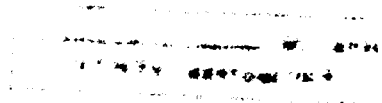


М.А.Токарев, Э.Р. Ахмерова, М.Х. Файзуллин

Контроль и регулирование разработки нефтегазовых
месторождений

Учебное пособие



УФА 2001

УДК 622.276

ББК 33.361

Т 51

*Утверждено Редакционно-издательским советом УГНТУ
в качестве учебного пособия*

Рецензенты:

Уфимский филиал ООО «ЮганскНИПИнефть»

Зав.лабораторией «БашНИПИнефть», д-р техн.наук Д.М.Шейх-Али

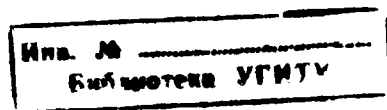
Токарев М.А., Ахмерова Э.Р., Файзуллин М.Х.

Т 51 Контроль и регулирование разработки нефтегазовых
месторождений: Учебное пособие. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. –
61 с.

ISBN 5-7831-0454-X

Приведены методические рекомендации по изучению курса
"Контроль и регулирование разработки нефтегазовых
месторождений". По некоторым разделам приводятся примеры
решения задач.

Учебное пособие предназначено для студентов дневной, вечерней
и заочной форм обучения специальностей 0906 «Разработка и
эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».



УДК 622.276

ББК 33.361

ISBN 5-7831-0454-X

© Уфимский государственный нефтяной
технический университет, 2001

© Токарев М.А., Ахмерова Э.Р.,
Файзуллин М.Х., 2001

ВВЕДЕНИЕ

Большинство крупных и средних по запасам нефтегазовых месторождений нашей страны находятся на поздней стадии разработки. Эти месторождения, обладая еще значительными остаточными запасами углеводородов, характеризуются высокой обводненностью продукции скважин и сложной структурой распределения остаточных запасов. Стабилизация добычи нефти и вовлечение в эксплуатацию остаточных запасов требуют совершенствования системы контроля разработки. Каждый объект разработки обладает существенными отличиями, поэтому вопросы оптимальной системы контроля являются актуальными, требующими к тому же определенного искусства их решения.

При изучении курса использован принцип системного подхода и введены новые понятия, такие как "нефтяное месторождение – сложная диффузная система", "интегральные и дифференциальные методы контроля разработки", рассмотрение объекта разработки на различных "иерархических уровнях" и др.

Значительная часть курса базируется как на совершенно новых, так и опубликованных и вошедших в нефтепромысловую практику работах авторов пособия.

1. СБОР И ПЕРВИЧНАЯ ОБРАБОТКА ПРОМЫСЛОВОГО МАТЕРИАЛА ДЛЯ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ

1.1. Структурная схема контроля разработки нефтегазовых месторождений

Контроль процесса разработки нефтегазового месторождения предполагает сбор и обработку промыслового материала. В результате анализа полученной информации выявляется характер заводнения продуктивных пластов и распределения остаточных запасов нефти залежи.

Структурная схема задач контроля разработки нефтегазовых месторождений представлена на рис.1.1.

Месторождение изучается с позиций системного подхода, так как происходящие в них процессы отличаются большой сложностью вследствие влияния многочисленных геолого-технологических факторов.

Нефтяное месторождение является диффузной системой. Под диффузной системой подразумевается система, где трудно выявить отдельные явления и установить перегородки переменных различной физической природы (акад. В.В. Налимов).

При оценке распределения остаточных запасов нефти их типа и структуры, решении других нефтепромысловых задач применяется системно-структурное изучение объекта разработки на разных иерархических уровнях.

Терригенные нефтяные пласты можно рассматривать как систему, состоящую из четырех структурных уровней:

- 1 - уровень** элементарного объема горной породы;
- 2 - уровень** геологических тел, сложенных единым литологическим типом пород (песчаные пропластки);
- 3 - уровень** геологических тел, представляющих совокупность гидродинамически связанных пропластков;
- 4 - уровень** геологических тел, представляющих совокупность гидродинамически несвязанных пластов.

Структурная схема контроля и регулирования разработки нефтегазовых месторождений

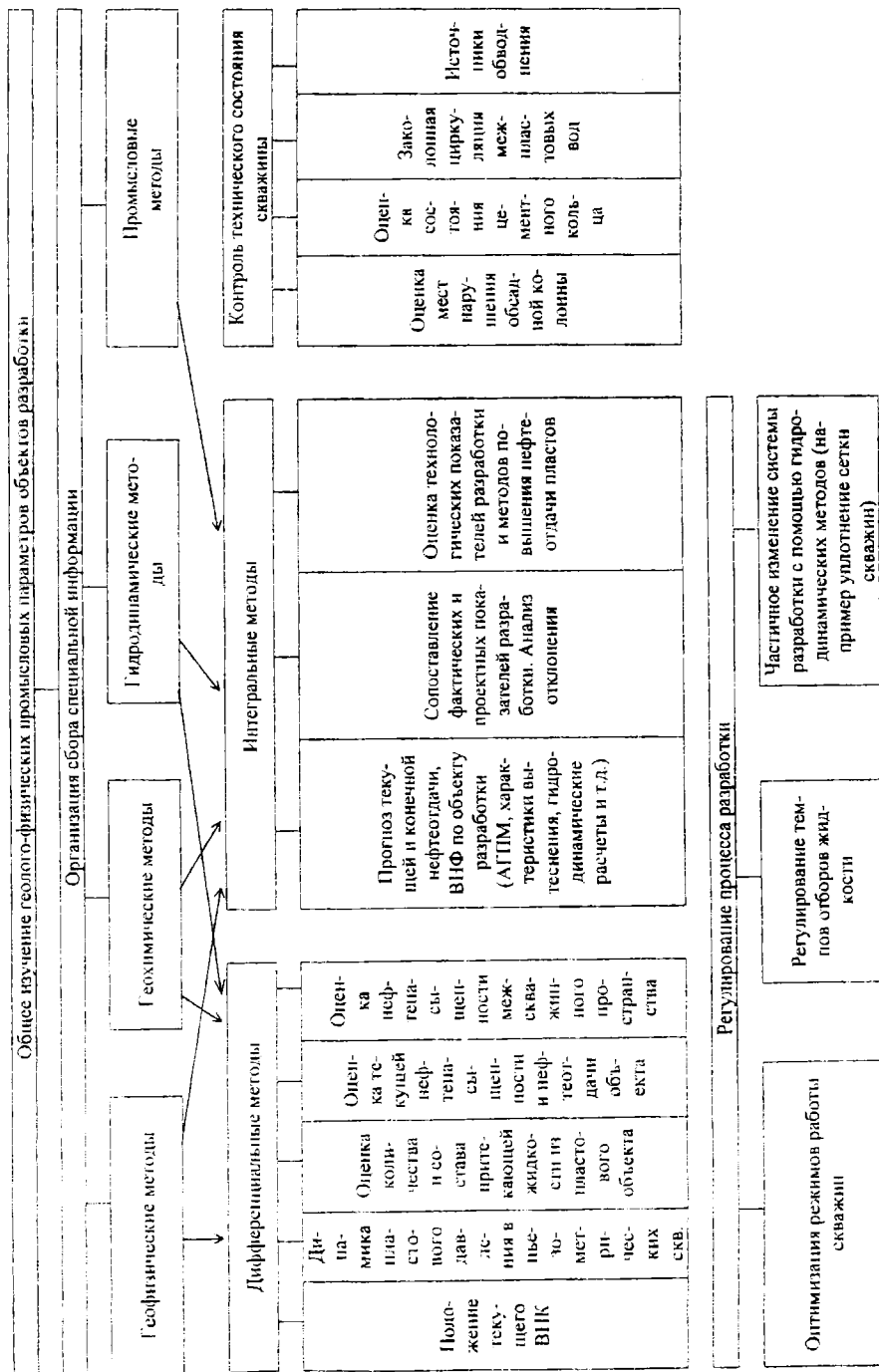


Рис. 1.1. Структурная схема

Таблица 1.1

Системно-структурное изучение объекта

	Структурный уровень	Интегральные методы изучения объекта		Дифференциальные методы изучения объекта	
		Виды характеристик и связей	Использование характеристик и связей в моделях	Виды характеристик	Характер выработки. Распределение остаточных запасов
1	2	3	4	5	6
1	Элементарный уровень	Минеральный состав, состав неметалла, остаточная водонасыщенность.	Характеристика соединительно-разъединительных процессов.	Микроэлементный состав углеводородов и их примесей.	Решение транспортных задач. Пленочная нефть.
2	Пласт	$H, K_{пр}, m, C_{га}, K_{п}$	Прогноз $\eta, V_{НФ}, K_{прод}$. Транспортные задачи.	Характеристика текущей насыщенности пластопопересечения.	Прогноз нефтеотдачи в районе объекта разработки в строго конкретной скважине. Остаточные запасы в породах породы.

В учебном пособии [1] представлены уровни структурной организации объектов, предложенные академиком Ю.А. Косыгиным, профессором Л.Ф. Дементьевым и профессором М.А. Токаревым.

В табл. 1.1 приведены интегральные и дифференциальные методы контроля в соответствии с подразделением объекта разработки на иерархические уровни.

В монографиях [2, 3, 4] изложены основные принципы контроля разработки нефтяных месторождений.

1.2. Характеристика основных промысловых параметров для анализа разработки. Первичная обработка промысловой информации

В практике анализа процесса выработки запасов месторождения используется комплекс технологических показателей. Основные показатели разработки объекта приведены в табл. 1.2. При определении показателей необходимы данные о величине балансовых запасов нефти, площади залежи, плотности нефти, воды и объемном коэффициенте нефти. На основе таблицы проводится построение графиков технологических показателей разработки.

Для решения задач контроля и получения надежных результатов требуется обеспечение качественного геолого-промыслового материала о текущем состоянии разработки залежи. Исходная информация должна содержать достоверное представление геологического строения объекта, величины балансовых запасов нефти, динамики добычи нефти, воды и жидкости, объемов закачки, проведенных мероприятий на данном объекте.

Используя первичную информацию можно провести простой анализ, сопоставление технологических показателей разработки месторождений, фактических и проектных показателей разработки залежи, выяснить причины отклонения.

Сравнение показателей разработки (интегральных – нефтеотдачи, ВНФ) нескольких объектов лучше проводить в координатах безразмерных параметров. На ранних стадиях разработки, вследствие неустойчивости обводнения продукции залежей, используются зависимости нефтеотдачи от безразмерного времени t . На поздней стадии – графики нефтеотдачи от

Таблица 1.2
Таблица основных показателей разработки

Годы	Годовой отбор (повер. усл.), тыс. т		Годовой отбор (пласт. усл.), тыс. м ³		Накопленный отбор (повер. усл.), тыс. т		Накопленный отбор (пласт. усл.), тыс. м ³		
	нефти	воды	нефти	воды	нефти	воды	нефти	воды	жидкости
1	Отбор нефти за каждый год эксплуатации q_n , тыс. т		Годовой отбор нефти в пластовых условиях, тыс. м ³ . Для определения веса воды объем добытой воды в кубометрах V , м ³ умножают на плотность воды ρ , т/м ³ : $q_w = V \cdot \rho$		Годовой отбор нефти в пластовых условиях, тыс. м ³ . Для его определения необходимо вес нефти (столбец 2) умножить на пересчетный коэффициент $\Omega = 1/(\rho_n \cdot \theta)$, где ρ_n – плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³ ; θ – усадка нефти, $\theta = V_{\text{пов}} / V_{\text{пласт}}$		Годовой отбор воды, тыс. м ³		Годовой отбор жидкости $q_{\text{ж}}$, тыс. м ³ . $q_{\text{ж}} = q_n + q_w$ (4+5)
Календарные годы разработки, начиная с ввода первой скважины в эксплуатацию	Отбор нефти за каждый год эксплуатации q_n , тыс. т				Накопленный отбор нефти в поверхностных условиях, тыс. т $Q_n = \sum q_n$ (2)		Накопленный отбор воды в поверхностных условиях, тыс. т. Последовательное суммирование значений из графы (3). $Q_w = \sum q_w$		Последовательное суммирование значений из графы (4). $Q_n = \sum q_n$
									Последовательное суммирование значений из графы (5). $Q_w = \sum q_w$
									Последовательное суммирование значений из графы (6). $Q_{\text{ж}} = \sum q_{\text{ж}}$

Продолжение табл. 1.2

% обводненности			N _д скв.	N' скв.	N' скв.	S _н , га/скв.	S, га/скв.	ΔK _н	K _н	ВНФ	Q _{гвз} тыс.м ³	Q _{гвз} тыс.м ³
	объемн	весов.										
Среднегодовая объемная обводненность продукции f _в =(q _в /q _ж)-100%, или графы	(5)/(6)·100%											
Среднегодовая объемная обводненность продукции f _в =(q _в /q _ж)-100%, или графы	(3)/(2+3) · 100%											
Число действующих добывающих скважин в календарном году			14	15	16	17	18	19	20	21	22	
Число работающих добывающих скважин на данный объект в календарном году, учитывая ликвидированные скважины, преобладающие в консервации и простое												
Текущая плотность сетки скважин S _т равна отношению площади залежи F, га на число действующих скважин N _д , графа (14)												
Плотность сетки скважин S равна отношению площади залежи F, га на число работающих скважин N', графа (15)												
ΔK _н – прирост коэффициента использования запасов за текущий год эксплуатации или темп отбора нефти. Определяется как отношение головой добычи нефти к балансовым запасам: ΔK _н =q _н /Q _{бвл}												
K _н – коэффициент использования запасов за текущий год эксплуатации или коэффициент нефтеотдачи. Определяется как отношение накопленной добычи нефти к балансовым запасам: ΔK _н =Q _н /Q _{бвл}												
Суммарный водоодефтной фактор (ВНФ). Определяется как отношение суммарной добычи воды к суммарному отбору нефти: ВНФ = Q _в /Q _н , графы (10)/(9)												
Головая закачка воды в нагнетательные скважины												
Накопленная закачка воды в нагнетательные скважины Q _{зак} =Σ q _{зак} , графа (21)												

Продолжение табл. 1.2

$N_{\text{дв}}$ св.	23	Число действующих нагнетательных скважин в календарном году
$N'_{\text{дв}}$ скв.	24	Число работающих нагнетательных скважин на данный объект в календарном году, учитывая ликвидированные скважины, преобладающие в консервации и простое
Комплек- сация	25	Соотношение закачки воды и добычи жидкости: $q_{\text{зак}}/q^*$ или графы (21)/(6)
$N_{\text{дв}}/N_{\text{д}}$	26	Отношение числа нагнетательных скважин к действующим добывающим
Темп отбора жидкости	27	Темп отбора жидкости определяется как отношение годового отбора жидкости к балансовым запасам нефти. Обычно величины берутся в пластовых условиях
τ	28	Безразмерное время разработки. Определяется как отношение суммарной добычи жидкости к геологическим (балансовым) запасам нефти. Величины берутся в пластовых условиях, тыс. м ³ . $\tau = Q^*/Q_{\text{бвл}}$
$Q_{\text{дв}}$ тыс. т	29	Запас нефти, приходящийся на одну действующую добывающую скважину. Определяется как отношение балансовых запасов нефти на число действующих работающих скважин. $Q_{\text{дв}} = Q_{\text{бвл}}/N_{\text{д}}$
Q^* тыс. т	30	Запас нефти, приходящийся на одну работающую добывающую скважину. Определяется как отношение балансовых запасов нефти на число работающих скважин. $Q^* = Q_{\text{бвл}}/N$

обводненности продукции. Рекомендуется также использовать синтетические зависимости нефтеотдачи от ВНФ и $ВНФ=f(\text{обводненности или } \tau)$ (рис. 1.2).

