

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
Кафедра Механики многофазных систем

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ
В ГЭК И ПРОВЕРЕНО НА ОБЪЕМ
ЗАИМСТВОВАНИЯ

И.о. заведующего кафедрой
к.ф.-м.н.


15.06. П.Ю. Михайлов
2017 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ
ТОНКИХ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК

03.04.02 Физика

Магистерская программа «Техническая физика в нефтегазовых технологиях»

Выполнил работу
Студент 2 курса
очной
формы обучения



Полковников
Федор
Игоревич

Научный руководитель
д.т.н., к.ф.-м.н.



Степанов
Сергей
Викторович

Научный консультант
к.т.н., старший эксперт
ООО «ТННЦ»



Юшков
Антон
Юрьевич

Рецензент
к.т.н., руководитель
направления
ООО «Газпромнефть НТЦ»



Самоловов
Дмитрий
Алексеевич

г. Тюмень, 2017

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	4
СПИСОК РИСУНКОВ.....	5
СПИСОК ТАБЛИЦ.....	7
АННОТАЦИЯ	8
ВВЕДЕНИЕ	9
1. ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ И МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК	11
1.1 Нефтяная оторочка.....	11
1.2 Особенности разработки нефтяных оторочек	14
1.2.1 Факторы, влияющие на разработку нефтяных оторочек	14
1.2.2 Конусообразование	18
1.2.3 Способы разработки залежей с нефтяными оторочками	24
1.3 Способы расчета работы скважин.....	39
1.3.1 Методы расчета критических дебитов для вертикальных и горизонтальных скважин.....	39
1.3.2 Моделирование разработки с использованием гидродинамических моделей.....	42
2. РАСЧЕТ ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИН.....	47
2.2 Использование численного моделирования для расчета оптимального забойного давления.....	55
2.3 Определение граничных условий рентабельности разработки залежи	61
3. ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ ТОНКИХ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК	65
3.1 Возможность применения сайклинг-процесса для добычи нефти тонких нефтяных оторочек	65

3.2 Описание объекта моделирования	68
3.3 Результаты расчетов.....	71
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	75
СПИСОК ИСТОЧНИКОВ	77

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

q_{oc} – критический дебит нефти

ρ_w – плотность воды

ρ_o – плотность нефти

ρ_g – плотность газа

k_h – горизонтальная проницаемость

k_z – вертикальная проницаемость

h – нефтенасыщенная мощность пласта

L – длина горизонтального участка скважины

D_b – расстояние между горизонтальной скважиной и ВНК

D_t – расстояние между горизонтальной скважиной и ГНК

μ_o – вязкость нефти

B_o – объемный коэффициент нефти

r_w – радиус скважины

r'_w – эффективный радиус горизонтальной скважины

r_e – внешний радиус горизонтальной скважины

A – площадь дренирования горизонтальной скважины

ВНК – водонефтяной контакт

ГНК – газонефтяной контакт

АВПД – аномально высокое пластовое давление

СПИСОК РИСУНКОВ

1.1 Классификация нефтяных оторочек	12
1.2 Блок-схема технико-экономического развития	14
1.3 Предварительная оценка метода разработки нефтяной оторочки	15
1.4 Конусообразование для случая вертикальной скважины	19
1.5 Подтягивание конуса газа к горизонтальной скважине	20
1.6 - Вертикальное вытеснение нефти газом или водой	21
1.7 - Гравитационное дренирование	21
1.8 Структурная карта по кровле пласта V месторождения Палванташ.	28
1.9 Структурная карта кровли бобриковского горизонта Коробковского месторождения.	29
1.10 Классификация технологий водогазового воздействия на пласт	34
1.11 Схема расположения ряда нагнетательных и двух рядов добывающих скважин	38
1.12 Конусообразование в вертикальной скважине и переменные, необходимые для расчета критического дебита	40
1.13 Пример номограммы для расчета безразмерного критического дебита по методу Chierici	41
2.1 Одновременное образование конусов газа и воды в нефтяной оторочке для вертикальной скважины	48
2.2 Значения безгазового дебита для вертикальной скважины в зависимости от положения интервала перфорации и анизотропии	51
2.3 Значения безводного дебита для вертикальной скважины в зависимости от положения интервала перфорации и анизотропии	51
2.4 Значения безгазового дебита для горизонтальной скважины в зависимости от положения ГС и анизотропии	53
2.5 Значения безводного дебита для горизонтальной скважины в зависимости от положения ГС и анизотропии	53
2.6 Размещение скважины и сектор моделирования на карте эффективных	56

нефтенасыщенных толщин рассматриваемого объекта	
2.7 Обоснование забойного давления	58
2.8 Динамика добычи нефти по вариантам 1 и 2	60
2.9 Расчетная область синтетической гидродинамической модели с локальным измельчением сетки	62
2.10 Зависимость NPV от депрессии для значения $h_{эфф}=5м$	62
2.11 Зависимость NPV от депрессии для значения $h_{эфф}=20м$	63
2.12 Зависимость NPV от депрессии для значения $h_{эфф}=30м$	63
2.13 Зависимость NPV от депрессии для значения $h_{эфф}=40м$	63
2.14 Зависимость оптимальной депрессии от толщины оторочки	64
2.15 Матрица рентабельности разработки нефтяных оторочек	64
3.1 Принципиальная схема сайклинг-процесса в нефтяной оторочке	67
3.2 Микроскопическое описание процесса закачки сухого газа	67
3.3 Кривая конденсатосодержания	70
3.4 Размещение фонда в двух вариантах на карте эффективных нефтенасыщенных толщин рассматриваемого объекта	70
3.5 Распределение насыщенности по разрезу модели после прокачки коллектора сухим газом; а – начальный момент времени); б – спустя 20 лет расчета	71
3.6 Динамика добычи жидких углеводородов и доля испаренной нефти в продукции по варианту сайклинг-процесса	72
3.7 Изменение доли метана в добываемой продукции от времени	73

СПИСОК ТАБЛИЦ

1.1 Влияние геолого-физических факторов на сложность разработки нефтяной оторочки	15
1.2 Способы разработки нефтяных оторочек без ППД	27
1.3 Нетрадиционные методы разработки нефтяных оторочек	36
2.1 Исходные данные для расчета, скважина 1 (вертикальная)	48
2.2 Варьируемые параметры при расчете критического дебита	49
2.3 Исходные данные для расчета, скважина 2 (горизонтальная)	49
2.4 Значения безгазового дебита для вертикальной скважины в зависимости от положения интервала перфорации и анизотропии	50
2.5 Значения безводного дебита для вертикальной скважины в зависимости от положения интервала перфорации и анизотропии	50
2.6 Значения депрессий, требуемых для обеспечения безгазовых дебитов в случае вертикальной скважины	52
2.7 Значения безгазового дебита для горизонтальной скважины в зависимости от положения ГС и анизотропии	52
2.8 Значения безводного дебита для горизонтальной скважины в зависимости от положения ГС и анизотропии	53
2.9 Значения депрессий, требуемых для обеспечения безгазовых дебитов в случае ГС	54
2.1 Исходные данные в секторной гидродинамической модели	57
2.11 Исходные данные для расчета экономических показателей	59
2.12 Сопоставление результатов расчетов	60
3.1 Исходные данные рассматриваемого объекта	68
3.2 Компонентный состав нефти рассматриваемого объекта	69
3.3 Сопоставление результатов расчетов технологий 1 и 2	73

АННОТАЦИЯ

Цель магистерской диссертации – исследование особенностей многофазной фильтрации при разработке тонких нефтяных оторочек для обоснования оптимальной технологии разработки. Актуальность работы связана с существующими проблемами разработки таких объектов. Для выполнения поставленных целей были выделены два блока задач: расчет оптимальных режимов работы скважин в разных геологических условиях и расчет с применением композиционного гидродинамического моделирования по воспроизведению фазовых переходов в нефтегазоконденсатной залежи с тонкой нефтяной оторочкой с учетом компонентного состава пластового флюида для обоснования эффективности технологии разработки нефтяных оторочек, связанной с закачкой сухого газа.

Для выбора оптимальных забойных давлений произведено сравнение аналитического метода подбора режима эксплуатации скважин и способа, основанного на гидродинамическом моделировании. Проведено исследование границ рентабельности разработки залежей с нефтяными оторочками с применением методов гидродинамического моделирования – многовариантные расчеты на синтетической модели нефтяной оторочки. Для оценки эффективности технологии разработки на основе сайклинг-процесса проведены численные расчеты различных вариантов разработки для тонких нефтяных оторочек, дано описание особенностей поведения многокомпонентных систем при закачке сухого газа высокого давления.

ВВЕДЕНИЕ

Большая часть неразрабатываемых запасов в России относится к трудноизвлекаемым запасам (ТРИЗ) и отличается низкой изученностью (более 60% относится к категории запасов С2). Распределение ТРИЗ по видам имеет следующий вид: нефть в низкопроницаемых коллекторах (менее 0.03 мкм²) – 65%, высоковязкая нефть (более 30сПз) – 17%, нефтяные оторочки и подгазовые залежи – 13%, шельф – 5%

К категории ТРИЗ на сегодняшний день относятся:

1. Выработанные (истощенные) залежи.
2. Залежи с высоковязкими нефтями.
3. Залежи с низкопроницаемыми коллекторами.
4. Сланцевые коллектора.
5. Тонкие нефтяные оторочки.
6. Месторождения, удаленные от инфраструктуры.

На сегодняшний день около 3.7 млрд.т нефти подгазовых зон и нефтяных оторочек не разрабатывается [1]. Основными проблемы разработки таких залежей являются неконтролируемые прорывы газа к нефтяным скважинам, даже при низкой депрессии. Зачастую, даже относительно небольшое снижение пластового давления приводит к разгазированию нефти, а после этого, как известно, количество неизвлекаемой нефти значительно увеличивается. Существующие системы поддержания пластового давления (ППД) оказываются неэффективны и не способны удержать газовую шапку в первоначальном ее положении. Все эти и многие другие сложности обуславливают низкие коэффициенты извлечения нефти (КИН) <0.2. В результате, разработка таких залежей оказывается экономически нерентабельной.

Данная магистерская диссертация представляет обобщение существующих практик в разработке нефтяных оторочек и посвящена исследованию многофазной фильтрации при разработке тонких нефтяных оторочек, а также поиску технологий, позволяющих эффективно разрабатывать подгазовые зоны/нефтяные оторочки в разных геологических условиях.

Глава 1 посвящена обзору литературы и научных трудов об особенностях разработки нефтяных оторочек, критериев, влияющих на их разработку, обзор сложившихся методов разработки нефтяных оторочек. Описаны принципы моделирования разработки с использованием гидродинамического моделирования. Представлены методики расчета оптимальных режимов работы скважин.

В главе 2 приводится сопоставительный расчет оптимальных режимов работы скважин. Приводятся результаты многовариантных расчетов с целью определения граничных условий рентабельности разработки нефтяных оторочек.

Глава 3 посвящена рассмотрению физических основ теории испарения нефти. В главе представлены результаты композиционных гидродинамических расчетов по воспроизведению фазовых переходов в нефтегазоконденсатной залежи с тонкой нефтяной оторочкой для обоснования эффективности разработки данных объектов с помощью испарения легких компонентов нефти в газовую фазу. Дано описание особенностей многофазной фильтрации для вариантов разработки тонкой нефтяной оторочки на естественном режиме и при закачке сухого газа.

В заключении приведены выводы и результаты работы.

1. ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ И МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК

1.1 Нефтяная оторочка

Термин «нефтяная оторочка» в разное время имел различный смысл. Он определялся многими авторами в разных публикациях и трудах, а также в правилах разработки нефтяных и газонефтяных месторождений и классификациях запасов и прогнозных ресурсов нефти и газа, рассмотрим некоторые варианты определений[2-6].

В Правилах разработки нефтяных и газонефтяных месторождений (Москва – 1987г.) нефтяной оторочкой называлась нефтяная часть нефтегазовой залежи с поровым объемом нефти, составляющем четверть от суммарного объема нефтяной и газовой части.

В соответствии с Классификацией запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, от 01.01.2009 г. оторочка это нефтяная часть нефтегазовой залежи, в которой нефтяная часть составляет по объему условного топлива менее 50%.

В действующей на сегодняшний день Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, от 01.01.2016 г. нефтяной оторочкой считается нефтяная часть нефтегазовой залежи, в которой объем нефтяной части меньше объема газовой шапки.

Также нефтяные оторочки делятся по характеру контакта (М.А. Жданов, 1989):

1. Полностью контактированные краевой водой
2. Частично контактированные краевой водой и частично экранированные непроницаемой поверхностью
3. Не имеющие контакта с краевой водой

Классификация оторочек по происхождению (С.В.Буракова, 2013)

1. Конденсационные
2. Остаточные
3. Смешанные

По морфологическому признаку (В.Е. Киченко, 2003)

А) кольцевая ($\text{Эг} > \text{Н}$):

1. массивная водоплавающая ($(\text{Эн} + \text{Эг}) < \text{Н}$);
2. подстилающая ($\text{Эн} < \text{Эг} > \text{Н}$);
3. пластовая ($\text{Эн} > \text{Эг} < \text{Н}$);

Для определения наиболее перспективных объектов поиска подгазовых областей предлагается выделять в таких залежах «сухую зону», т.е. зону, в которой нефть не контактирует с пластовой водой.

Б) козырьковая:

1. литологически экранированная;
2. тектонически экранированная;
3. гидродинамически локализованная.

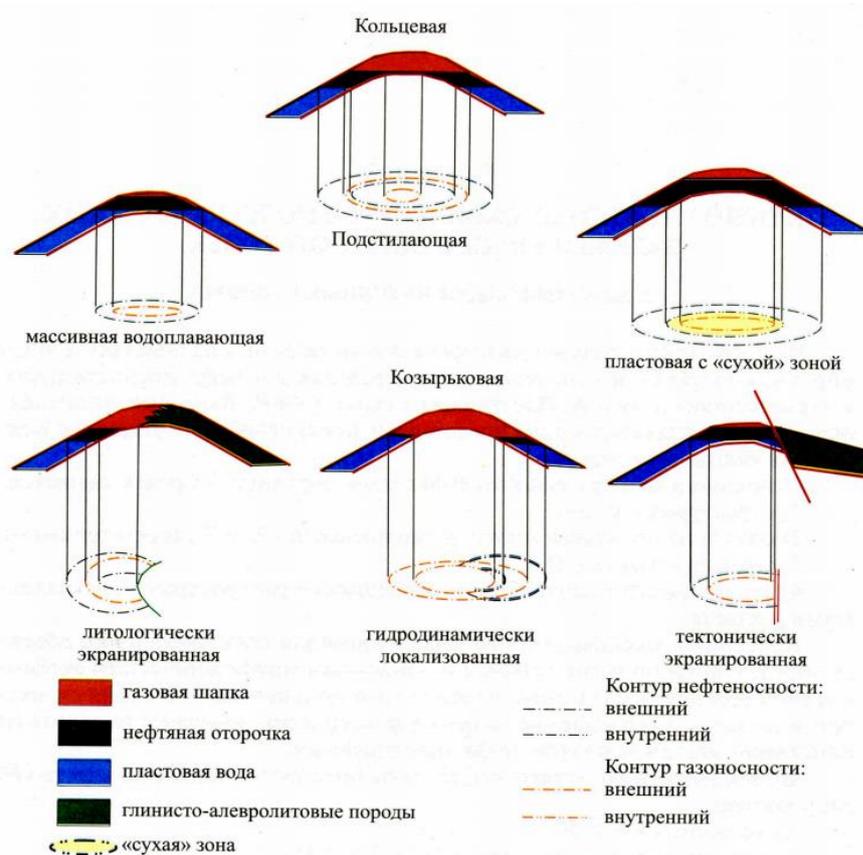


Рисунок 1.1 Классификация нефтяных оторочек по морфологическому признаку (В.Е. Киченко, 2003)

В нефтяных оторочках массивно-водоплавающего типа запасы нефти приурочены к газовой зоне, в которой оторочка ограничена ГНК и ВНК. В

оторочках кольцевого типа – подстилающих и пластовой с сухой зоной основные запасы приходится на чисто нефтяную зону, в которой нефтяная оторочка не контактирует ни с газом, ни с аквифером, а изолирована кровлей и подошвой пласта.

1.2 Особенности разработки нефтяных оторочек

1.2.1 Факторы, влияющие на разработку нефтяных оторочек

Успешная система разработки нефтяной оторочки зависит от совокупности геолого-физических и технико-экономических факторов. Исходя из имеющегося опыта разработки, рассмотрим факторы, которые оказывают наибольшее влияние на разработку нефтяных оторочек. Как видно из рис. 1.2, необходима поэтапная оценка системы разработки нефтяной оторочки: верное описание пласта и динамики флюидов являются необходимыми составляющими для оценки потенциала оторочки.



Рисунок 1.2 Блок-схема технико-экономического развития

Существуют разные взгляды на систему разработки оторочки [7]. В качестве предварительной оценки системы разработки предлагают следующие критерии: параметр М (M factor): отношение объема газовой шапки к объему нефтяной части, и мощность нефтяной оторочки. Такой способ оценки был ранее использован в [4] приведен на рис. 1.3

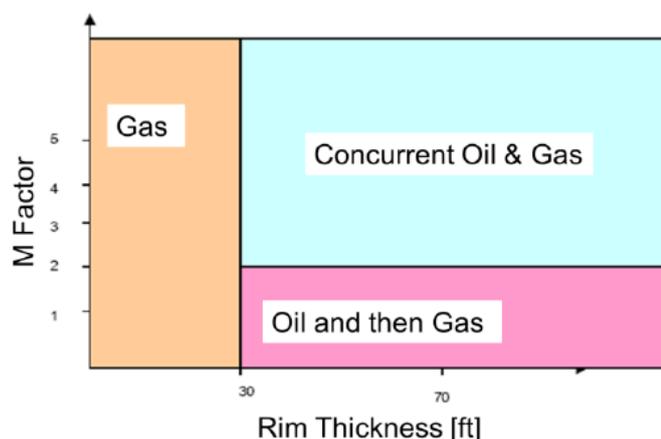


Рисунок 1.3 Предварительная оценка метода разработки нефтяной оторочки

Если толщина нефтяной зоны меньше 9м, то добывается газ, если эффективная нефтенасыщенная толщина больше 9м и $M < 2$, то осуществляется последовательная разработка сначала нефти, потом газа, и если толщина нефтяной зоны больше 9м и $M > 2$, то допустима одновременная разработка нефти и газа.

