

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ РАЗЛИЧНЫМИ АГЕНТАМИ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276.6

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Грушецкий Егор Владимирович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Криницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ**21.03.01 Нефтегазовое дело****ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности

ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ А.А. Лукин
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б94	Грушецкий Егор Владимирович

Тема работы:

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ РАЗЛИЧНЫМИ АГЕНТАМИ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	39–66/с от 08.02.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	14.06.2023
--------------------------------------------	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Фондовая и научная литература, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, технологические регламенты, нормативные документы.</p>
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i></p>	<p>Геологические особенности нефтяных оторочек месторождений Западной Сибири; оценка фильтрационно-ёмкостных свойств залежей с нефтяной оторочкой; особенности формирования наклонного водонефтяного контакта в процессе разработки нефтяной оторочки; влияние геолого-физических факторов на выбор системы разработки нефтяной оторочки; взаимодействие в пластовых условиях агентов вытеснения на содержащийся в них флюид; системы разработки нефтяных оторочек, основанные на естественных режимах истощения энергии пласта; системы разработки нефтяных оторочек на искусственных режимах, направленных на поддержание пластовой энергии; разработка критериев применения вытесняющего воздействия на нефтяную оторочку; моделирование процесса разработки нефтяной оторочки.</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p> <p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Консультант</p> <p>Доцент, Криницына Зоя Васильевна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>09.02.2023</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			09.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Грушецкий Егор Владимирович		09.02.2023

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ весенний семестр 2022/2023 учебного года

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б94	Грушецкий Егор Владимирович

Тема работы:

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ РАЗЛИЧНЫМИ АГЕНТАМИ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	14.06.2023
--------------------------------------------	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2023	Современный подход к разработке месторождений с нефтяными оторочками	30
03.04.2023	Оценка систем разработки месторождений с нефтяной оторочкой	30
24.04.2023	Обоснование выбора системы разработки нефтяной оторочки нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений	20
15.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
05.06.2023	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			09.02.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н.		09.02.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Грушецкий Егор Владимирович		09.02.2023

РЕФЕРАТ

Объём данной выпускной квалификационной работы составляет 169 страниц, в том числе 56 рисунков, 21 таблицу, 48 расчётных формул. Список использованной литературы содержит 81 источник. В работе содержится 1 приложение.

Ключевые слова: нефтяная оторочка, вытесняющий агент, система поддержания пластового давления, повышение эффективности извлечения нефти, коэффициент охвата залежи.

Объект исследования: нефтяные оторочки нефтегазоконденсатных и газонефтяных залежей.

Цель исследования: повышение эффективности извлечения нефти из нефтяной оторочки в процессе разработки нефтегазоконденсатных и нефтегазовых месторождений.

В данной работе рассматриваются геологические особенности залежей с нефтяной оторочкой, фильтрационно-ёмкостные свойства залежей, влияние наклонного водонефтяного контакта на разработку залежи, влияние агентов вытеснения на пластовый флюид, анализ геолого-физических факторов на выбор системы разработки. Выполнен анализ систем разработки залежей с нефтяной оторочкой на естественных и искусственных источниках пластовой энергии, моделирование процесса разработки залежи с нефтяной оторочкой при использовании искусственного воздействия на пласт, а также выполнена разработка критериев способов воздействия на пласт в процессе разработки залежи.

По результатам анализа научной литературы, наиболее эффективной технологией является водогазовое воздействие на нефтяную оторочку, где в качестве жидкой фазы используется водно-полимерный раствор совместно с поверхностно-активными веществами. В качестве перспективных способов воздействия является применение гелеобразователей и пенных систем, используемых в качестве полужёстких барьеров на границе ГНК для газогидродинамического разобщения газовой шапки и нефтяной оторочки.

Область применения: нефтегазовые и нефтегазоконденсатные месторождения с нефтяными оторочками, разрабатываемые на естественных работах режима работы залежи.

Потенциальная экономическая эффективность обусловлена повышением текущих темпов отбора нефти, а также коэффициента охвата и конечного коэффициента извлечения нефти.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С НЕФТЯНЫМИ ОТОРОЧКАМИ	14
1.1 Геологические особенности нефтяных оторочек месторождений Западной Сибири.....	17
1.2 Оценка фильтрационно-емкостных свойств залежей с нефтяной оторочкой	31
1.3 Особенности формирования наклонного водонефтяного контакта в процессе разработки нефтяной оторочки	40
1.4 Влияние геолого-физических факторов на выбор системы разработки нефтяной оторочки.....	48
1.5 Взаимодействие в пластовых условиях агентов вытеснения на содержащийся в них флюид.....	55
2 ОЦЕНКА СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКОЙ.....	75
2.1 Системы разработки нефтяных оторочек, основанные на естественных режимах истощения энергии пласта	75
2.2 Системы разработки нефтяных оторочек на искусственных режимах, направленных на поддержание пластовой энергии.....	79
2.3 Разработка критериев применения вытесняющего воздействия на нефтяную оторочку	106
2.4 Моделирование процесса разработки нефтяной оторочки.....	107
3 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ И НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	115
4.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	121
4.1 Экономическая эффективность увеличения добычи нефти вследствие выравнивания фронта вытеснения нестационарным заводнением	121

4.2 Выводы по разделу «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».....	127
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	131
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	131
5.2 Производственная безопасность.....	137
5.3 Экологическая безопасность.....	148
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	153
5.5 Выводы по разделу «социальная ответственность».....	154
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	156
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	158
Приложение 1	167

ВВЕДЕНИЕ

В последнее время существенно возрос интерес к выделению как отдельных объектов разработки нефтяных оторочек газовых и газоконденсатных месторождений. Данный интерес в основном возникает вследствие снижения доли средних, крупных и уникальных нефтяных и газонефтяных месторождений, где разработка и эксплуатация значительно проще нежели нефтяных оторочек. Поэтому разработка месторождений с нефтяной оторочкой является более актуальной в сравнении с традиционными нефтяными месторождениями.

В качестве подтверждения актуальности разработки месторождений с нефтяной оторочкой приведены примеры крупных и уникальных месторождений, разрабатывающихся в данный момент. К ним можно отнести такие месторождения как: Ен-Яхинское (крупное), Песцовое (крупное), Тазовское (уникальное), Западно-Таркосалинское (крупное), Оренбургское (уникальное), Чаяндинское (уникальное), Ямбургское (уникальное). Отличительной особенностью вышеперечисленных месторождений является то, что все они –газоконденсатные с нефтяной оторочкой. На всех этих месторождениях либо планируется, либо уже ведётся разработка нефтяных оторочек. Практически все месторождения, за исключением Ямбургского месторождения, разрабатываются дочерними компаниями ПАО «Газпром» и ПАО «Газпром нефть».