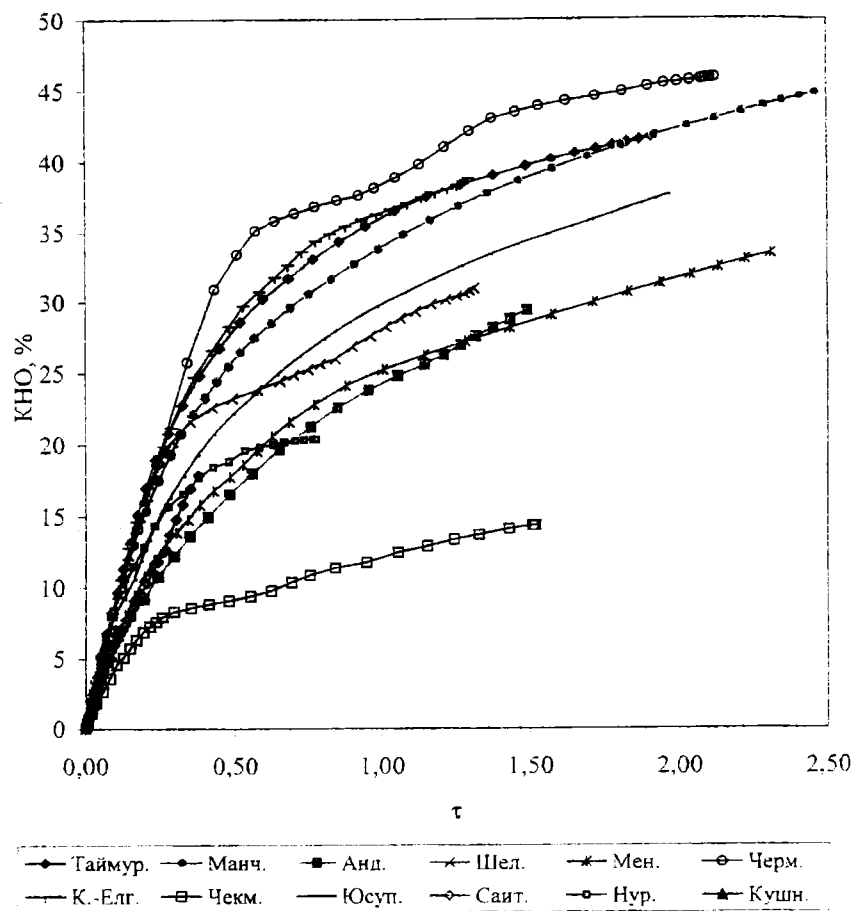
Как известно, коэффициент нефтеотдачи, ВНФ во многом зависят от геолого-физических условий. По этой причине исследование эффективности применяемой технологии разработки на рассматриваемом месторождении следует проводить в группе объектов, родственных по геолого-физическим параметрам. Родственность определяется при помощи классификации объектов.

1.3. Экстраполяционные методы прогноза текущих и конечных показателей разработки

Экстраполяционные методы прогноза текущих и конечных показателей разработки называют также характеристиками вытеснения. Они подразделяются на кривые падения - первая группа, и кривые обводнения - вторая группа (по С.А. Жданову). Характеристики вытеснения могут быть представлены как в интегральной форме, так и в дифференциальной. При построении дифференциальных кривых используются такие параметры, как обводненность продукции (нефтесодержание), текущие (годовые) отборы флюидов [5]. В основном используется интегральная форма, как более устойчивая к изменениям системы разработки. В настоящее время известно несколько десятков различных видов характеристик вытеснения.

Первая группа. К ней относится метод кривой средней производительности, заключающийся в построении кривых падения добычи (зависимость добычи нефти от времени эксплуатации). Метод построения кривых падения добычи применяется при малой (до 30-40 %) обводненности продукции скважин [6].

Вторая группа - методы, в которых использована зависимость одних технологических показателей разработки от других, их в специальной литературе чаще всего принято называть характеристиками вытеснения. По определению М.И. Максимова, под характеристикой вытеснения нефти понимается кривая, отображающая обводнение продукции залежи нефти в процессе ее эксплуатации. Характеристики вытеснения применя-



Примечание: Таймур. – Таймурзинское; Манч – Манчаровское; Анд. – Андреевское; Шел. – Шелкановское; Мен. – Менеузовское; Черм. – Чермасанское; К.-Елг. – Карача-Елгинское; Чекм. – Чекмагушевское; Юсуп. – Юсуповское; Сайт. – Сайтовское; Нур. – Нурское; Кушн. – Кушнаренковское

Рис. 1.2. Динамика текущего коэффициента нефтеотдачи Чекмагушевской группы месторождений

ются на поздней стадии обычного заводнения участка при обводненности продукции выше 50 % и стабильной системы разработки.

Большинство уравнений получено эмпирическим путем в результате анализа накопленных промысловых данных (методы Камбарова, Назарова-Сипачева, Гайсина-Тимашева и др.) Часть моделей получена в результате теоретического исследования процессов вытеснения нефти водой в некоторых упрощенных постановках (методы Пирвердяна, Казакова и др.) [3].

Предлагаемые различными авторами характеристики вытеснения содержат от 2 до 4 коэффициентов. В зависимости от числа коэффициентов, входящих в уравнения, характеристики вытеснения называются двухпараметрические (содержат 2 коэффициента) - зависимости Камбарова, Назарова-Сипачева, Пирвердяна и др.; трехпараметрические – Стасенкова, Рахимкулова, Ткаченко-Меркуловой, Праведникова и др.; четырехпараметрические – модификация метода гиперболического падения нефтесодержания и др.

Экстраполяция построенной по фактическим данным эксплуатации характеристики вытеснения позволяет производить прогнозирование процесса обводнения и нефтеотдачи на непродолжительный, до пяти лет, период. Основным признаком, определяющим возможность использования характеристики вытеснения на прогнозный период, является прямолинейный характер на конечном участке [5].

Коэффициенты линейных уравнений определяются методом наименьших квадратов. Подбор коэффициентов зависимости определяется по коэффициенту корреляции. Коэффициент корреляции характеризует меру линейной статистической связи между зависимой и независимой переменными. Максимальное значение коэффициента корреляции не всегда соответствует адекватной модели. Надежность или адекватность модели выявляется из условия минимальности отклонения расчетных значений от фактических на базовом интервале. Мерой отклонения служит критерий Фишера. Адекватность характеризует качество подбора уравнения регрессии.

Технологическая эффективность промыслового испытания технологии оценивается величиной дополнительно добытой нефти, полученной за счет проведенного воздействия, а также снижением объема попутнодобываемой воды. Прирост добычи нефти рассчитывается на определенную дату как разность прогнозной базовой добычи (без применения воздействия

на пласт) – по экстраполяционным методам и фактической добыче (с применением воздействия).

Погрешность оценки эффекта зависит как от той стадии, на которой проводится прогноз, так и от сложности строения анализируемых объектов. В работе [1] приведены данные по расчету относительной погрешности различных характеристик вытеснения. Относительная погрешность методов Камбарова, Пирвердяна, Назарова, Копытова, Пермякова при прогнозе нефтеотдачи девонских залежей с 60 до 80 % обводненности не превышает 4 %.

Приведем некоторые характеристики вытеснения.

1. Кривые обводнения:

метод Г.С. Камбарова:

$$V_n V_{ж} = a \cdot V_{ж} + b ; \quad (1.1)$$

метод А.М. Пирвердяна:

$$V_n = b - a \cdot V_{ж}^{(-1/2)} ; \quad (1.2)$$

метод С.Н. Назарова, Н.В. Сипачева:

$$V_{ж}/V_n = b + a \cdot V_{в}, \quad (1.3)$$

где V_n , $V_{в}$, $V_{ж}$ - соответственно накопленная добыча нефти, воды, жидкости, m^3 ;

a , b - коэффициенты.

2. Кривые падения добычи нефти:

метод А.В. Копытова:

$$Q_n \cdot t = b \cdot t + a, \quad (1.4)$$

где t - время с начала эксплуатации, дни;

метод Сипачева-Посевича, Кубагушева:

$$t / Q_n = b \cdot t + a. \quad (1.5)$$

1.3.1. Оценка технологической эффективности воздействия

Методика оценки технологической эффективности выглядит следующим образом.

Во-первых, необходимо построить графики динамики во времени среднесуточной и накопленной добычи нефти, обводненности скважины с целью визуального анализа эффективности.

Во-вторых, определить накопленную добычу нефти, воды, жидкости ($t; m^3$); время с начала эксплуатации (дни) по скважине (базовый интервал 6-24 месяцев в зависимости от стабильного режима работы скважины). При обводненности добываемой продукции выше 50 % применяются кривые обводнения (метод Камбарова, Назарова и др.) при базовом интервале от даты анализа до даты обработки (минимальное количество точек равно 5). При обводненности добываемой продукции ниже 50 % строятся кривые падения добычи (метод А.В. Копытова и др.)

В-третьих, проводится экстраполяция полученных зависимостей, находятся прогнозные величины и сравниваются с фактическими. Прирост добычи нефти рассчитывается на определенную дату как разность прогнозной базовой добычи (без применения ОПЗП) и фактической добычи (с применением ОПЗП).

Проведем анализ эффективности обработки призабойной зоны пласта (ОПЗП) на примере испытания технологии реагентной разглинизации. Метод обработки заключается в закачке в призабойную зону водных растворов химических реагентов.

Обработка призабойной зоны пласта методом реагентной разглинизации производилась на трех добывающих скважинах, эксплуатирующих пласт терригенной толщи нижнего карбона (ТТНК) одного из месторождений Башкирии. ОПЗП скважин № 1, 2, 3 проводилась соответственно 01.12.98; 15.01.99 и 16.01.99.

Наблюдения за режимом работы скважин показали положительную результативность ОПЗП. Увеличение среднесуточного дебита сопровождалось снижением динамического уровня при эксплуатации скважин тем же самым насосным оборудованием (табл. 1.3).

Динамика среднесуточной и накопленной добычи нефти, а также обводненности реагирующих скважин № 2, 3, 1 отображает явную тенденцию роста добычи нефти и снижение содержания воды в продукции. Для примера приводятся графики по скважине № 2 на рис. 1.3.

Технологическая эффективность промыслового испытания метода оценивалась величиной дополнительно добытой нефти, полученной за счет

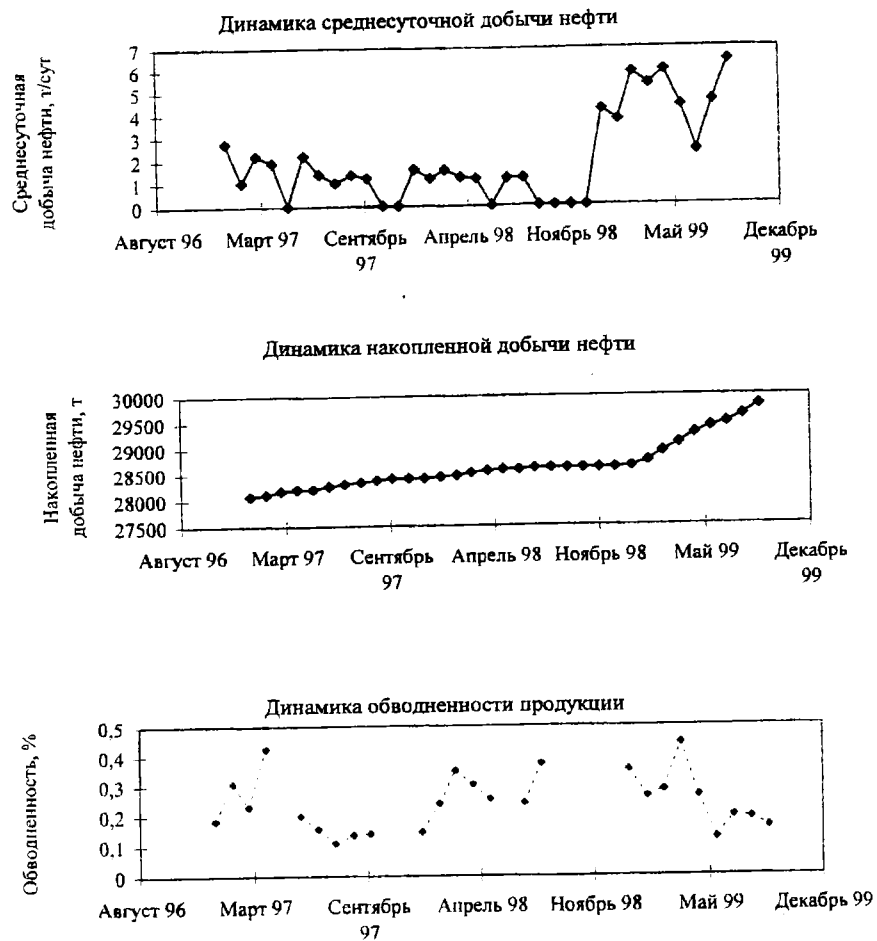


Рис. 1.3. Динамика технологических показателей работы скважины № 2

Илв. № _____
Библиотека УГНТУ

проведенного воздействия. Т.к. рассматриваемые скважины характеризуются малой обводненностью продукции, применялись кривые падения добычи.