Приведем таблицу геолого-физических факторов, которые оказывают наибольшее влияние на сложность разработки нефтяной оторочки (табл. 1.1).

Таблица 1.1

Влияние геолого-физических факторов на сложность разработки нефтяной оторочки

Параметры	Очень сложно	Средняя сложность	Небольшая сложность
Мощность нефтяной части	<9 м	9-20 м	>20 м
Газовая шапка	$M > 7$ и/или НЗСГ > 27 млрд.м ³	$M > 2$ и/или НЗСГ > 0,027 млрд.м ³	$M < 2$ и/или НЗСГ < 0,027 млрд.м ³
Подвижность	$K < 500$ мД $\mu > 1$ сП	$K 500-1000$ мД $\mu > 1$ сП	$K > 1000$ мД $\mu < 1$ сП

Параметры	Очень сложно	Средняя сложность	Небольшая сложность
Мощность аквифера	<25% от общей мощности	~ 50% от общей мощности	>70% от общей мощности
Геометрия пласта	Сложная геометрия, большие углы наклона пласта	Сложная геометрия, небольшие углы наклона пласта	Простая геометрия, малые или незначительные углы наклона пласта

Разумеется, есть множество геолого-физических и других факторов, влияющих на разработку[8]. Выявить влияние некоторых из них является одной из задач настоящей работы. Перечислим несколько параметров, наиболее важных:

1. Тип коллектора
2. Угол падения пласта
3. Параметр М (отношение объема газовой шапки к объему нефтенасыщенной части)
4. Н газонасыщ, Н нефтенасыщ
5. Проницаемость
6. Расчлененность
7. Анизотропия проницаемости
8. Связность коллектора
9. Мощность аквифера
10. Флюидонасыщенность
11. Вязкость и подвижность флюидов
12. Величина переходной зоны
13. Пластовое давление.

Обоснование оптимального режима работы нефтяных скважин, расположенных в нефтяных оторочках требует учета геологических особенностей залежей, учета фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и других многих факторов[9]. Авторами [10] не только выделены геологические особенности нефтяных оторочек, основные проблемы разработки, но и предлагается концептуальная методика проектирования разработки. В целом, для достижения максимальной нефтеотдачи при сохранении положительных экономических показателей при работе с нефтяными оторочками следует руководствоваться следующими общими принципами.

Для нефтяных оторочек подстилающего типа характерны технологии разработки:

- Регулярные системы разработки
- Ограниченные депрессии
- Бурение многоствольных/горизонтальных скважин

Для нефтяных оторочек краевого типа:

- Адаптивные системы разработки с применением горизонтальных скважин большой длины
- Ограниченные депрессии, обеспечивающие безгазовые режимы работы скважин
- Барьерное заводнение

Геологические проблемы разработки нефтяных оторочек:

- Контактная структура запасов (наличие газа/воды)
- Высокая чувствительность оторочки на изменения в газовой шапке
- Низкие фильтрационно-ёмкостные свойства

Технологические проблемы разработки нефтяных оторочек:

- Расформирование оторочки вследствие опережающей добычи газа
- Прорывы воды/газа

- Выбор профиля скважины
- Неэффективность ППД
- Выбор системы разработки
- Низкая продуктивность пластов вследствие наличия нефтяных зон с обширными газовыми шапками и опережающей разработки газовой части

Экономические проблемы разработки нефтяных оторочек:

- Отсутствие инфраструктуры
- Удаленность активов
- Нерентабельность проектов вследствие низкой продуктивности пластов

Необходимо, однако отметить, что вышеуказанные принципы могут быть несправедливы в каких-либо отдельных случаях и подход в решении задач будет заключаться в использовании математического моделирования совместно с численными методами, что позволит учесть особенности залегания флюидов в пласте, эмпирические зависимости фазовых проницаемостей, свойства флюидов и пластов коллекторов и т.д.

1.2.2 Конусообразование

Конусообразование – процесс движения воды из аквифера или газа из газовой шапки к интервалу перфорации нефтяной скважины. [11]

Конусообразование вызвано опережающим движением подстилающих вод или газа газовой шапки к забою нефтяной скважины. Конусообразование ведет к существенному уменьшению продуктивности скважин вследствие падения фазовой проницаемости по нефти, и в конечном счете уменьшению нефтеотдачи. Предотвращение этого явления необходимо для увеличения конечной нефтеотдачи месторождения [12].

Точного математического решения задачи конусообразования так и не было построено, однако в настоящее время существует понимание основных принципов процесса фильтрации флюида в пластах с газовой шапкой,

позволяющих строить приблизительные решения, достаточно хорошо описывающие реальную ситуацию.

На рис. 1.4 показан механизм образования конуса в том случае, когда скважина вскрывает небольшой интервал вблизи подошвы нефтяного пласта, характеризующегося наличием газовой шапки. Первоначально скважина добывает нефть без газа. Положение ГНК отражает распределение давления, необходимого для движения нефти. Мощность нефтяного пласта отвечает расстоянию от точки контакта до подошвы на значительном удалении от скважины вглубь пласта. Наклон поверхности контакта в каждой точке характеризуется величиной горизонтального градиента давления в нефтяном пласте непосредственно ниже контакта.

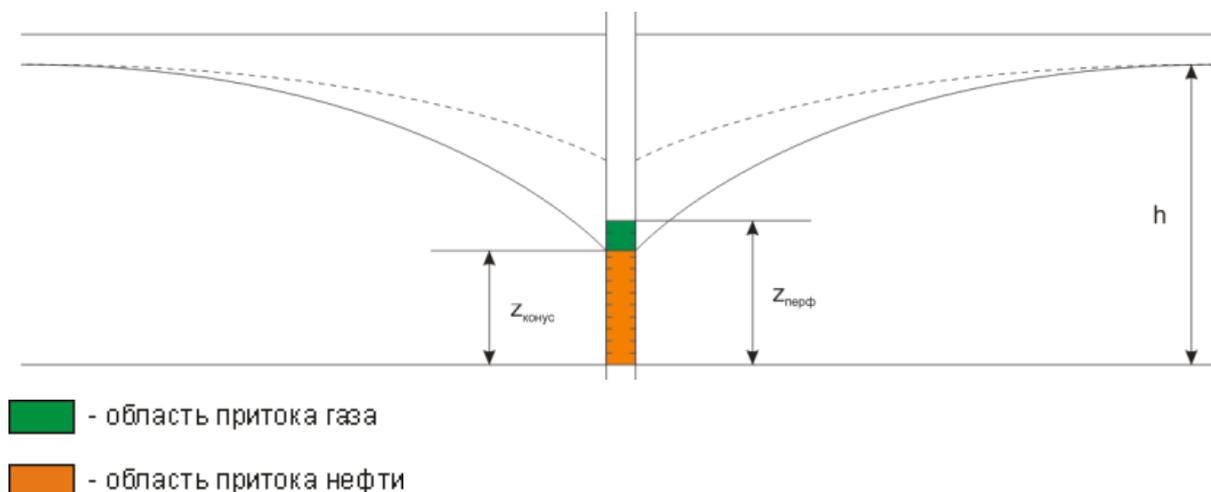


Рисунок 1.4 Конусообразование для случая вертикальной скважины

При увеличении дебита нефти (например, при снижении забойного давления), градиент давления возрастает, поэтому происходит продвижение поверхности ГНК к скважине. При определенном значении дебита градиент у поверхности скважины вырастает фактически до бесконечности (наклон контактной поверхности становится вертикальным), и происходит быстрый прорыв газа в добывающую скважину. Такой дебит называется критическим.

На месторождении с нефтяной оторочкой для горизонтальной скважины прорыв газа с точки зрения падения дебита нефти более критичен, чем для

вертикальной. Из рис.1.5 видно, что острая вершина конуса предшествует прорыву.

К примеру, на Чаядинском месторождении после прорыва газа в вертикальную скважину дебит упал в 1,3 раза [13]. На Норвежском месторождении Troll с горизонтальной скважиной после прорыва газа дебит упал в 6,3 раза [14].

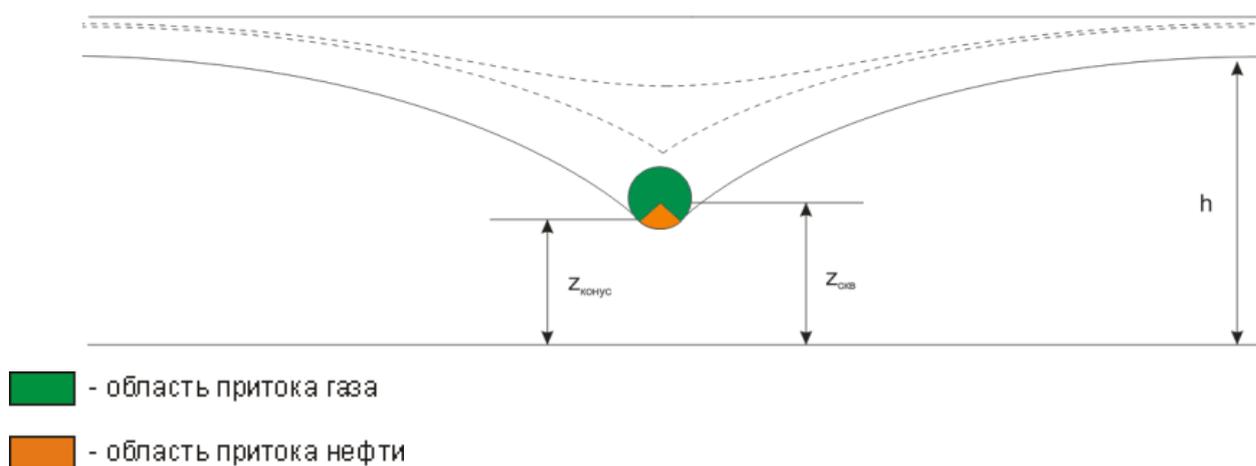


Рисунок 1.5 Подтягивание конуса газа к горизонтальной скважине

Процесс добычи нефти из оторочки без прорыва газа состоит из двух этапов:

- 1) Вертикальное вытеснение нефти газом и/или водой – вершины ГНК и/или ВНК продвигаются к скважине, оставляя контакты стабильными и вытесняя нефть из объема на небольшом расстоянии от скважины (Рис.1.6);
- 2) Гравитационное дренирование - вершины ГНК и/или ВНК остаются неподвижными, вытесняя нефть из областей, лежащих за пределами первоначального конуса (Рис.1.7).

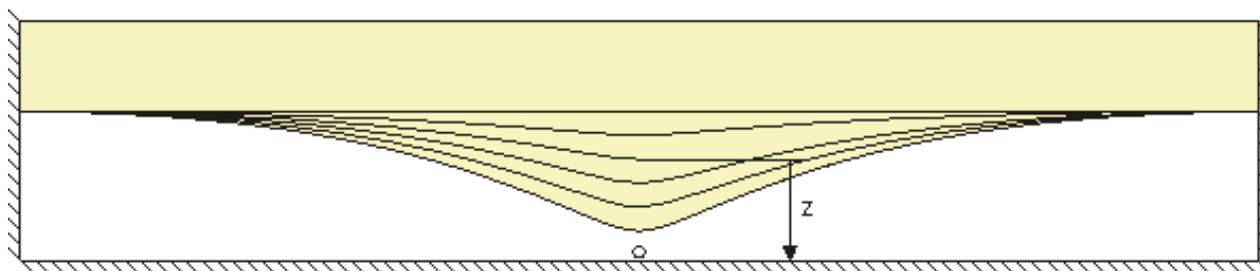


Рисунок 1.6 - Вертикальное вытеснение нефти газом или водой

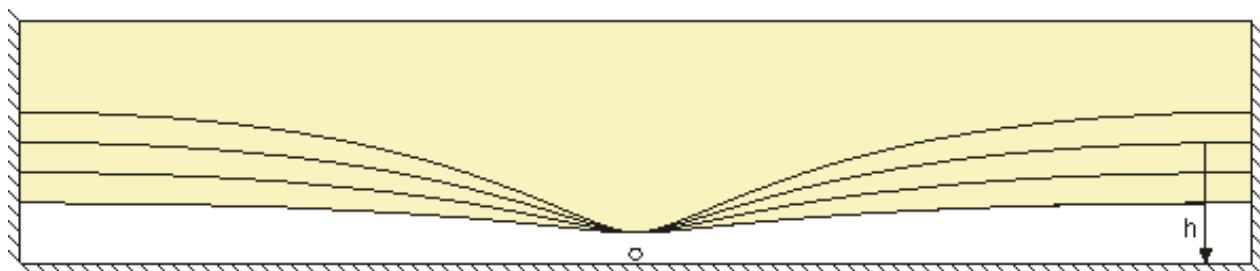


Рисунок 1.7 - Гравитационное дренирование

Большое значение имеет реализация рациональной разработки нефтегазоконденсатных и нефтегазовых залежей с водонапорным режимом. Он характерен тем, что при постоянном пластовом давлении компенсация обторов равна 1. В этом случае движение ВНК ведет к тому, что скважины, которые располагаются водонефтяной зоне, обводняются. Обводнение скважин приводит к росту операционных затрат, и как следствие, росту себестоимости добычи нефти, ухудшению показателей разработки. Поскольку конус описывает движение поверхности вода-нефть или газ-нефть в локальной области, то, рассматривая режим работы отдельной скважины, необходимо проводить различие между продвижением краевых и подошвенных вод. В первом случае движение воды идет вдоль напластования, что проявляется в случае достаточно тонких продуктивных пластов, особенно в залежах с большими углами падения. Второй случай характерен для пластов, залегающих с небольшими углами наклона. Так как в природе чаще всего встречаются некоторые промежуточные случаи, а крайние случаи наблюдаются редко, то можно выделить три типа притока нефти при водонапорном режиме:

- нефть поступает к забоям скважин преимущественно под воздействием подошвенных вод, краевые воды малоактивны, то есть скорость продвижения границы раздела нефть-вода превышает скорость, с которой происходит стягивание контура нефтеносности;

- вытеснение нефти происходит за счет продвижения краевых вод вдоль напластования. Подошвенные воды при этом малоактивны, таким образом, скорость продвижения контура ВНК в несколько раз больше скорости подъема поверхности подошвенной воды;

- приток нефти к скважинам происходит как за счет продвижения краевых, так и подошвенных вод, а также, в случае наличия газовой шапки и за счет продвижения газонефтяного контакта.

Последний вариант наиболее сложен, хотя приближенно оценить происходящий при этом процесс можно, сведя его к одному из первых двух. Качественная сторона процесса конусообразования, т.е. форма поверхности раздела вода-нефть или нефть-газ не зависит от того, является ли подошвенная вода движущим фактором или она малоактивна. Но при этом качественном подобии физические причины, вызывающие образование конуса, различны.

В случае активности подошвенных вод из-за высокого пластового давления в области аквифера и пониженного давления в призабойной зоне нефтяной скважины граница раздела испытывает высокий перепад давления. При этом линии тока будут ортогональны исходной поверхности ВНК и направлены вверх. Приближаясь к забою скважины, на уровне интервала перфорации пласта они начинают отклоняться. Вытеснение нефти происходит за счет продвижения ВНК, сопровождаемого образованием конуса воды. Причина образования конусообразной формы поверхности раздела вода-нефть (нефть-газ или газ-вода) заключается в том, что величина вертикальной составляющей скорости продвижения флюидального контакта принимает максимальное значение по оси скважины. Качественно такая форма поверхности раздела фаз формируется и в том случае, даже если подошвенная вода не принимает участие в вытеснении либо она малоактивна. При этом поток нефти (газа) к несовершенной скважине на

расстоянии, большем одного-двух значений продуктивной толщины от ее оси (внешняя зона), можно считать плоскорадиальным, где линии тока располагаются параллельно кровле и подошве пласта.

Внутренняя зона характеризуется пространственным притоком, где линии тока искривлены. В результате такого искривления линий тока появляется вертикальная составляющая скорости фильтрации, значение которой возрастает с приближением к оси скважины. Наличие вертикальной составляющей приводит к подтягиванию поверхности раздела вода-нефть или газ-нефть, а ее уменьшение с увеличением расстояния от оси скважины обуславливает образование конусообразной формы границы раздела. Конус подошвенной воды или газа в данном случае может находиться в статическом равновесии и не оказывать существенного влияния на приток нефти к скважине. Равновесие характеризуется предельным дебитом или депрессией, т.е. дебитом, превышение которого приводит к прорыву воды (газа) в скважину. В случае, если дебит скважины не превышает предельного значения, то прорыв воды (газа) произойдет лишь при достижении вершиной конуса интервала перфорации за счет общего поднятия ВНК или опускания ГНК вследствие истощения залежи. Величина предельного дебита зависит от физических свойств пласта и жидкостей и относительного вскрытия продуктивной части пласта. В пластах с малой проницаемостью вдоль напластования реализация предельных дебитов ввиду их малости экономически невыгодна. Экономически невыгодна эксплуатация скважин и с максимально возможным (потенциальным) дебитом, т.к. вода или верхний газ мгновенно прорываются в скважину и начинается совместный приток нефти и воды или нефти и газа.

Очевидно, рабочие дебиты должны находиться в интервале от предельного до потенциального. Следовательно, такая скважина будет характеризоваться временем безводной или безгазовой эксплуатации [15].

1.2.3 Способы разработки залежей с нефтяными оторочками

Любое месторождение проходит «жизненный цикл», в котором сменяются различные режимы работы залежи, технологии воздействия на пласт, трансформируется система разработки и т.д. Последовательно рассмотрим каждый из этапов данного цикла применительно к нефтяным оторочкам.

Природный режим залежи – естественные силы (виды энергии), обеспечивающие фильтрацию нефти и/или газа в пласте к добывающим скважинам [16].

Для нефтяных залежей характерны следующие режимы:

1. Водонапорный режим;
2. Упруговодонапорный;
3. Газонапорный (режим газовой шапки);
4. Режим растворенного газа;
5. Гравитационный.

Когда пластовой энергии становится недостаточно для извлечения нефти из пласта, применяют методы поддержания пластового давления (ППД), среди которых наиболее распространены закачка воды или газа.

Наконец, на заключительных стадиях разработки месторождений используются третичные методы увеличения нефтеотдачи.

