уровня в этих скважинах может быть заменено промывкой ствола скважины до чистой воды. После этого за скважиной устанавливают наблюдение в течение 1 часа, при отсутствии перелива или выделения газа колонна считается выдержавшей испытание на герметичность.

## **Глава 6**

### ***Освоение и опробование скважин***

#### **6.1. Перфорация скважин**

После спуска обсадной колонны и ее цементирования сообщение скважины с пластом, т.е. вторичное вскрытие пласта, осуществляется перфорацией. В этом случае должны быть соблюдены все геологические мероприятия, изложенные в разделе 2.3.1. Перфорация - пробивание отверстий в обсадной колонне, цементном кольце и стенках скважины в заранее заданном интервале глубин. Через перфорационные отверстия происходит приток из пласта в скважину нефти, газа и воды. Перфорация служит также для нагнетания в пласт цемента, нефти, газа, воды или какой-либо другой жидкости /1,2,14,15,16,17,20,24,27,30,32,33,38/.

При выборе интервала перфорации промысловый геолог оценивает характер неоднородности пласта, насыщенности его газом, нефтью, водой. С учетом этого можно выделить несколько типичных случаев.

1. Продуктивный пласт сложен однородными монолитными песчаниками с высокими коллекторскими свойствами и насыщен нефтью с подошвенной водой. Рекомендуется нижние перфорационные отверстия располагать на расстоянии 10 - 15 м от ВНК. Если в нижней подошвенной части пласта имеется плотный пропласток, расстояние до ВНК сокращается. В случае выдержанного плотного прослоя значительной мощности перфорацию производят до этого прослоя.

2 Песчаный неоднородный пласт с низкими коллекторскими свойствами, насыщенный нефтью, в нижней части пластовой водой, рекомендуется перфорировать выше ВНК на 4 - 5 м во избежание быстрого обводнения.

3. Песчаный монолитный пласт, имеющий высокие коллекторские свойства и полностью насыщенный нефтью, рекомендуется перфорировать полностью или только верхние 60 - 30 % толщины в зависимости от типа структуры и активности пластовых вод.

4. Песчаный неоднородный пласт с низкими коллекторскими свойствами, полностью насыщенный нефтью, рекомендуется перфорировать на 80—100% в зависимости от степени его неоднородности.

5. Песчаный пласт, насыщенный газом и нефтью, следует перфорировать на расстоянии 6 - 10 м ниже ГНК в зависимости от свойств пласта, степени его неоднородности, наличия плотных экранов и т. д.

6. В песчаном пласте, насыщенном газом, нефтью и пластовой водой, верхние отверстия располагают на расстоянии 6 - 10 м, а нижние - выше ВНК на расстоянии не менее 4 м.

7 Карбонатный неоднородный пласт, насыщенный нефтью и водой, рекомендуется перфорировать на расстоянии 6 - 10 м выше ВНК (в зависимости от толщины, неоднородности, коллекторских свойств).

Различают следующие виды перфорации: пулевую, торпедную, кумулятивную, гидropескоструйную, механическую и гидромеханическую.

При пулевой перфорации приборы-перфораторы (табл.23) заряжают пулями, которые выталкиваются силой сгорающего пороха. Пуля, пробив обсадную колонну, цементное кольцо, попадает в пласт на глубину 3 - 5 см, реже 10 - 11 см. Различают селективные и залповые перфораторы. В селективных выстрелы производятся поочередно, по одному; в залповых пули выстреливаются все вместе. Плотность отверстий в продуктивных пластах выбирают в зависимости от их коллекторских свойств, неоднородности, вида и типа цемента. В хороших отсортированных породах с незначительным количеством цемента количество отверстий составляет 8 - 10 на 1 м, в неоднородных коллекторах достигает 16 - 22, в коллекторах с низкими коллекторскими свойствами со значительной неоднородностью — до 35 - 40 на 1 м.

Таблица 23

## Техническая характеристика пулевых перфораторов

Шифр перфоратора	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг	Число секций	Число стволов	Масса заряда, г	Плотность заряда, г/см <sup>3</sup>	Диаметр пули, мм	Длина пули, мм	Масса пули, г
ПП-3	74	700	18,5	2	8	4,0	0,67	11,5	20	11
ППХ-4	84	960	37,3	3	12	6,0	0,67	11,5	27	16
ПП-6	98	970	47,6	3	9	6,7	0,67	11,5	27	16
ППМ-68	68	640	14,5	2	8	4,0	1,15	12,7	32	22
АПХ-84	84	850	31,3	3	10	3,5	1,30	12,7	29	18,5
АПХ-98	98	850	42,5	3	10	4,5	1,30	12,7	34	23,5
ТПК-22	100	550	20,7	1	2	26,0	0,65	22,0	74	140

Торпедная перфорация - разновидность предыдущего метода. Ее отличие состоит в том, что вместо пуль применяют специальные снаряды, которые, пробив обсадную колонну, цементное кольцо и проникнув на некоторое расстояние в пласт, разрываются, образуя в породе дополнительные трещины, улучшающие условия притока нефти из пласта в скважину. Основные характеристики приведены в табл. 24.

При пулевой и торпедной перфорации цементный камень сильно растрескивается. Длина отдельных трещин достигает 1 м. При незначительной мощности перемычек между водоносными и нефтеносными горизонтами эти трещины могут послужить путями проникновения вод в нефтеносный пласт. Для предупреждения растрескивания цементного камня рекомендуется проводить перфорацию спустя 6-10 ч после цементирования, пока камень ещё не приобрёл высокие прочность и хрупкость, или применять специальный латексцемент.

Таблица 24

## Техническая характеристика торпедных перфораторов

Шифр перфоратора	Количество		Диаметр, мм		Длина перфоратора, мм	Масса, кг	Гидростатическое давление (до), МПа	Температура (до), °С
	секций	стволов	снарядов	перфоратора				
СП-100 (ТПК-22)	2	4	22	100	776	32,6	50,0	80
ТПП-86	1	1	22	86	300	9,6	50,0	80

Беспулевая перфорация производится либо с помощью кумулятивных зарядов, либо струёй жидкости с песком (гидропескоструйная перфорация). При кумулятивной перфорации стенки колонны и цементный ка-

мень пробиваются направленной струёй газов и расплавленного металла, образующейся при взрыве специальных зарядов. Эта струя обладает большой пробивной силой, обеспечивающей образование отверстий в обсадной колонне и цементном камне без значительного их повреждения. Кроме того, струя раскаленных газов, проникая в пласт, создает каналы значительной глубины, улучшающие фильтрационные свойства призабойной зоны. Гидропескоструйный способ перфорации хорошо зарекомендовал себя при простреле скважин с многоколонной конструкцией, а также при гидроразрыве пласта и кислотной обработке призабойной зоны. Он основан на использовании кинематической энергии и абразивности жидкости с песком, истекающей с большой скоростью из насадок перфоратора и направленной в стенку скважины. Эта струя за короткое время образует отверстие в обсадной колонне и щель в цементе и породе.

Плотность перфорации (количество отверстий на 1 м интервала перфорации) зависит от характера пород, слагающих продуктивный пласт. Против пластов, сложенных рыхлыми песками, хорошо проницаемыми, плотность перфорации обычно небольшая (4-6 отверстий на 1 м); против плотных неоднородных пород-коллекторов ее увеличивают.

Таблица 25

**Техническая характеристика кумулятивных перфораторов**

Перфоратор	Наружный диаметр, мм	Длина в сборе, мм	Количество зарядов в корпусе, шт	Гидростатическое давление (до), МПа	Температура (до), °С
Перфоратор кумулятивный корпусный	105	1650	10	80,0	180
ПК-103Д	85	1630	10	80,0	180
ПК-85Д	65	1630	10	50,0	150
ПК-85	-	-	-	50,0	100
Ленточный	-	-	-	50,0	100
ПКС-105у	-	-	-	50,0	100
ПКС-80у	-	-	-	-	-
Перфоратор специальный кумулятивный корпусный четырехсторонний	-	-	-	-	-
ПК-105-10×4	105	1430	-	500	160
ПК-85-10×4	85	1380	-	500	160

Механическая перфорация. На проведение перфорации должно быть письменное распоряжение главного геолога управления с указанием интервалов прострела и числа отверстий. Большое значение имеет точное оп-

ределение интервала прострела. В результате неточной отбивки глубины намеченной перфорации пласт может оказаться не вскрытым. Точность определения глубины перфорации должна быть не ниже, чем при промыслово-геофизических исследованиях. Допустимая погрешность не должна превышать 1 м при глубинах 2000 м и 1,5 м при глубинах более 2000 м.

Для повышения достоверности установления положения продуктивного горизонта применяется специальный метод - "метод радиоактивного репера". Его сущность состоит в том, что в процессе записи кривых КС и ПС производят выстрел специальной пулей, содержащей некоторое количество радиоактивных веществ; при этом место прострела фиксируется на диаграмме. Выстрел делают на расстоянии 30-70 м от объекта, предназначенного для перфорации. Перед проведением перфорационных работ методом гамма-каротажа определяют положение радиоактивной пули и на кабеле ставят специальную метку. В дальнейшем глубину интервала перфорации рассчитывают от этой метки. Этот метод позволяет попадать в пласт с точностью до 10-20 см при глубине скважины более 3500 м.

Положение интервала перфорации должно соответствовать геолого-промысловой характеристике объекта освоения в скважине. Под геолого-промысловой характеристикой в данном случае имеется в виду: положение вскрытой в скважине части продуктивного разреза относительно ВНК, ГВК, ГНК; наличие плотных прослоев в подошве нефте-, газонасыщенной части, если скважина вскрыла объект в газонефтяной зоне (газонефтяные, нефтегазовые залежи). Если объект в скважине полностью нефтенасыщен или газонасыщен, целесообразно перфорировать его на всю вскрытую мощность. Если скважина вскрыла объект в зоне ВНК (ГВК), то нижние отверстия интервала перфорации должны быть выше контактов. Расстояние между нижними отверстиями интервала перфорации и уровнем ВНК (ГВК) определяют в каждом конкретном случае исходя из особенностей геологического строения приконтактной части разреза, мощности нефтегазонасыщенной части, сроков разработки и др. Так, если в приконтактной части разреза имеются плотные, разделяющие нефтегазоносную и водоносную части прослои, можно перфорировать продуктивную часть до кровли этих прослоев, не боясь преждевременного подтягивания конуса подошвенной воды.

Как показала практика разработки некоторых отечественных нефтяных месторождений (Туймазинского, Серафимовского), при небольшой мощности нефтенасыщенной части разреза (менее 3-4 м) на поздних стадиях разработки (при высокой обводнённости) технологически и экономически целесообразно перфорировать всю нефтенасыщенную часть.

В скважинах, вскрывших нефтегазонасыщенную часть залежи (нефтегазовые, газонефтяные залежи), верхние дыры интервала перфорации должны быть на некотором расстоянии от уровня ГНК во избежание быстрого подтягивания конусов газа в нефтяную (разрабатываемую) часть раз-



реза.

Расстояние от верхних дыр перфорации до ГНК выбирают в соответствии с особенностями геологического строения разрезов в приконтурной части. Так, ухудшение коллекторских свойств, наличие плотных прослоев в приконтурной части разреза позволяют увеличить интервал перфорации за счет этой части.

В нагнетательных скважинах, вскрывших объект в водонефтяной зоне, обычно перфорируют и нефтяную, и водяную части пласта.

## **6.2. Методы вызова притока нефти и газа из пласта (освоение скважин)**

Освоение - это вызов притока или обеспечение приемистости скважин. Выбор способа освоения зависит от: продукции, которую рассчитывают получить из скважины (нефть, газ, вода); назначения скважины (добывающая, нагнетательная); литолого-физической характеристики объекта освоения (песчаники, алевриты, карбонатные породы, проницаемость, трещиноватость, плотность, цементированность пород и др.); пластового давления; свойств промывочной жидкости, используемой при вскрытии пласта. Освоение нефтяных (газовых) скважин основано на создании перепада между пластовым и забойным давлениями. Если объекты освоения характеризуются высоким пластовым давлением (значительно превышающим гидростатическое), то фонтанный приток нефти может иметь место непосредственно после перфорации пласта в скважине без проведения каких-либо мероприятий по снижению забойного давления. В большинстве же случаев, чтобы вызвать приток нефти (газа), необходимо снизить забойное давление. Этого добиваются: снижением плотности жидкости в скважине путём замены ее жидкостью с меньшей плотностью или путем аэрации; снижением уровня жидкости в скважине сваби́рованием; нагнетанием сжатого воздуха или газа с помощью компрессора /14,15,17,20,24,27/.

1. Если в пласте наблюдается высокое пластовое давление, а скважина после перфорации не переходит на фонтанирование, тогда ее промывают чистой пластовой водой. За счет разности в плотности промывочной жидкости и пластовой воды ( $\gamma=1 \text{ г/см}^3$ ) создается уменьшение противодавления на пласт, скважина должна перейти на фонтанирование.

2. Если в данном случае скважина не переходит на фонтанирование, тогда в скважине заменяют пресную воду на чистую нефть. За счет разницы в плотности обеих жидкостей создается уменьшение противодавления на пласт, скважина постепенно переходит на фонтанирование.

3. Сваби́рование. Этот метод заключается в том, что в скважину в НКТ на определенную глубину (200-350 м) на канате спускается сваб. Сваб – это поршень, который оборудован клапаном, открывающимся при спуске его вниз. При поднятии сваба клапан закрывается, с помощью кана-

та сваб поднимается на поверхность, жидкость выливается на поверхность, в скважине уже образуется вакуум. За счет образующего перепада давления скважина переходит на фонтанирование. Если фонтанный приток отсутствует, операцию повторяют 2-3 раза до перехода скважины на фонтанирование. К сожалению, этот метод из-за своей большой пожароопасности запрещено применять Госгортехнадзором при освоении скважин.

4. Метод применения компрессора. В этом случае к затрубному пространству скважины подсоединяется передвижной компрессор ПК-80 на давление 80 атм. На НКТ на глубине примерно 600 и 700 м (по расчету) устанавливаются две пусковые муфты (это отверстия диаметром  $\approx 3$  мм) и обратный пусковой клапан. При закачке воздуха в затрубное пространство жидкость будет разгазироваться, плотность ее будет уменьшаться, т.е. противодавление на пласт будет уменьшаться и пласт должен постепенно перейти на фонтанирование. Если этого не происходит, закачиваемый воздух постепенно подходит к пусковой муфте, резко прорывается в НКТ, разгазирует находящуюся там жидкость.