Таблица 1.3

Промысловые данные по реагирующим скважинам № 1, 2, 3

Номер скважины	Дата проведения замера	Среднесуточный дебит нефти, т/сут	Динамический уровень, м
2	08.1998 (до ОПЗП)	1,02	934
	09.1999 (после ОПЗП)	6,37	594
3	12.1998 (до ОПЗП)	1,06	750
	09.1999 (после ОПЗП)	4,93	682
1	12.1998 (до ОПЗП)	0,90	780
	09.1999 (после ОПЗП)	4,63	632

Результаты расчета дополнительной добычи нефти реагирующих скважин по методу А.В. Копытова сведены в табл. 1.4, а графические зависимости, на примере скважины № 2, представлены на рис. 1.4.

Таблица 1.4

Дополнительная добыча нефти по реагирующим скважинам

Номер скважины	Уравнение (метод А.В. Копытова); коэффициент корреляции	Дополнительная добыча нефти, т
1	$Q_{н-т} = 2223,1 \cdot t - 269260$ $R^2 = 0,99$	1001
2	$Q_{н-т} = 39534 \cdot t - 9E+07$ $R^2 = 0,9996$	892
3	$Q_{н-т} = 44992 \cdot t - 9E+07$ $R^2 = 0,99$	522

Значение дополнительной добычи нефти в анализируемый период (с 01.12.98, 01.01.99 по 01.09.99) составило по реагирующим скважинам № 1 - 1001 т, № 2 - 892 т, № 3 - 522 т.

Из условия применения рассмотренного способа прогноза необходимо изучить возможное влияние внешних факторов (работа близлежащих

Метод А.В.Копытова, скважина №2

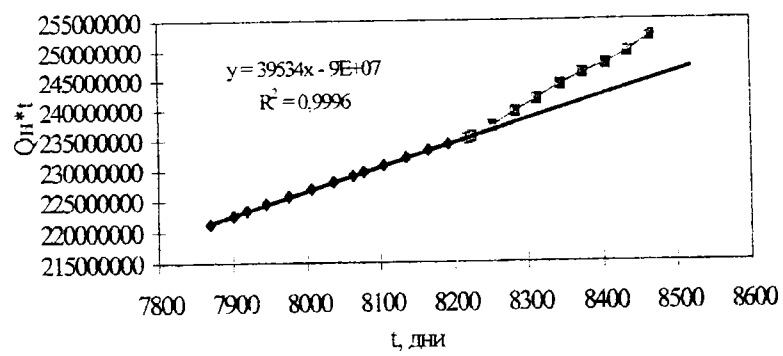


Рис.1.4. Кривые падения добычи нефти, скважина № 2

нагнетательных и добывающих скважин) на добычу нефти обработанных скважин.

При отсутствии гидродинамических исследований на объекте воздействия до и после ОПЗП анализ проводится косвенными методами:

1. При помощи корреляционной функции временных рядов среднесуточных показателей работы нагнетательных и добывающих скважин - закачки воды и добычи нефти.

2. По динамике технологических показателей работы скважин.

3. По кривой падения добычи нефти (метод А.В. Копытова).

По корреляционной функции можно определить влияние закачки воды в нагнетательную скважину на дебит нефти добывающей скважины. Корреляционная функция $R_{xy}(n)$ определяется по формуле

$$R_{xy}(n) = \frac{v_{xy}(n)}{\delta_x \cdot \delta_y}, \quad (1.6)$$

где $v_{xy}(n)$ - ковариация между временными рядами x и y , n - количество значений;

$x(t)$, $y(t)$ - соответственно среднесуточные добыча нефти и закачка воды, т/сут;

t - время, месяцы;

σ_x , σ_y - соответственно среднеквадратическое отклонение рядов $x(t)$ и $y(t)$.

Граница доверительного интервала $R_{xy}(n)$ устанавливается по значению выше 0,5 [8].

Динамика текущей закачки воды в нагнетательные скважины № 44, 68, 33 представлена на рис. 1.5. Данные графики показывают, что закономерность объема закачки воды во времени не изменилась. Таким образом, по 1 и 2 участкам режим работы нагнетательных скважин остался постоянным, поэтому приступим к изучению работы окружающих добывающих скважин № 8, 42, 43, 46, 48, 40 (реагирующие скважины № 2 и 3) 1-го участка и 2-го участка - № 18, 81, 12, 63, 65 (реагирующая скважина № 1).

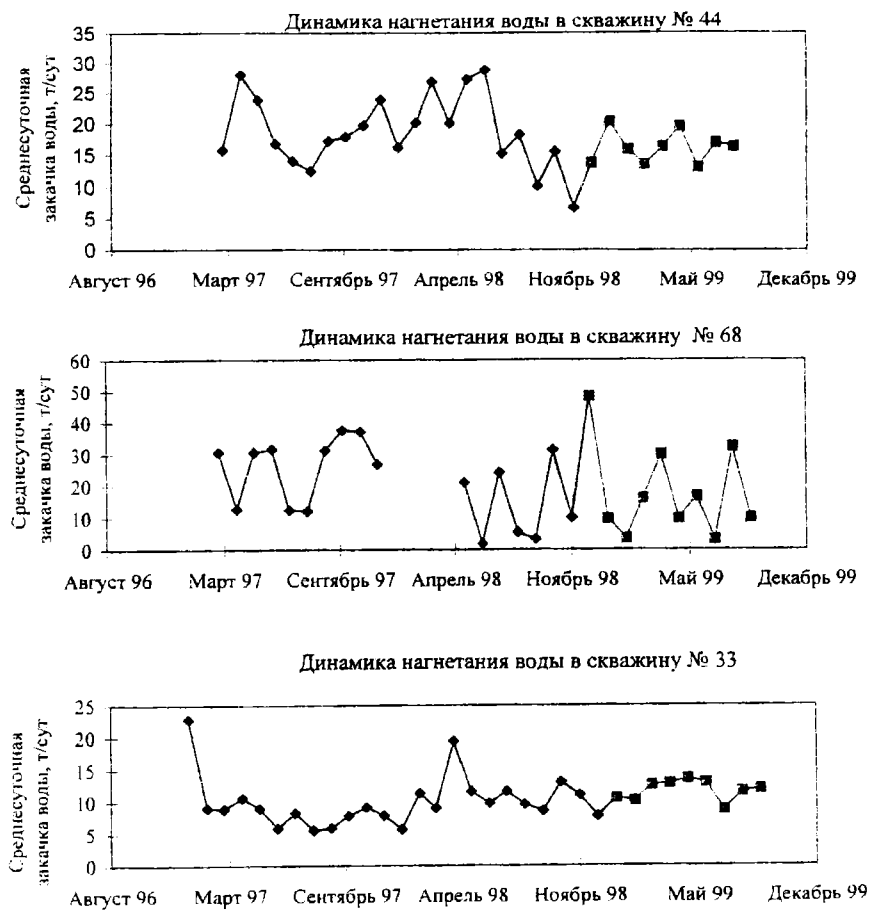


Рис. 1.5. Динамика среднесуточной заправки воды в нагнетательные скважины

Динамика накопленной добычи жидкости окружающих скважин показывает равномерный темп добычи жидкости и после проведенной ОПЗП реагирующих скважин.

В целом технологическая эффективность ОПЗП методом реагентной разглинизации составила 2385 т дополнительно добытой нефти в период с 12.1998 по 09.1999.

Раздел «Геолого-промысловый анализ» более подробно дан в публикациях авторов [9-11].

Задача

Рассчитать эффективность обработки призабойной зоны пласта, проведенной на скважине 01.12.98 (варианты 1-12), и 01.12.99 (варианты 13-24). Результаты представить в виде таблиц и графиков.

Исходные данные

Обводненность продукции скважины составила 15 %. Накопленная добыча нефти (ΣQ_n) и накопленное время эксплуатации (Σt) по вариантам даны в табл. 1.5. Время эксплуатации и текущая добыча нефти скважины для вариантов 1-12 представлены в приложении, табл. П.1. Время эксплуатации скважины (t) и текущая добыча нефти для вариантов 13-24 – в табл. П.2.

Таблица 1.5

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8
ΣQ_n , т	28077	30884,7	33692,4	36500,1	39307,8	42115,5	44923,2	47730,9
Σt , дней	316	348	379	411	442	474	505	537
Вариант	9	10	11	12	13	14	15	16
ΣQ_n , т	50538,6	53346,3	56154	58961,7	61769,3	64576,9	67384,5	70192,1
Σt , дней	569	600	632	664	695	727	758	790
Вариант	17	18	19	20	21	22	23	24
ΣQ_n , т	17548,13	18250,05	18951,9	19653,75	20355,6	21057,45	21759,3	22461,15
Σt , дней	198	205	211	217	223	229	234	240

2. ИНТЕГРАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ

2.1. Понятие об интегральных методах контроля разработки

Интегральные методы контроля охватывают весь комплекс исследований (геофизические, геохимические, гидродинамические, промысловые) по объекту разработки в целом, зонам пласта с целью определения интегральных характеристик - текущей и конечной нефтеотдачи, ВНФ. Интегральные методы позволяют оценить величину остаточных запасов углеводородов, т.е. ответить на вопрос - сколько осталось нефти, газа в пласте. К интегральным методам относится статистическое моделирование (построение многопараметрических зависимостей, адаптационных геолого-промысловых моделей (АГПМ), характеристик вытеснения), метод материального баланса и гидродинамические модели [12-18] (рис. 1.1).

Остановимся на более подробном рассмотрении методов статистического моделирования.

Построение АГПМ связано с использованием данных по нескольким десяткам объектов, находящихся в поздней стадии разработки. Обычно для получения моделей применяется регрессионный анализ. Надежность геолого-статистических моделей обеспечивается при помощи классификации объектов и включения в рабочую выборку залежей, близких по комплексу геолого-физических параметров.

В отличие от непосредственного промыслового эксперимента АГПМ получаются на основе так называемых "пассивных экспериментов". При проектировании разработки в силу субъективных, временных, экономических и других причин даже для сходных в геологическом плане объектов закладываются определенные различия в технологии разработки. Реализация этих технологических отличий при эксплуатации приводит к некоторым изменениям выходных показателей разработки, что и позволяет создать АГПМ [1, 12].

Надежность геолого-статистических моделей характеризуется величиной коэффициента детерминации D ($D=r^2$). Величина D определяет долю объясненной дисперсии (изменчивости) параметров.

Применение метода главных компонент позволяет провести классификацию объектов и выделить однородные классы групп; определить признаки, которые вносят наибольший вклад в главные компоненты.

При создании геолого-статистических моделей можно заменить геолого-физические показатели главными компонентами. Целесообразно включать в модели не более шести главных компонент, что позволит полностью избавиться от влияния взаимозависимости показателей.

2.2. Структурная схема создания АГПМ

Для того, чтобы тот или иной объект разработки включить в анализируемую выборку, необходимо провести по нему анализ текущего состояния разработки. Анализ должен включать оценку точности подсчета запасов, определение комплекса геолого-физических и технологических параметров и оценку показателей разработки на фиксированные моменты времени.

Выбор наиболее информативных и независимых геолого-физических параметров проводится по графам значимых связей, на основе парной корреляции.

Основные геолого-физические и технологические показатели, используемые при создании АГПМ, можно сгруппировать следующим образом:

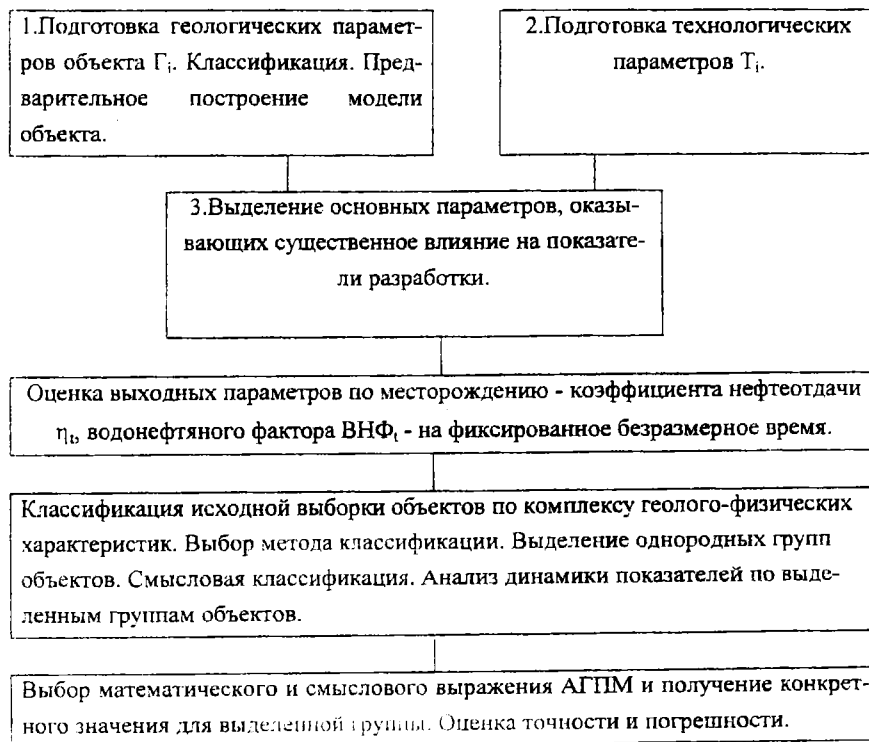
- 1 - показатели, характеризующие физико-химические свойства насыщенных флюидов;
- 2 - показатели, характеризующие изменчивость коллекторских и толщинных свойств пласта;
- 3 - показатели, характеризующие специальные коэффициенты и комплексные показатели неоднородности;
- 4 - показатели, характеризующие строение водонефтяной зоны;
- 5 - показатели, характеризующие технологию разработки.