Наиболее простой и наименее затратный метод разработки нефтегазовой залежи вообще и нефтяной оторочки в частности является добыча нефти и газа без ППД, то есть на естественном режиме. Выделяют несколько систем разработки [17]:

I. Опережающая разработка нефтяной зоны с расширением газовой шапки

Опережающая разработка нефтяной зоны без поддержания пластового давления характеризуется расширением газовой шапки и внедрением пластовых вод, если они достаточно активны. Система I широко распространена в зарубежной практике. Для рассматриваемой системы характерна длительная консервация запасов газа газовой шапки и вытеснение всех или части запасов

нефти газом расширяющейся газовой шапки при снижении в ней давления. Область применения системы I ограничена залежами, приуроченными к коллекторам с высокой проницаемостью. Такая система разработки может быть эффективной для НГЗ:

а) приуроченных к пластам с большими углами падения и массивных залежей с большими этажами нефтеносности, в которых вытеснение нефти газом расширяющейся газовой шапки в сочетании с действием гравитационных сил может обеспечить высокую нефтеотдачу;

б) приуроченных к пологозалегающим пластам, при наличии большой нефтяной зоны и при условии, что залежь имеет хорошую гидродинамическую связь с законтурной областью, упругой энергии которой достаточно для выработки основных запасов нефти при небольшом снижении пластового давления и небольшом расширении газовой шапки с преимущественным вытеснением нефти водой.

II. Опережающая разработка нефтяной зоны с контролируемым отбором газа из газовой шапки

Система II предусматривает сначала отбор нефти из нефтяной зоны, но при этом проводится ограниченный отбор газа из газовой шапки, сдерживающий ее расширение. Естественно, что система II осуществима только в залежах с активными пластовыми водами.

Необходимый для этого отбор газа пропорционален начальному объему газовой шапки и темпу падения давления в ней. Систему II можно использовать для более широкого круга залежей, чем предыдущую, так как в природе чаще встречаются залежи с законтурной областью не полностью восполняющей отбираемые количества жидкости, что приводит к падению пластового давления и, следовательно, к нежелательному расширению газовой шапки, которое можно предотвратить, отбирая из нее ограниченное количество газа.

III. Одновременная разработка нефтяной зоны и газовой шапки:

Вариант 1: $P_{гш} > P_{нз}$;

Вариант 2: $R_{гш} < R_{нз}$;

Вариант 3: (преобразование НГЗ в нефтяную)

Система III, предусматривающая одновременную добычу нефти и газа в любых количествах, может осуществляться во множестве вариантов в зависимости от порядка ввода нефтяной зоны и газовой шапки и соотношения отборов нефти и газа (в пластовых условиях).

IV. Опережающая разработка газовой шапки

При значительных запасах нефти добыча газа из газовой шапки, как правило, прекращается. При небольших запасах нефти и залегании их в виде узкой (маломощной) оторочки разработка газовой шапки продолжается. Одновременно начинается эксплуатация нефтяной зоны с максимально возможным темпом отбора нефти. Опережающий отбор газа из газовой шапки существенно меняет состояние запасов нефти, хотя количественно они остаются неизменными, так как нефть не добывается, но мигрирует в газовую шапку. Наименьшие изменения происходят в замкнутых залежах, наибольшие - в залежах с активной пластовой водой.

При значительном превышении газонасыщенного объема пласта над нефтенасыщенным в таких залежах опережающая добыча газа приводит к полной потере балансовых запасов нефти, так как они, не вступая в разработку, переходят в категорию неизвлекаемых как остаточные за фронтом вытеснения.

В таблице 1.2 приведена сводная таблица способов разработки без ППД с примерами и характеристиками залежей.

Способы разработки нефтяных оторочек без ППД

Способ разработки	Режим работы залежи	Месторождение	Н, м	К, Д	μ , мПа·с	КИН
I.Опережающая разработка нефтяной зоны с расширением газовой шапки	Водонапорный, гравитационный	Палванташ (Узбекистан)	600-750	13	4	0.7
	Водонапорный	Конро(Техас)	1500			
	Водонапорный	Анастасиевско-Троицкое	1521-1532	2.6-10	2.64	
	Водонапорный	Коробковское	1680-1860	0.5	0.5-0.8	0.54
II.Опережающая разработка нефтяной зоны с контролируемым отбором газа из газовой шапки	Водонапорный	Коробковское	1680-1860	0.5	0.5-0.8	0.54
III.Одновременная разработка нефтяной зоны и газовой шапки	Водонапорный	Коробковское	1680-1860	0.5	0.5-0.8	0.54
		Анастасиевско-Троицкое	1521-1532	2.6-10	2.64	
IV. Опережающая разработка газовой шапки	Упруговодонапорный	Норсвест Эвард (Оклахома)	1800	0.127	1	

Примеры.

В залежах с большими углами падения и большим этажом нефтеносности эффективна опережающая разработка нефтяной зоны с расширением газовой шапки, пример: месторождение Палванташ (Узбекистан). За первые пять лет было отобрано около 35% балансовых запасов нефти и концу промышленной разработки нефтеотдача составила 70%.

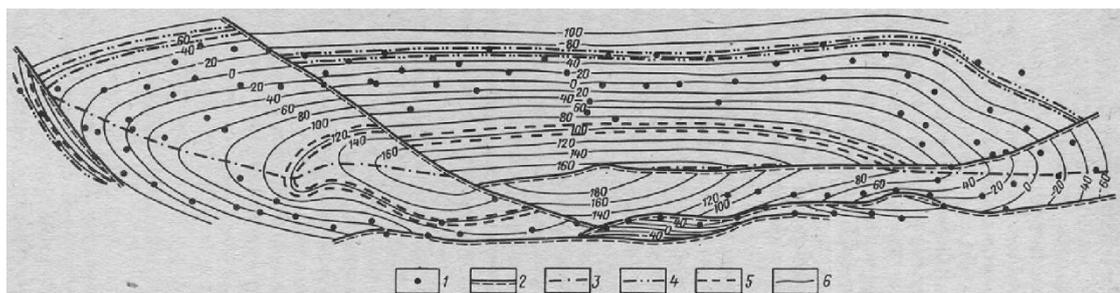


Рисунок 1.8 Структурная карта по кровле пласта V месторождения Палванташ.

1-скважины, вскрывшие пласт; 2—тектонические нарушения; 3-ось структуры; 4- начальное положение ВНК; 5-начальное положение ГНК; 6-изогипсы

Коробковское месторождение.

В процессе разработки залежи бобриковского горизонта Коробковского месторождения выделяются три основных этапа: с отбором только нефти и расширением газовой шапки (1958-1964 гг., система I), с отбором нефти и контролируемым отбором газа, заданным из условия возврата ГНК в его начальное положение (1964-1971 гг., система II), одновременная разработка нефтяной зоны и газовой шапки с существенным превышением добычи газа из газовой шапки над допустимой (с 1972-1976гг., система III). КИН ~0.54

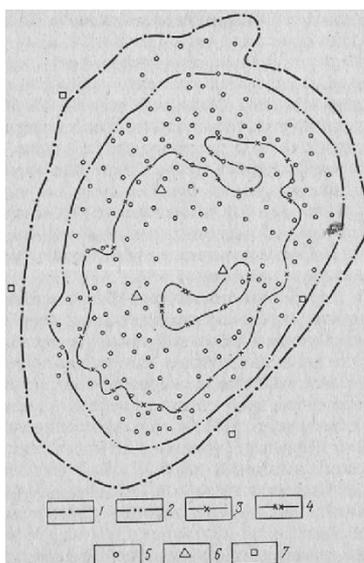


Рисунок 1.9 Структурная карта кровли бобриковского горизонта Коробковского месторождения.

Контур нефтености: 1-внешний; 2- внутренний; Контур газоности: 3- внешний; 4-внутренний; скважины: 5-вскрывшие бобриковский горизонт; 6-для отбора газа, 7-пьезометрические

V. Опережающая разработка нефтяной зоны при поддержании пластового давления путем законтурного(приконтурного) нагнетания воды.

Поддержание давления в залежи за счет законтурного заводнения с размещением нагнетательных скважин на удалении от внешнего ВНК возможно при хорошей гидродинамической связи залежи с законтурной областью. В случае ухудшения характеристики пласта за пределами залежи нагнетательные скважины располагаются вблизи от ее внешней границы (приконтурное заводнение).

VI. Одновременная разработка нефтяной зоны и газовой шапки в условиях законтурного (приконтурного) заводнения с целью преобразования НГЗ в нефтяную.

Во избежание существенного падения пластового давления ниже давления насыщения, а, следовательно, значительного разгазирования нефти, которое препятствует преобразованию, осуществляется законтурное или приконтурное заводнение.

Отбор газа в этом случае направлен на полное замещение газовой шапки нефтью. Темпы отбора газа ограничены темпами закачки воды: целью поддержания пластового давления на уровне, не допускающем существенного разгазирования нефти, и возможностью его утилизации.

Принципиальная возможность осуществления разработки НГЗ по системе VI определяется потерями нефти при полном замещении газовой шапки нефтью и последующим вытеснением ее водой. Эти потери нефти должны быть меньше, чем при разработке этих залежей по системам, предусматривающим опережающую разработку нефтяной зоны.

VII, VIII Барьерное заводнение.

Барьерное заводнение по системе VII, предусматривающее нагнетание воды через ряд скважин, размещенных вблизи внутреннего ГНК, позволяет разобщить запасы свободного газа и нефти, что коренным образом меняет условия разработки НГЗ.

По поводу возможности создания сплошного водяного барьера по линии нагнетательных скважин имеются возражения, основанные на том, что всегда существует нейтральная линия между двумя нагнетательными скважинами, по которой может происходить фильтрация газа. Это положение относится к однородному пласту. Природные коллекторы всегда неоднородны по площади и разрезу, что обуславливает сложную систему порового пространства и поэтому имеется возможность создания сплошного барьера на удалении от линии нагнетания.

Как показало математическое моделирование такого процесса, при проектировании разработки НГЗ месторождения Алдье можно не стремиться создавать сплошной водяной барьер. По линии нагнетательных скважин достаточно создать барьер давления, т. е. превышение давления над средним пластовым давлением в нефтяной зоне и в газовой шапке.

Для этого требуется $3/4$ объема нагнетаемой воды, который необходим для создания водяного барьера. Существенную роль в процессе создания водяного барьера или барьера давления играют темпы нагнетания. Опыт разработки

показывает, что чем выше темпы закачки, тем меньше темп продвижения нагнетаемой воды по пласту за счет сил гравитации.

К недостаткам барьерного заводнения следует отнести: а) добычу большого количества газа из газовой шапки на начальной стадии разработки; б) добычу одновременно с газом воды; в) потери газа, защемленного при вытеснении его нефтяным валом.

О практической возможности создания водяного барьера, изолирующего нефтяную зону от газовой шапки, свидетельствуют фактические промысловые данные (месторождения Адена, Биг Веллс, Шелем Алсйхем).

Так, на месторождении Биг Веллс наличие надежного барьера позволило добывать газ из газовой шапки одновременно с разработкой нефтяной зоны.

IX. Разрезание нефтегазовой залежи на блоки самостоятельной разработки

Система IX предусматривает нагнетание воды не только в чисто нефтяную зону (ЧНЗ), но и в нефтегазовую зону с помощью рядов нагнетательных скважин, которые разделяют залежь на блоки самостоятельной разработки. На первом этапе реализации такой системы на нефтегазовую зону способ вытеснения нефти и газа водой во многом аналогичен механизму барьерного заводнения: к эксплуатационным скважинам как более подвижный прорывается верхний газ, а на его место вторгается нефть - образуется нефтяной вал. После извлечения запасов газа, заключенных в отдельном блоке, нефтегазовая зона последнего преобразуется в нефтяную.

Таким образом, на первом этапе осуществляется опережающий отбор газа при незначительном отборе нефти; на втором — эксплуатационные скважины переходят на добычу нефти с нормальным газовым фактором.

Нетрадиционные методы разработки нефтяных оторочек включают в себя множество методов, целью которых является повышение коэффициентов вытеснения и/или охвата. Рассмотрим ряд наиболее распространенных методов.

Газовые методы:

1. Газ высокого давления
2. Обогащенный газ
3. Сжиженный УВ газ

Пространственное распространение нефти и свободного газа в коллекторе при вытеснении нефти газом сходно с распределением при вытеснении нефти водой. Количественные отличия будут заключаться преимущественно в связи с различной вязкостью воды и газа [18].

Помимо свободного газа газовой шапки, пластовая нефть может быть вытеснена растворенным в ней же газом при достижении давления ниже давления насыщения. Может случиться так, что растворенный газ будет единственным источником энергии в залежи наряду с расширением породы и флюида. Энергия растворенного в нефти газа будет проявляться тогда, когда давление в залежи упадет ниже давления насыщения нефти газом.

Свободный газ со снижением давления вначале выделяется у твердой поверхности, так как затрачиваемая работа, необходимая для образования пузырька у стенки (за исключением случая полного смачивания поверхности твердого тела жидкостью), меньше, чем необходимо для его образования в свободном пространстве жидкости. После образования пузырька газонасыщенность структуры увеличивается.

Вначале газовые пузырьки находятся далеко друг от друга, но, постепенно расширяясь, газонасыщенные участки соединяются друг с другом. После образования пузырьков газа они вытесняют нефть из пласта в том объеме, который занимают в поровом пространстве. Такой эффективный процесс вытеснения продолжается до тех пор, пока газонасыщенные участки перемежаются с нефтью (т. е. до образования сплошных газонасыщенных участков). С этого момента эффективность вытеснения нефти газом понижается

по мере увеличения газонасыщенности пор пласта, так как малая вязкость газа позволяет ему быстрее нефти перемещаться к скважинам, в зоны пониженного давления (к забоям), по газонасыщенным участкам.

Закачка водных растворов полимеров.

При закачке полимеров, когда в призабойной зоне скорость течения раствора велика и вязкость его мала, создаются языки обводнения. По мере удаления от скважины скорость движения раствора падает, вязкость его повышается и вслед за создавшимися языками обводнения движется радиальный фронт. Таким образом, эффективность площадного заводнения раствором полимера оказывается значительно лучше, чем при закачке воды без добавки полимера. Чем раньше наступает благоприятное соотношение подвижности вытесняемой и вытесняющей фаз, тем эффективнее вытеснение.

Эта технология была успешно применена на участке Крейн месторождения Норсист Хадсвилл. Промысловыми опытами было установлено также, что влияние закачки полимеров проявляется в более эффективном вытеснении нефти и характеризуется пониженной обводненностью продукции. Дополнительная нефтеотдача с избытком компенсирует затраты на полимеры [19].

Водогазовое воздействие.

Современная классификация технологий водогазового воздействия, которая поддерживается большинством специалистов [20], отражена на рис.1.10 . Более распространенное направление ВГВ - это попеременная закачка воды и газа в пласт, известная в мире как технология WAG (Water-Alternating-Gas Injection). В меньшей степени пока применяется другое направление – совместная (одновременная) закачка воды и газа в пласт, известное как технология SWAG (Simultaneous Water and Gas Injection).

Водогазовое воздействие на пласт аккумулирует преимущества вытеснения нефти водой и газом и устраняет присущие им недостатки. При использовании ВГВ происходят выравнивание профиля приемистости прискважинной части пласта вблизи нагнетательной скважины, увеличение коэффициента вытеснения нефти, а

также наблюдается значительный прирост коэффициента охвата пласта. Последний увеличивается за счет как уменьшения разницы между подвижностями вытесняемого и вытесняющего флюидов (коэффициент охвата воздействием по площади пласта - horizontal sweep), так и процессов сегрегации воды и газа в пласте (коэффициент охвата пласта воздействием по мощности - vertical sweep).



Рисунок 1.10 Классификация технологий водогазового воздействия на пласт

Термогазовое воздействие. Метод основан на закачке воздуха в пласт и его трансформации в эффективные вытесняющие агенты за счет низкотемпературных внутрипластовых окислительных процессов, при этом, температура пласта должна быть выше 60-65°C [21]. При такой температуре в пласте происходят окислительные процессы и формируются высокоэффективные вытесняющие агенты – CO₂ легкие углеводородные фракции (ШФЛУ), азот. Высокая реализация достигается за счет полного или частичного смешивающего вытеснения. Одним из преимуществ является недорогой агент, обеспечивающий при этом, значительное увеличение нефтеотдачи пласта (по фактическим проектам до 60% и более). Исследования на кернах показали что остаточная нефтенасыщенность за фронтом вытеснения снижается на 5-7%.

Принципиальные особенности ТГВ

- Закачка воздуха и его трансформация в вытесняющие агенты за счет внутрипластовых окислительных и термодинамических процессов
- Использование природной энергетики пласта для самопроизвольного инициирования внутрипластовых окислительных процессов и формирования высокоэффективного вытесняющего агента
- Может осуществляться и при более низких температурах, т.к. могут содержаться природные катализаторы успешно применяется на месторождениях США с 1979 г. Наблюдалось увеличение добычи нефти в 2-4 раза.

Нетрадиционные методы разработки нефтяных оторочек

Технологии (вытесняющие агенты)	Преимущества	Недостатки	Месторождения	Показатели
Закачка газа (Азот, углеводородный газ)	Физико-химическое сродство с пластовыми УВ (при вытеснении нефти азотом). Создание газовой прослойки (Азот) для исключения гидратообразования	Неблагоприятное соотношение подвижностей вытесняющей и вытесняемой фаз(газ-нефть). Высокая вероятность образования газовых конусов	Карачаганское (сайклинг-процесс), Пэйнтер(Азот)	КИН увеличился в 2 раза КИН увеличился в 2-2,5 раза
Закачка водных р-ров полимеров (ПАА, гипан и др.)	Возможность получения высокого коэффициента охвата пласта вытеснением за счет повышенной вязкости растворов. Снижения рисков прорыва газа и воды.	Сложность избирательной закачки вдоль контакта нефть-газ вглубь пласта на большие расстояния. Ограниченность водных ресурсов. Высока стоимость хим. Реагентов и сложность подготовки полимерных растворов со стабильной реологической характеристикой(вязкостью).	Москульскинское Аптугайское	(лабораторные исследования) Квыт увеличился на 9,2% Квыт увеличился на 11,2%

Продолжение таблицы 1.3

Технологии (вытесняющие агенты)	Преимущества	Недостатки	Месторождения	Показатели
Водогазовое воздействие(ВГС:вода-азот)	Благоприятное соотношение подвижностей вытесняющей и вытесняемой фаз(ВГС-нефть)ю Возможность получения высокого КИН	Ограниченность водных ресурсов. Риск гидратообразования . Малая толщина нефтяной оторочки.	Новогоднее	Было проведено моделирование : позволяет обеспечить высокие темпы добычи нефти по опытному участку в первые 1.5 лет (до 740т./с.)
Закачка горячей воды(или другого теплоносителя)	Эффективность при вытеснении тяжелой средневязкой асфальтено-парафинистой нефти	Ограничение по глубине залегания пластов(до 1500м.) в связи с потерями теплоты. Ограниченность водных ресурсов.	Мишкинское(ТП В) Гремихинское (ИДТМ)	Позволяет увеличить КИН на 15-20% Относительная добыча по залежи за счет тепловых методов 41,5%

Опыт применения сайклинг-процесса.