Разработка месторождений с нефтяной оторочкой несколько отличается от разработки традиционных месторождений. Одной из отличительных особенностей является низкая мощность нефтяной оторочки в сравнении с мощностью газовой шапки и слоя подошвенной воды, а также наличие гидродинамической связи нефтяной оторочки с газовой шапкой и подошвенной водой. Это приводит к тому, что образуются конусы прорыва подошвенной воды и газа к забоям добывающих скважин. Это обуславливает применение определённой конструкции скважин и ее режим работы, а также

применение скважинного оборудования в компоновке УЭЦН, способного работать при высоких значениях газового фактора.

В связи с тем, что оторочка имеет небольшую мощность, продолжительность безводного притока нефти к забоям добывающих скважин значительно ниже, чем для традиционных нефтяных залежей. Это приводит к тому, что коэффициент извлечения нефти оторочки значительно ниже, а продолжительность эксплуатации залежи редко превышает 15-20 лет.

К особенностям разработки нефтяной оторочки можно также отнести проблематичность применения системы поддержания пластового давления. Данная проблема также вызвана низкой мощностью оторочки, а также отсутствием гидродинамической изоляции от подошвенной воды и газовой шапки. В некоторых случаях применение системы ППД с различными агентами вытеснения является нецелесообразным и такие оторочки эксплуатируются на естественных режимах работы залежи.

Целью работы является: повышение эффективности извлечения нефти из нефтяной оторочки в процессе разработки нефтегазоконденсатных и нефтегазовых месторождений.

Задачи, поставленные к выполнению:

1. Проанализировать современные подходы к разработке месторождений с нефтяными оторочками;
2. Оценить системы разработки месторождений с нефтяной оторочкой;
3. Обосновать выбор системы разработки нефтяной оторочки нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений;
4. Оценить экономическую эффективность увеличения добычи нефти вследствие выравнивания фронта вытеснения нестационарным заводнением.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- БКНС** – блочная кустовая насосная станция;
- ВНК** – водонефтяной контакт;
- ВГВ** – водогазовое воздействие;
- ВГС** – водогазовая смесь;
- Г** – газовая залежь;
- ГВК** – газоводяной контакт;
- ГК** – газоконденсатная залежь;
- ГН** – газонефтяная залежь;
- ГНК** – газонефтяной контакт;
- ГРП** – гидравлический разрыв пласта
- ГФ** – газовый фактор;
- ГШ** – газовая шапка;
- ЖУВ** – жидкие углеводороды;
- ЖУФ** – жидкая углеводородная фаза;
- ЗСВ** – зеркало свободной воды;
- КИН** – коэффициент извлечения нефти;
- Н** – нефтяная залежь;
- НГ** – нефтегазовая залежь;
- НГК** – нефтегазоконденсатная залежь;
- НПК** – низкопроницаемые коллектора;
- ПАВ** – поверхностно-активные вещества;
- ПДК** – предельно-допустимая концентрация;
- ППД** – поддержание пластового давления;
- СА** – струйный аппарат;
- ТриЗ** – трудноизвлекаемые запасы;
- УВ** – углеводороды;
- ФЕС** – фильтрационно-ёмкостные свойства.

1 СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С НЕФТЯНЫМИ ОТОРОЧКАМИ

Активная разработка нефтяных оторочек в Российской Федерации началась недавно в сравнении с разработкой классических нефтяных месторождений – порядка 20 лет назад. Однако выделение нефтяных оторочек как отдельных объектов разработки было положено ещё в СССР, об этом свидетельствуют выделение месторождений с нефтяной оторочкой в правилах разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Ещё в советское проводились исследования нефтяных оторочек: геологические особенности, особенности формирования, строение нефтяных оторочек и т. п. Однако в связи с тем, что советский период было открыто огромное количество нефтяных месторождений с уникальными по объёмам запасами, экономической эффективности в разработке месторождений с нефтяной оторочкой не было. Также это обусловлено сложностью разработки таких месторождений – сложное строение коллектора, двухфазное состояние углеводородов, низкая мощность нефтяной оторочки, а также конструкция скважин, для которой необходима высокая точность бурения горизонтальной скважины с длинным горизонтальным окончанием.

Говоря о значимости разработки залежей с нефтяной оторочкой, следует упомянуть о доли таких залежей в объёме запасов нефти, газа и конденсата, находящихся на государственном балансе запасов Российской Федерации. Объём высоко выработанных запасов нефти выработанностью более 80 % за период 1981-1993 года по России увеличился в 3,7 раза, в Западной Сибири – в 26 раз, объём остаточных запасов нефти обводнёность свыше 90 % за 1975-1993 года на месторождениях России увеличился в 2 раза, а в Западной Сибири – в 21 раз [8].

Добыча нефти из месторождений с трудноизвлекаемыми запасами с 1891 по 1991 года (года максимальных темпов отбора нефти) составила 100 млн. т/год по странам бывшего СССР [8]. Залежи с нефтяной оторочкой относятся к одной из групп трудноизвлекаемых запасов наряду с такими

группами, как: низкопроницаемые и неоднородные коллекторы; залежи с высоковязкой и тяжёлой нефтью; залежи в глубоко залегающих пластах. Месторождения, имеющие двухфазные залежи или залежи сложного строения составляют 82 % общих трудноизвлекаемых запасов Российской Федерации, а доля запасов нефтегазоконденсатных залежей в низкопроницаемых и неоднородных коллекторах составляет порядка 10 % баланса запасов нефти Российской Федерации.

В 1993 году по данным Всероссийского института комплексных топливно-энергетических проблем в России находилось в эксплуатации 106 нефтегазовых, газонефтяных и газоконденсатных залежей, из которых 51 залежь – нефтегазовые и нефтегазоконденсатные с нефтяной оторочкой. Ещё меньшее число залежей двухфазного типа находится в эксплуатации длительное время, а залежи, разработка которых завершена – менее 20 [8].

Большинство из отечественных месторождений двухфазного типа разрабатываются на естественном режиме истощения пластовой энергии. Коэффициенты конечной нефтеотдачи по таким эксплуатационным объектам невелики и составляют порядка 0,07-0,27, а конечные коэффициенты конденсатоотдачи – 0,28-0,4 [8].

В настоящее время ведётся активное изучение особенностей разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами. Исследования проводятся в следующих областях: неконтролируемые деформации ВНК и ГНК (Закиров С. Н., Курбанов А. К., Матрос В. Н.); смещение фазовых равновесий углеводородных систем (нефтегазовых и нефтегазоконденсатных) в область высоких давлений; динамичное содержание углеводородов C_{5+} в добываемой газоконденсатной смеси в процессе разработки (Брусиловский А. И.); явления гистерезиса при фазовых превращениях пластовых смесей (Николаев В. А., Гриценко А. И.) [8].