Первые четыре пункта - геолого-физические параметры объекта, пятый пункт - технологические показатели разработки.

В результате классификации залежей нефти при помощи факторного анализа, а именно метода главных компонент по Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, выделены три группы объектов.

Выделенные группы объектов различаются по динамике показателей разработки - текущих и конечных значений нефтеотдачи и водонефтяного фактора.

Структурная схема создания АГПМ выглядит следующим образом.



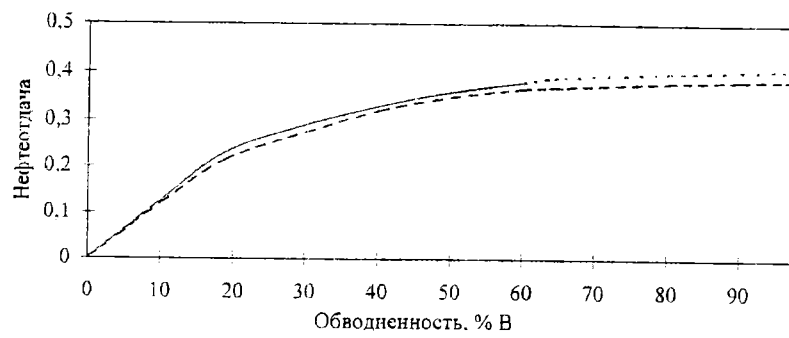
2.3. Задачи, решаемые с помощью АГПМ

В зависимости от надежности геолого-промысловых данных и геолого-физических условий разработки применяют 5 типов моделей [1, 12].

Применение АГПМ позволяет решить такие задачи, как:

- соответствие применяемой системы разработки геологическим условиям (рис. 2.1, а);
- оценка надежности подсчета запасов нефти и величины направления перетоков нефти между объектами разработки при несоответ-

а - текущая нефтеотдача соответствует геологическим условиям



б - текущая нефтеотдача не соответствует геологическим условиям : а)-из-за занижения запасов; б)-из-за притока нефти из других блоков

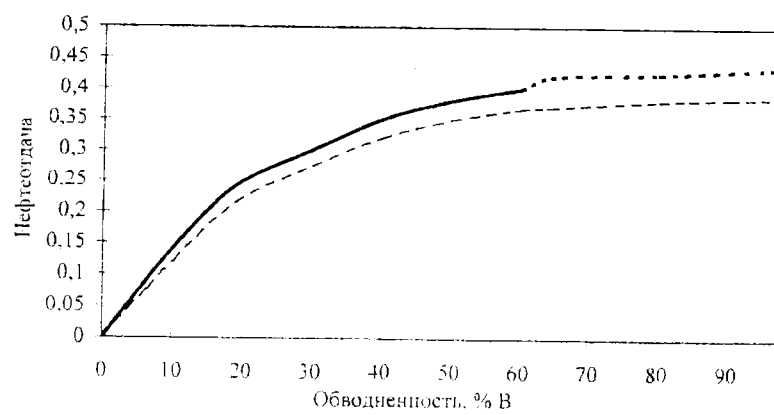
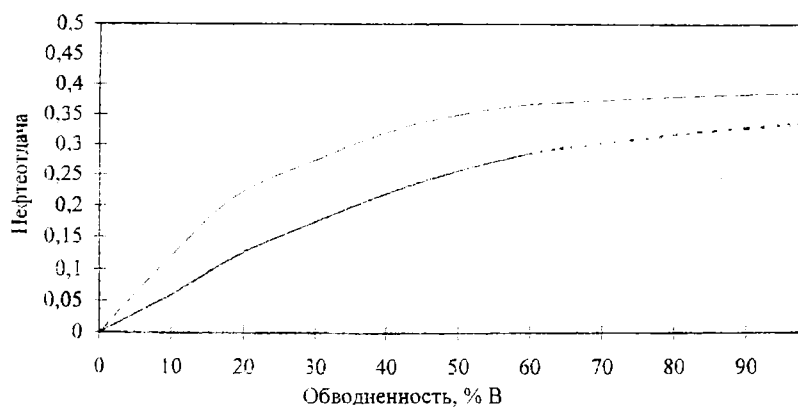
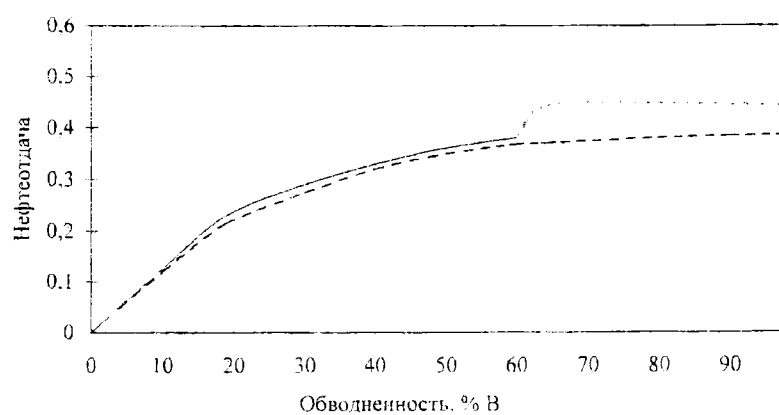


Рис. 2.1. Решение геолого-промысловых задач с помощью АГИМ

в - текущая нефтеотдача не соответствует геологическим условиям:
а)-из-за завышения запасов; б)-из-за оттока нефти в другие блоки



г - оценка технологической эффективности применения МУН



Продолжение рис. 2.1

ствии текущей нефтеотдачи геологическим условиям (рис. 2.1, б; 2.2, в);

- определение эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов (рис. 2.2, г).

Методики ранговой классификации, кластерного и факторного анализов, метод главных компонент, применяемый при статистическом моделировании, подробно описаны в литературе [19-23].

3. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ

3.1. Понятие о дифференциальных методах контроля

Дифференциальные методы контроля позволяют оценить распределение остаточных запасов нефти по пласту, т.е. ответить на вопрос, где находится нефть (в зонах, пропластках, полулинзах, тупиковых зонах, нефть, оставшаяся в слабопроницаемых пропластках и участках, не охваченных водой, и т.д.). Дифференциальные методы включают геофизические, геохимические и гидродинамические исследования скважин [24-33] (рис.1.1).

Категория скважины (контрольная, оценочная, пьезометрическая, эксплуатационная и т.д.) и ее конструкция (интервал пласта перфорирован на всю толщину или частично; оборудован специальными обсадными трубами) определяют различные цели исследования.

Пьезометрическая скважина предназначена для отслеживания динамики пластового давления.

Измерение пластового давления в добывающих скважинах проводится при гидродинамических исследованиях скважин. В частично перфорированных пластах с подошвенной водой определяется текущее положение водо-нефтяного контакта (ВНК) и выяснение причин обводнения. Обводнение скважин через перфорационные отверстия происходит в случае естественного подъема ВНК в процессе эксплуатации, подтягивания конуса подошвенной воды, притока воды по прискважинной части коллектора через некачественное цементное кольцо, прорыва воды по наиболее проницаемым прослоям.

Оценочные скважины пробуриваются для изучения положения текущего ВНК, оценки текущей нефтенасыщенности (по данным геофизических методов и лабораторным исследованиям отобранного из этой скважины керна) и нефтеотдачи.

Положение водонефтяного и газоводяного контактов в необсаженной вновь пробуренной скважине устанавливают по данным электрического каротажа.

Электрический каротаж состоит в основном из двух модификаций: метода сопротивлений (на основе диаграмм кажущихся удельных сопротивлений КС) и метода самопроизвольно возникающего электрического поля (естественных, собственных потенциалов – диаграмм ПС).

Расчленение нефтеносных и водоносных пластов по данным диаграмм КС основано на различии их электрических сопротивлений. Как известно, удельное электрическое сопротивление тесно связано со структурными особенностями пород и характером их насыщения. Основными видами каротажа по методу сопротивления являются:

- каротаж нефокусированными (обычными) зондами – потенциал-зонды, градиент зонды;
- боковое каротажное зондирование (БКЗ);
- боковой и индукционный каротаж;
- микрокаротаж.

Метод потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС) основан на измерении в стволе естественных потенциалов, возникновение которых связано с появлением электрических полей в скважине, заполненной глинистым раствором или водой.

Измерение кривой ПС производится обычно одновременно с записью кривой КС стандартным потенциал- или градиент-зондом, размеры которых устанавливаются в зависимости от геолого-физических условий района. Операция совместной регистрации таких кривых получила название стандартный электрический каротаж [34].

В скважинах, обсаженных колонной, основные сведения о перемещении ВНК и ГНК получают по данным радиоактивного каротажа и в ряде случаев термометрическими измерениями.

С целью создания наиболее благоприятных условий для определения ВНК методами радиометрии бурятся контрольные скважины. В этих скважинах обсадная колонна не перфорируется. Контрольные скважины располагают по возможности на участках, где пласт представлен мощным и относительно однородным коллектором, а также в разрезе находилось максимальное число совместно эксплуатирующихся пластов. Число контрольных скважин устанавливается в зависимости от размеров и характера разработки водонефтяной зоны. На месторождениях Башкирии число кон-

трольных скважин находится в пределах 4-8 % от общего фонда скважин всех категорий.

Разделение пород по их нефтеводонасыщенности и, в частности, определение ВНК методами радиометрии представляет весьма сложную задачу, так как нефть и вода мало различаются между собой по радиоактивным свойствам. Поэтому радиометрические методы расчленения нефтеносных и водоносных пород основаны на различии нейтронных свойств элементов, входящих в состав солей, растворенных в пластовой воде. К таким элементам относятся хлор и натрий [4].

Определение ВНК стационарными нейтронными методами (нейтронный гамма каротаж (НГК), нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (НК-Т) возможно при высокой ($> 100-150$ г/л) хлоронасыщенности однородных нефтеносных песчаных пластов. Показания НГК против водоносной части пласта завышаются при этом в среднем на 15-20 %, а показания НК-Т занижаются на ту же величину. Однако эти методы мало эффективны при определении ВНК в скважинах, призабойная зона которых кольматирована глинистыми частицами, и при наличии конусов обводнения.

Импульсный нейтронный каротаж (импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК), импульсный нейтронный гамма - каротаж (ИНГК) по сравнению со стационарными нейтронными методами является более результативным. В высокопористых и однородных пластах импульсным методом можно контролировать перемещение ВНК при относительно невысокой (30-35 г/л) минерализации пластовых вод, что недоступно для стационарных нейтронных методов.

Обводнение нефтяных пластов опресненной водой существенно снижает эффективность разделения нефтеносных и водоносных пластов нейтронными методами.

Оценка заводнения пластов пресными водами возможна при помощи индикаторных методов, акустического метода, волнового диэлектрического метода, метода наведенной активности кислорода, метода высокочувствительной термометрии. В скважинах, оборудованных специальными обсадными трубами (ОМПТ), – методами электрометрии.

Определение газонефтяного контакта ГНК (условной границы, выше которой при эксплуатации получают нефть со свободным газом, ниже –

нефть без свободного газа) осуществляется в неперфорированном интервале пласта по кривым радиоактивного каротажа (НГК, НК-Т, гамма-гамма-каротаж ГГК, ИНК). Наиболее часто для этой цели применяются стационарные методы нейтронного каротажа НГК, НК-Т. Газоносный пласт отличается меньшим содержанием водорода и меньшей плотностью [34].

К сожалению, контрольные скважины не дают полной картины перемещения ВНК вследствие малого их числа.

Подводя итог применения рассмотренных методов исследования, отметим, что в отличие от электрического каротажа методы радиометрии не позволяют количественно оценить нефтенасыщенность пласта, следовательно, и нефтеотдачу объекта.

Расходомерия является одним из основных методов исследования динамики отбора и поглощения жидкости в добывающих и нагнетательных скважинах. Методы расходомерии позволяют выделить интервал притока или поглощения жидкости в действующих скважинах, выявить наличие перетока жидкости по стволу скважины, определить суммарный дебит (расход) жидкости отдельных пластов, построить профиль притока (приемистости) как по отдельным участкам пласта, так и для пласта в целом и провести разделение добычи жидкости из совместно эксплуатируемых пластов.

Различают механические и термокондуктивные расходомеры, которые по условиям измерения делятся на пакерные и беспакерные, по способу регистрации – на автономные (регистрация сигналов осуществляется внутри прибора) и дистанционные (сигналы передаются по линии связи на поверхность, где регистрируются). Механические дебитомеры (расходомеры) лучше применять при больших дебитах (расходах). Недостатком их является чувствительность к механическим примесям, количественное определение допускается только при точечных замерах. Термоэлектрические дебитомеры (расходомеры) свободны от влияния механических примесей, позволяют получать непрерывную кривую, но не работоспособны при высоких дебитах (расходах) и имеют ограничения в количественной интерпретации [4].

Состав притекающей жидкости определяется при помощи методов резистивиметрии, влагометрии и гамма-плотногомера (ГП). Резистивиметрия скважин заключается в измерении удельного электрического сопро-

тивления жидкости, заполняющей скважину. Влагометрия предназначена для измерения содержания воды в жидкости. ГГП определяет плотность жидкости в скважине, принцип действия прибора основан на измерении интенсивности поглощения гамма - квантов флюидом.

Все выше перечисленные методы исследования являлись геофизическими.