Вообще говоря, классический сайклинг-процесс реализуется при разработке газоконденсатных залежей с целью предотвращения выпадения конденсата в пласте при падении пластового давления. Авторами [22] проводились расчеты вытеснения сырого газа сухим. Исследования ВНИИГАЗа показывают, что в условиях предельно истощенного газоконденсатного пласта, поровое пространство которого содержит жидкую углеводородную фазу (до 10-15% объема пор) и равновесную с ней газовую фазу, составляющую преимущественно метан, доизвлечение остаточных запасов углеводородов можно осуществлять, используя процесс фильтрации только газовой фазы[23]. Авторами [24] экспериментально изучался процесс испарения углеводородов в условиях, соответствующих условиям пласта-коллектора Вуктыльского месторождения – крупнейшего в европейской части России газоконденсатного месторождения,

находящегося на завершающей стадии разработки. Реализация на месторождении в опытно-промышленном масштабе предложенными методами показала, что в условиях низких давлений остаточные запасы жидких углеводородов залежи могут с успехом извлекаться в газовой фазе [25]. Эффективность обратной закачки сухого газа зависит от многих факторов: конденсатосодержание, анизотропия проницаемости, неоднородности пласта по ФЕС, взаимного расположения добывающих и нагнетательных скважин и т.д [26]. Последнее было исследовано Маскетом для простых случаев размещения скважин в однородном пласте [27]. Результаты показывают увеличение коэффициента охвата вытеснением по латерали при больших расстояниях между нагнетательными и добывающими скважинами для однорядной системы разработки. Херст и Ван Эвердинген [28] получили аналогичные результаты для расположения скважин по схеме, приведенной на рис 1.11. Линии AA и BB изображают границы пласта.

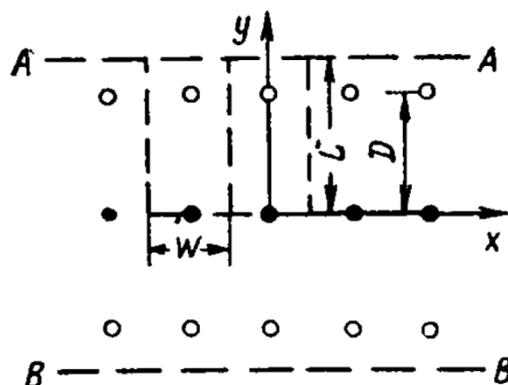


Рисунок 1.11 Схема расположения ряда нагнетательных и двух рядов добывающих скважин

Результативность сайклинг-процесса была продемонстрирована на примере Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения. Сложные горно-геологические условия [29,30]: большие глубины залегания (до 5270м), АВПД (50-60 Мпа), двойной системой проницаемости продуктивной толщ (низкопроницаемый блок– 0,0001 мД и сверхпроницаемые пласты-проводники – 1 Д) не позволяли эффективно разрабатывать месторождение традиционными способами. Здесь, с 2005 года применяется вариант разработки с 40% объемом

обратной закачки добытого сепарированного газа в пласт для поддержания пластового давления. Наилучший эффект достигался в областях с высокой проницаемостью и низкой неоднородностью. Коэффициент извлечения жидких углеводородов увеличивался с увеличением объемов обратной закачки газа. Успешная реализация сайклинг-процесса позволила увеличить добычу конденсата и нефти в 2 и более раз по сравнению с базовым вариантом (на естественном режиме). Так, на начальном этапе разработки средний коэффициент извлечения жидких углеводородов составлял 20.6%, а после внедрения сайклинг-процесса он достиг 43% [31].

1.3 Способы расчета работы скважин

Режим работы эксплуатационного фонда скважин является одним из ключевых факторов, формирующих систему разработки залежи. В зависимости от этого, подбирается необходимое оборудование, рассчитываются объёмы добычи углеводородов и закачки воды или газа. Оптимальные забойные давления в скважинах в первую очередь препятствуют разгазированию нефти, преждевременному прорыву подошвенной воды и газа. Ввиду исключительной важности для системы разработки месторождения, необходимо провести обоснование эксплуатационных характеристик работы скважин. Найти оптимальный режим эксплуатации можно либо проведением расчетов на гидродинамической модели, построение которой сопряжено со значительными трудозатратами, либо применив аналитические методы расчета.

1.3.1 Методы расчета критических дебитов для вертикальных и горизонтальных скважин

Критический дебит – максимальный дебит по нефти, который еще позволяет избежать конусообразования.

Одним из методов расчета критического дебита для вертикальной скважины является способ Chierici, который выводится из потециометрических методик расчета. Этот способ позволяет оценить дебиты при разных значениях вертикальной и латеральной проницаемости, что особенно важно, так как конус

невозможен, если вертикальная проницаемость равна нулю, а также решает проблему одновременных конусов газа и воды, что актуально для тонких нефтяных оторочек.

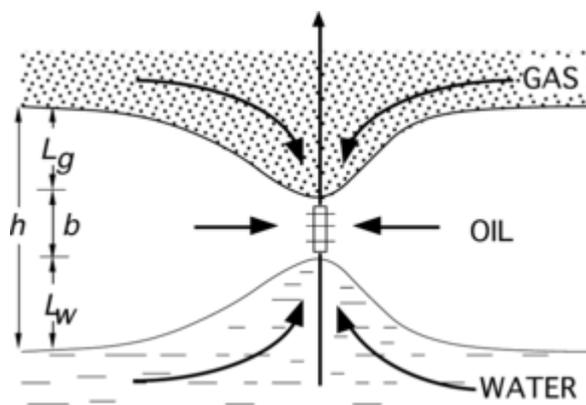


Рисунок 1.12 Конусообразование в вертикальной скважине и переменные, необходимые для расчета критического дебита

Метод Chierici [32] базируется на ряде номограмм, которые позволяют определить критический дебит, исходя из безразмерных параметров. Безразмерный безводный (безгазовый) дебит обозначается ψ (или q_{Dc}). Исходные данные обезразмериваются следующим образом:

$$\delta_g = \frac{L_g}{h} \quad (1)$$

$$\delta_w = \frac{L_w}{h} \quad (2)$$

$$\varepsilon = \frac{b}{h} \quad (3)$$

$$r_{De} = \frac{r_e}{b} \left(\frac{k_v}{k_h} \right)^{1/2} \quad (4)$$

Безразмерный дебит как функция от r_{De} , ε , δ находится из номограмм (рис.1.13).

Далее, осуществляется переход от безразмерного дебита к размерному:

$$q_c = \frac{0,003073 k_0 h^2 \Delta \rho q_{Dc}}{\mu_0 B_0} \quad (5)$$

Размерность переменных в формуле дана в английской системе единиц.

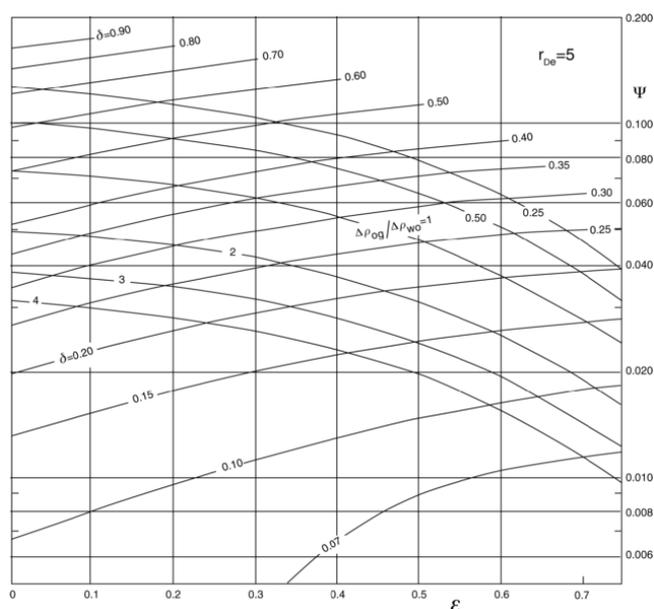


Рисунок 1.13 Пример номограммы для расчета безразмерного критического дебита по методу Chierici

В случае с горизонтальной скважиной, Джоши [33] предложил следующие соотношения для определения критического дебита нефти в горизонтальных скважинах. При движении нефти и воды:

$$q_{oc} = \frac{0,0246 \cdot 10^{-3} k_h (\rho_w - \rho_o) (h^2 - (h - D_b)^2)}{\mu_o B_0 \ln\left(\frac{r_e}{r_w'}\right)} \quad (6)$$

где q_{oc} – критический дебит нефти, ст. барр./сут

D_b – расстояние между горизонтальной скважиной и ВНК, фут

r_w' – эффективный радиус скважины

$$q_{oc} = \frac{0,0246 \cdot 10^{-3} k_h (\rho_o - \rho_g) (h^2 - (h - D_t)^2)}{\mu_o B_0 \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (7)$$

где

$$r_w = \frac{\left(r_{eh} \frac{L}{2a}\right)}{\left(1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2a}\right)^2}\right) \left(\frac{h}{2r_w}\right)^{\frac{h}{L}}} \quad (8)$$

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{43560A}{\pi}} \quad (9)$$

$$a = \left(\frac{L}{2}\right) \left(0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L}\right)^4}\right)^{0.5} \quad (10)$$

r_{eh} – внешний радиус скважины

1.3.2 Моделирование разработки с использованием гидродинамических моделей

Гидродинамическая (фильтрационная) модель представляет собой математическую модель, воспроизводящую физические процессы, связанные с разработкой в залежах нефти и газа.

Нефтяной (газовый) пласт представляется как набор ячеек, в каждой из которых в расчетные временные шаги численно решается система дифференциальных уравнений в частных производных. Фильтрация, как и обычное движение жидкости или газа описывается законами сохранения: массы, импульса, энергии, но в отличие от механики сплошной среды, где в качестве уравнений движения задаются уравнения Навье-Стокса, в теории фильтрации используются полуэмпирические подходы для связи скорости и давления, например, закон Дарси.

При моделировании разработки нефтяных пластов наиболее распространенной является модель черной нефти (black oil model), когда углеводородная система может быть аппроксимирована двумя компонентами: нелетучим (нефтью) и растворенным в ней газом (летучий компонент). Предполагается, что в поровом пространстве сосуществуют три фазы: вода, нефть и газ. Вода и нефть не смешиваются, не обмениваются массами и не меняют фазы. Газ растворим в нефти и нерастворим в воде. Фильтрация предполагается изотермической.

Пусть индекс $i = 1, 2$ относится к нефтяному и газовому компонентам, $l = o, w, g$ соответствует нефтяной, водной и газовой фазе. Тогда $c_{g1} = 0$, $c_{g2} = 1$, $c_{w1} = c_{w2} = 0$. Зависимость давление-объем-температура в системе может быть выражена с помощью объемных коэффициентов B_l , которые показывают, отношение объемов флюида в пластовых условиях и в стандартных (поверхностных):

$$B_l = V_{lr}/V_{l0} \quad (11)$$

Здесь V_{lr} и V_{l0} — объем жидкости i -ой фазы в пластовых и в стандартных условиях. Газосодержание (растворимость) R определяет количество газа, растворенного в нефти. Предполагается, что в стандартных условиях оно равно нулю. Поэтому при выносе нефти на поверхность можно определить объем дегазированной нефти V_{o0} и объем растворенного газа V_{dg0} , выделяющегося из нефти:

$$R = V_{dg0}/V_{o0} \quad (12)$$

Учитывая компонентный состав нефтяной фазы, имеем

$$M_{o0} = M_{or}c_{o1}, \quad M_{dg0} = M_{or}c_{o2} \quad (13)$$

Здесь M_{or} и M_{o0} — масса нефти с учетом растворенного газа соответственно в пластовых и в поверхностных условиях, M_{dg0} — масса растворенного газа. Выражая плотности фаз через объемы, объемные коэффициенты (11) и растворимость (12), получим:

$$\begin{aligned} c_{o1}\rho_o &= \frac{M_{or}c_{o1}}{V_{or}} = \frac{M_{o0}}{B_o V_{o0}} = \rho_{o0}/B_o \\ c_{o2}\rho_o &= \frac{M_{or}c_{o2}}{V_{or}} = \frac{M_{dg0}}{B_o V_{o0}} = V_{dg0}\rho_{g0}/B_o V_{o0} = R\rho_{g0}/B_o \\ \rho_g &= \frac{M_g}{V_{gr}} = \frac{M_g}{B_g V_{g0}} = \rho_{g0}/B_g \\ \rho_w &= \frac{M_w}{V_{wr}} = \frac{M_w}{B_w V_{w0}} = \rho_{w0}/B_w \end{aligned} \quad (14)$$

Здесь M_g – масса свободного газа, M_w – масса воды. Подставим выражения (14) в уравнение сохранения массы для i -го компонента с учетом того, что $c_{g1} = 0$, $c_{g2} = 1$, $c_{w1} = c_{w2} = 0$, а водный компонент содержится только в соответствующей фазе:

$$\begin{aligned}
 -div\left(\frac{\rho_{o0}\vec{u}_o}{B_o}\right) &= \frac{\partial}{\partial t}\left(m\frac{s_o\rho_{o0}}{B_o}\right) + \widetilde{Q}_o \\
 -div\left(\frac{\rho_{o0}\vec{u}_g}{B_g} + \frac{R\rho_{g0}\vec{u}_o}{B_o}\right) &= \frac{\partial}{\partial t}\left[m\left(\frac{s_g\rho_{g0}}{B_g} + \frac{s_o\rho_{g0}R}{B_o}\right)\right] + \widetilde{Q}_g \\
 -div\left(\frac{\rho_{w0}\vec{u}_w}{B_w}\right) &= \frac{\partial}{\partial t}\left(m\frac{s_w\rho_{w0}}{B_w}\right) + \widetilde{Q}_w
 \end{aligned} \tag{17}$$

Здесь \widetilde{Q}_o , \widetilde{Q}_g и \widetilde{Q}_w – массы компонентов, отбираемые из единичного объема пласта. Пусть $Q_i = \widetilde{Q}_i/\rho_i$ – соответствующие объемы, отбираемые при стандартных условиях. Учитывая, что газовый компонент присутствует как в свободном состоянии Q_{fg} , так и в нефтяной фазе, имеем $Q_g = Q_{fg} + RQ_o$. Разделив каждое из уравнений (17) на плотность соответствующей фазы, получим уравнения сохранения для трехфазной системы с нелетучей нефтью [34]:

$$\begin{aligned}
 -div\left(\frac{\vec{u}_o}{B_o}\right) &= \frac{\partial}{\partial t}\left(m\frac{s_o}{B_o}\right) + Q_o \\
 -div\left(\frac{\vec{u}_g}{B_g} + \frac{R\vec{u}_o}{B_o}\right) &= \frac{\partial}{\partial t}\left[m\left(\frac{s_g}{B_g} + \frac{s_oR}{B_o}\right)\right] + Q_{fg} + RQ_o \\
 -div\left(\frac{\vec{u}_w}{B_w}\right) &= \frac{\partial}{\partial t}\left(m\frac{s_w}{B_w}\right) + Q_w
 \end{aligned} \tag{18}$$

Закон Дарси

К уравнению неразрывности или сохранения массы необходимо добавить уравнение, связывающее скорость фильтрации и градиент давления в каждой

фазе. Такое соотношение было установлено Дарси (1856). Дифференциальная форма этого соотношения имеет вид [35]:

$$\vec{u}_l = -\frac{kk_{rl}}{\mu_l}(\vec{\nabla}p_l + \rho_l g), \quad (19)$$

где l соответствует нефтяной, водной и газовой фазам, k_{rl} – относительная проницаемость для фазы l , где k – тензор абсолютной проницаемости пористой среды; μ_l – вязкость флюида; g – вектор ускорения свободного падения.

Если координата z отсчитывается вниз по вертикали, можно написать:

$$\rho_l g = -\rho_l g \vec{\nabla}z = -\gamma_l \vec{\nabla}z \quad (20)$$

Для многофазной фильтрации:

$$\vec{u}_l = -\frac{kk_{rl}}{\mu_l}(\vec{\nabla}p_l + \gamma_l \vec{\nabla}z) \quad (21)$$

Композиционная (многокомпонентная) модель более детально учитывает компонентный состав нефти. Предполагается, что система состоит из n_l фаз и n_c компонент. Закон сохранения массы для каждого компонента (22)

$$-\sum_{l=1}^{n_l} \operatorname{div}(\rho_l c_{lj} \vec{u}_l) = \frac{\partial}{\partial t} (m \sum_{l=1}^{n_l} s_l c_{lj} \rho_l) + \sum_{l=1}^{n_l} \tilde{q}_l \alpha_{lj} \quad (22)$$

где c_{lj} – массовая концентрация j -го компонента в l -й фазе

s_l – насыщенность l -й фазы

\tilde{q}_l – интенсивность источника l -й фазы

α_{lj} – массовая доля компонента j в l -й фазе.

Подстановка уравнений движения (21) в (22) дает n_c уравнений

$$\sum_{l=1}^{n_l} \operatorname{div}(-\rho_l c_{lj} \frac{k k_{rl}}{\mu_l} (\vec{\nabla} p_l - \rho_l g \vec{\nabla} z)) = \frac{\partial}{\partial t} (m \sum_{l=1}^{n_l} s_l c_{lj} \rho_l) + \sum_{l=1}^{n_l} \tilde{q}_l \alpha_{lj} \quad (23)$$

В (23) плотности и вязкости фаз считаются известными функциями давления и компонентного состава. ОФП также являются известными функциями насыщенностей. Значения \tilde{q}_l и α_{lj} задаются сообразно граничным условиям.

В модели предполагается локальное термодинамическое равновесие в каждой ячейке, таким образом можно получить $(n_l-1)n_c$ независимых соотношений, благодаря чему определяется распределение компонентов по фазам:

$$\frac{c_{lj}}{c_{mj}} = K_{jlm}(T, p, c_{lj}), l, m, j = 1, \dots, n_l, j = 1, \dots, n_c \quad (24)$$

Здесь, K_{jlm} – константы фазового равновесия, которые вычисляются в зависимости от состава фаз, давления и температуры.