Рассматривая советский опыт разработки, можно привести множество примеров залежей двухфазного типа. Например, месторождения Азербайджана – Карадаг и Зыря, разрабатывались при одновременном отборе

нефти и газоконденсатной смеси. При этом газ извлекается значительно интенсивнее, чем нефть. В Саратовской области России месторождения Степновское и Урицкое разрабатываются как нефтяные, а газоконденсатная смесь консервируется [9]. Тот же принцип задействован и на месторождениях Туркмении: Окарем, Котур Тепе. На Западно-Рыбушанском месторождении осуществляется система с пропорциональными отборами нефти и газа, то есть предусматривается недопустимость перемещение газонефтяного контакта [9]. Тот же принцип применялся и на месторождениях Ходжибад, Северный Сох Узбекской ССР.

Однако эксплуатация залежей двухфазного на естественном режиме имеет существенный недостаток – взаимосвязь извлечения газоконденсатной или газовой смеси и нефти между собой, то есть, увеличение коэффициента извлечения одного из компонентов достигается за счёт уменьшения коэффициента извлечения другого компонента – пластовых потерь [9].

С точки зрения законодательства, к ТРИЗ, согласно постановлению правительства РФ от 19 сентября 2020 г. № 1499 «Об установлении видов трудноизвлекаемых полезных ископаемых полезных ископаемых, в отношении которых право пользования участком недр может предоставляться для разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых», относится следующее [11]:

- Нефть из конкретных залежей, расположение которых отнесено к Баженовским, Абалакским, Хадумским или Доманиковым отложениям;
- Нефть с вязкостью 10000 мПа·с и более (в пластовых условиях);
- Нефть из конкретных залежей, расположение которых отнесено к Ачимовским отложениям, с показателем проницаемости менее 2 мД.

Таким образом, отечественный опыт разработки залежей двухфазного типа, строение которых отличается чрезвычайным разнообразием, а запасы нефти относятся к трудноизвлекаемым с точки зрения разработки таких залежей, является в настоящее время довольно ограниченным в сравнении с опытом разработки нефтяных и газовых месторождений.

1.1 Геологические особенности нефтяных оторочек месторождений Западной Сибири

Согласно современной классификации [1] залежей по фазовому состоянию углеводородов, изложенной в приказе от 1 ноября 2013 года № 477 «Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов», выделяют 6 типов залежей: Н, ГН, НГ, Г, ГК, НКГ.

Некоторые авторы [2] утверждают, что следует разделять залежи на газонефтеконденсатные и нефтегазоконденсатные в зависимости от преобладающих запасов нефти или газа и конденсата. Таким образом автор исключает из классификации НГ и ГН залежи, которые, по его мнению, не учитывают запасы конденсата в газовой шапке.

Опираясь на государственную классификацию залежей [1], следует внести некоторые уточнения для лучшего понимания особенностей нефтяных оторочек. Залежи с нефтяными оторочками – частный случай нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей, нефтенасыщенная часть которых характеризуется меньшей мощностью и объёмом.

Для лучшего понимания геологического строения залежи, следует упомянуть параметры породы-коллектора, такие как: нефтенасыщенность, водонасыщенность и газонасыщенность. Нефтенасыщенность – это присутствие в коллекторе нефти при условии, что в нём также могут присутствовать газ и вода. Определяется по следующей формуле:

$$K_n = \frac{V_{нп}}{V_n}, \quad (1)$$

где:

$V_{нп}$ – объём пор, занятых нефтью;

V_n – суммарный объём открытых пор.

В свою очередь, газонасыщенность – это наличие в коллекторе газа при условии, что совместно с газом в пласте могут присутствовать нефть и вода. Определяется по следующей формуле:

$$K_r = \frac{V_{rp}}{V_p}, \quad (2)$$

где:

V_{rp} – объём пор, занятых газом;

V_p – суммарный объём открытых пор.

Аналогично с коэффициентом водонасыщенности – это отношение объёма воды (остаточной воды), присутствующей в пустотном пространстве, к объёму пустотного пространства.

$$K_v = \frac{V_{vp}}{V_p}, \quad (3)$$

где:

V_{vp} – объём занятых пор водой или объём остаточной (связанной) воды;

V_p – суммарный объём открытых пор.

Как считают некоторые авторы [12], по коэффициенту остаточной водонасыщенности можно условно разделить породы-коллекторы на гидрофильные и гидрофобные. Гидрофобными считают породы-коллекторы, остаточная водонасыщенность в которых не более 10 % ($V_{vp} < 0,1$). Гидрофильными же считают породы-коллекторы, в которых остаточная водонасыщенность более 10 %.

Взаимодействие молекул породы и молекул воды необходимо учитывать для проектирования разработки залежей, для наиболее точного подсчёта запасов, а также для установления конечных показателей коэффициентов извлечения нефти и газа при различных системах разработки.

Если порода-коллектор гидрофильна, то в таком коллекторе большая часть нефти находится в подвижном состоянии и при вытеснении перемещается по плёнке воды.

Если же порода-коллектор гидрофобна, то часть нефти образует плёнку, которая обволакивает поровую поверхность и не участвует в процессе фильтрации, поскольку не может быть «отмыта» водой. Наблюдается увеличение потерь нефти в пласте.

Коэффициент водонасыщенности пород менее всего подвержен влиянию внешних факторов. Поэтому, при условии наличия всего двух фаз в поровом пространстве, можно определить следующими соотношениями [13]:

$$K_H = 1 - K_B \text{ или } K_G = 1 - K_B . \quad (4)$$

В противном случае (наличие в поровом пространстве сразу трёх фаз), данные коэффициенты взаимосвязаны соотношением [3]:

$$K_G + K_H + K_B = 1 . \quad (5)$$

Значения коэффициента водонасыщенности можно определить исходя из данных ГИС с помощью коэффициента увеличения сопротивления [3]:

$$P_H = \frac{\rho_{нг.п}}{\rho_{в.п}} , \quad (6)$$

где:

P_H – коэффициент увеличения сопротивления;

$\rho_{нг.п}$ – уд. электрическое сопротивление образца керна, пустотное пространство которого заполнено нефтью или газом и остаточной водой;

$\rho_{в.п}$ – уд. электрическое сопротивление того же образца, только уже при 100 % заполнении пустотного пространства этой же водой.

Между коэффициентом увеличения сопротивления и значением коэффициента водонасыщенности существует следующая зависимость [3]:

$$P_H = \frac{1}{K_B^n} , n = 1,73 - 4,33 , \quad (7)$$

где:

n – показатель, зависящий от литологической характеристики пород и свойств нефти (газа) и воды. На практике принимают значение, равное 2.