К гидродинамическим методам исследования относятся: снятие индикаторной диаграммы, кривой восстановления (падения) давления и гидропрослушивание пласта. Они позволяют изучить коллекторские свойства пласта, степень загрязненности ПЗП – скин-эффект, оценить гидродинамическую взаимосвязь скважин.

Геохимические методы контроля процесса заводнения основаны на изучении химического состава пластовых жидкостей по основным объектам разработки. Они позволяют определить относительные дебиты нефти из совместно эксплуатируемых пластов, осуществить контроль за заводнением нефтяных залежей, определить эффективность гидроразрыва нефтеносных пластов и т.д. [38, 39]. На ряде месторождений в результате тщательного изучения закономерности распределения плотности и физико-химических свойств нефти и воды до начала разработки и характера их изменения в процессе разработки удается определить пути движения закачиваемой в пласт воды. Построение гидрохимических карт, например, по плотности пластовой воды, дегазированной нефти, содержания сульфатного иона SO_4 и т.д., в зависимости от конкретных условий в ряде случаев позволяет наблюдать перемещение ВНК.

3.1.2. Комплексирование геофизических методов контроля в зависимости от геолого-физических условий разработки и конструкции скважин

Комплекс геофизических методов зависит от конструкции забоя скважины, минерализации пластовой воды и цели исследования. Забой скважины может быть обсажен металлическими, стеклопластиковыми, металлопластмассовыми трубами. В металлических обсадных трубах применяются все виды радиометрии; в пластмассовых – индукционный каротаж (высокочастотный каротаж); в обсадных металлопластмассовых трубах

(ОМПТ) - низкочастотная электрометрия. Проводимый обычно комплекс геофизических исследований приводится в табл. 3. 1.

Рекомендуемый комплекс исследований для оценки нефтенасыщенности и определения ВНК дан в монографии [3, с. 246-247].

3.2. Применение электрометрии в обсаженных скважинах для контроля текущей нефтенасыщенности и нефтеотдачи

Наиболее точные представления о процессе выработки запасов можно получить при непосредственном контроле за нефтенасыщенностью отбором керна из оценочных скважин и геофизических исследований в скважинах, оборудованных специальной обсадной трубой ОМПТ, а также в скважинах, еще не обсаженных.

В УГНТУ разработана специальная конструкция обсадных труб, позволяющая непосредственно в скважине проводить геофизические исследования и оценивать динамику нефтенасыщенности пласта по данным временных замеров электрометрии [3].

Обсадная труба специальной конструкции, соответствующая «фиктивной перегородке» Л.М. Альпина, предложенная В.М. Шаховкиным, состоит из непроводящего электрический ток материала, отличающегося тем, что в целях повышения эффективности методов электрокаротажа она выполнена со сквозными отверстиями, равномерно распределенными по ее поверхности, и закрытыми металлическими пробками. М.А. Токарев, В.М. Шаховкин, Ф.С. Гарифуллин разработали конструкцию трубы и провели исследование влияния различных факторов на эффективность электрометрии в ОМПТ. Наиболее перспективной конструкцией из всех рассмотренных оказалась ОМПТ с дискретными точечными электроконтактами.

Схема проведения электрокаротажа в скважине, оборудованной ОМПТ, представлена на рис. 3.1. Более подробное описание конструкции ОМПТ представлено в книге [3, с. 203-240].

Проведенные промышленные эксперименты на Арланском, Ромашкинском месторождениях показали, что электрокаротаж в ОМПТ является эффективным средством контроля за изменением удельного электрического сопротивления пласта, позволяющим оценить текущую нефтенасыщен-

Таблица 3.1
Проводимый комплекс геофизических исследований скважин при контроле за разработкой

Категория скважины, степень перфорации	Минерализация пластовых вод, г/см ³	Комплекс исследований	Результат	Примечание
Эксплуатационная, пласт перфорирован на полную толщину	-	Расхолометрия, методы определения состава жидкости в стволе (ГП и т.д.)	Выделение интервалов пласта, оценка дебитов и характера притекающей к забою жидкости	Забой обсажен металлическими обсадными трубами
	>1	Импульсные и стационарные методы радиометрии	Расчленение пласта на нефтеносный и водоносный коллектор, выделение водоносного интервала при закачке	
	>1	Импульсные и стационарные методы радиометрии	Определение текущего ВНК, выделение заводненных пропластков	
Эксплуатационная, пласт перфорирован на полную толщину	-	Высокоточная термометрия	Оценка текущей нефтенасыщенности, остаточной нефтенасыщенности промытого пласта. Определение коэф. вытеснения. Расчленение пласта на нефтеносный и водоносный	Забой оборудован не проводящими трубами (н-р цельные пластико-вые)
	>1	Импульсные и стационарные методы радиометрии	Определение текущего ВНК, выделение заводненных пропластков	Забой обсажен металлическими обсадными трубами
Контрольная, пласт не перфорирован	-	Индукционный каротаж	Оценка текущей нефтенасыщенности, остаточной нефтенасыщенности промытого пласта, коэф. вытеснения. Расчленение пласта на нефтеносный и водоносный. Определение ВНК	Забой оборудован не проводящими трубами
	-	Электрочаротаж, импульсные и стационарные методы радиометрии		Забой оборудован ОМПТ

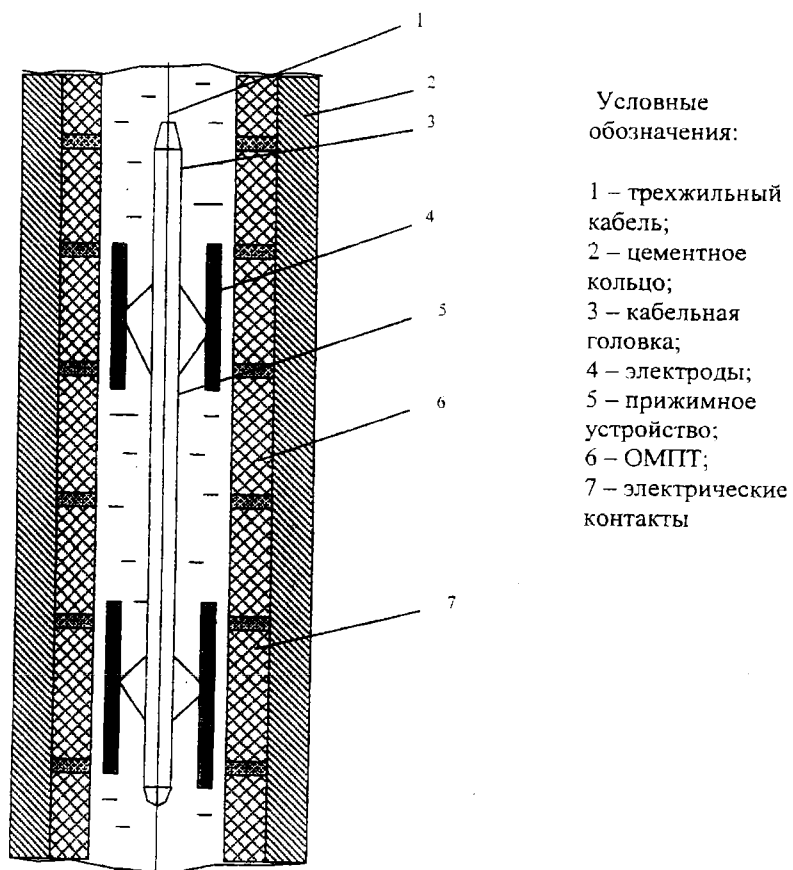


Рис 3.1. Схема проведения электрокаротаж в скважине, оборудованной ОМПТ

ность, нефтеотдачу и в итоге изучить распределение остаточных запасов нефти в пласте.

3.3. Обобщение дифференциальных методов исследований для контроля разработки объекта

Для полного представления процесса разработки необходимо обобщить имеющиеся данные проведенных исследований и замеров по всем скважинам с начала их эксплуатации.

Обобщение проводится при помощи графического изображения геолого-промыслового материала месторождения в виде построения различных графиков, диаграмм и карт.

Для иллюстрации перемещения ВНК необходимо составить ряд геологических профилей, где кроме литологической характеристики разреза показываются заводненые и нефтенасыщенные интервалы пласта и даты определения текущих ВНК. С целью пространственного изображения геологического строения пласта и процесса его заводнения строятся блок-диаграммы.

В книге Султанова С.А. [4, с.150-152] приведен характерный график движения ВНК по пласту D_2 Туймазинского нефтяного месторождения. По оси ординат откладывалась абсолютная отметка ВНК, по оси абсцисс – дата его определения. Указывается номер скважины, область ее местоположения и т.д. По графику можно выявить закономерность перемещения ВНК во времени и по участкам месторождения, проанализировать причины.

В настоящее время для контроля разработки широко используются карты разработки (суточных накопленных дебитов скважин месторождения с разделением добычи по нефти, воде и жидкости), обводненности продукции, изобар (замеренные давления в скважинах), распределения физико-химических свойств пластовых флюидов и т.д. На них обычно наносится начальная (текущая) поверхность ВНК, указывается масштаб построения, а на картах разработки – способ эксплуатации, категория, объект эксплуатации скважин.

Карты физико-химических параметров пластовых флюидов составляются для установления распределения свойств по площади месторождения, направления и скорости движения жидкости.

Карта изобар позволяет определить нейтральные линии тока, направление фильтрации жидкости в пласте, величины градиентов давления, застойные зоны, выбрать участки для проведения воздействия на пласт. Такие карты составляются по методике интерполяции величин параметров между скважинами. Частота изолиний выбирается исходя из вариации величин параметров и погрешности определения.

Анализ характера выработки залежи проводят по картам заводненной и остаточной нефтенасыщенных толщин пласта.

Рассмотренные карты при анализе лучше совмещать и изучать в динамике. Например, анализ выработки в скважинах проводится путем составления карт отношения суммарной добычи нефти к первоначальному балансовому запасу по скважинам в условной зоне дренажа. Под условной зоной дренажа понимается площадь, дренируемая (разрабатываемая) одной скважиной. Методика построения заключается в разбиении площади месторождения на условные зоны дренажа скважин исходя из того, что зона дренажа каждой скважины ограничивается половиной расстояния между соседними скважинами. Для каждой зоны рассчитываются первоначальные геологические запасы нефти. Отношение накопленной добычи нефти из скважины к первоначальному запасу нефти условной зоны дает сравнительную характеристику выработки скважин. Если данное отношение какой-либо скважины больше отношения накопленного отбора нефти из пласта к геологическим запасам пласта в целом, то данная скважина дает нефть и за счет запасов соседних скважин. Впервые такая карта была составлена для скважин пласта Д₁ Бавлинского месторождения [4].

Анализ влияния распределения запасов нефти по скважинам на характер выработки залежей с различными геолого-физическими параметрами был проведен Токаревым М.А. на примере Серафимовского месторождения [3, с. 100-110].

4. ПРИМЕНЕНИЕ ИНДИКАТОРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ

4.1. Основные типы индикаторных жидкостей. Задачи, решаемые с помощью индикаторных жидкостей

Использование индикаторных методов для решения задач контроля было начато в 60-х гг.

Индикаторные методы (ИМ) по Соколовскому Э.В. подразделяются на три группы в зависимости от цели исследования:

1-я группа используется для получения информации в пределах межскважинного пространства. Основана на прослеживании фильтрационных потоков (уточнение фильтрационной модели разработки, неоднородности пластов, определение скорости и направления фильтрации нефти и воды в пласте, выделение заводненных пластов, выявление гидродинамической связи между пластами, оценка взаимодействия скважин, определение эффективности процесса вытеснения нефти, мониторинг за продвижением закачиваемых химических реагентов).

2-я группа предназначена для применения в призабойной зоне пласта и позволяет обнаружить заколонные перетоки, разделить дебиты нефти многопластового объекта разработки, выявить в разрезе проницаемые горизонты, определить профиль приемистости, оптимальное давление нагнетания, тип коллекторов, основные параметры трещиноватых отложений, степень анизотропии пласта и т.д.

3-я группа используется в стволе скважины, с их помощью определяют техническое состояние подземного оборудования.

Индикаторные методы в зависимости от используемого индикатора подразделяются на несколько основных типов.

1. Изотопы (^{131}I , ^{86}Rb , ^{114}Zn , ^{35}S , ^3H - тритий, ^{36}Cl , ^{24}Na и т.д.), характеризующиеся присущим им периодом полураспада и энергией излучения, а также определенным периодом полураспада.

2. Стабильные индикаторы и микрокомпоненты (J, Br, Mg, Li, K, Ba, Co, бромиды).

3. Красители (флуоресцеин, эозин, эритрозин, анилин голубой, метилен голубой).

4. Пищевые продукты (мука, сахар, крахмал, глюкоза).

5. Индикаторы радикального типа – стабильные радикалы и их производные.

К индикаторным жидкостям, используемым в нефтепромысловой практике, предъявляется ряд требований. Они должны быть растворимы в пластовых флюидах, сохранять физико-химические свойства в пластовых условиях, строго следовать с потоком пластовой жидкости, обладать приемлемой продолжительностью распада, биологической инактивностью, не присутствовать в пластовых жидкостях, не или мало сорбироваться на поверхности горной породы, быть дешевыми и доступными [35,36].

Эффективность применения ИМ во многом зависит от вещества, используемого в качестве индикатора.

В пластовых условиях индикатор более всего подвержен влиянию температуры, химического состава пластовых жидкостей и литологии пласта. Для уточнения геологической модели залежи необходимы несорбирующиеся индикаторы. Для изучения объектов сложного строения необходимо иметь комплекс различных, но совместимых индикаторов.

Рассмотрим характеристики некоторых индикаторов.