За счет этого формируется резкое уменьшение противодавления на пласт, обычно пласт переходит на фонтанирование. Если же этого не происходит, а давление на компрессоре ПК-80 приближается к критической величине (80 атм), тогда его останавливают, а воздух из затрубного пространства (вместе с газом из пласта) стравливают. В этом случае может образоваться гремучая смесь (воздух+газ), которая может быть взрывоопасной. После стравливания воздуха и притока жидкости из пласта (обычно ФБР) операцию повторяют до получения фонтанного притока нефти.

5. Метод оттартывания. Оттартывание (отчерпывание) – это удаление жидкости из скважины с помощью желонки. Желонка – это труба длиной 8 м, диаметром 4", в ее нижней части имеется клапан, который открывается при ее погружении в скважине в жидкость. В верхней части приварена дужка, к которой закреплен канат. При тартании жидкость в скважине доводят до постоянного состава и плотности. Особенно это касается скважин, в которых вскрыт водонасыщенный пласт. В скважину спускают небольшую желонку, отбирают пробу жидкости, которая имеет постоянный состав в верхней, средней и нижней части столба пластовой воды. В свою очередь, постоянство состава жидкости позволяет рассчитать пластовое и забойное давление.

При освоении скважин, в которых продуктивные пласты характеризуются высоким пластовым давлением, слабой сцементированностью пород или содержат подошвенную воду, необходимо выбрать способ, обеспечивающий плавное снижение забойного давления во избежание выбросов, выноса частиц породы и преждевременного подтягивания воды из подошвенной части пласта.

При освоении карбонатных пластов или пластов с карбонатным це-

ментом очень часто возникает потребность в увеличении их проницаемости для получения промышленного притока (или приёмистости). Это достигается кислотной или термокислотной обработкой призабойной зоны скважины. Для искусственного увеличения проницаемости малопродуктивных пластов нередко используют гидроразрыв пласта.

При освоении объектов с высоковязкой нефтью применяют различные методы термической обработки забоев скважин. Освоение водоносной скважины мало отличается от освоения нефтяных и газовых скважин. Однако если такую скважину осваивают под нагнетание, то иногда применяют способ продавливания воды в пласт под большим давлением. Это позволяет значительно повысить приёмистость объекта освоения, так как при продавливании под высоким давлением лучше очищается призабойная зона и увеличивается проницаемость пород в ней.

### **6.3. Опробование скважин**

Опробование - это оценка продуктивности объекта, осваиваемого в скважине, т.е. определение дебита, приёмистости скважины. Дебиты скважин, приёмистость и газовые факторы желательно измерять при разных пластовых и забойных давлениях. Если скважины фонтанируют при освоении, следует учитывать диаметры штуцеров. Измерение дебитов нефти (газа), газовых факторов, приёмистости на разных режимах дает возможность более достоверно оценить продуктивность и характер ее изменения. При регистрации дебитов нефти и газа фиксируют вынос песка, частиц породы, процент воды в продукции, содержание газоконденсата и т.п. Для газовых скважин особое значение приобретают исследования на конденсатность, поскольку они позволяют наряду с другими данными решить вопрос о том, какую залежь вскрыла скважина - газовую или газоконденсатную. Фонтанные скважины рекомендуется испытывать на трёх разных режимах с замерами всех необходимых параметров: пластового давления, забойного давления, дебита нефти, газового фактора, процента обводнённости, продуктивности, процента песка. Нефонтанирующие скважины обычно исследуются методом прослеживания уровня. Гораздо больший эффект достигается при исследовании таких скважин после установки в них глубинных или электропогружных насосов.

При освоении карбонатных продуктивных пластов с низкими коллекторскими свойствами путем снижения уровня в скважине обычно удаётся получать лишь небольшие притоки нефти или газа. Для увеличения продуктивности таких скважин используют обработку соляной кислотой либо гидравлический разрыв пласта.

В процессе опробования (и особенно пробной эксплуатации) необходимо отобрать пластовые (герметичные) пробы нефти, газа, воды и определить основные физико-химические свойства пластовых флюидов: температуру, плотность, вязкость, газосодержание, минерализацию, хими-

ческий состав, давление насыщения нефти газом, содержание конденсата и воды в газе, объемный и пересчетный коэффициенты и т.д.

В качестве основных химических свойств нефти в этом случае, кроме группового состава, определяют сернистость, парафинистость, наличие высокосмолистых асфальтеновых компонентов и т.п. При анализе газа необходимо установить, наряду с групповым углеводородным составом, содержание таких компонентов, как сернистые соединения (особенно сероводород), азот, аргон, гелий и др. При исследовании химических свойств пластовой воды обращают основное внимание на солевой состав, оценивают содержание йода, брома и других ценных химических элементов (в том числе радиоактивных).

Опытная эксплуатация нефтяных скважин проводится в течение 20 сут, газовых — примерно 5 сут. В течение этого периода скважины исследуют на нескольких режимах, рассчитывают коэффициент продуктивности, проницаемость, гидропроводность, проводимость, подвижность, пластовое и забойное давления, давление насыщения, обводненность, вынос песка, физико-химические свойства нефти и газа. При составлении проектных документов опытную эксплуатацию скважин можно продлить до 3 мес, а при необходимости — до 6 мес и более (по согласованию с Госгортехнадзором).

## **Глава 7**

### ***Методы геологической обработки материалов бурения скважин***

#### **7.1. Методы корреляции разрезов скважин**

Корреляция (сопоставление) разрезов скважин - один из наиболее важных и ответственных этапов работы геолога. При сопоставлении разрезов в них прежде всего выделяют опорные или маркирующие пласты (горизонты) - такие пласты, которые среди толщи горных пород выделяются по литологическим особенностям, цвету, составу, присутствию каких-либо включений, прослоев или по комплексу органических остатков и сохраняют свои особенности на значительной площади нефтегазоносного района или даже региона, что даёт возможность пользоваться ими для прослеживания и сопоставления разрезов скважин. В качестве таких пластов могут быть приняты тёмные (вплоть до черных) известняки доманикового возраста, характеризующиеся характерным запахом. В Азербайджане в качестве маркирующего горизонта выделяется вулканический пепел в низах акчагыльского яруса.

Изучение разрезов скважин с помощью электрического и радиоактивного каротажа позволяет выделить так называемые геоэлектрические и георадиоактивные реперы - это максимумы или минимумы на кривых КС,

ГК или НГК, четко прослеживающиеся в пределах месторождения или региона и соответствующие тем или иным пластам. Это, например, тутлеймский или абалакский геоэлектрические реперы в Западной Сибири, соответствующие битуминозным глинистым породам.

Корреляция позволяет установить последовательность залегания проходимых скважиной горных пород, выделить разновозрастные пласты, проследить за изменением их мощности, литологического и фациального составов, установить наличие тектонических нарушений, перерывов в осадконакоплении, размывов. На основании обобщения и интерпретации результатов корреляции строят геологические разрезы, структурные карты, карты мощностей, карты неоднородности, с помощью которых изучают продуктивные пласты в пределах нефтяных и газовых залежей, т.е. получают представление об их модели /1,13,14,15,18,20,24,27,33/.

Корреляцию можно осуществлять по образцам горных пород из обнажений в процессе геологической съёмки либо по керну, поднятому из скважин. Однако низкий процент выноса керна и отсутствие его сплошного отбора не позволяют осуществить эту операцию. По этой же причине малоэффективны методы корреляции по палеонтологическим остаткам, микрофауне, спорово-пыльцевому анализу и петрографическому составу пород.

Наиболее эффективна корреляция разрезов скважин по материалам промысловой геофизики, так как в каждой скважине проводится комплекс промыслово-геофизических исследований и, например, геоэлектрические реперы можно выделить и проследить в разрезах всех пробуренных скважин в пределах разведочной или разрабатываемой площади. В этом случае необходимо учитывать три момента.

1. Предполагается, что один и тот же пласт в разрезах разных скважин одинаково отражается на каротажных диаграммах, так как его литологический состав и мощность остаются неизменными. Сходство конфигурации сопоставляемых участков каротажной диаграммы является важным признаком тождества сопоставляемых пластов, которые увязываются в разрезах разных скважин.

2. Абсолютные значения изучаемого геофизического параметра для прослеживания пласта в разных скважинах не имеют существенного значения. Они могут изменяться от ряда факторов, которые не имеют отношения к свойствам пласта (например, различный диаметр скважин, качество и свойства бурового раствора и т.д.). Следовательно, равенство отношений величин одного и того же параметра, свойственное двум соседним пластам, может служить дополнительным признаком тождества этих пластов в разрезе скважин. Например, если отношение кажущихся удельных сопротивлений (КС) двух соседних пластов сохраняется примерно одинаковым в разных скважинах, то это служит подтверждением правильности прослеживания этих пластов по сходству конфигурации каротажных диа-

грамм.

3. В процессе корреляции необходимо учитывать и еще один признак - сходство изменения комплекса параметров каждого пласта. Это выражается в сходстве конфигурации ряда каротажных диаграмм, каждая из которых изображает изменение одного геофизического параметра. Наиболее распространен метод электрометрии, когда записываются кривые СП и КС. К нему добавляется метод радиометрии (кривые ГК и НГК), а также кавернометрии. Особое значение кавернометрия приобретает в мощных толщах глин, так как в этом случае фиксируются различные диаметры скважины, зависящие от различных по литологии глинистых пород, условий их образования.

Кроме того, необходимо учитывать пласты, которые изменяют физические свойства: насыщенность нефтью, газом, литологический состав за счет фациального замещения и т.д. Однако эти признаки учитываются слабо, хотя они раскрывают большие возможности для геологической службы в процессе корреляции разрезов скважин.

При корреляции обычно наблюдают за мощностью пластов. Если она постоянна, то это можно считать признаком правильной корреляции. В свою очередь, изменение мощности пластов можно объяснить следующими причинами:

- а) искривлением скважины, которое зависит от технологических (наклонные скважины), технических и геологических причин; искривление скважин учитывается с помощью инклинограмм;
- б) увеличением углов падения, особенно на крыльях;
- в) изменением условий накоплений осадков (различные скорости опускания дна бассейна, рост структуры одновременно с осадконакоплением; некомпенсированное осадконакопление);
- г) пересечением скважиной взброса или надвига;
- д) пересечением лежащей складки;
- е) пересечением скважиной плоскости сброса;
- ж) пересечением поверхности несогласия;
- з) региональным уменьшением мощности каждого слоя и пласта.

В нефтяной и нефтепромысловой геологии выделяют три вида корреляции: общую, детальную, региональную.

## **7.2. Виды корреляции**

*Общая корреляция* - это сопоставление разрезов скважин, пробуренных в пределах какой-либо площади или месторождения. Другими словами, это сопоставление разрезов скважин в пределах месторождения в целом от устьев до забоев с целью выделения одноимённых стратиграфических свит, литологических пачек, продуктивных горизонтов и пластов, маркирующих горизонтов.

Общая корреляция начинается с выделения и отождествления на ка-

ротажных диаграммах опорных маркирующих горизонтов, которые отчетливо прослеживаются по данным керна и промысловой геофизики в первой разведочной скважине (например, верейский горизонт, тульские и турнейские известняки в Урало-Поволжье; абалакские и тутлеймские глины, кошайская пачка в Западной Сибири).

После предварительной корреляции по маркирующим горизонтам начинают послойную корреляцию. Причём сопоставление, увязку выделенных геоэлектрических реперов производят от нижнего репера к верхнему. Основной задачей сравнения при этом является выделение тех же слоёв, пачек, пластов и горизонтов, что и в первой скважине, причем слои, пласты и горизонты прослеживаются по сходству конфигураций каротажных диаграмм. Границы пластов и пачек проводятся так же, как и в первой скважине, при этом каротажные диаграммы передвигаются параллельно друг другу вдоль оси скважин. В процессе их сопоставления возникают случаи, когда корреляция нарушается, т.е. либо изменяется мощность отдельного пласта, либо из разреза какой-то скважины выпадает часть пачек и слоёв. В таком случае каротажные диаграммы совмещают по кровле или подошве вышележащего геоэлектрического репера и начинают от него прослеживать пласты сверху вниз до того места, где установлено нарушение корреляции. Тогда же выявляется и причина такого нарушения.

После увязки между собой диаграмм стандартного каротажа переходят к сопоставлению данных по литологии пройденных пород и их возрасту, полученных в результате комплексных исследований керна и шлама. Затем выделяют в разрезе исследуемой скважины стратиграфические подразделения по аналогии с первой разведочной скважиной, которые закрепляются затем на геоэлектрических разрезах коррелируемых скважин.

*Детальная корреляция* (зональная корреляция, по терминологии М.А.Жданова) - это сопоставление между собой частей разрезов скважин в пределах продуктивных пластов, горизонтов либо продуктивной нефтегазоносной толщи. Детальная корреляция - это сопоставление в скважинах адекватных пластов, пропластков, зональных интервалов продуктивных горизонтов (эксплуатационных объектов) для изучения их фациальной изменчивости, границ выклинивания, распространения по площади.

Детальная корреляция проводится в два этапа. Первый этап - корреляция в масштабе 1:500; второй этап – корреляция в масштабе каротажных диаграмм 1:200.

Детальная корреляция начинается с выделения основных маркирующих горизонтов (геоэлектрических реперов), залегающих выше или ниже изучаемого пласта. Иногда корреляцию проводят по кровле пласта (если выше намечается нормальное залегание пластов) либо по подошве (если кровля пласта размыва), либо по маркирующему прослою внутри пласта (если кровля и подошва размывы). В том случае, если кровля и подошва пласта размывы и отсутствуют маркирующие прослои, используют

реперы первого уровня или так называемые местные (групповые) реперы, которые прослеживаются в пределах лишь отдельных групп скважин.

После предварительной корреляции по геоэлектрическим реперам также осуществляется послойная корреляция продуктивных пластов. Основной задачей при этом является прослеживание характера распространения продуктивных прослоев и разделяющих их непроницаемых пропластков, а также фациальной изменчивости по разрезу и площади в пределах продуктивного пласта или горизонта.