Определив коэффициент водонасыщенности, можно определить коэффициенты нефте- и газонасыщенности. Насыщенность породы-коллектора различными фазами существенно влияют на коэффициент относительной фазовой проницаемости этих фаз. Остаточная водонасыщенность существенно влияет на процессы вытеснения углеводородов из пустотного пространства. Ниже приведена диаграмма

состава потока в зависимости от характера насыщенности порового пространства (Рисунок 1) [4]. По данной диаграмме можно определить, при каких значениях нефте-, газо- и водонасыщенности порового пространства, возможна фильтрация нефти, газа и воды. Например, при газонасыщенности 20 %, водонасыщенности 50 % и нефтенасыщенности 30 % возможна фильтрация всех трёх фаз. При газонасыщенности более 34 % возможна только фильтрация газа, при нефтенасыщенности более 51 % возможна только фильтрация нефти, а при водонасыщенности более 67 % – возможна только фильтрация воды.

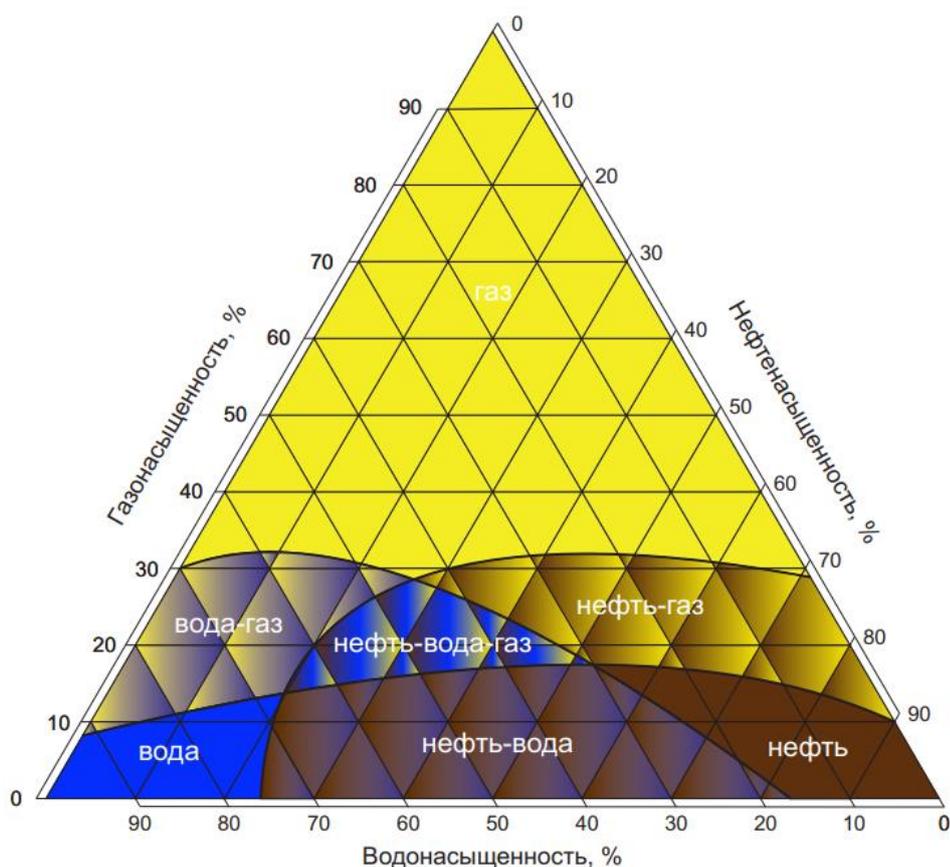


Рисунок 1 – Диаграмма фазового состава фильтрационного потока от характеристика насыщения порового пространства

Исходя из информации, представленной выше, а также дополнениям, можно сформулировать понятие «нефтяная оторочка». Нефтяная оторочка (подгазовая залежь) – это нефтяная часть газоконденсатной или газовой залежи, размеры и геологические запасы которой значительно уступают газоконденсатной или газовой части залежи. Такие залежи можно охарактеризовать следующим неравенством:

$$0,25 > \frac{Q_n}{Q_g + Q_n} > 0, \quad (8)$$

где:

Q_n – объём нефтенасыщенной части залежи;

Q_g – объём газонасыщенной части залежи.

Для удобства рассмотрения граничных условий обозначим получаемую величину отношения объёма частей залежи за «х» для удобства рассмотрения граничных условий, тогда:

- При $x < 0$ залежь не имеет нефтяной оторочки и является газовой или газоконденсатной;
- При $0,25 > x > 0$ залежь относится к газовой или газоконденсатной с нефтяной оторочкой;
- При $x > 0,25$ залежь имеет большую мощность нефтенасыщенной части залежи в сравнении с нефтяной оторочкой, залежь относится к нефтегазовой или нефтегазоконденсатной (в таких залежах $0,5 > x > 0,25$).

Нефтяная оторочка находится в нижней части залежи в нефтенасыщенной части пласта небольшой мощности. Нефтяная оторочка сверху ограничена газовой шапкой, а снизу – подошвенными водами. При этом, газогидродинамическая изоляция нефте-, газо- и водонасыщенной части залежи – отсутствует. С точки зрения практической составляющей, нефтяные оторочки можно разделить на промышленные, разработка которых экономически обоснована, и непромышленные. На больших глубинах залегания мощность нефтяной оторочки не превышает четверти от всей мощности залежи, а на малых значениях глубины залегания мощность нефтяной оторочки может быть менее 10 % от всей мощности залежи [5].

Существует несколько способов формирования нефтяных оторочек, в свою очередь, способы объединены в две более крупных группы, основным критерием разделения которых является доля геологических запасов конденсата от всех геологических запасов залежи. При незначительной доли конденсата существует два способа формирования нефтяной оторочки:

– В ловушку, заполненную водой, сначала поступает газ, а затем нефть, постепенно образуя нефтяную оторочку. При данном способе формирования нефтяной оторочки остаточная нефтенасыщенность во всём объёме газонасыщенной части залежи отсутствует [5];

– В нефтенасыщенную ловушку из других, нижележащих пластов, мигрирует газ и оттесняет нефть к нижней части ловушки. В таком случае по всей мощности залежи наблюдается остаточная нефтенасыщенность. Данный способ не может возникнуть в результате снижения пластового давления ниже давления ниже давления насыщения и выделения растворённого газа, поскольку даже при наивысшей степени дегазации нефти, газа будет недостаточно для формирования залежи с нефтяной оторочкой [5].