Разность межфазных давлений определяется капиллярными силами, это добавляет еще n_l-1 соотношений:

$$p_l - p_m = p_{lm}(s_i), l, m, i = 1, \dots, n_l \quad (25)$$

Капиллярное давление $p_{lm}(s_i)$ определяется из экспериментов.

Сумма насыщенностей равна единице, все поровое пространство заполнено флюидами:

$$\sum_{l=1}^{n_l} s_l = 1 \quad (26)$$

Сумма концентраций всех компонент также равна единице:

$$\sum_{l=1}^{n_l} c_{lj} = 1 \quad (27)$$

Неизвестными в задачах фильтрации являются:

- массовые концентрации компонент в каждой фазе c_{lj} $l = 1, \dots, n_l, j = 1, \dots, n_c$
- давления в каждой из фаз p_l , $l = 1, \dots, n_l$
- насыщенности s_l , $l = 1, \dots, n_l$

В результате, имеем замкнутую систему из $n_l n_c + 2n_l$ уравнений с $n_l n_c + 2n_l$ неизвестными.

Применение гидродинамических моделей для обоснования забойного давления позволяет принять во внимание гораздо больше факторов, чем предполагалось при выводе аналитических соотношений. Почти все способы связаны с многовариантными расчетами, при которых варьируется одна или несколько переменных, после чего выбирается оптимальный набор значений относительно какого-либо целевого параметра. Одна из методик заключается в следующем: на секторной модели варьируется значение забойного давления и строятся зависимости удельного коэффициента продуктивности и относительного дебита нефти от забойного давления. Оптимальный режим работы скважин определяется из соображений сохранения максимального относительно дебита нефти.

2. РАСЧЕТ ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИН

2.1 Расчет критических безгазово-безводных дебитов для вертикальных и горизонтальных скважин

Одним из способов обоснования оптимального забойного давления является аналитический расчет безгазово-безводного дебита и соответствующей ему депрессии. Это позволит избежать прорывов воды и газа к забоям добывающих скважин. Расчет критических дебитов для вертикальной скважины проведен по методике Chierici, для вертикальной скважины – по методике Joshi.

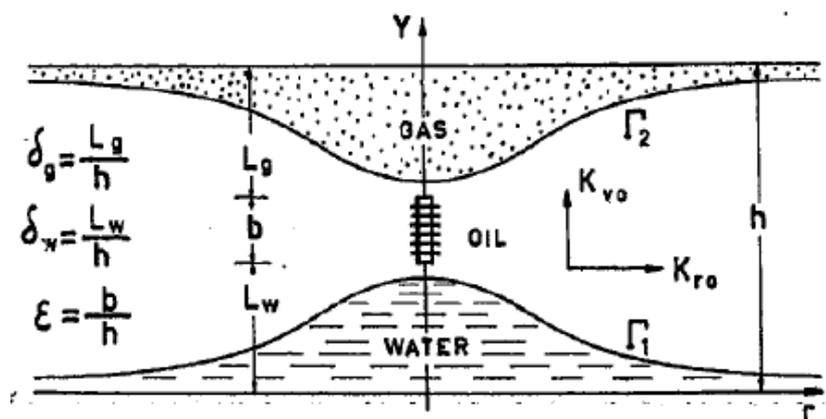


Рисунок 2.1 Одновременное образование конусов газа и воды в нефтяной оторочке для вертикальной скважины

Для оценки значений критических безводно-безгазовых дебитов была взята геологическая информация и исходные данные скважин месторождения «Н».

Таблица 2.1

Исходные данные для расчета, скважина 1 (вертикальная)

Переменная	Значение	Ед.изм.
b	5	м
h	15	м
k_h	23.8	мД
μ_o	1.05	сП
ρ_o	0.768	г/см ³
ρ_w	1.005	г/см ³
ρ_g	0.098	г/см ³
r_e	279.9	м
r_w	0.146	м
B_o	1.176	д.ед.

Таблица 2.2

Варьируемые параметры при расчете критического дебита

L_g , м	L_w , м	k_v/k_h
1.5	8.6	0.36
2.9	7.1	0.30
4.4	5.7	0.24
5.8	4.2	0.18
7.3	2.8	0.12
8.7	1.3	0.05

Таблица 2.3

Исходные данные для расчета, скважина 2 (горизонтальная)

$h_{эф}$	48	м
L	790	м
R_w	0.089	м
k_x	23.8	МКМ ²
ρ_o	768	КГ/М ³
ρ_w	1005	КГ/М ³
ρ_g	98	КГ/М ³
μ	1.05	сПз
B_o	1.176	д.ед
A	205250	М ²

Расстояние от ВНК варьировалось в пределах от 2.5м до 27.5 с шагом в 2.5 метра.

Анизотропия принимала значения: 0.05, 0.2, 0.4, 0.6, 0.8, 1.

Результаты:

1. Вертикальная скважина

Таблица 2.4

Значения безгазового дебита для вертикальной скважины в зависимости от положения интервала перфорации и анизотропии, м³/сут

$L_g \backslash k_v \backslash k_h$	0.05	0.2	0.4	0.6	0.8	1
1.5	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1
2.9	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3
4.4	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5
5.8	1.1	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8
7.3	1.4	1.1	1.1	1.1	1.1	1.0
8.7	1.9	1.4	1.4	1.3	1.3	1.2

Таблица 2.5

Значения безводного дебита для вертикальной скважины в зависимости от положения интервала перфорации и анизотропии, м³/сут

$L_g \backslash k_v \backslash k_h$	0.05	0.2	0.4	0.6	0.8	1
1.5	0.7	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4
2.9	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3
4.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
5.8	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
7.3	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
8.7	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0

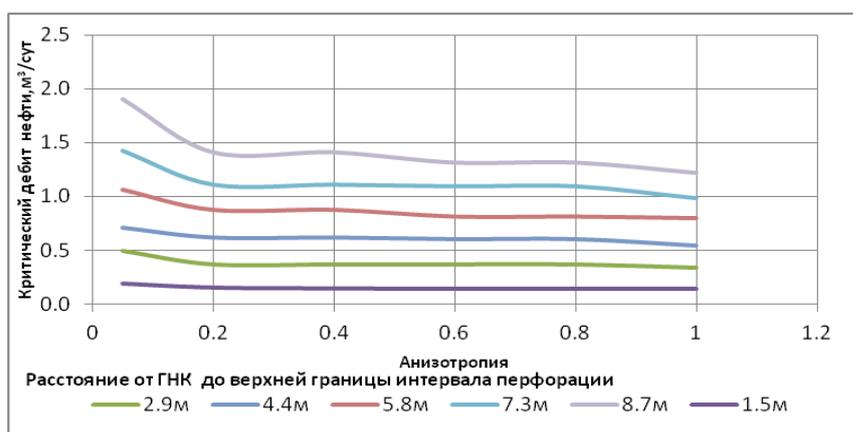


Рисунок 2.2 Значения безгазового дебита для вертикальной скважины в зависимости от положения интервала перфорации и анизотропии

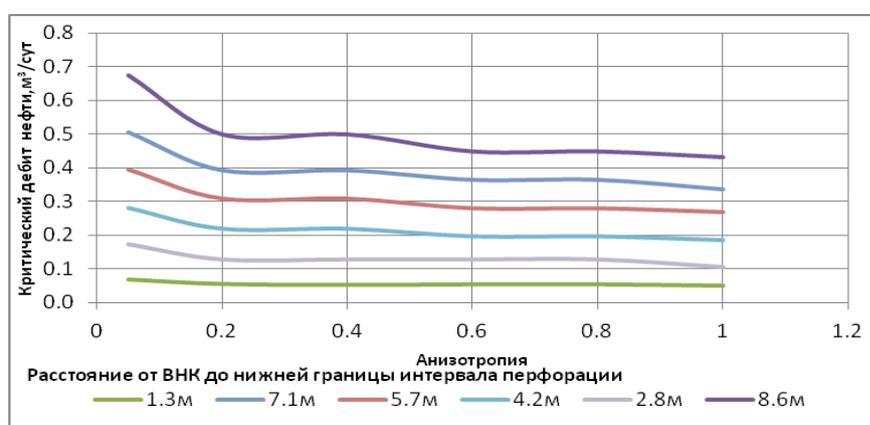


Рисунок 2.3 Значения безгазового дебита для вертикальной скважины в зависимости от положения интервала перфорации и анизотропии

Из таблиц 2.4-2.5, рис. 2.2-2.3 следует вывод: при увеличении расстояния от ВНК до интервала перфорации значение безгазового дебита увеличивается, аналогично, при увеличении расстояния от ГНК до интервала перфорации значение безгазового дебита увеличивается. Собственно, дебиты имеют очень малые значения, добыча ведется на низких депрессиях (Табл. 2.6). Такие режимы эксплуатации зачастую экономически нерентабельные.

Таблица 2.6

Значения депрессий, требуемых для обеспечения безгазовых дебитов в случае вертикальной скважины, атм

$L_g \backslash k_v \backslash k_h$	0.05	0.2	0.4	0.6	0.8	1
1.5	1.2	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
2.9	3.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.0
4.4	4.4	3.8	3.8	3.7	3.7	3.3
5.8	6.5	5.3	5.3	5.0	5.0	4.9
7.3	8.7	6.8	6.8	6.7	6.7	6.0
8.7	11.7	8.6	8.6	8.1	8.1	7.5

2. Горизонтальная скважина

Таблица 2.7

Значения безгазового дебита для горизонтальной скважины в зависимости от положения ГС и анизотропии, м³/сут

$D_b \backslash k_v \backslash k_h$	0.05	0.2	0.4	0.6	0.8	1
2.5	13.0	12.0	11.0	10.1	9.4	8.7
5.0	24.8	23.0	21.0	19.3	17.9	16.7
7.5	35.5	33.0	30.1	27.7	25.6	23.9
10.0	45.1	41.9	38.2	35.2	32.6	30.3
12.5	53.6	49.8	45.4	41.8	38.7	36.0
15.0	60.9	56.6	51.6	47.5	44.0	40.9
17.5	67.1	62.3	56.9	52.3	48.4	45.1
20.0	72.2	67.0	61.2	56.3	52.1	48.5
22.5	76.2	70.7	64.5	59.4	55.0	51.2
25.0	79.0	73.3	66.9	61.6	57.0	53.1
27.5	80.7	74.9	68.4	62.9	58.2	54.2

Значения безводного дебита для горизонтальной скважины в зависимости от положения ГС и анизотропии, м³/сут

$D_b \backslash k_v \backslash k_h$	0.05	0.2	0.4	0.6	0.8	1
27.5	28.5	26.5	24.2	22.2	20.6	19.2
25.0	27.9	25.9	23.7	21.8	20.2	18.8
22.5	26.9	25.0	22.8	21.0	19.4	18.1
20.0	25.5	23.7	21.6	19.9	18.4	17.2
17.5	23.7	22.0	20.1	18.5	17.1	16.0
15.0	21.6	20.0	18.3	16.8	15.6	14.5
12.5	19.0	17.6	16.1	14.8	13.7	12.7
10.0	16.0	14.8	13.5	12.4	11.5	10.7
7.5	12.6	11.7	10.7	9.8	9.1	8.4
5.0	8.8	8.2	7.4	6.8	6.3	5.9
2.5	4.6	4.3	3.9	3.6	3.3	3.1

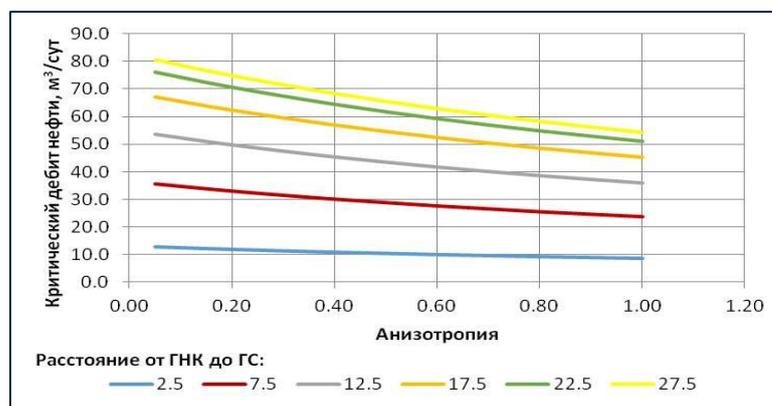


Рисунок 2.4 Значения безгазового дебита для горизонтальной скважины в зависимости от положения ГС и анизотропии

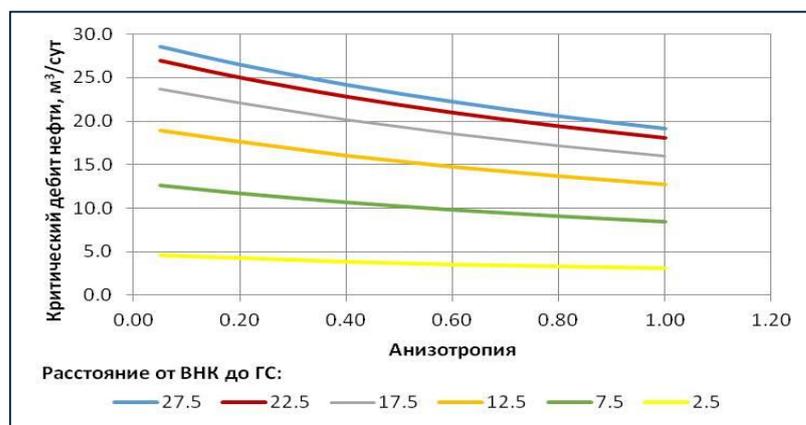


Рисунок 2.5 Значения безводного дебита для горизонтальной скважины в зависимости от положения ГС и анизотропии

Из таблиц 2.7-2.8, рис.2.4-Рисунок 2.5 следует вывод: при увеличении расстояния от ВНК до ГС значение безводного дебита увеличивается, аналогично, при увеличении расстояния от ГНК до ГС значение безгазового дебита увеличивается. Собственно, дебиты имеют очень малые значения, добыча ведется на низких депрессиях (Табл.2.9). Такие режимы эксплуатации зачастую экономически нерентабельные.

Таблица 2.9

Значения депрессий, требуемых для обеспечения безгазовых дебитов в случае ГС

$D_b \backslash k_v \backslash k_h$	0.05	0.2	0.4	0.6	0.8	1
2.5	0.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
5	0.6	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0
7.5	0.8	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1
10	1.0	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1
12.5	1.2	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1
15	1.4	0.4	0.2	0.2	0.1	0.1
17.5	1.5	0.4	0.3	0.2	0.2	0.1
20	1.6	0.5	0.3	0.2	0.2	0.1
22.5	1.7	0.5	0.3	0.2	0.2	0.2
25	1.8	0.5	0.3	0.2	0.2	0.2
27.5	1.8	0.5	0.3	0.2	0.2	0.2

По результатам расчетов получены крайне низкие значения критических дебитов и депрессий, что приводит к необходимости принятия во внимание многих факторов, которые не учитывались при выводах аналитических формул. Такие факторы как неоднородность пласта, локальные включения неколлекторов, М-фактор, нестационарность конуса, фазовые проницаемости, капиллярные силы могут быть учтены только в гидродинамической модели.

2.2 Использование численного моделирования для расчета оптимального забойного давления

Как было отмечено ранее, обоснование оптимального режима эксплуатации нефтяной скважины (здесь и далее под режимом эксплуатации понимается забойное давление) является важным этапом в цепочке инженерных расчетов по созданию проектных решений.

Для проведения сопоставительных расчетов для оценки оптимальности забойного давления для добывающей скважины в нефтяной оторочке была создана секторная модель Black oil в симуляторе tNavigator. В области около скважины (100x100м по латерали) было создано локальное измельчение сетки (LGR) для более корректного описания физических процессов, происходящих в пласте [36, 37].

Основные недостатки моделей с крупными ячейками:

- Газ в модели с грубой сеткой дольше не прорывается в скважину
- Объем вытесненной газом нефти на грубой сетке больше, чем на мелкой
- Переоценка КИН может достигать 6 раз в модели с грубой сеткой

Выбор сектора для моделирования представлен на рис.2.6.

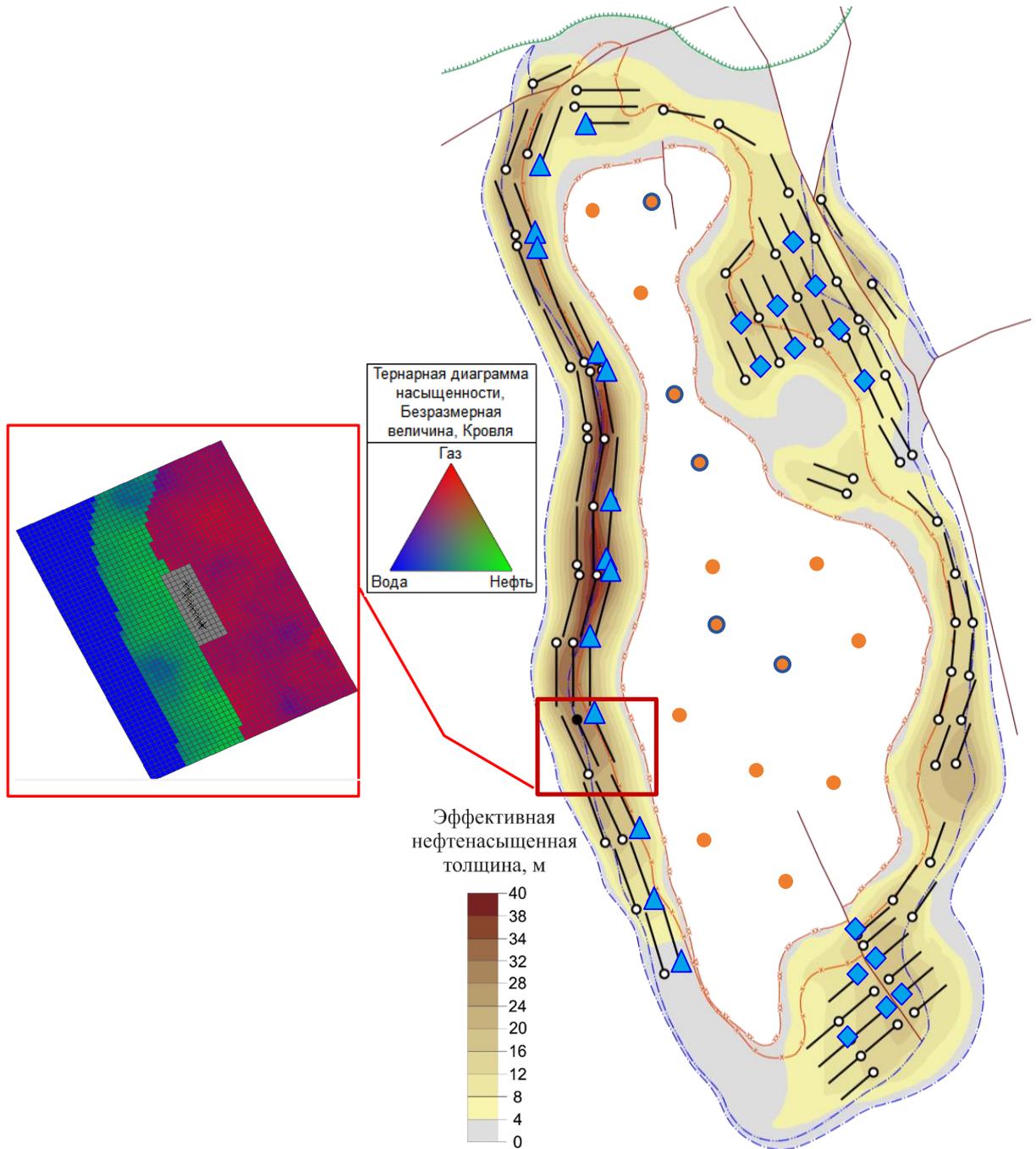


Рисунок 2.6 Размещение скважины и сектор моделирования на карте эффективных нефтенасыщенных толщин рассматриваемого объекта

Исходные данные модели представлены в таблице 2.10. Следует отметить, что в целом по пласту эффективные нефтенасыщенные толщины достигают 40 метров.