При детальной корреляции используют следующие методические приемы: 1. Разрез каждой скважины коррелируется с разрезом других пробуренных скважин. 2. Выделяется эталонная скважина, в которой четко прослеживаются все зональные интервалы; с разрезом эталонной скважины коррелируются разрезы всех пробуренных скважин. 3. Все пробуренные скважины различаются по своей общей толщине, они объединяются в отдельные группы с разницей в общей толщине примерно в два метра (12,14,16,18,20 м и т.д.). В каждой выделенной группе скважин производится корреляция, и выделяется эталонная скважина. Затем производится корреляция среди эталонных скважин и выделяется основная эталонная скважина. С выделенной основной эталонной скважиной осуществляется корреляция всех остальных пробуренных скважин. 4. Корреляция в пределах русловых потоков или дельтовых долин. В этом случае корреляция проводится вначале в пределах обычной части разреза (вне русловых потоков), затем на втором этапе корреляция осуществляется в пределах русловых и дельтовых потоков /7/.

В процессе детальной (зональной) корреляции выделяются так называемые зональные интервалы (термин предложен М.А. Ждановым), т.е. части разреза пласта, которые по своим литолого-физическим свойствам и положению внутри него отличаются от других интервалов и прослеживаются на большей части его площади. Выделение и прослеживание зональных интервалов имеют громадное практическое значение для изучения геолого-промысловых особенностей и геологического строения продуктивного пласта, особенно для изучения и расчленения продуктивных пластов крупных месторождений при значительной их фациальной изменчивости в процессе подсчета запасов, проектирования и анализа состояния их разработки (рис. 39).

В результате детальной корреляции строится зональная карта (карта распространения коллекторов). По определению М.А. Жданова зональной картой следует называть карту с показом границ развития зональных интервалов и участков их слияния с выше и ниже лежащими интервалами. Методика составления этих карт заключается в следующем. Вначале строятся карты распространения каждого выделенного проницаемого прослоя. Затем последовательно карты накладывают одну на другую, в результате чего получают зональную карту в целом всего продуктивного пласта или



горизонта.

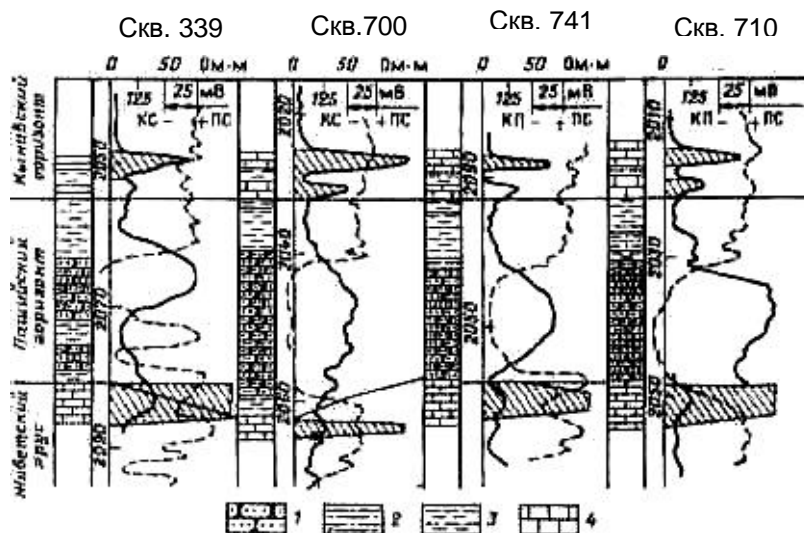


Рис. 39. Детальная (зональная) корреляция геолого-геофизических разрезов нижефранских отложений Шкаповской площади (по В.А. Долицкому):

1 - песчаник; 2 - алевролиты; 3 - аргиллиты; 4 - известняки

На этой карте условными знаками показываются участки: а) развития отдельных проницаемых прослоев; б) слияния последовательно первого и второго, второго и третьего и т.д. прослоев; в) слияния всех проницаемых пропластков; г) фациального замещения отдельных проницаемых прослоев глинистыми плотными породами (рис.40).

Зональные карты позволяют детально изучить литолого-физические свойства и фациальные особенности продуктивного пласта, т.е. установить его неоднородность как по площади, так и по разрезу. Большое внимание при этом уделяется выявлению тупиковых и застойных зон, участков слияния отдельных пропластков, наличие которых следует учитывать при разработке мероприятий по воздействию на пласт, при размещении добывающих и нагнетательных скважин.

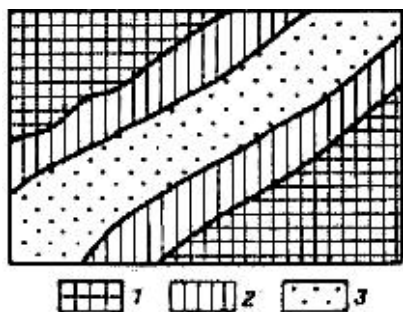


Рис.40. Схема построения зональной карты:

1 и 2 - площадь распространения соответственно 1-го и 2-го зональных интервалов;  
3 - площадь слияния 1-го и 2-го зональных интервалов

В процессе проектирования и анализа состояния разработки с помощью зональных карт решают такие важные вопросы, как выбор метода воздействия на пласт (заводнение законтурное, приконтурное, внутрикон-

турное, очаговое и т.д.), место расположения резервных эксплуатационных скважин, а также изучение характера продвижения внутреннего и внешнего контуров нефтеносности, выработка запасов.

### 7.3. Составление корреляционных схем

После увязки разрезов по группе скважин результаты работы фиксируют в виде таблиц, где отображают все стратиграфические подразделения, глубины залегания кровли, подошвы, мощности каждой пачки и подпачки (табл. 26).

Для крупных нефтяных и газовых месторождений, где выделено большое количество пачек, подпачек, слоёв и где имеется большое количество скважин, такие таблицы весьма громоздки и неудобны. В этом случае их можно рекомендовать только для крупных стратиграфических подразделений (например, яснополянские отложения в Урало-Поволжье, нижне-меловые отложения в Западной Сибири).

Гораздо нагляднее результаты корреляции отображаются на корреляционных схемах. Корреляционной схемой называется чертёж, предназначенный для отображения стратиграфических подразделений (соотношений) в разрезах скважин. Здесь фиксируются глубины залегания и мощности стратиграфических подразделений всех пробуренных скважин. Масштабы корреляционных схем 1:2000; 1:1000; 1:500; 1:200. Построение их осуществляется либо в соответствии с размещением скважин по структуре, либо по порядку их номеров, либо сводовые скважины размещаются в центре схем, а крыльевые - по краям.

Таблица 26

**Мощность аптских отложений площади Корсак (Казахстан)**

Слои, пачки, подпачки	Мощность пачек, подпачек, м						
	скв. 1	скв. 2	скв. 3	скв. 4	скв. 5	скв. 6	скв. 7
Апт-б3	9	20	9	8	17	9	15
Апт-б2	12	13	13	13	13	12	13
Апт-б1	29	27	27	27	28	29	28
Апт-а	11	12	12	12	12	11	12
Суммарная мощность аптских отложений, м	61	72	61	60	69	61	68
Глубина залегания кровли аптского яруса, м	632	613	625	624	620	620	616

Одним из основных элементов корреляционных схем является линия сопоставления, которая проводится для более наглядного показа изменения мощности коррелируемых отложений. Линией сопоставления могут служить кровля или подошва пласта, которые можно принять за горизонтальную поверхность. При этом должна быть постоянной мощность как самого пласта, так и слоёв, перекрывающих его. Нельзя в качестве такой линии принимать поверхность несогласия, лучше брать пласт, залегающий ниже или выше этой поверхности. Линия сопоставления проводится жирной чертой, разрезы всех скважин выравниваются по ней, и изменения мощностей нижележащих пород легко заметны. Границы одновозрастных слоев соединяются прямыми линиями, границы перерывов - волнистыми.

Поскольку на корреляционных схемах отображаются стратиграфические соотношения, литологический состав пластов можно не показывать. Как отмечает В.А. Долицкий, для более удобного чтения таких чертежей, построенных для сопоставления разрезов скважин в пределах одной площади, желательно изобразить литологический состав разреза по одной из скважин. Кроме того, желательно показать литологический состав отдельных пластов, имеющих большое практическое значение /13/.

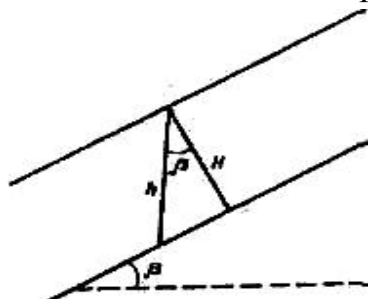
В тех случаях, когда корреляционную схему строят по результатам сопоставления большого числа скважин, можно каждую скважину изображать не колонкой, а лишь одной линией. В пределах чертежа проводят границы всех пластов, а затем штриховкой или окраской выделяют наиболее характерные из них. Однако самую объективную информацию о результатах корреляции разрезов скважин дают схемы, на которых приводятся геолого-геофизические разрезы (см. рис. 41). С их помощью можно получить представление о расчленности пластов, их выдержанности в пределах площади.

Таким образом, корреляционные схемы являются важным геологическим документом, где по данным бурения выясняется последовательность осадконакопления, определяется изменение мощности пластов, их литологического состава и характера фациальной изменчивости, а также выявляются поверхности несогласий. На их основе строятся геологические разрезы, структурные, литолого-фациальные, пластовые карты, а также карты мощностей.

#### **7.4. Составление нормального, типового, сводного и среднего нормального разрезов**

В результате корреляции строится нормальный (типовой) разрез месторождения. При составлении нормального разреза учитывается истинная, а типового - вертикальная мощности проходимых пород. Нормальный (типовой) разрез отображает средний разрез месторождения, присущий большинству скважин. При нормальной тектонике составляется обычно один разрез, при блоковой - несколько.

Обычно строится грунтовый (по образцам горных пород), геофизический (по комплексу электро - и радиоактивного каротажа) и совместный геолого-геофизический нормальный (типовой) разрез. В процессе проведения разведочных работ составляется нормальный разрез месторождения, при разбуривании площади эксплуатационными и нагнетательными скважинами – типовой. При необходимости можно всегда пересчитать вертикальную мощность в истинную и наоборот (рис.41):



$$\begin{aligned} H &= h \cos \beta; \\ H/h &= \cos \beta; \end{aligned} \quad (7.1)$$

где  $H$  и  $h$  - соответственно истинная и вертикальная мощности пласта, м;  $\beta$  - угол падения пласта.

Рис.41. Схема определения истинной и вертикальной мощностей пласта

Для составления нормального (типового) разреза следует детально проанализировать разрезы всех пробуренных скважин, выделить маркирующие горизонты, затем основные пласты, провести их корреляцию и на этой основе составить затем средний разрез месторождения (рис.42).

Кроме нормального (типового) разреза месторождения, строят ещё средненормальный геолого-геофизический разрез месторождения. Он весьма удобен для составления проектных разрезов новых скважин, для некоторых межрайонных обобщений, а также для тех случаев, когда установлены значительные изменения мощности проходимых пород /13/.

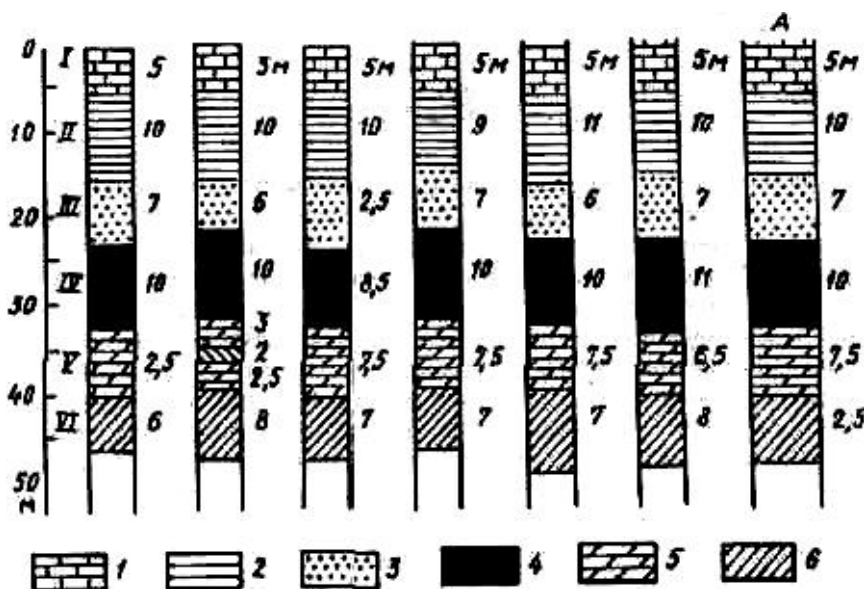


Рис. 42. Схема построения нормального (типового) разреза (А) продуктивной толщи:  
1 - известняки; 2 - аргиллиты; 3 - песчаник; 4 - нефть; 5 - доломиты; 6 – мергели

Мощность всех пластов при построении этого разреза изображается

на колонке минимальными и максимальными значениями (рис.43). Минимальные значения мощности откладываются от горизонтальной линии, изображающей подошву пласта, по левому краю колонки, а максимальные - по правому. Верхние точки минимальной и максимальной мощностей соединяют наклонной линией.

С правой стороны колонки приводится геофизическая характеристика всех отложений. С левой стороны указываются участки разреза, охарактеризованные керном или боковым грунтоносом, а точками - наличие образцов с остатками флоры и фауны. Такое обобщение материалов бурения позволяет более обоснованно отбирать образцы горных пород в тех интервалах разреза, где отсутствует керновый материал. Для построения средненормального разреза по середине колонки проводится вертикальная линия, соответствующая средней мощности отложений в пределах месторождения.

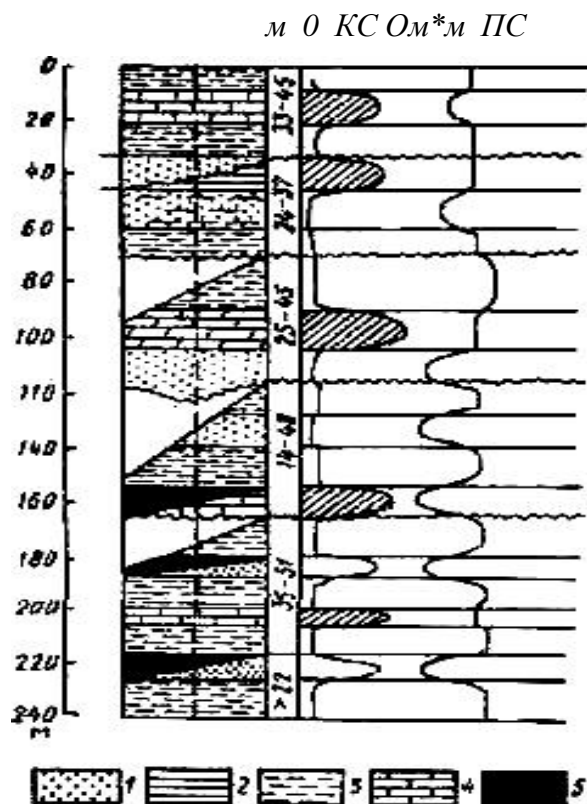


Рис. 43. Схема построения средненормального геолого-геофизического разреза месторождения (по В.А. Долицкому): 1 - пески; 2 - аргиллиты; 3 - глина; 4 - известняки; 5 - нефть

### 7.5. Региональная корреляция

Региональная корреляция - это сопоставление между собой разрезов одновозрастных отложений, вскрытых скважинами на соседних разведочных площадях или месторождениях. Обычно сопоставляются нормальные (типовые) или сводные разрезы, а также разрезы отдельных, пробуренных на различных площадях скважин, которые можно признать в качестве типовых. При небольших изменениях мощности и литофациального состава

пород корреляцию обычно проводят с помощью нормальных разрезов, при значительных изменениях мощности корреляция осуществляется по скважинам, вскрывшим максимальную мощность.