В случае, если геологические запасы газового конденсата значительны, в таком случае можно выделить ещё три способа формирования нефтяной оторочки:

– Нефтяная оторочка образуется в результате ретроградной конденсации из сжатого газа существенной части жидких углеводородов (конденсационная). В таком случае нефть имеет низкую плотность, по классификации нефти по плотности относятся к особо лёгким (плотность ниже 830 кг/м^3). Также нефть отличаются низкой концентрацией смол и асфальтенов – не более 2 %, а также низким содержанием твёрдых парафинов – обычно до 2 %. Выход бензиновых фракций достигает 90 % [5];

– Нефтяная оторочка образуется в результате ретроградного испарения некоторого количества керосиновых, бензиновых и масляных фракций нефти (остаточная). Нефть из таких нефтяных оторочек характеризуется высокой плотностью, относится к классу тяжёлой нефти (плотности варьируется в пределах $880\text{-}900 \text{ кг/м}^3$, содержанием смол и асфальтенов порядка 10-15 % и твёрдых парафинов – до 12 %. Содержание бензиновых фракций – до 15 % [5];

– Нефтяные оторочки смешанного генезиса образуются в залежах в результате частичной конденсации из газовой части дополнительной части жидких углеводородов [8].

Рассматривая формирование залежей с нефтяной оторочкой, можно заметить закономерность их распределения с точки зрения очагов и зон нефтегазообразования. Поскольку существует определённая стадийность образования нефти и газа в нефтематеринских толщах, выделим основные интервалы образования нефти и газа в порядке глубины их залегания:

– Образование «сухого» газа – происходит при низких температурах и давлениях в результате биохимического образования в результате жизнедеятельности бактерий. Образуется преимущественно метан;

– Образование «жирного» газа – происходит при больших глубинах залегания материнской толщи в зонах с возрастающей температурой. Под действием термобарических условий рассеянное органическое вещество преобразуется в более высокомолекулярные соединения в сравнении с метаном;

– Образование жидких углеводородов – возникает при дальнейшем увеличении температуры и давлении, в результате чего рассеянное органическое вещество образуют конденсат и нефть;

– Образование «кислого» газа – возникает при дальнейшем увеличении температуры и давления. Нефтеобразование прекращается и сменяется на образование кислых газов.

Таким образом, можно выделить следующие генетические зоны нефтегазообразования:

- Биохимическое газообразование;
- Верхнее нефтегазообразование;
- Главное нефтеобразование;
- Нижнее нефтегазообразование;
- Термокаталитическое газообразование;

– Образование кислых газов.

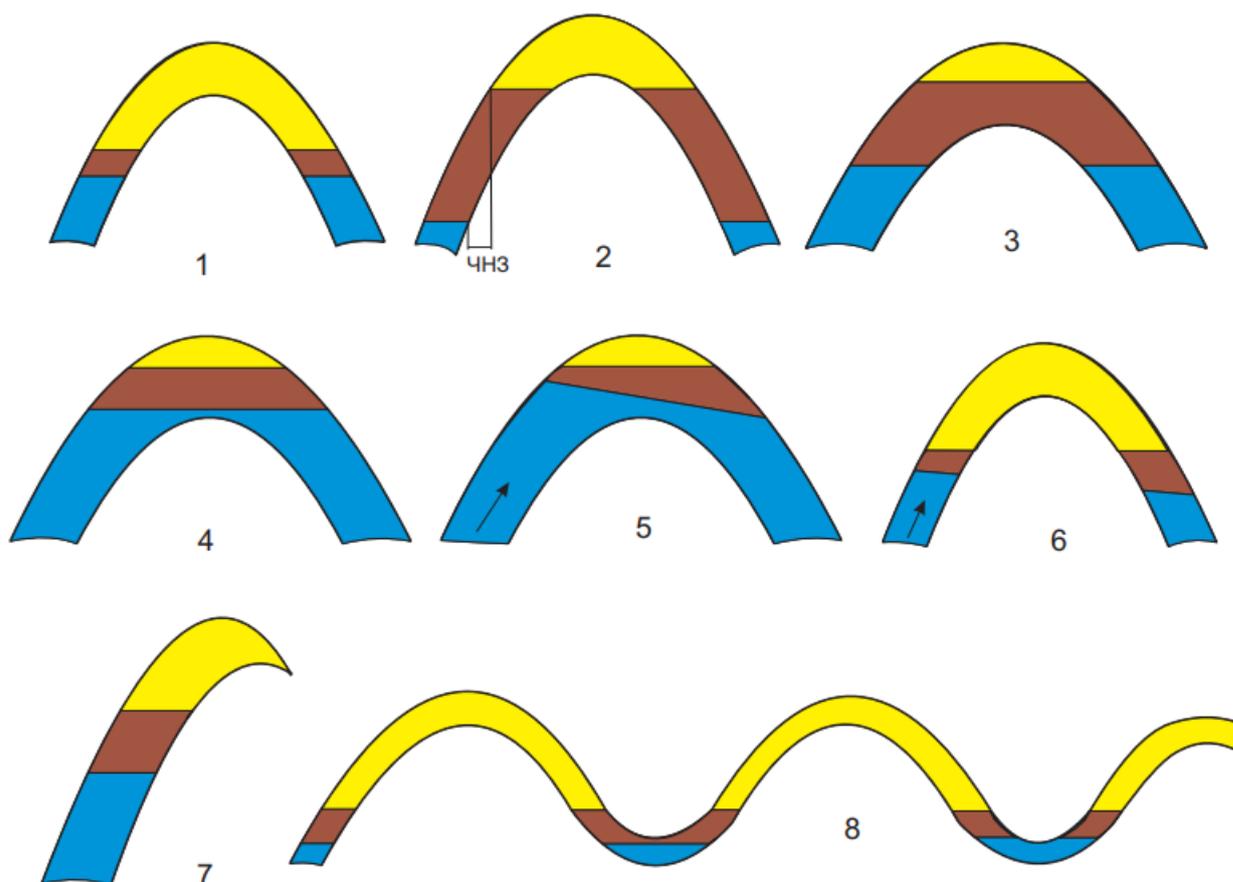
Исходя из представленной информации, нефтегазоносность можно рассматривать как состояние осадочного бассейна, возникающее на определённых этапах его развития, когда нефтематеринские отложения попадают в условия, благоприятные для образования нефти или газа [7]. Зоны и стадии нефтегазообразования представлены ниже (Рисунок 2). Можно заметить, что нефтяные оторочки обычно образуются на глубине от 2 до 7 км при мезокатагенезе и приурочены главной фазе нефтеобразования и нижней фазе нефтегазообразования. Залежи с нефтяной оторочкой приурочены к нефтегазоконденсатным и нефтегазовым месторождениям.