Исходные данные в секторной гидродинамической модели

Параметры	Ед.изм.	Объект «Н»
Насыщение		НГК
Газонасыщенная толщина	м	14,4
Нефтенасыщенная толщина	м	10,6
Пористость	д.ед.	0,20
Газонасыщенность	д.ед.	0,59
Нефтенасыщенность	д.ед.	0,65
Проницаемость	мД	22,1
Песчанистость	д.ед.	0,66
Расчлененность	ед.	5
Нач. пластовое давление	МПа	18,1
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	1,0
Газосодержание	м ³ /т	89
Конденсатосодержание	г/см ³	140,2

Рассмотрим один из способов выбора забойного давления [38]. Данный способ был использован в ТСП-2015 месторождения «Н». Обоснование забойного давления в добывающих скважинах было выполнено с использованием детальных секторных моделей. В результате проведённых расчётов построены зависимости удельного коэффициента продуктивности и относительного дебита нефти от забойного давления. Рекомендуемый режим работы добывающих скважин (забойное давление) определен из соображений сохранения максимального относительно дебита нефти и составляет 100 атм. (что в условиях данного месторождения соответствует депрессии 80 атм).

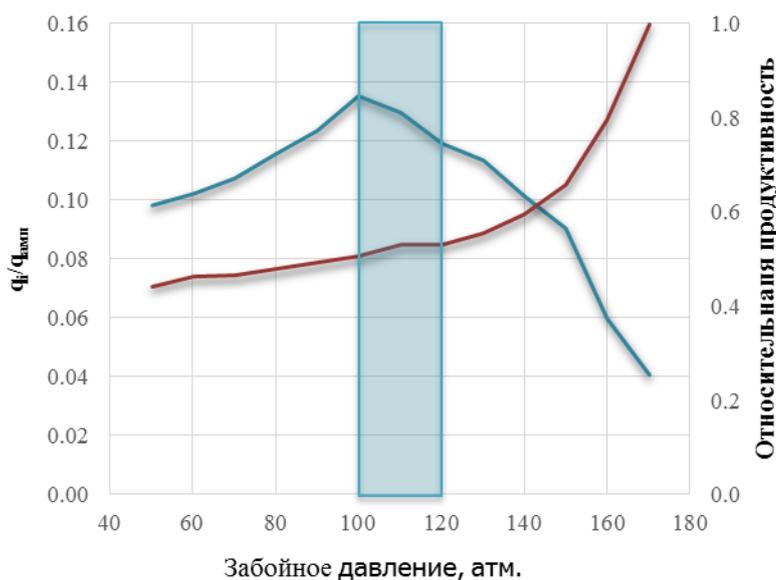


Рисунок 2.7 Обоснование забойного давления

На данном этапе производилось гидродинамическое моделирование и сравнение двух вариантов: вариант 1 с депрессией 0,5 атм, рассчитанной аналитически по формулам S.Joshi (см.табл.2.9) и вариант 2, с депрессией 80 атм. Увеличенная депрессия на пласт допускает работу насосного оборудования с повышенным газовым фактором. Исходя из сложившейся практики, максимальное значение газового фактора установлено на уровне $2000 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Поскольку целью данных расчетов было выяснение возможности обоснования оптимального забойного давления аналитическими методами, необходимо привлечение экономических расчетов. Исходные данные для расчета экономики представлены в таблице 2.11.

Исходные данные для расчета экономических показателей

Нормативы затрат	Ед.изм.	Значение
Цена реализации нефти на экспорт	долл./т.н.	365
Доля реализации на экспорт	%	100
Курс доллара	руб./долл.	65
Таможенная пошлина на нефть	долл./т.н.	105.85
НДПИ на нефть	руб./т.н.	2397.70
Страховые взносы	%	30
Обязат. страхование от несчастных случаев	%	0.5
Налог на имущество	%	2.2
Налог на прибыль	%	20
Транспортные расходы на экспорт	долл./т.н.	84.5
Капитальные вложения:		
эксплуатационное бурение ннс	руб./м.	70 000.00
эксплуатационное бурение гс	руб./м.	91 000.00
Промысловое обустройство	тыс.руб./скв.	15 000.00
Эксплуатационные затраты:		
Расходы на энергию по извлечению нефти	руб./т.ж.	198.80
Расходы на оплату труда	руб./мес.	93 220.00
Удельная численность ППП	чел./скв.	1.00
Расходы по сбору и вн/промысловой перекачке нефти	руб./т.ж.	100.00
Расходы по технологической подготовке нефти	руб./т.н.	332.56
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	тыс.руб./скв.	2 670.88
Цеховые расходы	тыс.руб./скв.	1 100.00
Общепроизводственные расходы	тыс.руб./год	14 875.00
Прочие производственные расходы	руб./т.н.	10.00
Внереализационные расходы:		
Затраты на ликвидацию скважины	тыс.руб./скв.	2 500.00
Ставка дисконта	%	15
Норма амортизации скважины	лет	15

Расчетные уровни добычи нефти, полученные из расчетов представлены на рис.2.8. Важно отметить, что в варианте 2 с депрессией в 80 атм скважина отключается при достижении газового фактора $2000 \text{ м}^3/\text{м}^3$ после 22 лет расчета.

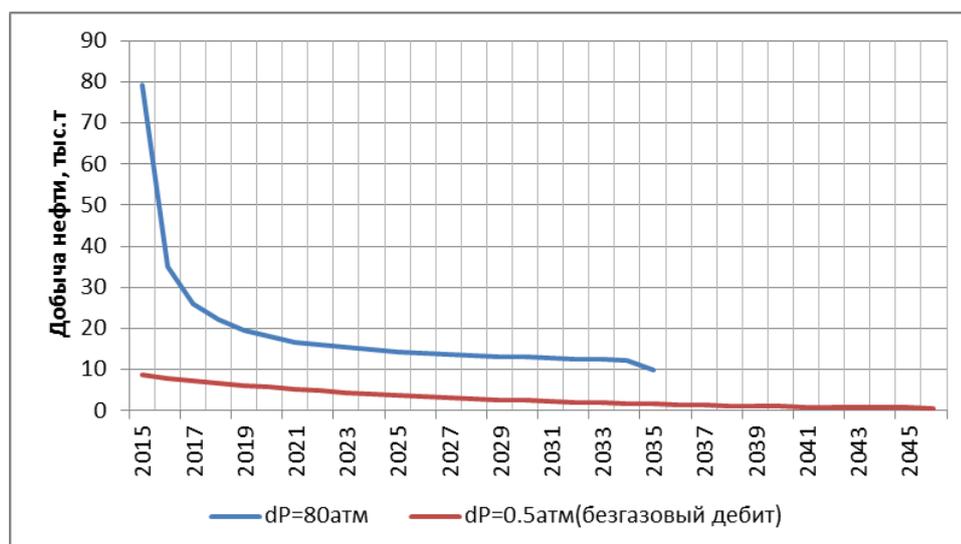


Рисунок 2.8 Динамика добычи нефти по вариантам 1 и 2

Итак, на данном этапе было проведено сравнение расчетов эксплуатации скважин с разными забойными давлениями, обоснованными аналитически и с помощью фильтрационного моделирования. Анализ результатов расчетов представлен в таблице 2.12. Показано, что в текущих экономических условиях разработка скважин на критических дебитах экономически неэффективна.

Таблица 2.12

Сопоставление результатов расчетов

Показатели	Ед. изм.	Вариант 1	Вариант 2
Депрессия	атм	80	0.5
Тип скважины	-	ГС (1000 м)	
Накопленные показатели за 30 лет			
добыча нефти	тыс. т	411	100
добыча жидкости	тыс. т	983	100
добыча газа	млн м ³	99.8	-
газовый фактор	м ³ /т	248	89=Rs.нач
КИН	д.ед.	0.174	0.029
Ставка дисконтирования	%	15	
NPV	млн.руб	846	-259
PI(кап)	-	6.1	-0.4

2.3 Определение граничных условий рентабельности разработки залежи

Как было показано ранее, подбор оптимального забойного давления требует проведения гидродинамических расчетов, что на практике занимает значительное количество временных и трудовых затрат. Кроме того, одни лишь гидродинамические расчеты не смогут дать оценки рентабельности разработки той или иной части залежи, так как это дополнительно потребует расчета экономических показателей.

Цель данного этапа работы – создание матрицы рентабельности разработки нефтяных оторочек, которая позволит провести экспресс-оценку экономической эффективности разработки в зависимости от мощности оторочки, а также предоставит оптимальное значение депрессии, при котором достигается максимальный экономический эффект.

Для решения данной задачи потребуется проведение многовариантных гидродинамических расчетов, в которых варьируемыми переменными будут эффективная нефтенасыщенная толщина и депрессия на пласт. Первая изменялась в диапазоне от 5 до 40 метров, а депрессия – от 1 атмосферы до 40. Всего было выполнено 44 расчета для 4 значений толщин и 11 значений депрессий. Была создана синтетическая фильтрационная модель по свойствам породы и флюида идентичная модели рассматриваемого месторождения «Н». Размеры модели 30x30x70 ячеек. (рис.Рисунок 2.9) Размеры ячеек: $dx=dy=50\text{м}$, $dz=1\text{м}$. Как было указано ранее, для того, чтобы корректно описать процесс конусообразования необходимо применение локального измельчения сетки. Размеры ячеек в ячейке со свежиной $dx=dy=5\text{м}$, $dz=0.2\text{м}$, а в ячейках, граничащих с ней – $dx=dy=10\text{м}$, $dz=0.5\text{м}$. Исходные данные для расчета экономических показателей прежние – представлены в таблице 2.11.

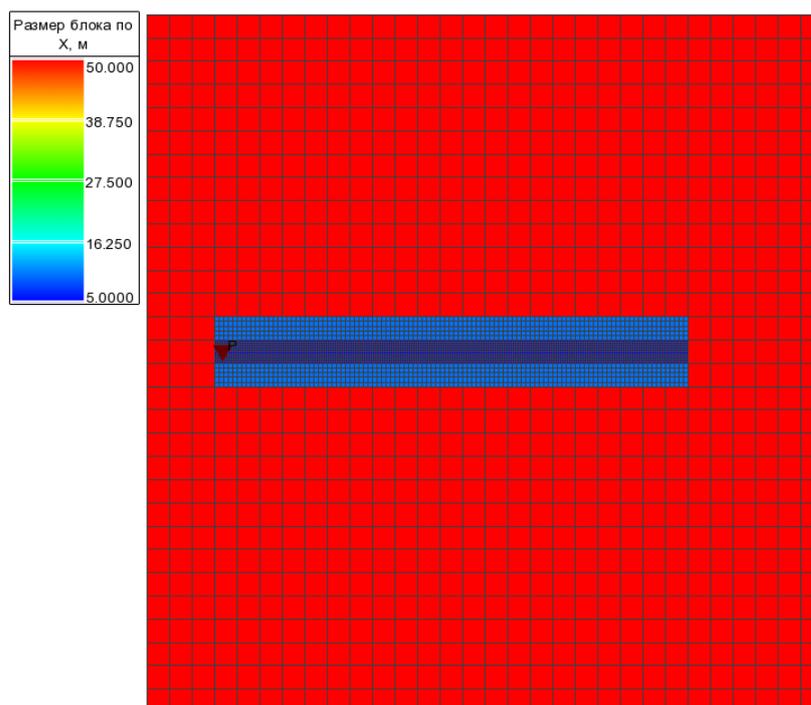


Рисунок 2.9 Расчетная область синтетической гидродинамической модели с локальным измельчением сетки

Результаты расчетов показаны на рис. 2.10-2.12. На них проиллюстрированы зависимости NPV от депрессии для различных значений толщин вблизи оптимума по чистому дисконтированному доходу.



Рисунок 2.10 Зависимость NPV от депрессии для значения $h_{эфф}=5\text{м}$

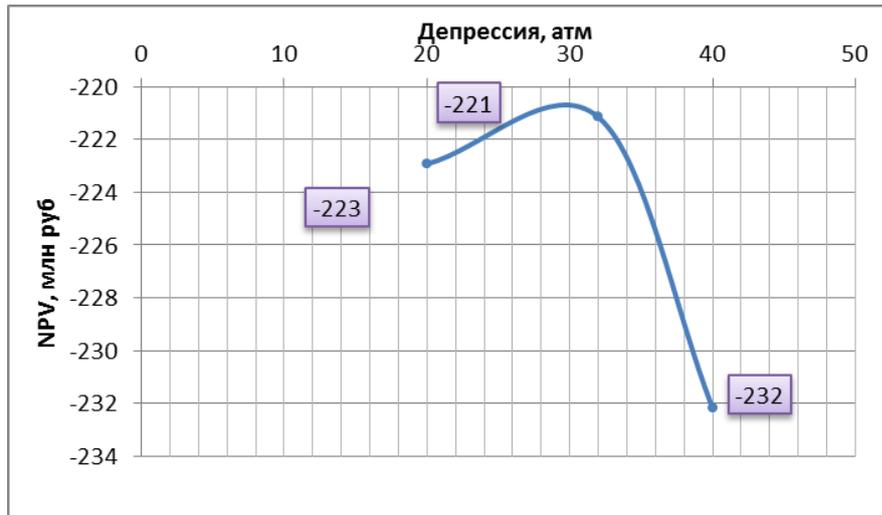


Рисунок 2.11 Зависимость NPV от депрессии для значения $h_{эфф}=20м$

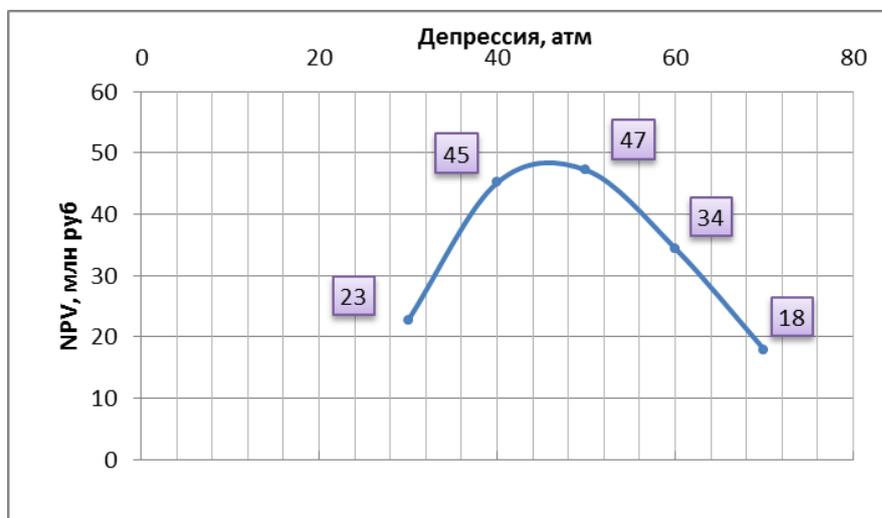


Рисунок 2.12 Зависимость NPV от депрессии для значения $h_{эфф}=30м$

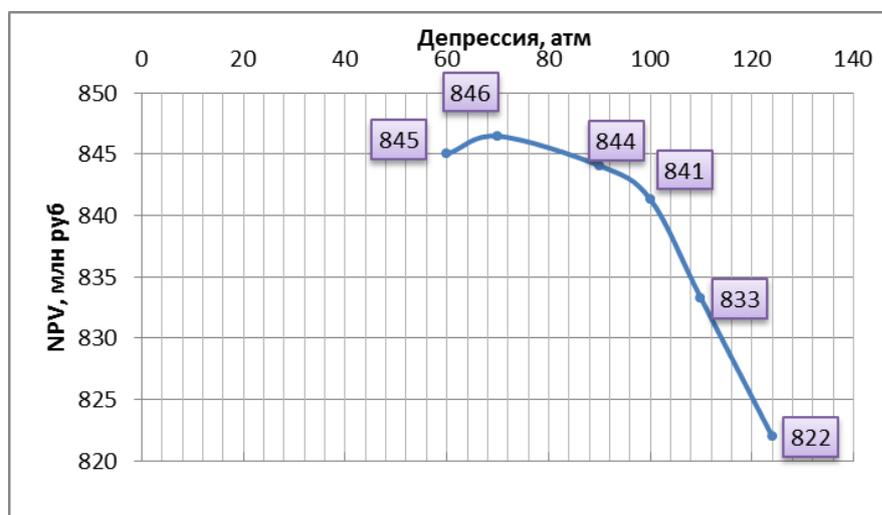


Рисунок 2.13 Зависимость NPV от депрессии для значения $h_{эфф}=40м$

По результатам расчетов была также построена зависимость оптимальной депрессии от толщины эффективной нефтенасыщенной толщины (рис.2.14)

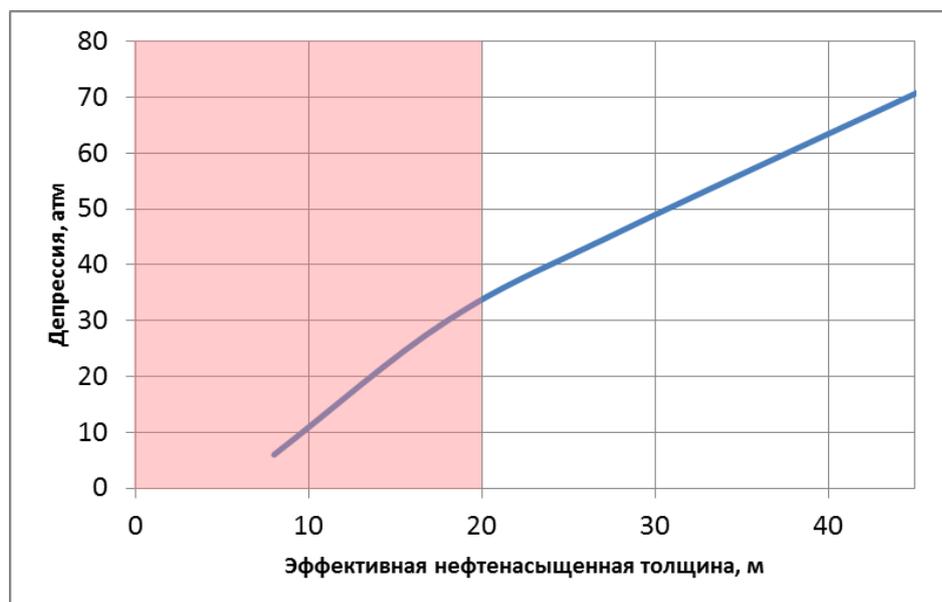


Рисунок 2.14 Зависимость оптимальной депрессии от толщины оторочки

Все результаты были сведены в единую матрицу рентабельности, которая позволяет оценить, рентабелен ли данный участок залежи а в случае положительного ответа получить оптимальное значение депрессии на пласт.