В результате региональной корреляции выделяются различные типы разрезов, отличающиеся изменением мощности, фациальной характеристики, которые обусловлены различным тектоническим районированием. Например, в условиях Западной Сибири можно выделить шаимский, сургутский, нижневартовский и другие типы разрезов, в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции для девонских отложений - туймазинский, шкаповский, югомашевский, чекмагушевский и др., для нижнекаменноугольных - арланский, манчаровский, туймазинский, пермский и др. При региональной корреляции толщ осадочных пород с одинаковым фациальным составом, что характерно для платформенных областей, выделяются маркирующие горизонты, региональные несогласия и зоны выклинивания ниже поверхности несогласия, количественно оценивается мощность отложений, уничтоженных во время перерывов в осадконакоплении, фиксируются литофациальные изменения отдельных горизонтов, выделяются продуктивные горизонты и их региональная литолого-фациальная изменчивость. Примером такой корреляции может быть сопоставление разрезов скважин в пределах Локосовского, Северо-Покурского, Ватинского, Мегийонского, Самотлорского месторождений (Нижневартовский свод), где довольно уверенно выделяются основные стратиграфические свиты и горизонты, а также все продуктивные пласты.

Корреляцию разнофациальных толщ можно, например, продемонстрировать на примере аккумуляционно-топографических впадин. Такие впадины образуются за счет прогибания дна бассейна, которое не компенсируется осадконакоплением. М.М. Грачевский аккумуляционно-топографическими называет такие впадины, которые образовались вследствие неравномерного и недостаточного накопления осадков. В таких впадинах выделяется три зоны: 1) мелководный шельф; 2) подводный склон впадины; 3) дно впадины. Эти зоны отражены в ископаемых осадках закономерным распространением фациальных комплексов, характерным для каждой из этих зон, что сильно затрудняет их корреляцию. На днищах топографических впадин карбонатные и терригенные пачки сильно утончаются по сравнению со склоном и шельфом, приобретают тонкую слоистость и образуют параллельно напластованные толщи. В заключительной стадии развития аккумуляционно-топографических впадин их внутренняя часть быстро заполняется мощной серией терригенных или галогенных пород.

Примером аккумуляционно-топографических впадин является Камско-Кинельская система прогибов, протягивающаяся из Республики Коми, через Пермскую область, Башкортостан в Куйбышевское Заволжье. К бортам этой системы прогибов приурочены многочисленные нефтяные и неф-

тегазовые месторождения Урало-Поволжья (Ярино-Каменоложское, Полазненское, Лобановское и др.). Камско-Кинельская система прогибов зародилась в позднедевонское время (франкий и фаменский века), на бортах ее образовались мощные толщи светлых известняков, характерных для рифовых сооружений, которые на склонах и днище быстро замещаются маломощными черными известняками доманикового облика. К концу заволжского времени на дне моря сформировалась мощная впадина, уклон которой составил 4-6° (рис. 44).

Заполнение впадины осадками завершилось лишь в малиновское время, а тульская трансгрессия началась уже на выровненном дне бассейна.

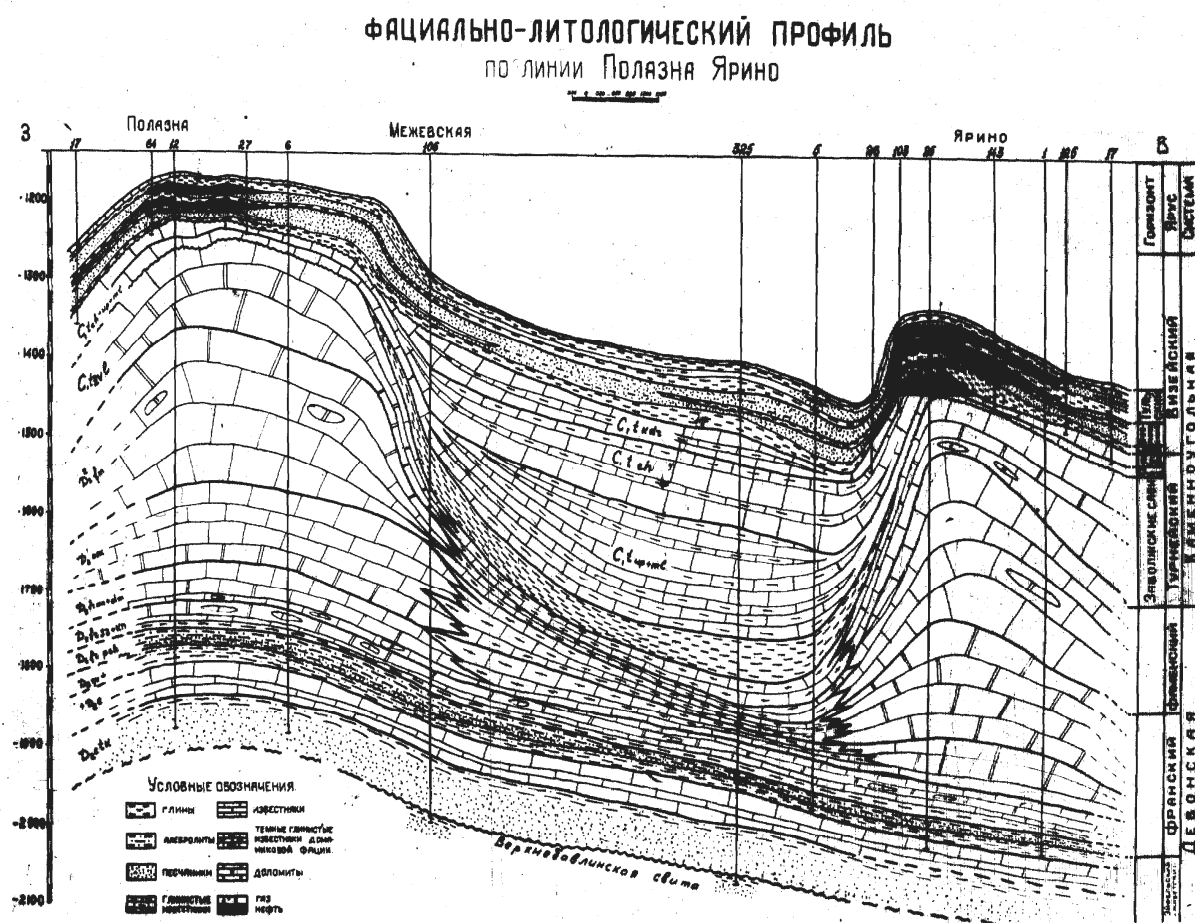


Рис. 44

Другими примерами разнофациальных толщ аккумуляционно-топографических впадин могут служить угленосная формация карбона Донецкого бассейна, верхнепермская соленосная толща Оренбургской области, нижнекембрийская соленосная формация Иркутского бассейна. К этим толщам приурочены нефтяные, газовые, угольные и другие месторождения.

Кроме того, в пределах Западной Сибири по представлениям боль-

шинства исследователей, продуктивные отложения неокомского клиноформенного комплекса представляют собой осадки аллювиально-дельтовой равнины, аванделы и продельты, образовавшиеся в результате ритмичного наращивания клиноформенных тел. В периоды трансгрессий при относительно быстром подъеме уровня моря и удалении береговой линии в

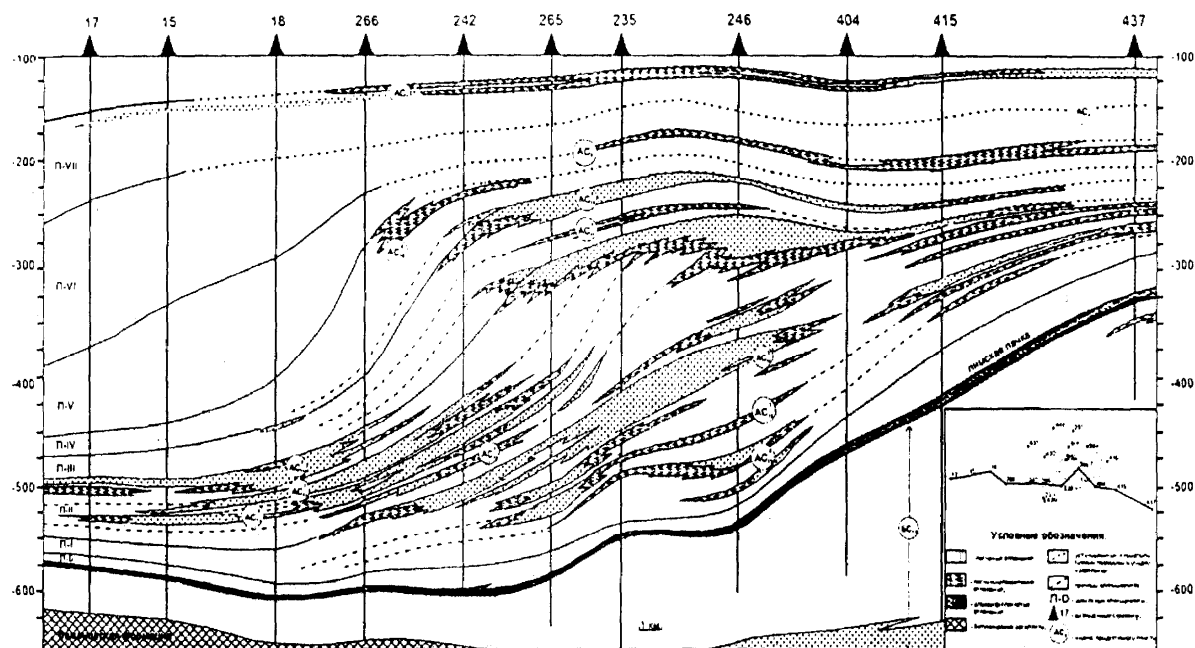


Рис. 45. Палеогеологический профиль готеривских продуктивных отложений к началу апта по линии скважин 17-437

бассейне накапливались глины региональных пачек. Основная же часть осадков накапливалась в периоды регрессий, сопровождавшихся некомпенсированным осадконакоплением и лавинной седиментацией. При первоначальных проектах разведки и разработки была заложена модель, близкая к плоско-параллельной. По мере накопления фактического материала, данных бурения и сейсморазведки была предложена клиноформная модель строения отложений Западной Сибири (рис. 45).

## 7.6. Составление геологических разрезов

По результатам корреляции разрезов разведочных и эксплуатационных скважин строят геологические разрезы нефтяных и газовых месторождений либо отдельных продуктивных пластов. Геологическим разрезом называется графическое изображение строения недр в вертикальной плоскости, проходящей в определенном направлении через какую-либо геологическую структуру. Геологический разрез даёт наглядное представление о строении месторождения (пласта), облегчает проектирование разведочных и эксплуатационных скважин, помогает строить структурные карты различных геологических структур (особенно осложненных разрывными на-



рушениями), показывает изменение литолого-фациального состава пород, позволяет уточнить положение залежей нефти и газа.

Геологические разрезы вычерчивают вкрест простирания или по простиранию для уяснения геологического строения и тектоники. Слева на разрезе указывается запад или юг, справа - восток или север. Вертикальный и горизонтальный масштабы должны быть одинаковыми. В целом масштаб геологического разреза выбирают обычно в зависимости от масштаба структурной карты. Для более наглядного отображения особенностей строения залежей горизонтальный масштаб разреза может быть более крупным /1,2,13,14,24,27,38/.

Порядок построения геологического разреза следующий:

1) проводят линию уровня моря и слева вычерчивают вертикальный масштаб;

2) на линии уровня моря точками показывают положение скважин согласно выбранному масштабу;

3) через указанные точки проводят вертикальные линии стволов скважин и откладывают альтитуды устьев скважин или стола ротора, соединяют отметки альтитуд, что даёт схематическое представление о рельефе земной поверхности на участке составляемого разреза;

4) проводят вторую линию, параллельную стволу скважины, и вычерчивают литологическую колонку, используя условные знаки горных пород;

5) проводят корреляцию разрезов скважин, соединяют одновозрастные пласты и окончательно вычерчивают геологический разрез.

Пример построения геологического разреза приведён на рис. 46. Большое внимание при построении геологических разрезов уделяется анализу геологических причин изменения мощности отложений, аномальности залегания пластов. Эти факты могут быть объяснены наличием не только сбросов, взбросов, надвигов, но и поверхностей несогласий. Для изучения литолого-фациальной характеристики пластов и их изменчивости геологические разрезы строят детально, а для уточнения тектоники показывают лишь кровли характерных свит и маркирующих горизонтов.

При построении геологического разреза необходимо учитывать возможность его искажения за счет как неправильного снесения точек скважин на линию профиля, так и искривления скважин в процессе бурения. С целью избежания искажения геологического разреза вводятся соответствующие поправки на снесение точек скважин, не попавших на линию разреза. Кроме того, в процессе бурения искривлённых и наклонно-направленных скважин производится регулярный контроль с помощью инклинометра, который позволяет одновременно замерять не только угол, но и азимут искривления. После этого путем специальных расчётов наклонную скважину пересчитывают на вертикальный ствол и затем эти поправки учитывают при построении геологических разрезов.