Применение радиоактивных изотопов γ -излучателей для изучения межскважинного пространства затруднено вследствие интенсивной их адсорбции на породе. Изотоп ^{131}I неприменим для изучения движения пластовых жидкостей на больших расстояниях по причине малого периода полураспада (8 сут). Данные индикаторы относятся ко 2-й и 3-й группам методов. В Башкирии было проведено выделение заводненных коллекторов при помощи изотопов. С пулей перфоратора ТПК22 в пласт вводится реагент с добавкой незначительного количества изотопа γ -излучателя. Химический реагент взаимодействует только с водой. После вскрытия пласта перфорацией производятся измерения γ -методом. На диаграммах после посадки индикатора в пласт записываются резко выраженные пики. Затем скважина эксплуатируется на прежнем режиме и через время, достаточное для полного растворения индикатора в воде, проводится вторичное измерение γ -методом. На диаграммах против обводненных интервалов пласта пики исчезают, т.к. химический реагент с γ -излучателем вытесняется из пласта в результате взаимодействия с водой. В тех частях пласта, где происходит

приток нефти или отсутствует приток жидкости, индикаторы сохраняются в пласте дольше и на диаграммах отмечаются пиками.

Для изучения перемещения жидкости в пласте наиболее широко в нефтепромысловой практике применяется изотоп водорода – тритий ^3H . Тритий представляет β -излучатель с периодом полураспада 12,6 лет. Продуктом его распада является ^3He . По энергии излучения тритий – самый мягкий из всех β -излучателей. Оптимальный объем меченой жидкости, необходимый для закачки, определяется экспериментально в лабораторных и промысловых условиях. В общем случае объем должен составлять не менее 20 % порового объема пласта, что обеспечивает продвижение индикатора по всей дренируемой мощности пласта [4].

Двуххромовокислый калий адсорбируется терригенными и карбонатными породами. При испытании в динамических условиях он отстает от гидродинамического носителя. Ионы бихромата сорбируются также поверхностями нефтепромыслового оборудования.

Роданит NH_4CNS в статических условиях практически не задерживается терригенными и карбонатными породами. Однако он сорбируется содержащимся в нефти парафином. Роданит можно использовать для залежей со смолистыми и легкими нефтями.

Фосфаты представлены в виде ортофосфат-аниона в формах $(\text{H}_2\text{PO}_4)^-$, $(\text{HPO}_4)^{2-}$, $(\text{PO}_4)^{3-}$. Они не сорбируются песчаниками.

Флуоресценн, флюорантрон, уранин, эозин, эритрозин – красители, дающие характерную зеленую полихроматическую светлую флюоресценцию. Они сорбируются горными породами, содержащими глинистые материалы и органические вещества. Применяются в высокопроницаемых коллекторах, для объектов, насыщенных щелочными и нейтральными водами. Область применения флуоресцеина ограничена минерализацией пластовой воды, при $\text{pH} \geq 7$ даже при высокой концентрации индикатора (10 мг/л) метод не дает положительных результатов.

ПАВ и красители – конго красный, метиленовая синька, анилиновая голубая, фуксин, анилин, амерант – все они, кроме последнего, сорбируются горными породами.

Индикаторы радикального типа – искусственно синтезированные вещества (триацетонамин, бензоат триацетонамина, имидазолин и др.).

Индикаторы радикального типа не сорбируются горной породой и не взаимодействуют с нефтью. Область их применения ограничивается высокой пластовой температурой, значительной минерализацией пластовых вод [36].

4.2. Методы регистрации индикаторных жидкостей

Индикаторные жидкости, обладающие γ -излучением, регистрируются непосредственно в стволе скважины (γ -каротаж), а изотопы, испускающие β -излучения, анализируются по отобранным пробам в лабораторных условиях счетчиками Гейгера-Мюллера внутреннего наполнения с помощью жидких сцинтилляторов.

Наличие красителей в отобранных из скважин пробах определяется прибором фотокалориметром, а индикаторы пищевых добавок – при помощи химического анализа пробы жидкости. Флуоресцеин обнаруживается путем облучения воды ультрафиолетовыми лучами ртутно-кварцевой лампы. Стабильные индикаторы и микрокомпоненты определяются с помощью рентгенофлуоресцентного спектрального анализа (РФСА); индикаторы радикального типа – на основе эффекта электронного парамагнитного резонанса ЭПР на приборе ЭПР-спектрометр.

4.3. Метрологические характеристики геохимического распознавания нефтепромысловых жидкостей в двойных смесях

В настоящее время геохимические методы на основе количественного распознавания нефтепромысловых жидкостей в двойных смесях успешно применяются для решения ряда задач контроля за разработкой нефтяных месторождений – определения относительных дебитов нефти из совместно эксплуатируемых пластов, контроля за заводнением нефтяных залежей, определения эффективности гидроразрыва нефтеносных пластов и т.д.

Однако в опубликованной литературе метрологическим характеристикам прикладных геохимических методов в области контроля за разработкой нефтяных месторождений практически не уделялось внимания.

Между тем, объективно полученные значения точности и чувствительности метода позволяют обоснованно сопоставить их между собой, выбрать наиболее информативные геохимические параметры, определить критерии применимости того или иного метода на конкретном месторождении.

Под двойной смесью понимается смесь двух однородных по составу нефтепромысловых жидкостей, например, нефтей из различных стратиграфических горизонтов или вод – закачиваемой для поддержания пластового давления и пластовой. Условно назвав жидкости, составляющие смесь, первой и второй, будем считать, что значение геохимического параметра C_1 в первой жидкости больше значения C_2 этого же параметра во второй жидкости.

Допустим, что

- 1) значение геохимического параметра в жидкости линейно пропорционально ее количеству;
- 2) на значении геохимического состава не сказываются вторичные процессы, сопутствующие смешению жидкостей (например, выпадение солей);
- 3) двойная смесь химически изотропна по объему.

При выполнении этих условий для двойных смесей справедливо соотношение [37]

$$q_1 = \frac{\det \begin{pmatrix} 1 & 1 \\ C_3 & C_2 \end{pmatrix}}{\det \begin{pmatrix} 1 & 1 \\ C_1 & C_2 \end{pmatrix}} = \frac{C_2 - C_3}{C_2 - C_1}, \quad (4.1)$$

где q_1 - доля первой жидкости в смеси;

C_3 - значение геохимического параметра в смеси.

Так как $q_1 + q_2 = 1$, то

$$q_2 = 1 - q_1. \quad (4.2)$$

Дифференцируя (4.1) и (4.2) по переменным C_1, C_2, C_3 и применяя закон сложения дисперсий, получим

$$S_q^2 = S_{q_1}^2 = S_{q_2}^2 = \frac{1}{l^2} [S_{C_3}^2 + q_1^2 S_{C_1}^2 + q_2^2 S_{C_2}^2], \quad (4.3)$$

где $l^2 = (C_1 - C_2)$;

$S_{C3}^2, S_{C2}^2, S_{C1}^2$ - дисперсии соответствующих величин.

Таким образом, дисперсии искомых содержаний составных жидкостей в смеси представляют сумму трех членов, каждый из которых обусловлен погрешностями в измерении одной из величин C_3, C_2 и C_1

$$S_q^2 = (S_q^2)_3 + (S_q^2)_1 + (S_q^2)_2. \quad (4.4)$$

Полученное соотношение (4.3) является основным для определения погрешностей распознавания нефтепромысловых жидкостей в двойных смесях.

Для коэффициентов вариации v_{q1} и v_{q2} будем иметь

$$\left. \begin{aligned} v_{q1} &= \frac{S_q}{q_1} \cdot 100\% \\ v_{q2} &= \frac{S_q}{q_2} \cdot 100\% \end{aligned} \right\}. \quad (4.5)$$

Решая (4.5) относительно v_{q2} , получим

$$v_{q2} = v_{q1} \frac{q_1}{q_2}. \quad (4.6)$$

Т.е., определив v_{q1} по формуле (4.6), можно вычислить v_{q2} .

В геохимической литературе часто используется термин контрастность жидкостей по геохимическому параметру, под которым понимается отношение

$$n = \frac{C_1}{C_2} \quad (C_1 > C_2). \quad (4.7)$$

В ряде случаев контрастность является полезной мерой различия нефтепромысловых жидкостей по геохимическому параметру, позволяющей в значительной мере упростить количественные расчеты.

Выразим v_{q1} через контрастность и коэффициенты вариации изменения геохимического параметра в первой и второй жидкости и их смеси - v_{C1}, v_{C2}, v_{C3}

Подставляя правые части выражений

$$100\left(\frac{S_{C3}}{I}\right)^2 = \left(q_1 + \frac{1}{n-1}\right)^2 v_{C3}^2 \quad (4.8)$$

$$100\left(\frac{S_{C1}}{I}\right)^2 = \frac{n^2}{(n-1)^2} v_{C1}^2 \quad (4.9)$$

$$100\left(\frac{S_{C2}}{I}\right)^2 = \frac{v_{C2}^2}{(n-1)^2} \quad (4.10)$$

в (4.3) и используя систему (4.5), получим

$$v_{q1}^2 = \left(1 + \frac{1}{q_1} \cdot \frac{1}{n-1}\right)^2 v_{C3}^2 + \frac{n^2}{(n-1)^2} v_{C1}^2 + \left(\frac{1}{q_1} - 1\right)^2 \frac{v_{C2}^2}{(n-1)^2} \quad (4.11)$$

Для ориентировочных вычислений погрешностей определения содержания жидкостей в смеси выражение (4.11) можно упростить. Положим

$$v_{C1} \approx v_{C2} \approx v_{C3} \approx v_C,$$

тогда

$$v_{q1} = \frac{\sqrt{2}v_C}{q_1(n-1)} \sqrt{q_1^2(n^2 - n + 1) + q_1(n-2) + 1}, \quad (4.12)$$

а при $n \gg 1$ удобно пользоваться предельными соотношениями:

$$\lim_{n \rightarrow \infty} v_{q1}^2 = v_{C3}^2 + v_{C1}^2 \quad (4.13)$$

$$\lim_{n \rightarrow \infty} v_{q2}^2 = \frac{q_1}{q_2} (v_{C1}^2 + v_{C1}^2) \quad (4.14)$$

Полученные выражения (4.6-4.14) позволяют по конкретным значениям n , v_C (или v_{C1} , v_{C2} , v_{C3}) с необходимой степенью надежности вычислить точность геохимического метода определения содержания нефтепромысловых жидкостей в двойной смеси — q_1 и q_2 .

Будем различать два значения чувствительности геохимического метода: порог обнаружения и порог количественных определений содержания жидкости в смеси.

Под порогом обнаружения будем понимать такое предельно малое содержание жидкости в смеси, которое может быть зарегистрировано с заданной степенью надежности. Так, для обнаружения первой жидкости в смеси достаточно провести измерение двух величин — S_1 и S_2 . При этом порог обнаружения (при надежности 95 %) запишется в виде

$$q_{\text{пор1}} = 2\sqrt{(S_c^2)_3 + (S_c^2)_2}.$$

Полагая на границе обнаружения $C_3 \approx C_2$, $q_1 \approx 0$, то, имея в виду (4.3), получим

$$q_{\text{пор1}} = \frac{2\sqrt{2}S_{c2}}{I} = \frac{2\sqrt{2}v_{c2}}{100(n-1)} \quad (4.15)$$

аналогично

$$q_{\text{пор2}} = \frac{2\sqrt{2}S_{c1}}{I} = \frac{2\sqrt{2}v_{c1}}{100(n-\frac{1}{n})}. \quad (4.16)$$

Из выражений (4.15) и (4.16) следует, что $q_{\text{пор1}}$ и $q_{\text{пор2}}$ определяются контрастностью и ошибкой определения геохимического параметра. Таким образом, при благоприятной геохимической обстановке (т.е. при $n \gg 1$) предельные значения порогов обнаружения для жидкостей, составляющих смесь, неоднозначны.

Так, если $\lim_{n \rightarrow \infty} q_{\text{пор1}} = 0$, то $q_{\text{пор2}}$ ограничено снизу значением $\frac{2\sqrt{2}v_{c1}}{100}$.

Отсюда при $v_{c1} = v_{c2}$ чувствительность определения первой жидкости всегда выше по сравнению со второй. Это обстоятельство всегда необходимо учитывать при выборе геохимического параметра в особенности при решении задач контроля за разработкой, связанных с идентификацией только одной из жидкостей в смеси (например, содержания нагнетаемой воды в смеси с пластовой).

Под чувствительностью количественных определений будем понимать такое содержание жидкости в смеси, начиная с которого коэффициент вариации его измерения не превышает первоначально заданной величины (обычно 30 %).

Решая уравнение (4.11) относительно q_1 , получим

$$q_{\text{крит}} = \frac{Qv_{c3} - P + \sqrt{(Qv_{c3} - P)^2 + (v_{q1}^2 - v_{c3}^2 - R - P)(Q^2 + P)}}{v_{q1}^2 - v_{c3}^2 - R - P}, \quad (4.17)$$

где $Q = \frac{v_{c1}}{n-1}$;

$$R = \frac{v_{c1}^2 n^2}{(n-1)^2};$$

$$P = \frac{v_{c2}^2}{(n-1)^2}.$$

При вычислении $q_{\text{кол}2}$ также можно воспользоваться формулой (4.17), подставляя при этом вместо n и v_{q1}^2 соответственно $1/n$ и v_{q2}^2 .

При этом предельные значения:

$$\lim_{n \rightarrow 0} q_{\text{кол}1} = 0 \quad (4.18)$$

$$\lim_{n \rightarrow \infty} q_{\text{кол}2} = \frac{v_{q1} \sqrt{v_{C3}^2 + v_{C2}^2 - v_{C2}^2 - v_{C3}^2}}{v_{q1}^2 - v_{C3}^2 - v_{C2}^2} \quad (4.19)$$

Таким образом, определение содержания i -й ($n=1, 2$) нефтепромысловой жидкости в двойной смеси по формулам (4.1) и (4.2) производится при $q_{\text{пор}i} < q_i < q_{\text{кол}i}$ на качественном, а при $q_i \geq q_{\text{кол}i}$ на количественном уровнях.