Температура, °C	Глубина, км	Зональность литогенеза			Зоны и оценка масштабов образования нефти и газа для различных типов ОБ		Зональность распределения залежей УВ	
		Стадии и подстадии	Градации	R _o витринита (ЛОМ)	Алиновое ОБ	Арконовое ОБ		
До 20	До 0.3	Диagenез	ДГ	0.25(0)	I		Метан, газогидраты	
20 - 60	0.3 - 2	Катагенез	Протокатагенез	ПК ₁	0.3	II		Газовые и нефтегазовые
				ПК ₂	0.4(6)			
				ПК ₃	0.5(7)			
60 - 125	2 - 5		Мезокатагенез	МК ₁	0.65	III		Нефтяные, газонефтяные и нефтегазовые
				МК ₂	0.85(10)			
				МК ₃	1.1(11)			
125 - 250	5 - 7	Апокатагенез	МК ₄	1.55	IV		Газоконденсатно-нефтяные, газоконденсатные	
			МК ₅	2.0				
			МК ₆	2.5				
> 250	> 7	Апокатагенез	АК ₁	3.5(18)	V		Газовые	
			АК ₂	11.0				
			АК ₃					
			АК ₄		VI			

Зоны: I – биохимического газообразования, II – верхняя нефтегазообразования, III – главная нефтеобразования, IV – нижняя нефтегазообразования, V – термокаталитического газообразования, VI – образования кислых газов. 1 – газ, 2 – нефть. Окраска флюоресценции споринита: а – жёлтая, б – светло-коричневая, с – коричневая, d – тёмно-коричневая, е – чёрная. ЛОМ – уровень органического метаморфизма

Рисунок 2 – Зоны нефтегазогенерации и стадийность изменения нефтегазоматеринских отложений [7]

Нефтяные оторочки можно разделить по условиям их залегания. Согласно классификации СибНИИНП по условиям залегания выделяют несколько видов (Рисунок 3), основными из которых являются подошвенные, краевые и промежуточные [2]. Также к основным видам можно отнести оторочки крупных залежей, которые имеют не повсеместное распространение по площади, вследствие чего их называют «мозаичными» [8].



1 – краевые; 2 – краевая с чистой нефтяной зоной; 3 – промежуточного типа; 4 – подошвенная; 5 – подошвенная смещённая; 6 – краевая оторочка, смещённая потоком пластовой воды; 7 – краевая оторочка в литологически экранированной залежи; 8 – оторочки крупных залежей

Рисунок 3 – Типы залежей с нефтяной оторочкой

Краевая оторочка с чисто нефтяной зоной – такой тип залежи обладает чисто газовой зоной, газонефтяную зону, чисто нефтяную зону и водонефтяную зону. Краевая оторочка обладает лишь чисто газовой зоной, газонефтяной зоной и водонефтяной зоной [6]. В таких залежах этаж газоносности превосходит толщину продуктивного пласта (1 тип залежей по

классификации В. С. Самарцева), присутствие газовой зоны для таких залежей – обязательное условие.

Залежи с нефтяной оторочкой промежуточного типа относятся ко второму типу залежей. В таких залежах мощность продуктивного пласта больше этажа газонасыщенности, но меньше этажа нефтегазонасыщенности. В таких залежах отсутствует газовая зона (отсутствие внутреннего контура газоносности).

Подошвенная оторочка – выделяется газонефтяная и чисто нефтяная зона. Подошвенная оторочка с чисто газовой зоной – обладает чисто газовой зоной, чисто нефтяной зоной и газонефтяной зоной [6]. Такие залежи относятся к третьему типу, и они характеризуются мощностью продуктивного пласта, превышающей этаж нефтегазоносности. В таких залежах отсутствует газовая и нефтяная зона.

Следует заметить, что первые два типа залежей, согласно работам Амелина И. Д., объединены в группу залежей с активной краевой водой, а третий тип относится к залежам с активной подошвенной водой [10]. Залежи 1-го и 3-го типов обычно отличаются сохранением начальных условий контактирования нефти, газа и воды в процессе разработки. Однако, залежи 2-го типа в процессе разработки месторождения и, соответственно, поднятия ВНК, способны перестраиваться в залежи 1-го или 3-го типов [8].

Наиболее интересными с точки зрения разработки являются краевые оторочки с чисто нефтяной зоной, поскольку в такой оторочке размывание нефтяной залежи происходит с меньшей интенсивностью.

При значительной активности напора краевых и подошвенных вод нефтяная оторочка может быть смещена в сторону его уменьшения (области разгрузки), а при отсутствии активности – залегают согласно. Нефтяные оторочки газовых и газоконденсатных залежей характеризуются разнообразием форм и местоположением в структуре, различием соотношений насыщенностей залежи нефтью и газом (газом и конденсатом).

Как и другие типы залежей, залежи с нефтяной оторочкой изначально разрабатываются на естественных режимах работы залежи. Выделим следующие режимы, участвующие в фильтрации нефти из подгазовых залежей: газонапорный, водонапорный, упруговодонапорный, режим растворённого газа, упругий. В большинстве случаев, на залежах с нефтяной оторочкой присутствует смешанный режим, то есть, перемещение нефти к забоям добывающих скважин осуществляется сразу несколькими режимами. Вышеперечисленные режимы в совокупности могут образовывать упруговодогазонапорный режим в залежах с нефтяной оторочкой. При упруговодогазонапорном режиме пластовое давление снижется медленнее в сравнении с газовым режимом. Интенсивность снижения пластового давления может быть стимулирована низкой активностью законтурной области (при приуроченности залежи к элизионной водонапорной системе, при низкой проницаемости коллекторов), с увеличением темпов добычи газа из газовой шапки и из-за других причин [12].

Материальный баланс однопластовой нефтегазоконденсатной залежи с нефтяной оторочкой записывается, используя формулу многокомпонентного материального баланса. Воспользуемся следующими соотношениями:

$$N_{\Gamma} = L_{\Gamma} + G_{\Gamma} ; N_{\text{к}} = L_{\text{к}} + G_{\text{к}} , \quad (9)$$

где:

G_1, G_2 – масса газа и конденсата соответственно в газовой фазе;

$N_{\Gamma}, N_{\text{к}}$ – запасы газа и конденсата соответственно в пласте.

Балансовое соотношение объёмов компонентов в разрабатываемой части залежи будет иметь следующий вид [6]:

$$\frac{L_{\Gamma}}{\rho_{\text{кГ}}} + \frac{L_{\text{к}}}{\rho_{\text{кк}}} + \frac{N_{\text{н}}}{\rho_{\text{н}}} = \bar{S}_{\text{н}} \cdot V_{\text{пл}} , \quad (10)$$

где:

$\rho_{\text{кГ}}, \rho_{\text{кк}}$ – кажущаяся плотность газа и конденсата соответственно;

L_1, L_2 – масса газа и конденсата, растворённых в нефти;

$N_{\text{н}}$ – запасы нефти в пласте;

ρ_n – плотность нефти;

\bar{S}_n – средняя насыщенность пласта жидкими углеводородами;

$V_{пл}$ – объём пласта, охваченный разработкой.

Масса растворённого газа в нефти определяется по закону Генри:

$$L_1 = \alpha \cdot N_n \cdot \bar{P}, \quad (11)$$

где:

α – коэффициент растворимости газа;

\bar{P} – среднее давление.