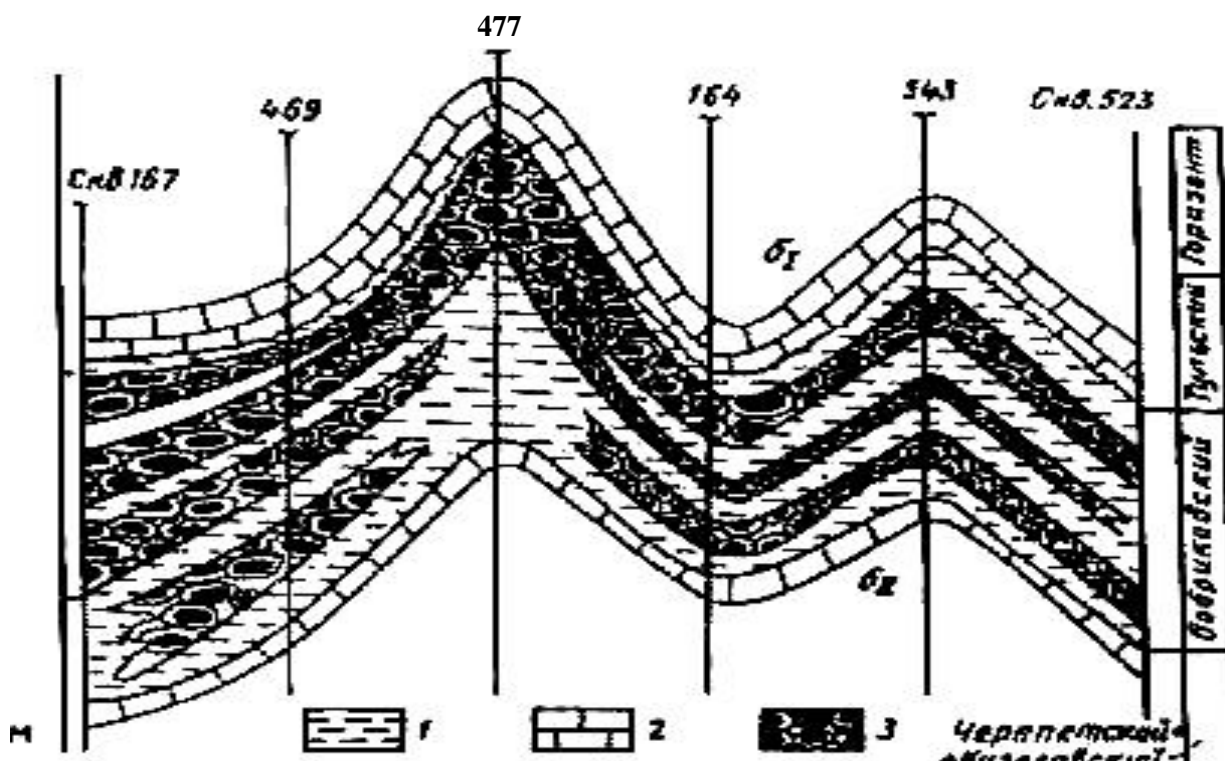


Рис. 46. Схема построения геологического разреза месторождения по линии профиля 1-1:

1 - глины; 2 - известняки; 3 - нефтенасыщенный песчаник

## 7.7. Построение структурных карт

Структурными называются карты, на которых с помощью линий одинаковых высот (изогипс) подземного рельефа изображается положение в пространстве опорной поверхности (кровли и подошвы пласта). Изогипсы, проведённые по поверхности горизонтов, имеющих определённое положение в стратиграфическом разрезе, называются стратоизогипсами.

Структурные карты позволяют решить следующие вопросы:

- 1) проектировать точное положение разведочных скважин;
- 2) установить положение и количество добывающих и нагнетательных скважин на площади нефтяных или газовых залежей при составлении технологических схем и проектов разработки;
- 3) установить положение нефтяных или газовых залежей в плане (определяется местоположение внешнего и внутреннего контуров нефтеносности);
- 4) выяснить закономерности изменения свойств продуктивного пласта;
- 5) выявить особенности распределения пластового давления в пределах залежи;
- 6) оценивать запасы нефти и газа, а также их категорийность в пре-

делах залежи;

7) установить закономерности продвижения текущих контуров нефтеносности в процессе разработки залежи;

8) определить текущую нефтеотдачу вырабатываемых участков залежи.

Структурные карты составляют по абсолютным отметкам кровли (или подошвы) пласта, которые отсчитывают от уровня моря. Следовательно, пласты, залегающие выше уровня моря, будут иметь положительные отметки, ниже уровня моря - отрицательные. Равные по высоте промежутки между изогипсами называются сечением изогипс. На платформенных пологих структурах сечение изогипс обычно принимается равным 2-5 м, в геосинклинальных условиях и с увеличением угла падения пластов сечение увеличивается до 10-25 м. Масштаб структурных карт зависит от целей построения карты и размеров структуры. Например, для подсчета запасов нефти или газа рекомендуют масштабы 1:50000, реже 1:100000. Для небольших структур масштаб структурных построений несколько увеличивается.

В нефтегазопромысловой геологии обычно применяют три основных способа построения структурных карт: 1) методом треугольников, когда изучаемая структура обычно не имеет тектонических нарушений; 2) с помощью геологических разрезов, применяется только в тех случаях, когда изучаемая структура разбита рядом тектонических нарушений; 3) методом схождения /1,2,3,13,14,15,16,17,20,24,27,33,36,38,39/.

#### *Способ треугольников*

Перед построением структурной карты составляют план расположения скважин, где указывают номер и абсолютную отметку кровли (подошвы) пласта. В случае искривленной или наклонно-направленной скважины вычисляют поправки на отклонение от вертикальной оси, а затем уже с их учетом находят абсолютную отметку.

Рассматриваемый способ заключается в том, что все точки скважин соединяют так, чтобы по возможности образовались равносторонние или равнобедренные треугольники. При этом необходимо помнить, что не следует соединять линиями скважины, расположенные на противоположных крыльях структуры. Затем выбирают сечение изогипс и соответственно производят интерполяцию отметок между скважинами так, чтобы отметки изогипс были кратны выбранному их сечению. Затем одноименные отметки соединяют плавными изолиниями (изогипсами) и получают структурную карту той или иной структуры (рис.47).

При построении структурной карты этим способом для упрощения рекомендуется пользоваться палеткой, которая называется высотной арфой. Она представляет собой ряд параллельных линий, проведенных на одинаковом расстоянии друг от друга. Высотная арфа вычерчивается на кальке. При пользовании высотной арфой предполагается, что расстояние

между двумя соседними линиями соответствует выбранному сечению изогипс. Палетку накладывают на план расположения скважин и затем делают наколы на линиях, где получают точки, кратные сечению изогипс.

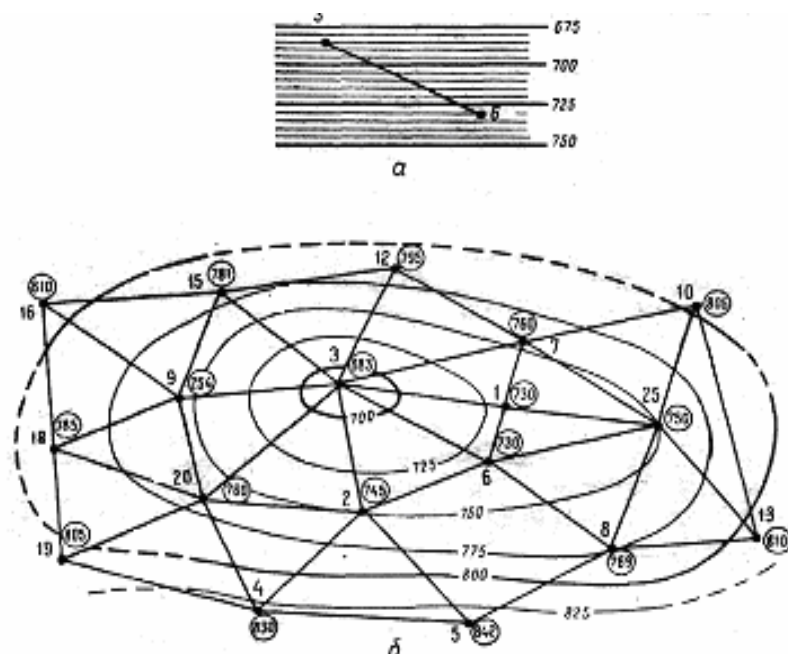


Рис.47. Построение структурной карты по способу треугольников с помощью высотной арфы (по М.А. Жданову):

а - высотная арфа; б - структурная карта (цифрами в кружках показаны отметки пласта)

### *Способ геологических разрезов (профилей)*

Описываемый способ применяется для структур, осложненных разрывными нарушениями, а также для узких высокоамплитудных складок.

Метод треугольников в этих случаях может привести к существенным ошибкам, так как интерполяция может производиться либо между отдельными тектоническими блоками структуры, либо даже между различными структурами.

Для построения структурной карты рассматриваемым способом в ее масштабе строят ряд поперечных геологических разрезов по линиям профилей, по которым производят разведку месторождения. Затем выбирают сечение изогипс и на расстояниях, равных этому сечению, проводят горизонтальные параллельные линии. Полученные точки пересечения этих линий с кровлей (подошвой) пласта сносят на линию профиля с соответствующими отметками, а затем на план расположения скважин. Одноименные отметки соединяют плавными линиями (изогипсами) и получают структурную карту.

Когда структура осложнена разрывными нарушениями, дополнительно находят точки их пересечения с горизонтальными линиями. На плане расположения скважин проводят горизонтали поверхности разрыв-

ного нарушения. Затем в пределах висячего и лежащего крыльев вычерчивают изогипсы до пересечения с горизонталями поверхности нарушения.

Кроме описанных способов построения структурных карт, существует ещё косвенный способ, основанный на построении структурной карты методом треугольников по какой-либо опорной поверхности и карты изохор до нижезалегающего продуктивного пласта. Изохоры - это линии равных вертикальных мощностей между двумя опорными поверхностями. Сумма абсолютной отметки опорного пласта и величины изохоры даёт абсолютную отметку нижезалегающего продуктивного пласта. Такие построения использовались, например, в Урало-Поволжье для создания структурных карт по пластам девона или применяются сейчас для построения структурных карт в Западной Сибири по глубокозалегающим продуктивным пластам ( $\text{Ю}_0, \text{Ю}_1, \text{БУ}_8, \text{БУ}_9$ ).

### **7.8. Построение карт толщин (мощностей)**

Карты мощности имеют большое практическое значение в нефтепромысловой геологии для расчёта объема нефте- или газонасыщенной части залежи при подсчёте запасов, для гидродинамических расчетов при составлении технологических схем и проектов разработки, для размещения добывающих и нагнетательных скважин, для прогнозирования направлений обводнения залежи в процессе поддержания пластового давления путем закачки воды.

Различают карты суммарной, эффективной и эффективной нефтегазонасыщенной мощностей пласта. Суммарная мощность (или общая мощность пласта) - это мощность пласта от кровли до подошвы, определяется как разница между глубинами залегания подошвы и кровли пласта; эффективная - это мощность пласта от кровли до подошвы за вычетом всех плотных непроницаемых прослоев; эффективная нефтенасыщенная (газонасыщенная) - это эффективная мощность пласта от кровли до поверхности водонефтяного контакта.

Методика построения карт мощностей аналогична методике построения структурных карт способом треугольников. Вначале составляют план расположения скважин, номер вертикальной скважины подписывают около её устья, а номер искривленной скважины - в точке пересечения стволом скважины кровли пласта. Около номера скважины указывают значение мощности пласта, определяемое в результате детальной корреляции и обработки комплекса промыслово-геофизических материалов. Затем точки скважин соединяют прямыми линиями с тем, чтобы, по возможности, получить равносторонние треугольники, значения мощностей интерполируют между собой. Точки с одинаковыми значениями мощности соединяют плавными линиями, называемыми изопакитами. Поэтому карты мощности называют ещё картами изопакит.

При построении карты эффективных нефтенасыщенных мощностей

строят вначале карту эффективных мощностей, которую затем накладывают на карту с внешним и внутренним контурами нефтеносности. В пределах внутреннего контура нефтеносности изопахиты эффективной мощности будут полностью соответствовать эффективной нефтенасыщенной мощности пласта. Между внутренним и внешним контурами нефтеносности изопахиты эффективной нефтенасыщенной мощности проводят путём интерполяции между максимальными значениями мощности на внутреннем и - нулевым на внешнем контуре нефтеносности (рис.48).

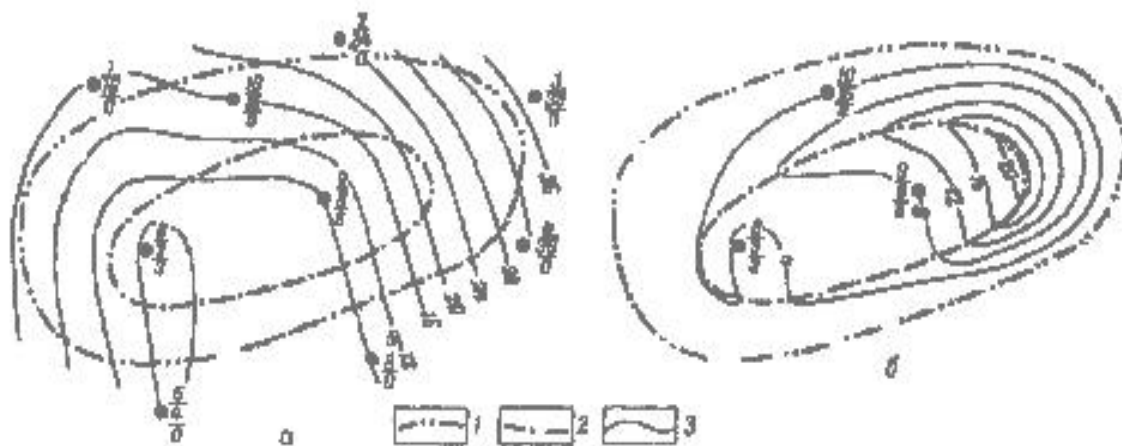


Рис. 48. Карты эффективных (а) и эффективных нефтенасыщенных (б) мощностей для пластовой залежи (по М.А. Жданову):

1 и 2 - внешний и внутренний контуры нефтеносности; 3 – изопахиты.

Цифры у скважин: вверху - номер скважины; в середине – эффективная мощность; внизу – эффективная нефтенасыщенная мощность.

Такие карты необходимы при подсчете запасов, проектировании разработки нефтяных и газовых залежей, размещении добывающих и нагнетательных скважин.

## Глава 8

### *Охрана недр и окружающей среды*

В условиях научно-технического прогресса, способствующего быстрому развитию нефтегазодобывающей промышленности, всё более возрастает влияние человеческой деятельности на недра нашей планеты и окружающую среду. Всё острее становится проблема охраны недр. Решение этой проблемы в нефтегазодобывающей промышленности приобретает особую важность, поскольку такие природные богатства, как нефть и газ, не бесконечны.