ΔP , атм \ H, м	5	20	30	40
1				
10				
20				
30				
40				
50			NPV _{max}	
60				NPV _{max}
70				NPV _{max}
90				
100				

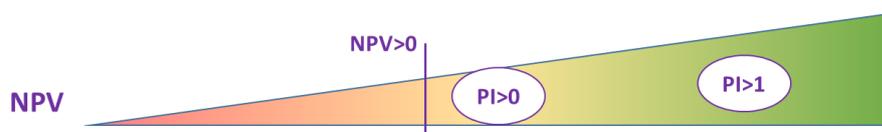


Рисунок 2.15 Матрица рентабельности разработки нефтяных оторочек

3. ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ ТОНКИХ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК

3.1 Возможность применения сайклинг-процесса для добычи нефти тонких нефтяных оторочек

Ввиду эффективности технологии сайклинг-процесса для добычи выпавшего конденсата на газоконденсатных месторождениях возникает идея о добыче нефти и конденсата из тонких нефтяных оторочек, разработка которых существующими технологиями экономически неэффективна (рис. Рисунок 2.15). В работе [39] рассматривается теория вытеснения нефти растворителями, газом при высоком давлении и обогащенным газом.

Испарением, как известно, называется переход вещества из жидкого состояния в газообразное. При этом наиболее быстрые молекулы покидают жидкую фазу, что приводит к охлаждению жидкости в целом, если, конечно, нет подвода тепла от окружающих тел [40]. Процесс испарения в целом, обратно симметричен испарению. До начала разработки, многокомпонентная и многофазная система (нефть, вода, газ) находится в термодинамическом равновесии, для которого необходимо равенство температур, давлений, химических потенциалов каждого компонента в каждой фазе. В термодинамике все эти условия сводятся к равенству фугитивностей (летучестей) компонентов [41]. В общем случае фугитивность реального вещества является сложной функцией состояния, например давления и температуры. Говоря простым языком, фугитивность – это мера способности молекул переходить из одной фазы в другую. Таким образом, любое внешнее вмешательство в систему, находящуюся в термодинамическом равновесии, как то: изменение температуры, давления, компонентного состава смеси, выводит данную систему из равновесия.

Задача о фазовом равновесии решается на каждом временном шаге в каждой ячейке композиционного гидродинамического симулятора Eclipse 300. Рассмотрим вкратце постановку этой задачи. Исходные данные: давление P , температура T , мольный состав многокомпонентной системы Z_i . Необходимо

найти мольные доли L и V – доля жидкой и газовой фазы системы в целом соответственно и мольные доли жидкой x_i и газовой y_i фаз для каждой из компонент в отдельности. Эта задача описывается системой из $2N+2$ уравнений (28):

$$\begin{cases} f_{i,L} - f_{i,V} = 0, \\ x_i L + y_i V - z_i = 0, \\ \sum_{i=1}^N y_i - 1 = 0, \\ L + V = 1 \end{cases} \quad (28)$$

Первые N уравнений в этой системе описывают условия термодинамического равновесия – равенство фугитивностей компонент в каждой из фаз, жидкой и газовой. Следующие N уравнений описывают материальный баланс компонент в фазах. Фугитивности рассчитываются совместно с уравнениями состояния вещества по известным соотношениям, например (29).

$$\ln\left(\frac{f_i \cdot x_i}{p}\right) = -\ln(Z - B) + \frac{A \cdot \left(2 \frac{S_i}{A} - \frac{B_i}{B}\right)}{\left((m_1 - m_2) \cdot B\right)} \cdot \ln\left(\frac{Z + m_2 B}{Z + m_1 B}\right) + \frac{B_i}{B \cdot (Z - 1)} \quad (29)$$

Авторами [42] предлагается технология, основанная на испарении нефти в сухой газ, включающая возможность извлечения неподвижно (капиллярно) связанной нефти совместно с разработкой газовой шапки.

Сущность данной технологии заключается в закачке сухого сепарированного газа при давлении большем давления начала испарения. Таким образом, нефть частично испаряется в газ и далее, добывается газовыми скважинами совместно с газом газовой шапки и конденсатом (рис. 3.1).

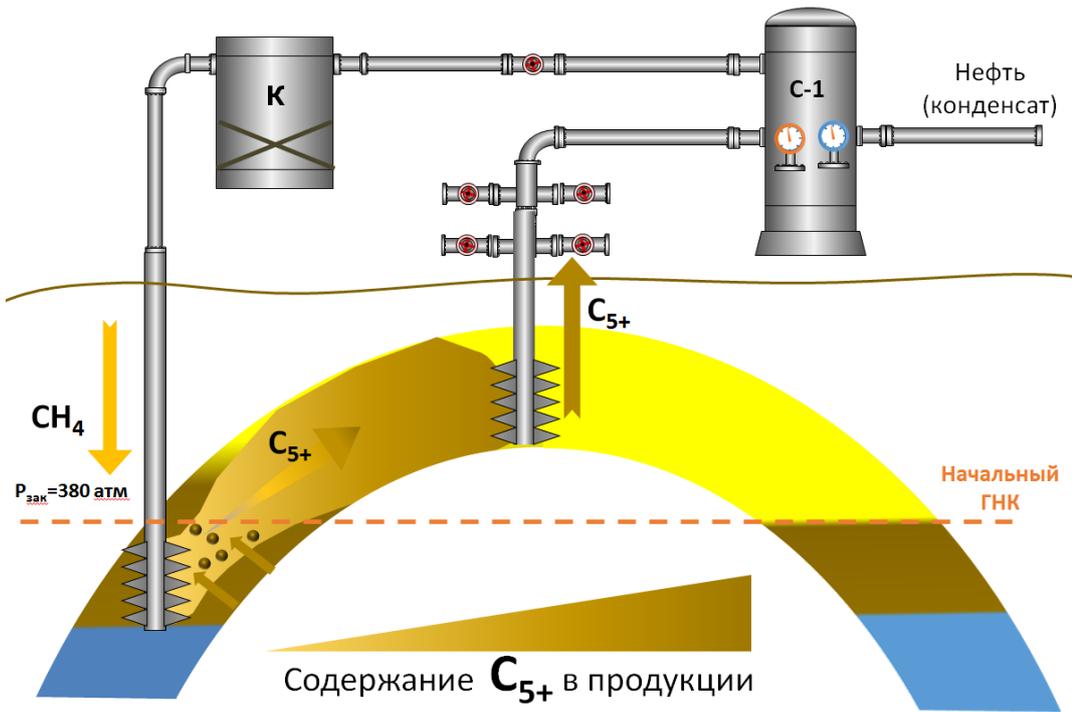


Рисунок 3.1 Принципиальная схема сайклинг-процесса в нефтяной оторочке

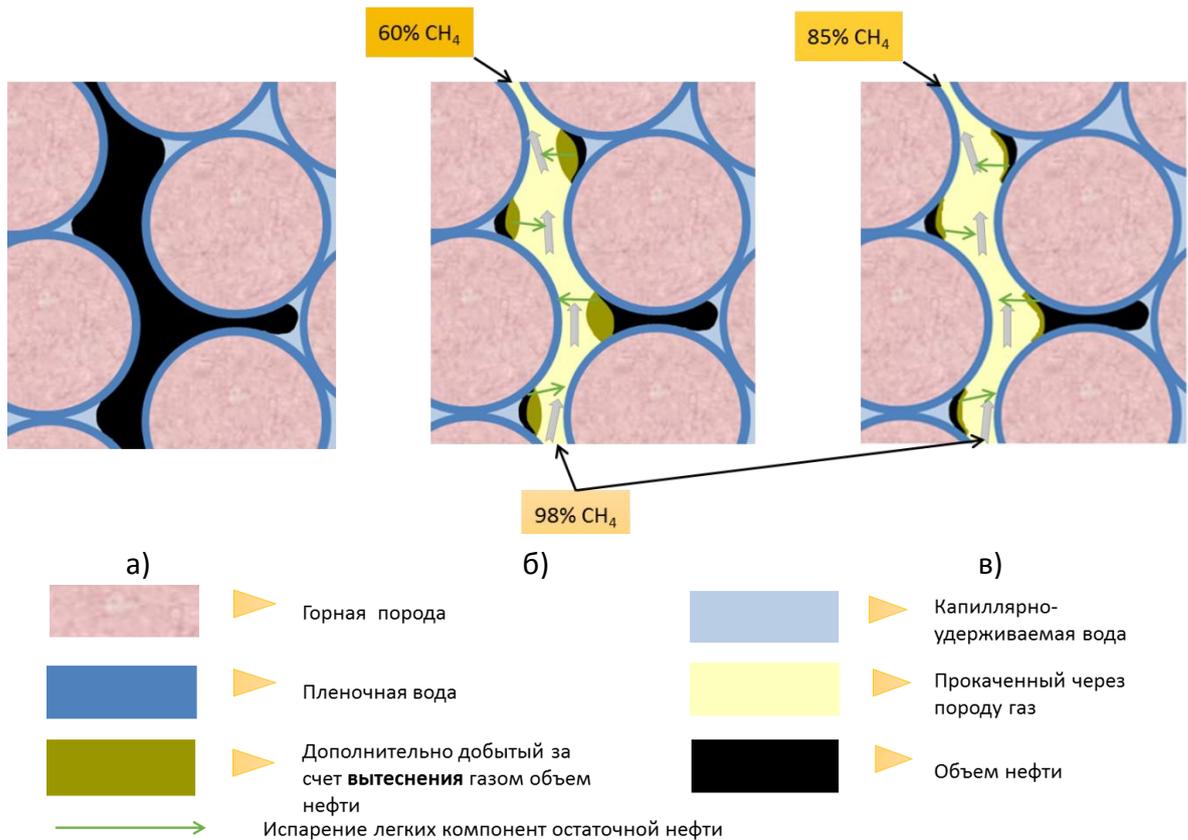


Рисунок 3.2 Микроскопическое описание процесса закачки сухого газа

На рис.3.2 схематически проиллюстрирована закачка сухого газа в поровое пространство для разных моментов времени. Видно, что газ, проходя через поровое пространство, помимо обычного вытеснения и испарения подвижной нефти захватывает с собой также и часть связанной нефти.

Преимущество такого метода, например перед технологией барьерного заводнения в том, что снижается количество малопродуктивных скважин, решается вопрос об утилизации газа и кроме того, рисков и затрат, связанных с организацией барьерного заводнения, так как даже в таком случае есть вероятность формирования «нефтяного вала», когда нефть оттесняется в газовую шапку [43]. Такая ситуация возможна при недостаточной плотности сетки барьерных скважин, в то время как увеличение числа барьерных скважин серьезно отражается на увеличении капитальных затрат.

3.2 Описание объекта моделирования

Для расчета эффективности сайклинг-процесса в нефтяных оторочках была взята секторная модель тонкой нефтяной оторочки с эффективной нефтенасыщенной толщиной 10м (табл.3.1). Исходные данные для расчета экономики представлены в таблице 2.11.

Таблица 3.1

Исходные данные рассматриваемого объекта

Параметры	Ед.изм.	Значение
Эффективная нефтенасыщенная толщина	м	10
Пористость	д.ед.	0,20
Газонасыщенность	д.ед.	0,59
Нефтенасыщенность	д.ед.	0,60
Проницаемость	мД	22,1
Песчанистость	д.ед.	0,78
Расчлененность	ед.	1
Нач. пластовое давление	МПа	18,1

Параметры	Ед.изм.	Значение
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	1,0
Газосодержание	м ³ /т	89
Конденсатосодержание	г/см ³	140,2

Поскольку на данном этапе мы имеем дело с испарением нефти, необходимо использование композиционной модели, которая, в отличие от Black Oil учитывает компонентный состав нефти и именно в композиционной модели решается задача о фазовом равновесии многокомпонентной системы, о которой было упомянуто в п.3.1. Компонентный состав нефти оторочки показан в таблице 3.2.

Таблица 3.2

Компонентный состав нефти рассматриваемого объекта

Компонент	Z	M, г/моль
CO ₂	0.0054	44.01
C ₁	0.4471	16.04
C ₂	0.0165	30.07
C ₃	0.0133	44.1
iC ₄	0.0072	58.12
nC ₄	0.0021	58.12
iC ₅	0.0035	72.15
nC ₅	0.0006	72.15
C ₆	0.0087	84
C ₇	0.0427	96
C ₈	0.0292	107
C ₉	0.0111	121
C ₁₀	0.0076	134
C ₁₁	0.0025	147
C ₁₂	0.0028	161
C ₁₃₊	0.4	243.15

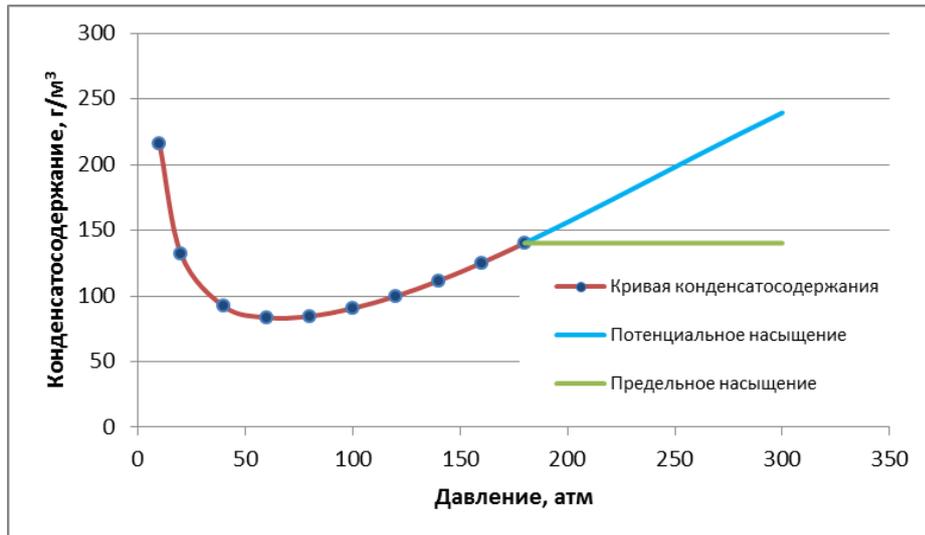


Рисунок 3.3 Кривая конденсатосодержания

На рис.3.3 показана кривая конденсатосодержания для рассматриваемой системы в зависимости от давления, откуда видно, что при пластовом давлении в 181 атм. в сухой газ потенциально может испариться 140 г/м³ нефти оторочки. При повышении давления потенциальное конденсатосодержание в газе может достигать 238 г/м³ при 300 атм.

Производилось сравнение двух вариантов разработки: 1 – на естественном режиме и с применением сайклинг-процесса. (рис.3.4)

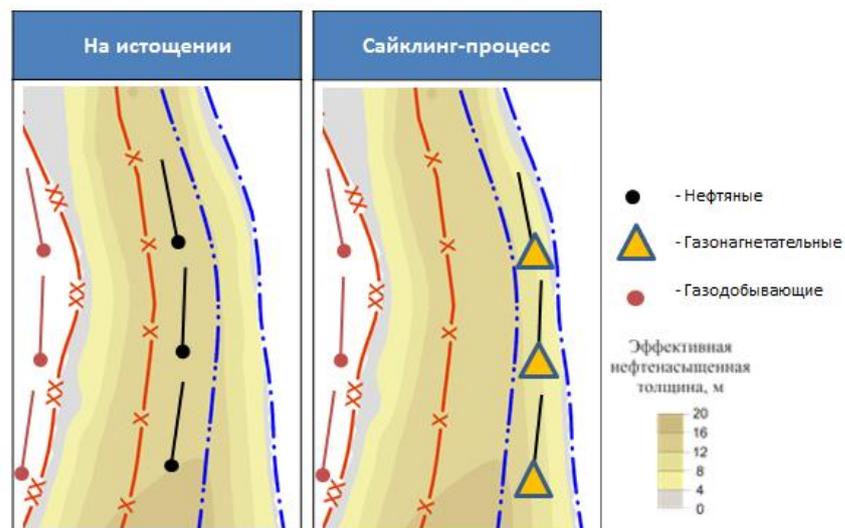


Рисунок 3.4 Размещение фонда в двух вариантах на карте эффективных нефтенасыщенных толщин рассматриваемого объекта

В первом варианте предполагается работа залежи на естественном режиме, ограничение по максимальному газонефтяному фактору принимается исходя из ограничений поверхностной инфраструктуры и работы насосного оборудования в $2000 \text{ м}^3 / \text{м}^3$. Второй вариант представляет собой реализацию сайклинг-процесса в нефтяных оторочках. Для обеспечения целей ППД и режима испарения нефти газ закачивается в газонагнетательные скважины вблизи ВНК с целью максимального охвата залежи по площади и по разрезу.