Уравнения состояния реального газа применительно к рассматриваемой залежи имеет вид [6]:

$$(1 - \bar{S}_n) \cdot V_{пл} = \frac{(G_g + G_k) \cdot P_0 \cdot \varphi}{\rho_{г0} \cdot \bar{P}}, \quad (12)$$

где:

φ – отношение коэффициента сверхсжимаемости в пластовых условиях к коэффициенту сверхсжимаемости в атмосферных условиях.

Также стоит учитывать изменения массы добываемого конденсата. При изотермическом снижении пластового давления в процессе разработки месторождения масса добываемого конденсата снижается в связи с ретроградной конденсацией конденсата. Однако данная зависимость имеет минимум функции и при дальнейшем снижении пластового давления масса добываемого конденсата увеличивается в связи с процессами прямого испарения конденсата.

Если значения N_g , N_k , N_n – известны, то остальные значения, такие как среднее пластовое давление и средняя нефтенасыщенность, можно определить с помощью вышеизложенных систем уравнений.

Для проведения рациональной разработки месторождения с нефтяной оторочкой требуется создание чёткой последовательности действий (Рисунок 4), одним из первых действий является определение типа залежей по фазовому состоянию углеводородов. С помощью косвенных признаков можно

произвести прогнозирование нефтяной оторочки в нефтегазоконденсатной или нефтегазовой залежи, тем самым снизить затраты на поиски и разведку.



Рисунок 4 – Последовательность действий при разведке нефтяных оторочек

Одним из признаков наличия нефтяной оторочки может быть соответствие пластового давления давлению начала конденсации, другими словами – максимальное насыщение газа пентаном и высокомолекулярными углеводородами [17]. Такой критерий является важным, но не является решающим. Критерий действителен при учёте того, что присутствует состояние равновесия между жидкой и газообразной фазами. Однако, зачастую нефтяные оторочки наблюдаются при нарушенном равновесии, а конкретнее – при значительном недонасыщении газовой фазы [17].

Прогноз оторочек может осуществляться по компонентному составу газоконденсатной смеси (газов и растворенного в нём конденсата) и количеству содержания высокомолекулярных компонентов, начиная с

пентана, обладающих информацией об условиях формирования двухфазных систем (нефтегазовых и нефтегазоконденсатных).

Максимовым С. П. была выдвинута методика прогнозирования, связанная с содержанием азота в газовой фазе. При исследовании месторождений Куйбышевского Поволжья было замечено, что при контакте газа с нефтью наибольшая часть азота переходит в газовую фазу, вызвано это высокой упругостью паров азота, превосходящих упругость паров метана [17]. Согласно данной теории, содержание азота в пластовом газе более 3,3 % является показателем того, что газ газоконденсатной залежи находится в непосредственном контакте с нефтью [17].

В работе Рамазановой Э. М. был выдвинут ещё один критерий – отношение содержания CH_4 к содержанию компонентов C_5H_{12+} . Пороговое значение этого критерия было принято равным 52. Таким образом, при значениях, меньших 52, залежь имеет нефтяную оторочку [18].

Также критерий прогнозирования изложен в работах Савченко В. П. Критерий основывается на нескольких признаках нефтяной оторочки [16]:

- 1) Содержание C_5H_{12+} более 1,75 % или выход стабильного конденсата из газоконденсатной смеси более $80 \text{ см}^3/\text{м}^3$;
- 2) Преобладание в составе стабильного конденсата нафтеновых углеводородов;
- 3) Повышенный выход стабильного конденсата из газоконденсатной смеси ближе к контуру газоконденсатной залежи.

При исследовании Вуктыльского и Оренбургского месторождений Саввина Я. Д и Великовский А. С. заметили, что во фракциях конденсатов в интервале температур 60-200 °С метановые УВ преобладают над суммой ароматических и нафтеновых углеводородов в случае непосредственного контакта газоконденсатной залежи с нефтяной оторочкой [17].

Гуревич М. Г. и Постникова Л. П. в качестве одного из геохимического критерия рассмотрели использование отношение суммы циклогексанов к циклопентанам: для нефти – коэффициент ≤ 1 , для конденсата больше 3-4.

Значения этого коэффициента от 1 до 3 прогнозирует возможное существование нефтяной оторочки [17].

Анализируя предложения Старобинца И. С., прогноз нефтяных оторочек может быть выдвинут на основании наличия твердых парафинов и церезинов – более 1-2 %, а также наличия смолистых веществ в конденсате.

Выше представленные критерии прогнозирования имеют область значений, к которой относятся как залежи с нефтяными оторочками, так и без них, следовательно, отдельно взятый показатель не дает чёткого ответа на вопрос о существовании нефтяной оторочки в залежи. Для повышения точности прогнозирования следует интерпретировать результаты сразу нескольких критериев, а также применять различные математические методы классификации [17].

1.2 Оценка фильтрационно-емкостных свойств залежей с нефтяной оторочкой

Одна из ключевых проблем при разработке залежей с нефтяной оторочкой заключается в наличии фильтрации между нефтенасыщенной и газонасыщенной частями пласта. Это проявляется в трудно контролируемых локальных и региональных искривлениях и деформациях газонефтяного и водонефтяного контактов в процессе разработки залежи [14]. При этом разработка оторочек производится преимущественно на режиме истощения пластовой энергии, что ещё более усложняет контролирование ГНК и ВНК.

Типичные проблемы при разработки газоконденсатных и газовых залежей с нефтяной оторочкой заключаются в следующем [15]:

- практически неуправляемое подтягивание газовых конусов к добывающим нефтяным скважинам и их загазовывание;
- подтягивание конусов подошвенной/краевой воды вследствие создания депрессии на пласт;
- существенные перемещения ГНК вниз и защемление нефти (расширение газовой шапки) при отборах нефти;

- смещение оторочки вверх в газовую шапку, насыщение «сухих» песков и, как следствие, её расформирование при опережающей добыче газа из газовой шапки;
- выпадение конденсата при снижении пластового давления;
- литолого-фациальная изменчивость пласта вследствие вторичных процессов преобразования горных пород [30];
- трудности, связанные с расчётом прогнозных показателей разработки нефтяной оторочки [30].

Поэтому главной задачей в разработки нефтегазоконденсатных залежей является не допущение вторжения нефти в водонасыщенную и газонасыщенную часть пласта, поскольку произойдёт потеря запасов нефти из-за зацементации той части углеводородов, которую можно было извлечь, а также из-за частичного или полного расформирования нефтяной оторочки [2].

Продуктивные пласты обычно характеризуются малыми углами наклона – порядка 1-3 °. Такие углы являются пренебрежительно малыми при рассмотрении процессов вытеснения одного флюида другим в горизонтальных слоистых пластах [2].

Однако в случае нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей с нефтяной оторочкой этот малый параметр становится существенным. Рассмотрим модель нефтяной оторочки в приближённом виде (Рисунок 5).