Охране недр нефтяных и газовых месторождений в нашей стране придаётся весьма важное значение. В числе первых декретов Советской власти был декрет о национализации земли и недр нашей страны, подпи-

санный в январе 1918г. Национализация недр в Советской России позволила впервые в мире вести плановое изучение, разработку, охрану недр и окружающей среды нефтяных и газовых месторождений и обеспечивать, таким образом, условия для эффективного использования запасов нефти и газа, бурного роста социалистической экономики в целом.

Социалистический принцип владения недрами позволял проводить систематические и плановые геологические исследования, обосновывать и осуществлять меры по эффективному использованию запасов нефти, газа, охране недр в масштабе всего месторождения (объекта), всей нефтегазодобывающей промышленности с учётом долговременных перспектив развития советской экономики и общества.

В современных условиях, в законах и постановлениях правительства РФ предусматриваются конкретные крупные мероприятия по усилению борьбы за комплексное, эффективное использование запасов недр нефтяных и газовых месторождений, охране недр и окружающей среды при освоении этих месторождений /31,36,37,38/.

Разработка месторождений нефти и газа, как и других полезных ископаемых, допускается при наличии горного отвода, утверждённого Госгортехнадзором. Горный отвод – это часть земных недр, предоставляемых предприятию для промышленной разработки содержащихся в ней залежей полезных ископаемых, размеры горного отвода определяются границами разведанного месторождения. Для получения горного отвода предприятие, которому предстоит вести разработку месторождения, должно представить в управление округа Госгортехнадзора проект горного отвода.

Проект горного отвода содержит: а) краткую геологическую характеристику месторождения, данные о запасах, сведения о смежных горных отводах, о застроенности территорий, об использовании земельных участков над горным отводом, о других полезных ископаемых, находящихся в недрах горного отвода, соображения о комплексном использовании запасов всех полезных ископаемых и др.; б) копию топографического плана поверхности в границах горного отвода и копию структурных карт в масштабе не мельче 1:25000 с указанием залежей, а также увязанные со структурной картой геологические разрезы, на которых указаны глубины залегания продуктивных интервалов /35/.

Правилами по охране недр при разработке месторождений нефти и газа предусматривается:

применение наиболее рациональных и эффективных методов добычи для наиболее полного извлечения нефти, газа при данных геологических и технико-экономических условиях разработки;

недопущение сверхнормативных потерь нефти, газа, конденсата в недрах, а также выборочной разработки наиболее продуктивных участков залежи, приводящих к резкому ухудшению показателей разработки всей залежи и к снижению уровня кондиционности оставшихся запасов; осуще-

ствление доразведки месторождения, перевод всех разрабатываемых и дополнительно подготовленных к разработке запасов в высокие категории;  
состояние и движение запасов;  
недопущение порчи запасов разрабатываемых и соседних месторождений;  
наиболее полное извлечение из недр попутных полезных ископаемых и компонентов, содержащихся в основных полезных ископаемых;  
охрана месторождений полезных ископаемых от затопления, пожаров и других факторов, снижающих промышленную ценность месторождения;  
безопасное ведение всех работ и охрана окружающей среды.

### **8.1. Охрана недр при разбуривании нефтяных и газовых месторождений**

Для выполнения требований по охране недр при разбуривании нефтяных и газовых месторождений должны быть соблюдены следующие основные условия:

применение технологии бурения, обеспечивающей предупреждение выбросов, поглощений, обвалов и других аварийных ситуаций;

опробование промежуточных (непроектных) интервалов при наличии нефтегазопроявлений, благоприятных данных промысловой геофизики, керна, шлама для более полной оценки нефтегазоносности всего разреза;

вскрытие продуктивных интервалов с применением промывочных жидкостей, обеспечивающих минимально возможное загрязнение призабойной зоны и уменьшение продуктивности скважины;

выбор конструкции скважины, оборудования фильтра, обеспечивающих безаварийную и эффективную эксплуатацию (в соответствии с проектными данными);

обеспечение надежной изоляции всех нефтегазоводопроявляющих (поглощающих) интервалов и герметизации заколонного пространства (при цементировании эксплуатационной колонны) для предотвращения неконтролируемых заколонных перетоков флюидов и создания хорошей связи скважины и пласта через перфорационные отверстия;

выбор способа вскрытия пласта (перфорации эксплуатационной колонны после цементирования), обеспечивающего максимальный (в соответствии с проектом) дебит скважины и её хорошее техническое состояние;

выбор интервала перфорации, обеспечивающий максимальное (по мощности) вскрытие продуктивного интервала при условии предотвращения преждевременного обводнения подошвенными водами и прорыва газа из газовой шапки;

выбор способа освоения скважины, обеспечивающего максимальный



(проектный) ее дебит, предотвращение открытого фонтанирования и других аварийных ситуаций (разрушения призабойной зоны, смятия колонны и др.);

проведение комплекса глубинных исследований при опробовании скважины и пробной эксплуатации для получения необходимого объема информации о геолого-физических свойствах объекта опробования, свойствах пластовых флюидов, пластовых условиях, продуктивности и др. с целью лучшего обоснования схемы, проекта разработки (проекта опытно-промышленной эксплуатации) /7, 8, 15, 17, 20, 24, 27, 31, 33, 35, 36, 37/.

## **8.2 Охрана окружающей среды**

Разработка нефтяных и газовых месторождений оказывает значительное влияние не только на недра, но и на окружающую природную среду. Так, при разбурировании и эксплуатации месторождений под строительство скважин, коммуникаций, промысловых объектов занимают значительные участки земной поверхности (сельскохозяйственные, лесные угодья и др.). Возникают потребности в водоснабжении, которые в большинстве случаев покрываются за счет наземных источников. Создаются условия для загрязнения водных бассейнов, грунтовых вод, воздушного бассейна при бурении, освоении, эксплуатации скважин, нарушения почвенного и растительного покрова, оседания земной поверхности и др.

Поэтому при разбурировании и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений необходимо осуществлять следующие основные меры:

- сокращать размеры земельных угодий для промысловых сооружений; осуществлять рекультивацию почвы после (или, если возможно, во время) использования этих угодий;

- предотвращать загрязнение атмосферы, земной поверхности, естественных водоёмов, грунтовых вод газами, нефтью, пластовой водой, химреагентами и другими отходами нефтегазового производства;

- сокращать потребление вод естественных водоёмов, переходить на водооборотную систему водоснабжения;

- контролировать и предотвращать оседание земной поверхности.

Разбурирование нефтяных и газовых месторождений наиболее ощутимо влияет на состояние почвы, сельскохозяйственных и лесных угодий. Почва, растительный (и животный) мир - наиболее ранимые элементы природной экологической системы при разбурировании нефтяных и газовых месторождений. Хотя почва, так же, как животный и растительный мир, кислород атмосферы и вода, относится к группе естественно самовосновляющихся ресурсов, при современном уровне деятельности человека она теряет свои компенсационные способности самовоспроизводства в необходимых для общества масштабах.

Большой урон наносится почве промышленной деятельностью человека. Почва загрязняется химическими и другими отходами производства,

разрушается в процессе горных работ и т. п. Потери плодородных земель особенно ощутимы в связи с тем, что существующие резервы неиспользуемых плодородных земель постоянно сокращаются.

Сохранность земли как ценнейшего богатства нашей страны — одна из главных задач, которую решало первое в мире социалистическое государство рабочих и крестьян с первых дней его образования.

Земля является главным средством производства в сельском хозяйстве и площадным базисом размещения и развития всех отраслей народного хозяйства. Научно обоснованное, рациональное использование всех земель, охрана их - общенародная задача.

Предприятия, разрабатывающие месторождения полезных ископаемых открытым или подземным способом, проводящие геологоразведочные, строительные или иные работы на предоставленных им во временное пользование сельскохозяйственных землях или лесных угодьях, обязаны за свой счет приводить эти земельные участки в состояние, пригодное для использования в сельском, лесном или рыбном хозяйстве, а при производстве указанных работ на других землях — в состояние, пригодное для использования их по назначению. Земельные участки должны приводиться в пригодное состояние в ходе работ или не позднее, чем в течение года после завершения работ.

Промышленные и строительные предприятия обязаны не допускать загрязнения сельскохозяйственных и других земель производственными и другими отходами, а также сточными водами. Они обязаны также снимать, хранить и наносить плодородный слой почвы на рекультивируемые земли, а при экономической целесообразности и на малопродуктивные угодья.

В июне 1976 г. было принято постановление «О рекультивации земель, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы при разработке месторождений полезных ископаемых и торфа, проведении геологоразведочных, строительных и других работ».

Мероприятия по восстановлению плодородия рекультивируемых земель для использования в сельском или лесном хозяйстве (внесение удобрений, известкование и другие работы) осуществляются землепользователями, которым передаются (возвращаются) земли, за счет средств предприятий и учреждений, проводивших на этих землях работы, связанные с нарушением почвенного покрова.

Условия приведения земель, почвенный покров которых нарушен при разработке месторождений полезных ископаемых и других работ, в состояние, пригодное для использования в сельском, лесном и рыбном хозяйстве, а также, порядок использования снимаемого при проведении указанных работ плодородного слоя почвы устанавливаются на основе соответствующих проектов органами, предоставляющими земельные участки в пользование.

В районах Крайнего Севера, пустынных районах и необжитых отда-

лённых местностях условия проведения указанных работ определяются в каждом конкретном случае администрацией области и министерством или ведомством, которому предоставляются земельные участки в пользование.

Отвод земельных участков, занятых сельскохозяйственными угодьями, под разработку месторождений полезных ископаемых и добычу торфа действующим предприятиям, организациям и учреждениям производится с учетом времени, необходимого для проведения соответствующих подготовительных работ, как правило, после осуществления ими рекультивации ранее отведённых земельных участков, в которых отпала надобность, и передачи этих участков соответствующим землепользователям, либо нанесения плодородного слоя почвы на малопродуктивные угодья.

Затраты по рекультивации земель, по восстановлению плодородия рекультивируемых земель, а также снятию плодородного слоя почвы, хранению и нанесению его на рекультивируемые земли или малопродуктивные угодья относятся:

при разработке месторождений полезных ископаемых и торфа — на себестоимость продукции предприятия;

при строительстве предприятий, зданий и сооружений — на стоимость этих объектов;

при проведении геологоразведочных, геологосъёмочных, поисковых, геодезических и других работ - на стоимость этих работ.

Министерство природных ресурсов РФ должно обеспечить при проведении детальных разведочных работ на месторождениях полезных ископаемых, разработка которых связана с нарушением земной поверхности, исследование физико-механических и химических свойств вмещающих пород и передачу соответствующих данных заинтересованным проектным организациям для составления проектов разработки месторождений с учетом требований рекультивации земель /7,15,20,24,27,31,37,38/.

Предприятия нефтяной и газовой промышленности под строительство промысловых хозяйств, бурение и эксплуатацию скважин, строительство разного рода коммуникаций занимают значительные площади пахотных и лесных угодий. Для сокращения изъятия земель из сельского хозяйства земельные отводы под строительство различного вида промысловых сооружений в настоящее время строго регламентированы (табл. 27 и 28).

Одновременно с разработкой проекта горного отвода составляется проект отвода земельного участка (земельный отвод) для строительства горного предприятия и разработки месторождения ископаемого.

Земельный отвод оформляется и утверждается республиканскими, городскими или районными администрациями в установленном порядке, после оформления горного отвода.

Предприятия обязаны вести горные работы в соответствии с утвержденным проектом, а также охранять от вредного влияния горных разработок все подземные и наземные сооружения и сооружения на континен-

тальном шельфе РФ и, кроме того, природные объекты в пределах горного отвода и на его территории.

В процессе буровых работ почва может загрязняться глинистым раствором, химическими веществами сточных и промывочных жидкостей, а также шламом. Наличие органических реагентов в сточных водах способствует образованию стойких, неотстаивающихся суспензий.

Немалый ущерб растительному покрову и поверхностному слою почвы наносится при перетаскивании тракторами буровых вышек и оборудования на новые точки. Особенно заметный ущерб растительному и почвенному покрову наносится в районах развития вечномёрзлых пород. Здесь на всем протяжении пути тракторов остается широкая полоса земли, на которой отсутствует какая-либо растительность. Протаивание мёрзлых грунтов на полосе приводит к образованию болот, а вымывание оттаявшей почвы — к образованию провалов и оврагов.

Добываемые пластовые и сточные воды, содержащие различные вредные вещества (газ, нефть, соли и т. п.), из-за токсичности отрицательно воздействуют на живые организмы и растительный мир. После разлива высокоминерализованных вод на плодородный слой земли период полного восстановления почвы составляет около 20 лет.

Нарушение природного равновесия в районах добычи нефти и газа наблюдается при обустройстве промыслов и нередко сопровождается нарушением растительного покрова и почвы, особенно при строительстве трубопроводов, временных дорог, линий электропередач, водоводов, площадок под будущие поселки и т. п. Заметные нарушения почвы происходят при бессистемном передвижении по территории промыслов транспортных машин, тракторов, тягачей и землеройной техники.

Большой вред природе наносится при попадании нефти и отработанного глинистого раствора в реки и водоемы. Установлено, что повышение количества углеводородов в водах рек и озер губительно действует на гидрохимический режим, а при достижении их концентрации в воде выше 0,05 г/л наступают необратимые последствия, приводящие к гибели обитателей водоёмов, уничтожению нерестилищ ценных рыб.

Вредное воздействие на окружающую природную среду может оказывать и извлекаемый вместе с нефтью растворенный в ней газ. В газе содержится повышенное содержание легких углеводородов. При сжигании этого газа в факелах образуются различные химические соединения, длительное время сохраняющиеся в воздухе во взвешенном состоянии. Так, время осаждения некоторых из образующихся соединений следующее: двуокись серы — 6 дней, двуокись азота — 7 дней, двуокись углерода — год и более, окись углерода — год и более.

Наиболее вредные последствия наступают при сжигании в факелах нефтяного газа, содержащего сероводород. Образующаяся при этом двуокись серы способствует накоплению в атмосфере аэрозолей серной ки-

слоты и сернокислого аммония, которые сохраняются во взвешенном состоянии длительное время. Окисляясь до сульфатов, эти ядовитые соединения могут выпадать вместе с дождём и отравлять живые организмы.