3.3 Результаты расчетов

Разрез нефтяной оторочки в начальный момент времени и на момент окончания разработки показан на рис. 3.5. Начальная нефтенасыщенность в нефтяной части залежи 60%, конечное значение нефтенасыщенности в некоторых промытых газом областях снизилось до 29%, что даже меньше остаточной нефтенасыщенности в 31%. Этот факт свидетельствует о том, что испаряется при сайклинг-процессе не только подвижная нефть, но и капиллярно связанная. Вместе с тем, что в промытых областях наблюдается увеличение коэффициента вытеснения за счет снижения остаточной нефтенасыщенности, коэффициент охвата залежи газом сравнительно мал, это связано с высокой подвижностью газа и высоким давлением закачки.

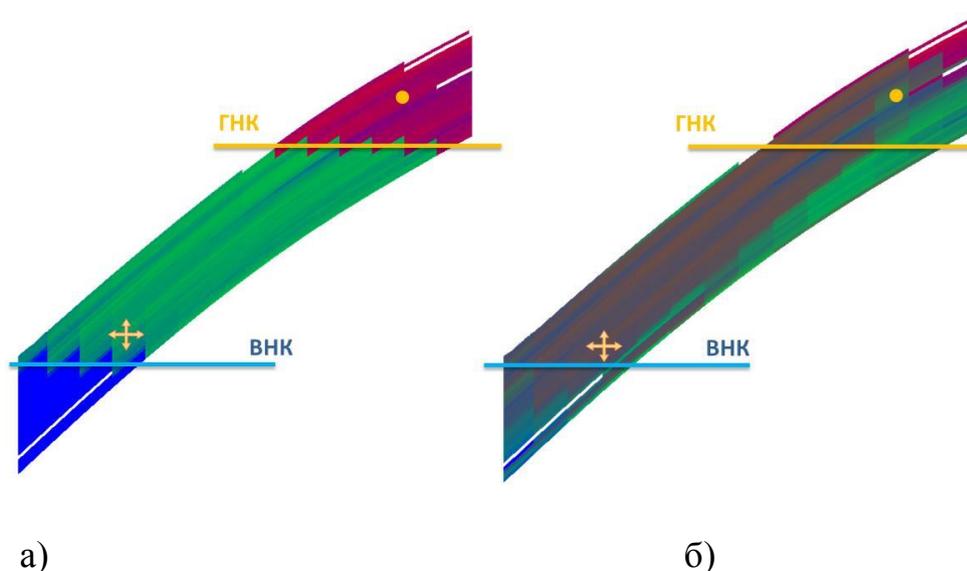


Рисунок 3.5 Распределение насыщенности по разрезу модели после прокачки коллектора сухим газом; а – начальный момент времени); б – спустя 20 лет расчета

Технологические параметры сайклинг-процесса показаны на рис.3.6. Видно, что максимальный эффект проявляется только спустя 4 года после начала закачки. Следует отметить, что в данном варианте присутствует также свободная нефть, которая приходит к забою добывающей скважины раньше испаренной – это так называемый «обратный конус» нефти, однако доля ее в общей добыче незначительна, порядка 11%. Основную долю добычи жидких углеводородов составляет конденсат, в данном случае компоненты C_5-C_{10} .

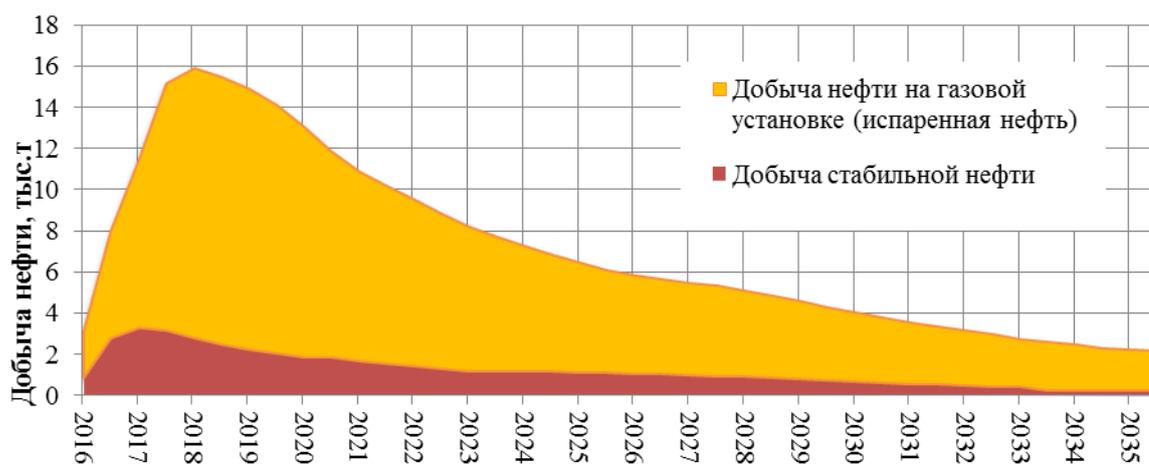


Рисунок 3.6 Динамика добычи жидких углеводородов и доля испаренной нефти в продукции по варианту сайклинг-процесса

На рис.3.7 Представлена динамика изменения доли метана в добываемой продукции. В начале разработки добывается газ из газовой шапки с начальным содержанием метана. С течением времени доля конденсата и испаренной нефти растет, количество метана падает, после чего выходит на некоторое постоянное значение – газ промывает наиболее высокопроницаемые пропластки и эффект от закачки становится не столь значительным.



Рисунок 3.7 Изменение доли метана в добываемой продукции от времени

Проведен также экономический расчет представленных вариантов, результаты представлены в таблице 3.3, откуда видно, что второй вариант превосходит вариант на режиме истощения как по нефтеотдаче, так и по величине чистого дисконтированного дохода.

Таблица 3.3

Сопоставление результатов расчетов технологий 1 и 2

Показатели	Ед. изм.	Технологии	
		1	2
Режим работы		Ест.режим	Сайклинг
Система разработки		Рядная	Рядная
Расстояние в ряду	м	100	
Длина ствола ГС	м	1000	
Фонд скважин		6	6
добывающих		6	3
газонагнетательных		-	3
Накопленная			
добыча нефти	тыс. т	118	282
добыча жидкости	тыс. т	258	31
закачка газа	млн м ³	-	503
КИН	д.ед.	0.051	0.122
NPV	млн.руб	-64	248
Добыча нефти на скважину	тыс. т	40	94

Перспективы дальнейшего развития технологии заключаются в поиске оптимальных параметров системы разработки в зависимости от геологических условий и компонентного состава флюида. Необходимо повышать охват газовым воздействием, вовлекая в контакт с сухим газом как можно большую площадь поверхности нефти, при этом также обеспечивая лучшую растворимость нефти в газ. Первое можно обеспечить с помощью полимерного воздействия либо применения пен и водогазового воздействия, второе – подбором агента закачки. Кроме того, требуется дополнительное исследование по влиянию скорости испарения компонент на величину нефтеотдачи.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе проведенной работы были исследованы особенности многофазной фильтрации при разработке залежей с тонкими нефтяными оторочками. Рассмотрены основные проблемы, связанные с разработкой и моделированием разработки нефтяных оторочек, в том числе проблема конусообразования, обоснования оптимальных режимов работы скважин, поиска эффективных технологий разработки. Рассмотрены физические основы теории испарения нефти при закачке сухого газа.

По данной работе получены следующие основные результаты:

1. Произведен расчет критических дебитов и депрессий в зависимости от положения скважин и анизотропии проницаемости для случая одновременного образования конусов воды и газа как для вертикальных и горизонтальных скважин. В результате расчетов выявлено, что снижение анизотропии ведет к уменьшению значения безгазового дебита и с уменьшением расстояния до флюидального контакта критический дебит уменьшается.

2. Произведено сравнение различных способов обоснования забойного давления, показано, что эксплуатация скважин на безгазовых депрессиях для рассматриваемого объекта экономически неэффективна ввиду того, критические дебиты, рассчитанные аналитически получаются малы, это связано с тем, что при выводе аналитических методик не принимались во внимание многие факторы, такие как неоднородность пласта, локальные включения неколлекторов, М-фактор, нестационарность конуса, фазовые проницаемости, капиллярные силы и т.д. Наиболее полно все это может быть учтено только в гидродинамической модели.

3. Проведены многовариантные расчеты на гидродинамической модели нефтяной оторочки, по результатам которых получена матрица рентабельности, позволяющая провести экспресс-оценку экономической эффективности разработки рассматриваемого участка залежи, и получить оптимальное значение депрессии на пласт.

4. Проведен расчет в композиционной гидродинамической модели по воспроизведению фазовых переходов в нефтегазоконденсатной залежи с тонкой нефтяной оторочкой для обоснования эффективности разработки данных объектов с помощью испарения легких компонентов нефти в газовую фазу.

На докритических дебитах эксплуатация скважин в тонких нефтяных оторочках экономически нерентабельна, а случае работы на истощении с дебитами выше критических возникает нестабильность фронта вытеснения – «языки газа». Объем вытесняемой нефти до прорыва газа получается низким. Эксплуатация после прорыва газа сопряжена с ограничениями насосного оборудования, а фонтанирование скважины невозможно ввиду большого количества жидкости на забое скважины.

По результатам расчета видно, что происходит испарение компонентов нефти преимущественно в диапазоне C_5 - C_{10} , которые вносят основной вклад в добычу жидких углеводородов – 89% от общей добычи нефти. Таким образом, эффективность сайклинг-процесса будет выше на месторождениях легкой нефти. Кроме того, эффективность метода существенным образом зависит от конденсатосодержания, именно оно определяет, сколько нефти может испариться в газ при данном давлении, поэтому, чем больше конденсатосодержание в данной залежи, тем выше эффект от закачки газа. За счет ретроградных эффектов при повышении давления будет происходить рост количества конденсата в газе. Следовательно, при повышении давления закачки все большее количество тяжелых компонентов будет переходить в газовую фазу. Показано, что закачка сухого газа, снижает значение остаточной нефтенасыщенности в «промытой» газом зоне, так как испаряется не только подвижная нефть, но и капиллярно связанная, увеличивая таким образом коэффициент вытеснения. В заключении, проведена технико-экономическая оценка технологии закачки сухого газа в пласт, по результатам которой можно утверждать, что данная технология позволяет рентабельно разрабатывать тонкие нефтяные оторочки.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Нефть: структура и тенденции изменения сырьевой базы России. И.В., Шпуров. 2015 г., Недропользование XXI век, 64 с.
2. Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Гости и нормативы. [Электронный ресурс] 15.08.2016
<http://gostrf.com/normadata/1/4293832/4293832569.htm>.
3. Плотников А.А., Киченко В.Е., Карнаухов С.М. Стратегия поисков залежей нефти в юрских отложениях севера западной сибери. [ред.] Варягов С.А. Новосибирск : СО РАН, 2009. 143с.
4. И.И., Ибрагимов. Обоснование рациональных технологических параметров разработки горизонтальными скважинами нефтяных оторочек газоконденсатных залежей. Москва : б.н., 2009. 115с. Дисс.канд.тех.наук.
5. Приказ 298 Об утверждении Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. Помощь по ГОСТам. [Электронный ресурс] 15.08.2016
<http://www.gosthelp.ru/text/Prikaz298ObutverzhdaniiKl.html>.
6. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 1 ноября 2013 г. N 477 г. Москва "Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов". Российская газета. [Электронный ресурс] 15.08.2016
<https://rg.ru/2014/02/03/neft-site-dok.html>.
7. Olamigoke, Peacock. First-Pass screening of Reservoirs with Large Gas Caps for Oil Rim Development. Abuja : SPE 128603, 2009. Nigeria Annual International Conference and Exhibition.
8. Оцека факторов, влияющих на разработку нефтяных оторочек. С.В., Колбиков. б.м. : SPE 160678, 2012 г., SPE/ ОАО "Новатэк", 11с.

9. Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири. Буракова С.В., Изюмченко Д.В., Минаков И.И., Истомин В.А., Кумейко Е.Л. 16, б.м. : УДК 622.276.5(571.5), 2013 г., Вести газовой науки, стр. 124-133.
10. Формирование стратегии разработки нефтяных оторочек на примере Уренгойской группы месторождений. Перевозкин И.В., Ушмаев О.С., Ковальчук С.В., Ким И.А. б.м. : ООО "Газпромнефить НТЦ", 2015.
11. Ahmed, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Houston, Texas : Gulf Publishing Company, 2000.
12. Salavatov T.Sh., Ghareeb Al Sayeed. Prediction the behavior of water and gas coning in horizontal wells. Baku : Oil and Gas Business. – Azerbaijan State Oil Academy, 2009.
13. Определение местоположения в разрезах скважин Чаяндинского месторождения границ хамакинского продуктивного горизонта. Рыжков А.Е., Крикунов А.И., Рыжова Л.А., Канунникова Н.Ю., Саприна О.А. 12, Январь 2013 г., Вести газовой науки, стр. 174-183.
14. Increased oil production at Troll by autonomous inflow control with RCP valves. (Statoil), Martin Halvorsen (Statoil ASA) | Geir Elseth (Statoil ASA) | Olav Magne Naevdal. San Antonio : SPE-159634-MS, 2012 г.
15. И.А., Чарный. Подземная газогидродинамика. [ред.] Каешкова С.М. Москва : Гостоптехиздат, 1963. 397с.
16. В.С, Бойко. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. Москва : Недра, 1990. Учеб. для вузов. 427с.
17. Афанасьева А.В., Зиновьева Л.А. Опыт разработки нефтегазовых залежей. Москва : Недра, 1980. 225с.

18. А.Г., Дурмишьян. Газоконденсатные месторождения. Москва : Недра, 1979. 335с.
19. Овнатанов С.Т., Карапетов К.А. Нефтеотдача при разработке нефтяных месторождений. Ленинград : Недра, 1970. 225с.
20. Дроздов А.Н., Телков В.П., Егоров Ю.А. Водогазовое воздействие на пласт: механизм действия, известные технологии. Насосно-эжекторная технология и насосно-компрессорная технология как ее разновидность. Москва : РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, УДК 622,276.–Бурение, разработка и добыча, 2015. стр. 23-33.
21. Бетелин В.Б., Юдин В.А., Афанаскин И.В., Вольмин С.Г., Кац Р.М., Королёв А.В. Создание отечественного терогидросимулятора – необходимый этап освоения нетрадиционных залежей углеводородов России. Москва : ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2015. 206с.
22. А.И., Ширковский. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Учебник для вузов. 2-е. Москва : Недра, 1987. 309с.
23. Николаев В.А., Тер-Сакисов Р.М., Макеев Б.В., Зайцев С.Ю. Вовлечение в разработку рассеянных жидких углеводородов газовых залежей. Москва : ВНИИГАЗ, 1986. Технологические проблемы освоения газоконденсатных месторождений: Сб. науч.тр. -.
24. Гриценко А.И., Николаев В.А., Тер-Сакисов Р.М. Компонентоотдача пласта при разработке газоконденсатных залежей. М : Недра, 1995. 264с.
25. В.Г., Подюк. Методы добычи углеводородов из газоконденсатных месторождений в условиях аномально низких пластовых давлений. Москва : ВНИИГАЗ, 1997. Дисс.канд.тех.наук..
26. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. Москва : Недра, 1974. 376с.

27. М., Маскет. Физические основы технологии добычи нефти. Перевод с англ. . Москва : Гостоптехиздат, 1953. 607с.
28. Van Everdingen A.F., Hurst W. The application of the Laplace transformations to flow problems in reservoirs. 1949. AIME, 186, 305.
29. О.М., Севастьянов. Гидрогеологические исследования, проведенные в процессе разведки и опытно-промышленной эксплуатации Астраханского и Карачаганакского месторождений. В сб. Актуальные проблемы нефтяной гидрогеологии. Москва : Наука, 1993. стр. 100-104.
30. Азербаетв Е.Р., Марченко О.Н., Сапаргалиев Т.А. Основные черты геологического строения, степень изученности и результаты нефтепоисковых работ, современное состояние и перспективы развития нефтегазового комплекса северного Прикаспия. Уральск : ТОО СП "Досбасс", 2001.
31. Особенности разработки Карачаганакского месторождения. Ж.К., Кусанов. Июнь 2011 г., Нефтяное хозяйство, стр. 100-103.
32. Chierici G.L., Ciucci G.M., Pizzi G.A. A Systematic Study of Gas and Water Coning By Potentiometric Models. б.м. : JPT, Aug.1964. 923-29; Trans., AIME, 231.
33. Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells. S.Joshi. June, 1988 г., Journaj of Petroleum Technology. SPE 15375.
34. Р.Д., Каневская. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. Москва-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2002. 140с.
35. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. Москва : Недра, 1982. 407с.
36. Efficient use of domain decomposition and local grid refinement in reservoir simulation. Nacul E.C., Lepetre C., Pedrosa JR O.A., Girard P., Aziz K. 1990 г. SPE-20740.

37. Практические аспекты моделирования конусообразования в карбонатных коллекторах. Бреславич Илья, Roxar и Шигапова Диана, Roxar Software Solutions. 2015 г. SPE-177396-RU.
38. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. Москва : Недра, 1964. 154с.
39. Р.М., Тер-Сакисов. Разработка месторождений природных газов. Москва : Недра, 1999. 659с. ISBN 5-247-03833-9.
40. Молекулярная теория газов и жидкостей. Гиршфельдер Дж., Кертисс Ч., Берд Р. Москва : Ин.лит., 1961 г., 929с.
41. А.И., Брусиловский. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. Москва : Грааль, 2002. 575с.
42. Архипов В.Н., Николаев М.Н., Кокорин Д.А., Грандов Д.В., Бриллиант Л.С., Данько М.Ю. Способ разработки нефтяной оторочки и подгазовой зоны сложно построенных залежей. 2606740 РФ, 2016 г.
43. Некоторые особенности барьерного заводнения на Самотлорском месторождении. Медведев Н.Н., Вайгель А.А., Шестопал С.А. 1981 г., Нефтепромысловое дело.