ПРИМЕР. Рассмотрим эффективность применения геохимического метода для контроля за интенсивностью заводнения верхнемелового коллектора на месторождении Карабулак-Ачалуки (данные заимствованы из работы [41]). Исходными данными являются: концентрация ионов хлора в пластовых водах $3,7 \cdot 10^{-3}$ г/л; начальная концентрация хлора в пластовых водах 27 г/л. Отсюда $p \approx 0,7 \cdot 10^4$. Полагая, что $v_{C1} \sim v_{C2} \sim v_{C3} \sim 1$ % по формулам (4.15, 4.16) рассчитали пороги обнаружения закачиваемой ($q_{\text{пор}2}$), пластовой ($q_{\text{пор}1}$) и их смеси (с надежностью 95 %).

$$q_{\text{пор}2} = \frac{2\sqrt{2} \cdot 1}{100} = 2,8 \cdot 10^2 \text{ отн.ед.}$$

$$q_{\text{пор}1} = \frac{2\sqrt{2} \cdot 1}{100 \cdot 7000} = 4 \cdot 10^{-5} \text{ отн.ед.}$$

Из соотношения определим минимальное количество нагнетаемой воды в смеси с пластовой, которое может быть обнаружено с 30 % точностью:

$$q_{\text{пор}2} = \frac{30\sqrt{1+1-1-1}}{900-1-1} = 4,5 \cdot 10^{-5} \text{ отн.ед.}$$

Таким образом, присутствие закачиваемых вод в добываемой смеси можно определить на качественном уровне при их расчетных концентрациях в интервале $2,8 \div 4,5$ %. Расчетные концентрации $\geq 4,5$ % определяются количественно.

В результате анализа проб воды, извлеченных из 55-й скважины того же месторождения, было установлено, что извлекаемая вода представляет

смесь закачиваемой и пластовой вод в пропорции 30:70. По формулам определим точность указанного соотношения:

$$v_{q1} = \sqrt{1+1} \cong 1,4 \%$$

$$v_{q2} = \frac{70}{30} \cdot 1,4 \cong 3,3 \%$$

5. КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН

5.1. Основные задачи и методы контроля технического состояния скважин

Систематический контроль технического состояния скважины способствует предотвращению возможных аварий.

Основными задачами контроля технического состояния скважин является обнаружение дефектов обсадной колонны и цементного кольца, источников обводнения продукции, установления интервалов поступления воды в скважину, исследования режимов работы эксплуатационных и нагнетательных скважин, выяснения уровня воды и нефти в стволе скважины, определение степени осолонения цементного камня (рис. 1.1).

Существуют прямые методы контроля – геофизические, геохимические исследования скважин и косвенные – промысловые (например, анализ причин резкого обводнения добываемой нефти, значительное увеличение объема закачки воды в нагнетательную скважину).

Геофизические исследования для определения технического состояния скважины включают комплекс методов акустической и гамма-гамма-цементометрии для выявления дефектов в цементном кольце и гамма-гамма-толщинометрии для выявления дефектов в обсадной колонне.

Дефекты цементного камня за колонной можно разделить на объемные (каверны, каналы) и щелевые. Гамма-гамма-цементометрия позволяет установить интервалы распространения только объемных дефектов, а акустическая цементометрия – объемных и щелевых дефектов, но не различая их. Комплексное использование обоих методов позволяет однозначно классифицировать дефекты [38].

Контроль технического состояния обсадных труб заключается в определении их толщины, внутреннего диаметра, овальности, местоположения башмака и муфтовых соединений, а также выявления в них различных дефектов. Гамма-толщиномер, входящий в состав комплексного скважинного прибора дефектомера-толщиномера СГДТ-2, позволяет определить среднюю толщину стенки обсадных труб, установить положение соединительных муфт (замков), цементированных фонарей, интервалов перфорации и мест порыва колонны. Положение соединительных муфт обсадных труб

в скважине определяют с помощью магнитных локаторов. Наряду с гамма-толщиномером применяются электромагнитный профилограф, калиброммер, профилемер, микрокаверномер и индуктивный дефектомер. Эти сведения необходимы также для интерпретации диаграмм радиоактивного каротажа, цементограмм, результатов измерений дебитомером и других геофизических исследований.

При появлении воды в скважине определяют ее физико-химические свойства, пути проникновения в скважину и источник обводнения. Во многих случаях химический состав воды характерен для того или иного стратиграфического горизонта. Полученный анализ воды сопоставляется с анализами вод, приведенными в нормальном типовом гидрохимическом разрезе нефтяного месторождения. В результате этого сопоставления устанавливается источник обводнения скважины [4]. Путь проникновения посторонней воды в скважину может проходить через нарушения в обсадной колонне, через дефекты цементного кольца или цементной пробки и из соседних скважин.

Затрубная циркуляция из-за нарушения целостности цементного камня или низкого качества цементирования заколонного пространства встречается во многих скважинах и кроме прочих отрицательных последствий приводит к осолонению цементного камня и искажению диаграмм нейтронных методов. Кроме того, затрубная циркуляция минерализованной воды может привести и к загрязнению выше лежащих пресных источников воды.

Для выявления заколонных перетоков полученная информация о дефектах цементного камня должна быть дополнена данными термометрии; метода радиоактивных изотопов; метода наведенной активности по кислороду или импульсным нейтрон-нейтронным методом с помощью импульсного генератора нейтронов ИГН-42.

Термометрия основана на изучении теплообмена между жидкостью, находящейся в скважине и циркулирующей в затрубном пространстве. Если в призабойной зоне эксплуатационных скважин температура меняется в незначительных пределах, то термометрия не позволяет получить однозначных результатов при определении затрубного движения вод. Эффективность термометрических замеров в этих случаях повышается при спе-

циальной подготовке скважины к исследованиям, состоящим в продавке холодной соленой воды под давлением в интервалы перфорации [4].

Обводнение продукции скважины водой, поступающей через нарушения обсадной колонны, определяется в комплексе с результатами исследований технического состояния обсадных труб и данными дебитометрии (расходомерии). Применение в комплексе исследований гамма-плотномера (ГТП), индукционного резистивиметра или влагомера позволяет определить интервалы соленой воды, воды с нефтью и нефти в скважине.

6. РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На основе контроля и анализа за разработкой и выявления расхождения проектных и фактических показателей разработки осуществляются мероприятия по приведению в соответствие фактического хода разработки с проектным. Совокупность этих мероприятий и является регулированием разработки, которое можно проводить без изменения системы разработки технологическими приемами или частично ее меняя.

Главной задачей регулирования является достижение равномерной выработки запасов углеводородов.

К технологическим приемам регулирования относятся:

- изменение режимов эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин путем увеличения или уменьшения их дебитов, вплоть до отключения скважин;
- форсированный отбор жидкости (ФОЖ);
- изменение давления нагнетания (объема закачки), циклическое заводнение;
- общее и поинтервальное воздействие на ПЗП;
- изоляция обводненных зон пласта, применение пакерного оборудования.

Рассмотрим некоторые методы регулирования разработки.

Технология ФОЖ заключается в поэтапном увеличении дебитов добывающих скважин (уменьшении забойного давления), т.е. в создании высоких градиентов давления.

ФОЖ применяется с целью интенсификации добычи нефти в неоднородных (расчлененных) обводненных пластах, с целью вовлечения остаточных целиков нефти; для преодоления загрязнения ПЗП; начальных градиентов сдвига неньютоновского характера нефтей; частичной гидрофобности коллекторов.

Условия эффективного применения определяются следующими факторами:

- обводненность продукции не менее 80-85 %;

- высокие коэффициенты продуктивности скважин и забойные давления;
- возможность увеличения дебитов жидкости.

Кроме того, успешность зависит от создания оптимальной скорости вытеснения водой. Повышение давления нагнетания эффективно лишь до определенного предела, дальнейшее увеличение давления закачки приводит к ускоренному обводнению добывающих скважин, сокращению безводного периода эксплуатации. Поэтому желательно устанавливать в начальный период умеренные темпы отбора с постепенным переходом на максимально возможное увеличение отборов жидкости по мере обводнения продукции.

Форсирование отборов жидкости из скважин после достижения 90 % обводненности нерентабельно.

Циклическое заводнение заключается в периодическом изменении режима работы залежи путем периодического изменения расходов (давлений) воды, при непрерывной или периодической добыче жидкости из залежи со сдвигом фаз колебаний давлений по отдельным группам скважин. В результате через пласты проходят волны повышения, понижения давления и происходит изменение фильтрационных потоков в пласте. При повышении давления в первой половине цикла (в период закачки воды) нефть в малопроницаемых прослоях сжимается и в них входит вода. При снижении давления во второй половине цикла (уменьшение расхода или прекращение закачки воды) вода удерживается капиллярными силами в малопроницаемых прослоях, а нефть вытесняется из них. Продолжительность циклов составляет 4-10 сут и увеличивается по мере удаления фронта вытеснения до 75-80 сут.

Полученный от применения метода эффект состоит в замедлении темпов снижения уровней добычи нефти, сокращении объемов извлечения воды, в увеличении нефтеотдачи пластов от 0,4 до 4 % (в отдельных случаях на многопластовых объектах - до 17-18 %) [2].

Циклическое заводнение применяется в слоисто-неоднородных, гидрофильных коллекторах, при высокой остаточной нефтенасыщенности, при технико-технологической возможности создания высокой амплитуды колебания давления, которая может достигнуть 0,5-0,7 от среднего перепа-

да давления между линиями нагнетания и отбора и возможности компенсации отбора закачкой. Эффективность нестационарного циклического воздействия растет почти пропорционально увеличению амплитуды колебания расхода воды. Чем меньше по толщине проницаемость неоднородного коллектора, тем значительно должны быть амплитуды колебания расхода воды и, естественно, колебания давления нагнетания.

На начальной стадии разработки прирост нефтеотдачи от применения метода достигает 5-6 %, на поздней - лишь 1-1,5 %.

Методы воздействия на ПЗП применяются с целью восстановления или увеличения проницаемости коллектора. Снижение естественной проницаемости ПЗП происходит из-за загрязнения пор глинистым раствором и проникновения воды, набухания глин, закупорки фильтрационных каналов отложениями асфальтенов, смол, парафинов, солей, глинистыми частицами, механическими примесями [39].

Существуют следующие методы обработки призабойной зоны (ОПЗ): физико-химические, механические, тепловые, волновые, комбинированные. Выбор способа интенсификации зависит от строения пласта, состава пород и пластовых флюидов, температуры и давления пласта, количества извлекаемых запасов, состояния скважины.

Изоляция обводненных зон пласта относится к технологическим ремонтно-изоляционным работам (РИР) и заключается в отключении выработанных пластов, отдельных обводненных интервалов пласта добывающей скважины, регулировании закачки воды по толщине пласта в нагнетательных скважинах.

Методы ограничения притока воды в скважину в зависимости от механизма воздействия и физико-химических свойств реагентов подразделяют на селективные и неселективные [39].

К методам регулирования, связанным с частичным изменением системы разработки, относятся:

- очаговое и избирательное заводнение;
- уплотнение сетки скважин при квадратно-равномерной их расстановке;
- частичное укрупнение или разукрупнение объекта [40 - 42].

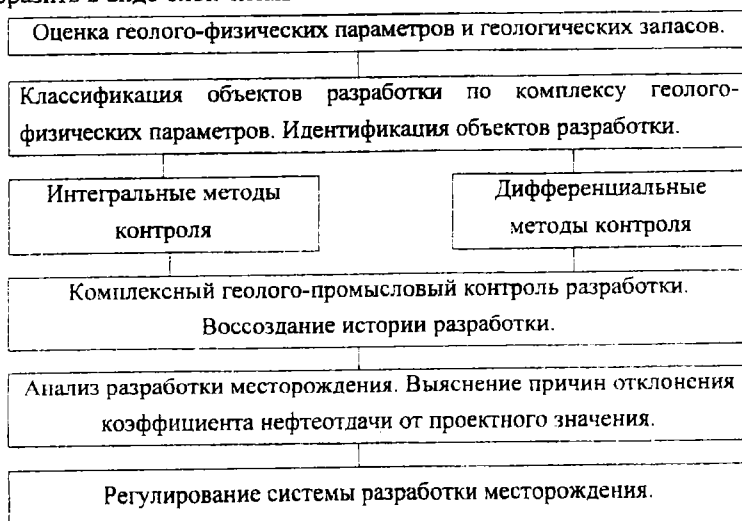
ЗАКЛЮЧЕНИЕ

После окончания геолого-разведочных работ и оценки геолого-физических параметров, геологических запасов составляется технологическая схема разработки залежи полезных ископаемых. По мере накопления геолого-промыслового материала составляется проект разработки, уточненный проект разработки. Объекты разработки классифицируются по геолого-физическим параметрам с их идентификацией.

С момента ввода залежи в эксплуатацию обеспечивается непрерывный контроль процесса разработки месторождения на протяжении всего периода эксплуатации. Результаты исследований дифференциальных и интегральных методов интегрируются в комплексный геолого-промысловый контроль (мониторинг) разработки месторождения.

На основе полученной информации проводится анализ разработки месторождения и выясняются причины отклонения коэффициента нефтеотдачи от проектного значения. Принимается решение о необходимости проведения регулирования системы разработки.

Этапы геолого-промыслового контроля и регулирования можно отобразить в виде блок-схемы.



СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Токарев М.А., Ахмерова Э.Р., Газизов А.А., Денисламов И.З. Анализ эффективности применения методов повышения нефтеотдачи на крупных объектах разработки: Учеб. пособие. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. - 115 с.
2. Сургучев М.Л. Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяного месторождения. - М.: Недра, 1986. - 299 с.
3. Токарев М.А. Комплексный геолого-промысловый контроль за текущей нефтеотдачей при вытеснении нефти водой. - М.: Недра, 1990. - 267 с.
4. Султанов С.А. Контроль за заводнением нефтяных пластов. - М.: Недра, 1974. - 224 с.
5. Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов РД 39-0147035-209-87. - М.: Изд-во стандартов, 1987. - 51 с.
6. Казаков А.А., Орлов В.С. Прогноз обводнения и нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки //Сер. Нефтепромысловое дело. - М.: ВНИИОЭНГ, 1977. - 50 с.
7. Жданов С.А. Определение технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: Учеб. пособие. - М.: ГАНГ, 1996. - 67 с.
8. Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. - М.: Недра, 1977. - 228 с.
9. Чоловский И.П. Геолого-промысловый анализ при разработке нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1977. - 207 с.
10. Токарев М.А., Брагин Ю.И., Щербинин В.Г. Влияние распределения запасов нефти по скважинам на полноту выработки залежей// Нефтяное хозяйство.-1978. -№ 7. - С. 22-25
11. Иванова М.М. Динамика добычи нефти из залежей. - М.: Недра, 1976.
12. Токарев М.А. Проектирование разработки нефтяных месторождений с помощью адаптационных геолого-промысловых моделей: Учебное пособие. - Уфа: Изд-во Уфим. нефт. института, 1991. - 90 с.
13. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов Р.Н., Бахтихин Р.Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. - Уфа: Гилем, 1999. - 464 с.
14. Гомзигов В.К. Методы определения проектного коэффициента нефтеотдачи на основе аналогии геолого-промысловых условий разработки. - В кн.: Справочник по нефтепромысловой геологии. - М.: Недра, 1981.

15. Дементьев Л.Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1983.
16. Булыгин Д.В., Булыгин В.Я. Геология и имитация разработки залежей нефти. – М.: Недра, 1996. – 382 с.
17. Оценка промышленных запасов нефти, газа и конденсата / Л.Ф. Дементьев, Ю.В. Шурубор, В.И. Азаматов и др. – М.: Недра, 1981.
18. Сургучев М.Л., Гомзиков В.К., Семин Е.И. Динамика конечной нефтеотдачи пластов //Геология нефти и газа. – 1989. – № 7. – С. 28-31
19. Токарев М.А. Использование геолого-статистических моделей для контроля текущей нефтеотдачи// Нефтяное хозяйство. - 1983. - № 11. – С. 35-39
20. Демиденко Е.З. Линейная и нелинейная регрессия. – М.: Финансы и статистика, 1981.
21. Иберла К. Факторный анализ. – М.: Статистика, 1980
22. Йереског К.Г., Клован Д.И., Реймент Р.А. Геологический факторный анализ. – М.: Недра, 1980.
23. Рабочая книга по прогнозированию /Отв.ред. В.И. Бестужев-Лад. – М.: Мысль, 1982.
24. Вахитов Г.Г., Гаттенберг Ю.П., Лутков В.А. Геотермические методы контроля за разработкой нефтяных месторождений. – М.:Недра, 1984. – 240 с.
25. Орлинский Б.М. Контроль за разработкой геофизическими методами. – М.:Недра, 1977. – 190 с.
26. Конноли Э.Т. Справочник по каротажу эксплуатационных скважин. – М.: Недра, 1969. – 104 с.
27. Токарев М.А., . Орлинский Б.М. Геолого-промысловый контроль при разработке нефтяных месторождений. – М.:ВНИИОЭНГ, 1974. – 106 с.
28. Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений / В.В. Коноплев, Г.С. Кузнецов, Е.И. Леонтьев и др. – М.: Недра, 1986. – 218 с.
- 29.Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. - – М.: Недра, 1976. – 255 с.
30. Петров А.И. Методы и техника измерений при промысловых исследованиях скважин. – М.: Недра, 1972. – 272 с.
31. Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И., Резванов Р.А. Геофизические методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1991. – 223 с.
32. Хуснуллин М.Х. Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов. – М.: Недра, 1989.- 190 с.

33. Блинов А.Ф., Дияшев Р.Н. Исследование совместно эксплуатируемых пластов. – М.: Недра, 1971. – 176 с.
34. Итенберг С.С., Дахкильгов Т.Д. Геофизические исследования в скважинах. – М.: Недра, 1982. – 351 с.
35. Соколовский Э.В., Зайцев В.М. Применение изотопов на нефтяных пластах. – М.: Недра, 1971. – 160 с.
36. Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Гренчиков Ю.И. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов. – М.: Недра, 1986. – 157 с.
37. Файзуллин М.Х., Карцев А.А, Лозин Е.В. Обобщенное уравнение определения содержания нефтепромысловых жидкостей в смеси при контроле разработки нефтяных месторождений// Нефть и газ.-1988.- №1. - С. 3-5
38. Шевкунов Е.Н. Интерпретация данных промысловой геофизики. – Уфа: УНИ, 1984. – 97 с.
39. Блажевич В.А., Уметбаев В.Г. Справочник мастера по капитальному ремонту скважин. – М.: Недра, 1985. – 208 с.
40. Баишев Б.Т., Исайчев В.В., Кожакин С.В. Регулирование процесса разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1978. – 197 с.
41. Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995 – 496 с.
42. Ованесов Г.П., Халимов Э.М., Ованесов М.Г. Совершенствование разработки нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1973. - 163 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица П.1

Вариант		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Дата	т. дней	Добыча нефти по месяцам, т											
01.01.97	31	85	94	102	111	119	128	136	145	153	162	170	77
01.02.97	28	29	32	35	38	41	44	46	49	52	55	58	26
01.03.97	31	68	75	82	88	95	102	109	116	122	129	136	61
01.04.97	18	34	37	41	44	48	51	54	58	61	65	68	31
01.05.97	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01.06.97	26	56	62	67	73	78	84	90	95	101	106	112	50
01.07.97	31	43	47	52	56	60	65	69	73	77	82	86	39
01.08.97	31	31	34	37	40	43	47	50	53	56	59	62	28
01.09.97	30	41	45	49	53	57	62	66	70	74	78	82	37
01.10.97	26	32	35	38	42	45	48	51	54	58	61	64	29
01.11.97	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01.12.97	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01.01.98	15	23	25	28	30	32	35	37	39	41	44	46	21
01.02.98	28	33	36	40	43	46	50	53	56	59	63	66	30
01.03.98	31	48	53	58	62	67	72	77	82	86	91	96	43
01.04.98	30	37	41	44	48	52	56	59	63	67	70	74	33
01.05.98	27	31	34	37	40	43	47	50	53	56	59	62	28
01.06.98	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01.07.98	24	28	31	34	36	39	42	45	48	50	53	56	25
01.08.98	3	3	3	4	4	4	5	5	5	5	6	6	3
01.09.98	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01.10.98	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01.11.98	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01.12.98	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01.01.99	6	23	25	28	30	32	35	37	39	41	44	46	21
01.02.99	28	104	114	125	135	146	156	166	177	187	198	208	94
01.03.99	31	181	199	217	235	253	272	290	308	326	344	362	163
01.04.99	30	159	175	191	207	223	239	254	270	286	302	318	143
01.05.99	31	184	202	221	239	258	276	294	313	331	350	368	166
01.06.99	30	130	143	156	169	182	195	208	221	234	247	260	117
01.07.99	31	72	79	86	94	101	108	115	122	130	137	144	65
01.08.99	30	136	150	163	177	190	204	218	231	245	258	272	122
01.09.99	30	191	210	229	248	267	287	306	325	344	363	382	172

Продолжение приложения

Вариант		13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Дата	t, дней	Добыча нефти по месяцам. т											
01.01.98	25	42,5	38,3	46,8	51,0	53,1	55,3	59,5	63,8	68,0	72,3	76,5	80,8
01.02.98	14	14,5	13,1	16,0	17,4	18,1	18,9	20,3	21,8	23,2	24,7	26,1	27,6
01.03.98	20	34,0	30,6	37,4	40,8	42,5	44,2	47,6	51,0	54,4	57,8	61,2	64,6
01.04.98	9	17,0	15,3	18,7	20,4	21,3	22,1	23,8	25,5	27,2	28,9	30,6	32,3
01.05.98	5	10,0	9,0	11,0	12,0	12,5	13,0	14,0	15,0	16,0	17,0	18,0	19,0
01.06.98	19	28,0	25,2	30,8	33,6	35,0	36,4	39,2	42,0	44,8	47,6	50,4	53,2
01.07.98	16	21,5	19,4	23,7	25,8	26,9	28,0	30,1	32,3	34,4	36,6	38,7	40,9
01.08.98	8	15,5	14,0	17,1	18,6	19,4	20,2	21,7	23,3	24,8	26,4	27,9	29,5
01.09.98	15	20,5	18,5	22,6	24,6	25,6	26,7	28,7	30,8	32,8	34,9	36,9	39,0
01.10.98	10	16,0	14,4	17,6	19,2	20,0	20,8	22,4	24,0	25,6	27,2	28,8	30,4
01.11.98	30	50,0	45,0	55,0	60,0	62,5	65,0	70,0	75,0	80,0	85,0	90,0	95,0
01.12.98	28	45,0	40,5	49,5	54,0	56,3	58,5	63,0	67,5	72,0	76,5	81,0	85,5
01.01.99	6	11,5	10,4	12,7	13,8	14,4	15,0	16,1	17,3	18,4	19,6	20,7	21,9
01.02.99	9	16,5	14,9	18,2	19,8	20,6	21,5	23,1	24,8	26,4	28,1	29,7	31,4
01.03.99	18	24,0	21,6	26,4	28,8	30,0	31,2	33,6	36,0	38,4	40,8	43,2	45,6
01.04.99	13	18,5	16,7	20,4	22,2	23,1	24,1	25,9	27,8	29,6	31,5	33,3	35,2
01.05.99	11	15,5	14,0	17,1	18,6	19,4	20,2	21,7	23,3	24,8	26,4	27,9	29,5
01.06.99	21	25,0	22,5	27,5	30,0	31,3	32,5	35,0	37,5	40,0	42,5	45,0	47,5
01.07.99	17	24,0	21,6	26,4	28,8	30,0	31,2	33,6	36,0	38,4	40,8	43,2	45,6
01.08.99	18	20,0	18,0	22,0	24,0	25,0	26,0	28,0	30,0	32,0	34,0	36,0	38,0
01.09.99	11	10,0	9,0	11,0	12,0	12,5	13,0	14,0	15,0	16,0	17,0	18,0	19,0
01.10.99	10	8,0	7,2	8,8	9,6	10,0	10,4	11,2	12,0	12,8	13,6	14,4	15,2
01.11.99	7	5,0	4,5	5,5	6,0	6,3	6,5	7,0	7,5	8,0	8,5	9,0	9,5
01.12.99	5	3,0	2,7	3,3	3,6	3,8	3,9	4,2	4,5	4,8	5,1	5,4	5,7
01.01.00	27	29,0	26,1	31,9	34,8	36,3	37,7	40,6	43,5	46,4	49,3	52,2	55,1
01.02.00	30	64,0	57,6	70,4	76,8	80,0	83,2	89,6	96,0	102,4	108,8	115,2	121,6
01.03.00	30	90,5	81,5	99,6	108,6	113,1	117,7	126,7	135,8	144,8	153,9	162,9	172,0
01.04.00	30	99,5	89,6	109,5	119,4	124,4	129,4	139,3	149,3	159,2	169,2	179,1	189,1
01.05.00	30	92,0	82,8	101,2	110,4	115,0	119,6	128,8	138,0	147,2	156,4	165,6	174,8
01.06.00	30	89,0	80,1	97,9	106,8	111,3	115,7	124,6	133,5	142,4	151,3	160,2	169,1
01.07.00	30	76,0	68,4	83,6	91,2	95,0	98,8	106,4	114,0	121,6	129,2	136,8	144,4
01.08.00	30	90,0	81,0	99,0	108,0	112,5	117,0	126,0	135,0	144,0	153,0	162,0	171,0
01.09.00	30	95,5	86,0	105,1	114,6	119,4	124,2	133,7	143,3	152,8	162,4	171,9	181,5

Содержание

Введение	3
1. СБОР И ПЕРВИЧНАЯ ОБРАБОТКА ПРОМЫСЛОВОГО МАТЕРИАЛА ДЛЯ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ	4
1.1. Структурная схема контроля разработки нефтегазовых месторождений	4
1.2. Характеристика основных промысловых параметров для анализа разработки. Первичная обработка промысловой информации	8
1.3. Экстраполяционные методы прогноза текущих и конечных показателей разработки	12
1.3.1. Оценка технологической эффективности воздействия	15
2. ИНТЕГРАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ	23
2.1. Понятие об интегральных методах контроля разработки	23
2.2. Структурная схема создания АГПМ	24
2.3. Задачи, решаемые с помощью АГПМ	25
3. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ	29
3.1. Понятие о дифференциальных методах контроля	29
3.1.2. Комплексование геофизических методов контроля в зависимости от геолого-физических условий разработки и конструкции скважин	33
3.2. Применение электрометрии в обсаженных скважинах для контроля текущей нефтенасыщенности и нефтеотдачи	34
3.3. Обобщение дифференциальных методов исследований для контроля разработки объекта	37
4. ПРИМЕНЕНИЕ ИНДИКАТОРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ	39
4.1. Основные типы индикаторных жидкостей. Задачи, решаемые с помощью индикаторных жидкостей	39
4.2. Методы регистрации индикаторных жидкостей	42
4.3. Метрологические характеристики геохимического распознавания нефтепромысловых жидкостей в двойных смесях	42
5. КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН	49
5.1. Основные задачи и методы контроля технического состояния скважин	49
6. РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	52
Заключение	55
Список литературы	56
Приложение	59

ТОКАРЕВ МИХАИЛ АНДРЕЕВИЧ
АХМЕРОВА ЭЛЬВИРА РАФИСОВНА
ФАЙЗУЛЛИН МАРАТ ХАБИБДРАХМАНОВИЧ

КОНТРОЛЬ И РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ
НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Редактор А.А.Синилова

Изд.лиц. ЛР № 020267 от 22.11.96

Подписано в печать 22.11.01. Бумага офсетная № 2. Формат 60х84 1/16.

Гарнитура «Таймс». Печать офсетная. Усл.-печ.л. 4,0. Уч.-изд.л. 3,6.

Тираж 200 экз. Заказ 117

Издательство Уфимского государственного нефтяного технического
университета

Типография Уфимского государственного нефтяного технического
университета

Адрес издательства и типографии:

450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1