Таблица 27

**Норма земельных участков под строительство скважин и сооружений**

Разновидность бурения	Размеры земельных участков для нефтяных и газовых скважин, км <sup>2</sup> , отводимых	
	во временное краткосрочное пользование на период бурения скважин	во временное долгосрочное пользование на период эксплуатации скважин
<b>1.</b> При бурении с дизельным приводом: установками грузоподъёмностью от 125 до 200 т с вышкой высотой 53м, то же с вышкой высотой 41 м установками грузоподъёмностью от 75 до 80 т <b>2.</b> При бурении с электрическим приводом: установками грузоподъёмностью от 125 до 200 т с вышкой высотой 53 м то же, с вышкой высотой 41 м установками грузоподъёмностью от 75 до 80 т <b>3.</b> При бурении скважин на газовых месторождениях независимо от типа буровой установки и высоты вышки <b>4.</b> При бурении куста скважин к размерам земельных участков, приведённых в п. 1, 2, 3, на каждую скважину в кусте, кроме первой, следует добавить	0,021	0,0036
	0,019	0,0036
	0,017	0,0036
	0,02	0,0036
	0,018	0,0036
	0,016	0,0036
	0,035	0,0036
	0,02	0,001

Открытые выбросы газа в атмосферу при разработке газовых месторождений также оказывают вредное воздействие на состояние воздушного бассейна, особенно если в газе содержатся сероводород, углекислый газ.

При разбуривании и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений для предотвращения загрязнения почвы и сохранения растительности необходимо обеспечивать: внедрение эффективных методов и средств отделения шлама от буровых сточных вод и вывоза его в специально отведенные места, уменьшение объёмов воды для приготовления промывочных растворов за счёт повторного использования буровых сточных вод, улучшения техники и технологии их очистки; закачку отходов бурения и эксплуатации в поглощающие пласты; применение пневматических устройств для передвижения буровых вышек; строительство дорог с учетом

особенностей северных районов; строгое регламентирование передвижения транспортных средств в зонах промышленных и сельскохозяйственных земель; полную герметизацию системы сбора и подготовки нефти и др.

Длительная разработка месторождений нефти и газа в отдельных случаях может вызывать опускание поверхности на десятки сантиметров и даже несколько метров на площади в десятки и сотни квадратных километров, что, в свою очередь, может привести к изменению гидрогеологического режима, заболачиванию или затоплению земель и выводу из сельскохозяйственного оборота ценных пахотных площадей.

Таблица 28

**Ширина полос земли для подземных трубопроводов и дорог, м**

Трубопроводы и дороги	Временное краткосрочное пользование на период строительства		Временное долгосрочное пользование на период эксплуатации скважин
	без снятия и восстановления плодородного слоя	со снятием и восстановлением плодородного слоя	
1. Нефтепроводы и газопроводы диаметром 150 мм при глубине заложения трубы 1,6 м	17	24	-
2. Нефтепроводы и газопроводы диаметром 500 мм при глубине заложения трубы до 1,6м	23	32	-
3. Водоводы и трубопроводы агрессивных вод, канализации и глинопроводы диаметром до 500 мм при глубине заложения 2,2 м	27	36	-
4. Дороги для подъезда к скважинам на землях: не покрытых лесом;	10	10	6
покрытых лесом	6	6	6
5. Временные дороги для перемещения вышки буровой установки:			
на прямых участках трассы при поперечном уклоне местности до 6°;	20	20	-
на кривых участках трассы или на прямых участках при поперечном уклоне местности более 6°	50	50	-

На месторождениях, где могут ожидать подобные явления, для своевременного принятия мер защиты от них должен быть организован

контроль за оседанием поверхности с применением наиболее совершенных методов наблюдений: фотограмметрии, светодальномеров и лазерных визиров. Предотвращению указанных явлений при разработке нефтяных месторождений способствует широкое применение методов искусственного заводнения.

### **8.3. Временная консервация скважин**

К категории скважин, которые могут быть временно законсервированы, относятся:

- разведочные, давшие промышленную нефть или газ на разведочных площадях или на новых участках месторождения до окончания их обустройства и ввода в промышленную или опытную эксплуатацию;

- разведочные, пробуренные за контуром нефтегазоносности, если их можно использовать как нагнетательные (или пьезометрические) при разработке месторождения;

- нефтяные и газовые, эксплуатация которых временно прекращена, чтобы не вызвать дегазацию или преждевременное обводнение залежи;

- нефтяные, давшие нефть низкого качества при ограничении ее добычи на данном участке;

- нефтяные и газовые, эксплуатация которых прекращена в целях соблюдения требований противопожарной и санитарной охраны, а также скважины, расположенные в пределах населённых пунктов;

- нефтяные и газовые, обводнившиеся в процессе эксплуатации, если они будут использованы в качестве нагнетательных (пьезометрических) при дальнейшей разработке месторождения;

- высокообводнённые и малодебитные, эксплуатация которых в настоящее время невыгодна, при условии, что временная консервация не повлечет ухудшения состояния разработки в целом /20,27,37,38/.

### **8.4. Ликвидация скважин**

При разработке нефтяных и газовых месторождений ликвидации подлежат:

- разведочные, оценочные скважины, выполнившие своё назначение и оказавшиеся после бурения непродуктивными;

- скважины, не доведенные до проектной глубины и не вскрывшие проектный интервал по геологическим и техническим причинам;

- добывающие, нагнетательные и наблюдательные скважины, пробуренные в неблагоприятных геологических условиях (т. е. там, где продуктивный объект отсутствует или представлен плохими коллекторами);

- скважины, запланированные как разведочные или добывающие, но подлежащие ликвидации по техническим причинам из-за низкого качества проводки или аварий в процессе бурения;

- скважины, обводнившиеся до проектного уровня, или скважины, де-

бит нефти которых снизился до минимальной (проектной) величины, когда их нельзя использовать как нагнетательные, пьезометрические или добывающие на другом объекте;

нагнетательные и наблюдательные скважины, если их дальнейшее использование невозможно или нецелесообразно по геологическим и техническим причинам.

Скважины, вскрывшие нефтегазоносные интервалы и подлежащие ликвидации по техническим причинам, ликвидируются только после согласования с территориальным управлением Госгортехнадзора РФ.

Ликвидации скважин должны предшествовать необходимые изоляционные работы с целью соблюдения требований охраны недр. Скважины всех рассмотренных категорий, исключая непродуктивные разведочные, поисковые, параметрические и опорные, обсаженные трубами и вскрывшие в разрезе водоносные пласты, ликвидируют путем извлечения обсадной колонны (там, где это технически осуществимо) с последующей заливкой ствола скважины цементным или глинистым раствором и обязательным цементированием устья скважины /20,27/.

### **8.5. Перевод скважин на другие объекты**

Перевод скважин на другие объекты осуществляется лишь в тех случаях, если доказана нецелесообразность (или техническая невозможность) их использования в качестве нагнетательных, пьезометрических, контрольных, наблюдательных для данного объекта.

Основные технологические причины, вынуждающие переводить скважины на другой объект, — это высокая обводнённость продукции, малые дебиты скважины. Добывающая скважина считается выполнившей своё проектное назначение для данного объекта, если продукция её обводнилась до величины, соответствующей максимальной проектной обводнённости, или дебит нефти снизился до минимально рентабельного проектного уровня. Нагнетательную скважину переводят на другие объекты тогда, когда закачка воды в неё не оказывает влияния на окружающие участки разработки данного объекта по геолого-технологическим причинам. Переводу на другие горизонты подлежат также скважины, где газовый фактор выше установленной для данного объекта нормы, соответствующей оптимальным условиям эксплуатации.

Перевод скважин на другие объекты по техническим причинам допускается: при отсутствии возможности проведения изоляционных работ в скважинах с целью прекращения притока «чужих» вод; когда скважину нельзя эксплуатировать из-за поломки обсадных колонн (при отсутствии технических возможностей для их исправления); если имеют место сложные технические аварии скважин (поломка и прихват насосно-компрессорных труб и т. п.), устранить которые нельзя.

Перевод скважин на другие объекты осуществляется после согласо-



вания с компетентными органами Госгортехнадзора РФ. При переводе скважин на вышележащий объект, разрабатываемый объект необходимо изолировать посредством установки цементного стакана (пробки) или взрывного пакета (ВП) /20,27,37,38/.

## **Глава 9**

### ***Геологическая документация процесса бурения, организация геологической службы***

#### **9.1. Геологическая документация при бурении скважин**

Бурение каждой скважины даёт обширную геологическую и геолого-промысловую информацию о строении недр, нефтегазоносности разреза, строении продуктивных пластов. Однако значительная часть ее будет теряться, если буровой бригадой и геологической службой не будет своевременно вестись первичная геологическая документация. От её своевременности, качества, полноты и систематизации во многом зависят результаты интерпретации полученных данных.

При бурении поисково-разведочных скважин основным документом является буровой журнал, в котором обобщается весь материал, поступающий в процессе бурения скважины. На основе бурового журнала составляется геологический журнал, в котором записываются интервалы долблений, из которых поднят керн, даётся первичное его описание, указываются глубины отбора образцов, цель и места отправки их на соответствующий анализ. Большое внимание при этом уделяется описанию и документации образцов, отобранных боковыми грунтоносами. При отборе шлама его также описывают, указывая в процентах наличие той или иной породы. В геологическом журнале фиксируются все интервалы обвалов, провалов инструмента, нарушений циркуляции промывочной жидкости. Особое внимание уделяется тем интервалам, где отмечались нефтегазопроявления. При обильных нефтегазоводопроявлениях отбирают пробы газа, нефти, воды, и в геологический журнал заносят соответствующие их параметры.

При бурении эксплуатационных скважин обычно заводится дело, в котором концентрируются все документы, связанные с проектированием, бурением и испытанием скважин. При передаче скважины в эксплуатацию составляют ее паспорт, в который заносят даты начала и конца бурения, геологический разрез, мощность пластов, конструкцию, интервалы перфорации, результаты испытаний, а также все аварии и осложнения, возникшие в процессе бурения. При эксплуатации скважины в паспорте записывают результаты всех технологических операций, проводимых нефтегазопромыслом, суммарную добычу нефти или газа по скважине, а также все сведения геологического и технического характера.

Обычно в деле скважины концентрируются следующие документы:

1. Технический проект на бурение скважины.
2. Акт о переносе с плана на местность точки заложения скважины.
3. Акт о заложении скважины.
4. Акт о готовности скважины к бурению.
5. Геолого-технический наряд.
6. Акт о начале бурения скважины.
7. Буровой вахтенный журнал по скважине.
8. Акты о контрольных замерах бурового инструмента.
9. Суточный рапорт бурового мастера.
10. Акт о ликвидации аварии.
11. Геологический журнал.
12. Журнал параметров глинистого раствора.
13. План спуска эксплуатационной колонны с расчётом ее цементи-  
рования.
14. Акт о спуске эксплуатационной (технической) колонны.
15. Акт о цементировании колонны.
16. Акт об окончании бурения и результатах проверки колонны на  
герметичность.
17. Акт об отбивке цементного кольца за колонной.
18. Акт о замере расстояния от муфты эксплуатационной колонны до  
стола ротора
19. Акт об опрессовке устья скважины.
20. Акт на спуск насосно-компрессорных труб.
21. Акт о результатах опробования пласта.
22. Акт о консервации скважины.
23. Паспорт скважины.
24. Эксплуатационный журнал.
25. Акт на ликвидацию скважины.

Перечисленная выше первичная документация заполняется обычно бурильщиком, бурмастером или инженером по бурению, поэтому необходимо знать значение каждого документа, их содержание. От этого зависят как результаты бурения, так и интерпретация всех получаемых по скважине геологических материалов.

## **9.2. Основные задачи и организация геологической службы буровых и нефтегазодобывающих предприятий**

Геологическая служба выполняет следующие основные функции.

1. Обеспечивает подготовку точек для бурения новых скважин, для этого составляет планы разведочного и эксплуатационного бурения; подготавливает соответствующую геологическую документацию (геологические, структурные и другие карты, профили, акты о заложении скважин, геологические отчеты и т. п.); обеспечивает (согласует) отвод земли для

благоустройства скважин.

2. Осуществляет топо-геодезические и маркшейдерские работы (определяет планово-высотное положение точек геологических, геофизических и других исследований; составляет маркшейдерские планы месторождения и планы горных и земельных отводов); проводит съёмку стволов скважин; анализирует данные бурения скважин, ведёт геодезические наблюдения за оседанием поверхности над разрабатываемыми залежами, за просадками вокруг скважин, оползневыми явлениями в зоне промысловых сооружений.

3. Обеспечивает геологический контроль за бурением и освоением скважин.

4. Участвует в составлении проектов разработки (доработки) и контролирует их реализацию, т. е. осуществляет геолого-промысловый контроль за разработкой.

5. Подготавливает геолого-промысловые данные для планирования добычи нефти, газа и участвует в планировании.

6. Осуществляет комплексное изучение месторождений, выявление и оценку практического значения как основных, так и совместно с ними залегающих (попутных) полезных ископаемых и заключённых в них ценных компонентов, устанавливает возможности наиболее полного использования минерального сырья на экономически рациональной основе.

7. Осуществляет мероприятия по охране недр и окружающей среды. На геологические службы ведомств, деятельность которых связана с использованием недр, возлагается осуществление ведомственного контроля за соблюдением установленного порядка пользования недрами, правильного ведения работ по геологическому изучению недр, за выполнением требований по охране недр и других правил и норм, определяющих деятельность геологической службы. Основы законодательства о недрах предусматривают расширение прав органов Госгортехнадзора РФ, на которые возложен контроль за строгим соблюдением предприятиями законодательства о недрах и правил их охраны, комплексного использования месторождений полезных ископаемых.

Геологическая служба выполняет следующие задачи:

1) организует и проводит детальное изучение геологического строения месторождения и их продуктивных горизонтов с целью получения необходимых параметров для проектирования рациональной системы разработки;

2) активно участвует в проектировании рациональной системы разработки;

3) руководит проводкой скважин и сбором первичного фактического материала для наиболее полного изучения строения залежи нефти и газа, а также условий залегания нефти и газа;

4) участвует в организации работы по созданию нормальных усло-

вий эксплуатации нефтяных и газовых залежей, в частности, проводит изучение геологических и гидрогеологических факторов, влияющих на нормальную эксплуатацию, выполняет контрольные замеры дебитов и пластовых давлений, ведёт контроль за соблюдением утверждённого технологического режима работы в скважинах, исследует скважины, а также участвует в регулярной проверке состояний бездействующего фонда скважин и разработке мероприятий по наиболее полному использованию эксплуатационного фонда скважины на промысле;

5) проводит работу по подсчёту запасов нефти и газа; участвует в разработке мероприятий по наиболее полному использованию залежей нефти и газа;

6) ведёт всю геологическую и гидрогеологическую документацию на промысле, а также геологическую документацию скважин, находящихся в бурении и эксплуатации;

7) участвует в составлении месячных, квартальных и полугодовых графиков, а также годовых и перспективных планов разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений;

8) осуществляет геологический контроль за бурением и эксплуатацией скважин с целью охраны недр;

9) организует и руководит поиском и разведкой новых продуктивных горизонтов на промысловых площадях, в частности в отложениях, подстилающих уже разрабатываемые залежи.

В процессе разбуривания месторождения перед геологической службой стоят следующие основные задачи: контроль за разбуриванием месторождения в соответствии с утверждёнными проектами и за проводкой скважин в точном соответствии с геолого-техническими нарядами; систематический анализ результатов разведочного и эксплуатационного бурения с целью уточнения местоположения последующих разведочных скважин и внесения поправок в проекты разработки. Особое внимание должно быть обращено на то, чтобы каждая скважина давала полноценные геологические сведения.

В связи с этим работники геологической службы должны обеспечить проведение комплекса промысловых геофизических исследований, обязательных для всех скважин, полноценный вынос керна и отбор шлама, его немедленный осмотр, хранение и анализ, контроль за качественным бурением скважин, отбором проб нефти, газа и воды в процессе бурения, опробованием и опытной эксплуатацией скважин, изучение гидрогеологических условий месторождения, установление местоположения притоков воды в скважине. Особое внимание должно быть уделено качеству вскрытия продуктивного пласта и оборудованию забоя.

В процессе опробования и освоения разведочных скважин и пробной их эксплуатации основными задачами являются: обеспечение полноценного опробования всех нефтеносных и газоносных пластов, обнаруженных

при разведке месторождения; установление характеристики продуктивности скважин при различных режимах с одновременным замером пластового и забойного давлений; отбор глубинных и поверхностных проб нефти и газа и изучение их свойств; обоснование проведения изоляционных работ в скважинах; установление динамики пластового давления и газового фактора в процессе опытной эксплуатации и положение контуров нефтеносности и газоносности; определение режима работы пласта.

В период эксплуатации месторождения основными задачами геологической службы являются: обоснование норм отбора нефти и газа из нефтеносных пластов и отдельных скважин и норм закачки рабочего агента; тщательный контроль за изменением пластового давления, возрастом скважин, регулированием перемещения контуров воды и газа и сохранением действующего фонда скважин, капитальным ремонтом скважин; изучение изменения газонасыщенности и водонасыщенности пласта, физических и химических свойств добываемых жидкостей и газа; контроль за соблюдением правил по охране недр; геологическое обоснование проведения мероприятий по увеличению добычи нефти.

Газовые скважины обслуживают операторы по добыче газа. Исследование газовых скважин с целью установления технологического режима их работы осуществляется геологической службой промысла, как правило, через каждые три или шесть месяцев при участии операторов, обслуживающих скважины.

Геологическая служба ведёт геологический контроль за процессом разработки месторождения и проводит анализ эффективности его осуществления.

На каждом промысле имеется геологическая служба, возглавляемая старшим геологом. Она подчиняется геологическому отделу нефтепромыслового управления, возглавляемому главным геологом.

Геологическая служба на нефтепромысле, представленная геологическим отделом промысла, имеет в своём составе старшего геолога, геолога, участковых техников и бригаду или группу по исследованию скважин.

Старший геолог промысла руководит всеми геологическими работами на промысле, а также работами по изучению месторождения и исследованию скважин. Под его руководством проводят геологические наблюдения за выполнением буровых работ на промысле, а также отбор образцов пород для их лабораторного исследования. Вместе со старшим инженером промысла он разрабатывает геолого-технические мероприятия, направленные на увеличение добычи. Для этого старший геолог проводит замеры дебитов нефти, воды, газа, динамометрирование, замеры уровней и пластовых давлений, отбор проб нефти, воды, газа. Старший геолог принимает участие в разработке технологического режима работы скважин и мероприятий по его усовершенствованию. Он осуществляет ряд других работ: проводит мероприятия по сохранению существующего фонда эксплуата-

ционных скважин, включая составление планов капитального ремонта, ввод скважин в эксплуатацию из бездействия, составляет планы по возврату и углублению скважин, руководит исследовательской работой по проектированию мероприятий по воздействию на пласт и вторичным методам и следит за их осуществлением, подготавливает фонды скважино-точек для доразработки пластов, согласовывая их с геологическим отделом управления, составляет весь необходимый картографический материал, участвует в составлении планов и проверке их исполнения. Старший геолог осуществляет контроль за охраной недр и разработкой месторождения для обеспечения максимального извлечения нефти и газа из недр.

Геологическая служба в нефтепромысловом управлении в зависимости от масштаба работы и принятой структуры организации может иметь один или несколько секторов. Из основных секторов можно назвать следующие:

1) оперативный сектор, который производит наблюдение за бурением скважин и их эксплуатацией; геолог по бурению осуществляет не только геологический контроль за бурением скважины, но и камеральную обработку всего первичного материала: геологическую обработку каротажных диаграмм, составление схем сопоставления разрезов скважин, геологических профилей, структурных карт и др.; геолог по эксплуатации ведёт наблюдение за режимом работы эксплуатационных скважин, участвует в установлении рационального технологического режима работы скважин, в разработке и осуществлении мероприятий по воздействию на пласт и повышению добычи, изучении и контроле обводнения скважин и всего пласта и т.п.;

2) сектор разработки и подсчётов запасов нефти и газа, который руководит составлением проектов рациональной разработки месторождения и участвует в их осуществлении, подготавливает все необходимые данные для планирования мероприятий по воздействию на пласт, проводит анализ осуществляемой системы разработки и применяемых мероприятий по воздействию на пласты, ведёт подсчёт запасов нефти и газа, а также учёт фондовых скважинно-точек и т.п.;

3) научно-исследовательский сектор, который руководит лабораториями и проводит камеральную обработку получаемых научно-исследовательских данных; при крупных управлениях обычно имеются лаборатории: нефтяная (битумная), газовая, гидрогеологическая, физики пласта, петрографии, микропалеонтологии, геолого-промысловая и др.

Указанные геологические вопросы, возникающие при доразведке, разработке и эксплуатации, геологический отдел нефтепромыслового управления частично решает самостоятельно или же обосновывает необходимые материалы для согласования их с вышестоящими организациями.

## *Заключение*

Необходимость составления данного учебного пособия обусловлена все более возрастающей ролью нефтегазопромысловой геологии в подготовке месторождений нефти и газа к подсчету запасов, к проектированию и анализу разработки. Это связано с объективным расширением геолого-физических характеристик осваиваемых и разрабатываемых месторождений в результате ввода из бурения залежей с повышенной и высокой вязкостью нефти, залежей принципиально новых типов с трудно извлекаемыми запасами, а также общей тенденцией выявления залежей нефти и газа на больших глубинах.

Промысловая геология связана с рядом смежных научных дисциплин и прежде всего – с бурением скважин. К сожалению, в последние годы геологическому контролю проходки скважин, геологической обработке материалов бурения скважин уделяется в учебных дисциплинах всё меньшее внимание. От этого страдает обоснование и точность геолого-промысловых параметров при подсчете запасов, при составлении ТЭО КИН, при составлении схемы опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ), составлении технологической схемы и проекта разработки.

В настоящее время для специальности 130304 “Геология нефти и газа” введен курс “Геологический контроль проходки скважин”. Однако учебные пособия и учебники при его изучении отсутствуют. Данное учебное пособие подготовлено на кафедре промысловой геологии нефти и газа Тюменского государственного нефтегазового университета. Учебное пособие состоит из четырех разделов, основным из которых является раздел II “Геологическое наблюдение при проходке скважин”. Здесь рассмотрены следующие вопросы: 1) подготовка скважин к бурению; 2) геологический контроль за проходкой скважин (состоит из 15 параграфов); 3) ориентировка скважин в пространстве; 4) отбор керна и шлама; 5) проведение комплекса ГИС в скважинах, их интерпретация; 6) вскрытие продуктивных пластов; 7) борьба с осложнениями скважин; 8) цементаж скважин; 9) определение герметичности скважин.

В разделе III “Освоение и опробование скважин, геологическая интерпретация материалов бурения с целью геометризации залежей” изложены вопросы освоения и опробования скважин, их перфорации, геологической обработки получаемых материалов бурения скважин. Особое внимание здесь уделено построению геологических разрезов, карт, характеризующих строение продуктивных пластов. В заключительной части работы рассмотрены экологические вопросы освоения недр, а также геологическая документация процесса бурения скважин.

Решение перечисленных задач позволит более объективно производить интерпретацию получаемой геологической и геолого-промысловой информации при бурении скважин, которую необходимо учесть при под-

счете запасов и проектировании разработки, что будет положительно влиять на обоснование конечного коэффициента извлечения нефти.

При обработке графических материалов строятся карты, характеризующие геометризацию залежей. На III курсе при построении этих карт компьютеры не используются, чтобы студент знал, что и как он конкретно должен получить при выполнении каждой лабораторной работы. В следующем (6 семестре) используются различные программы, позволяющие построить различные карты с помощью компьютеров (программ Irap RMS (Roxar), Surfer, Matlab и т.д.)



## *Список литературы*

1. Абрикосов И.Х., Гутман И.С. Нефтепромысловая геология. - М.: Недра, 1974.
2. Агаджанов А.М., Максимов М.И., Нефтепромысловая геология. – М.: Гостоптехиздат, 1958.
3. Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Мелик-Пашаев В.С. и др. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа. М.: Высшая школа, 1976.
4. Борисенко З.Г. Методика геометризации резервуаров и залежей нефти и газа. - М.: Недра, 1980.
5. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. – М.: Недра, 1974.
6. Буялов Н.И., Забаринский П.П. Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. – М.: Гостоптехиздат, 1960.
7. Быков Н.Е., Фурсов А.Я., Максимов М.И. и др. Справочник по нефтепромысловой геологии. – М.: Недра, 1981.
8. Васильевский В.Н., Петров А.И. Исследования нефтяных пластов и скважин. – М.: Недра, 1973.
9. Васильев В.Б. Управление процессом разведки нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1980.
10. Вендельштейн Б.Ю. Исследование разрезов нефтяных скважин методом собственных потенциалов. – М.: Недра, 1966.
11. Временная инструкция по гидродинамическим исследованиям пластов и скважин. - М.: Гостоптехиздат, 1963.
12. Добрынин В.М., Серебряков В.А. Методы прогнозирования аномально высокого пластового давления. – М.: Недра, 1978.
13. Долицкий В.А. Геологическая интерпретация материалов геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1966.
14. Жданов М. А. Нефтегазопромысловая геология.- М.: Недра, 1982.
15. Иванова М.М., Дементьев Л. Ф, Чоловский И. П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа - М.: Недра, 1992.
16. Искандеров М.А., Нефтепромысловая геология и разработка нефтяных месторождений. – Баку: Азнефтеиздат, 1956.
17. Искандеров М.А. Нефтепромысловая геология и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1966.
18. Итенберг С.С. Нефтепромысловая геофизика для геологов. – М.: Гостоптехиздат, 1957.
19. Каналин В.Г. Интерпретация геолого-промысловой информации при разработке нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1984.
20. Каналин В.Г. Справочник геолога нефтегазоразведки: нефтегазопромысловая геология и гидрогеология. - М.: Инфра – Инженерия, 2005.

21. Комплексное изучение геологического строения многопластовых нефтяных месторождений. Авт. Э.М. Халимов, Т.М. Столбова, Р.Т. Валиулина, В.М. Лайкам – М.:Недра, 1975.
22. Котяхов Ф.И. Методика определения коллекторских свойств горных пород по результатам анализа керна и гидродинамическим данным. – М.: Недра, 1975.
23. Леонтьев Е.И., Дорогиницкая Л.М., Кузнецов Г.С. Изучение коллекторов нефти и газа месторождений Западной Сибири геофизическими методами. – М.: Недра, 1974.
24. Максимов М.И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1975.
25. Михайлов Н.Н. Информационно-технологическая геодинамика окколесквацинных зон. – М.: Недра, 1996.
26. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник, - М.: АО"ТванТ, 1994.
27. Ованесов М.Г., Ованесов Г.П., Калантаров А.П. Спутник нефтегазопромыслового геолога – М.: Недра, 1971.
28. Овнатанов Г.Т. Вскрытие и обработка пласта. – М.: Недра, 1964.
29. Положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ. – М.: Изд. Мингео СССР, Миннефтепром, Мингазпром. 1983.
30. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. Министерство природных ресурсов РФ. – Тверь: Изд. ГЕРС, 1999.
31. Сборник руководящих материалов по охране недр. – М.: Недра, 1973.
32. Справочник бурового мастера; Под ред. А.И. Тер-Григорян. - Баку, Азнефтеиздат, 1956.
33. Спутник нефтегазопромыслового геолога; Под ред. И.П. Чоловского. - М.: Недра, 1989.
34. Стасенков В.В., Климушин И.М., Бреев В.А. Методы изучения геологической неоднородности. – М.: Недра, 1972.
35. Техническая инструкция по топографо-геодезическим и маркшейдерским работам при поисках, разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений.- М.: Гостоптехиздат, 1958.
36. Требования к комплексному изучению месторождений и подсчету запасов попутных полезных ископаемых и компонентов. - М.: Изд. ГКЗ СССР, 1982.
37. Хафизов Ф.З. Горное законодательство. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2001.
38. Хафизов Ф.З. Нефтегазопромысловая геология. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2001.
39. Фролов Н.Ф., Фролов Е.Ф. Геологические наблюдения и построения при бурении искривленных скважин. – М.: Гостоптехиздат, 1957.

Каналин Валентин Григорьевич  
Усенко Таисья Петровна

# ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ПРОХОДКИ СКВАЖИН

Учебное пособие

Редактор В.К. Бородина

Подписано к печати  
Заказ №  
Формат 60×84 1/16

Бум. ГОНЗАК  
Уч.-изд. л.11  
Усл.печ. л.  
Тираж 500 экз.

Отпечатано на RISO GP 3750

---

Издательство “Нефтегазовый университет”  
Государственного образовательного учреждения высшего профессионального  
образования

“Тюменский государственный нефтегазовый университет”  
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38

Отдел оперативной полиграфии издательства “Нефтегазовый университет”  
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52