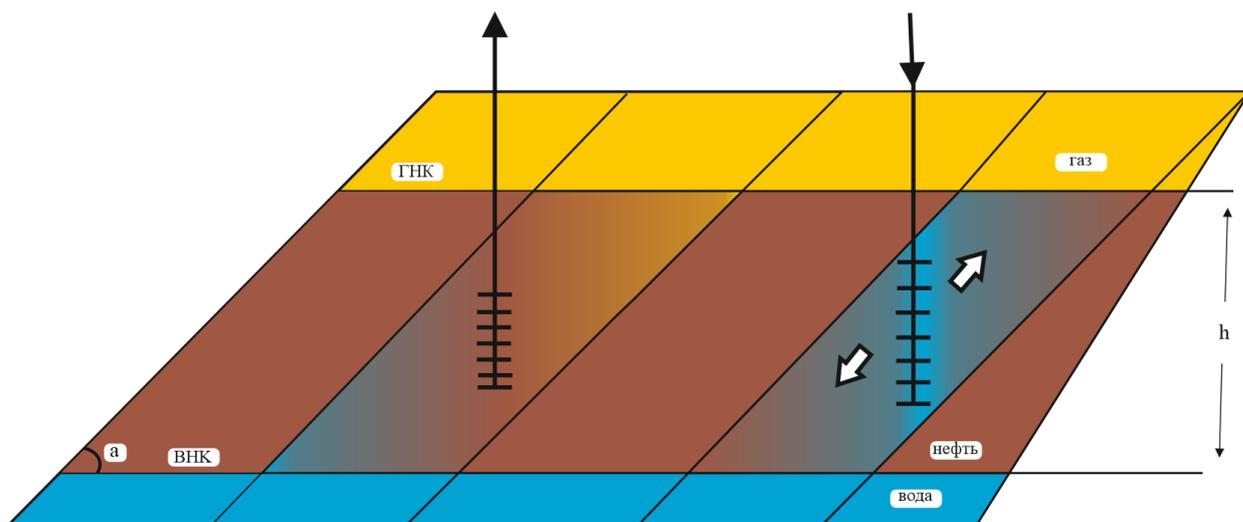


Рисунок 5 – Модель нефтяной оторочки с косой слоистостью пласта

На данную модель нефтяной оторочки пробурено две скважины, одна из которых добывающая, а другая – нагнетательная. В данном случае реализуется система площадного заводнения. Добывающая скважина дренирует только ту зону оторочки, где изолированные между собой глинистыми прослоями пропластки были вскрыты добывающей скважиной (не учитываем вопросы избирательного вскрытия нефтяной оторочки). Нагнетаемая в пласт вода не вытесняет нефть, а лишь вытесняет её из проницаемых пропластков в газовую шапки или насыщенную подошвенной водой часть залежи. Также присутствуют нефтенасыщенные пропластки, не затронутые ни процессом дренирования, ни процессом заводнения [2].

Процессы расформирования нефтяной оторочки также происходят и при других технологиях воздействия на пласт в случае, если не учитывается наклон поверхности напластования.

Данная схема площадного заводнения показывает, что слоистая неоднородность продуктивных отложений по проницаемости может негативно влиять на конечном коэффициенте нефтеотдачи. В природе зачастую встречаются условия, при которых присутствует гидродинамическая связь пропластков, что означает наличие вертикальной и горизонтальной проницаемостей, разных по величине. Следовательно, анализируя вышесказанное, при разработке нефтяных оторочек требуется большая степень геолого-физической изученности залежи, чем при разработке залежей однофазного типа [2].

Пропластки в залежи могут обладать различной степенью связности – от нулевой до практически совершенной. В коллекторах с разной проницаемостью и структурной насыщенность погребённой нефтью, количество которой может изменяться по мощности залежи, может быть различной. Нефть в оторочке может отличаться по вязкости от погребённой, в связи с чем смещение оторочки будет непрерывно изменяться отношение подвижностей нефти и воды, что оказывает существенное влияние на механизм вытеснения [24].

Рассмотрим механизмы трёхфазной фильтрации в неоднородных пластах. Исследования были проведены на моделях слоистых пластов с нулевой и совершенной связностью, а также на модели с прерывистой связностью (Рисунок 6).

Таблица 1 – Результаты исследования модели вытеснения нефти с нулевой связностью между пропластками [24]

Номер опыта	Начальная водонасыщенность, %		Начальная нефтенасыщенность %		μ_n , сПз	Масштаб смещения, λ	Средняя скорость вытеснения, см/с	Средняя остаточная нефтенасыщенность, %
	Пропласток 1	Пропласток 2	Пропласток 1	Пропласток 2				
1	10,4	15,7	0	0	2	3	0,0022	17,6
2	10,0	19,4	7,9	10,3	2	3	0,0022	18,8
3	15,6	20,5	0	0	21	3	0,0014	29,6
4	13,5	22,5	0	0	21	3	0,0010	26,5
5	13,0	26,3	28,4	18,9	21	3	0,0015	31,4
6	13,7	18,7	28,0	31,0	21	3	0,0049	29,7

Таблица 2 – Результаты исследования модели вытеснения нефти с совершенной связностью между пропластками [24]

Номер опыта	Начальная водонасыщенность, %	Начальная нефтенасыщенность %	μ_n , сПз	Масштаб смещения, λ	Средняя скорость вытеснения, см/с	Средняя остаточная нефтенасыщенность, %
1	33,8	0	7,9	1,3	0,0034	19,6*
2	34,0	3,5	7,9	2,7	0,0015	16,5
3	39,4	0	21	3,1	-	27,0**
4	29,0	14,0	21	2,7	0,0015	28,5
5	33,6	0	21	2,8	0,0025	22,4
6	33,0	10,5	21	2,8	0,0025	29,4

* К моменту прорыва воды;
 ** Опыт проводился при $\Delta P=0,3$ атм.

По результатам исследования (Таблица 1-3) было установлено, что наибольшее влияние на полноту извлечения нефти оказывает её вязкость. Изменения прочих параметров вызывали относительно меньшие колебания среднего значения остаточной нефтенасыщенности в обводнённой зоне. При вытеснении нефти с повышенной вязкостью развивалась гетерогенная неустойчивость.

Вязкость нефти оказывала существенное влияние на динамику добычи жидкостей. В случае маловязких оторочек первой на линии отбора появлялась

нефть. После обводнения концентрация нефти в добываемой жидкости резко снижалась и прирост нефтеотдачи в водный период был относительно невелик. При наличии начальной нефтенасыщенности газовой шапки наблюдалось увеличение безводной добычи. В опытах с нефтью повышенной вязкости при отсутствии начальной нефтенасыщенности газовой шапки безводный период отсутствовал, извлекаемая жидкость имела низкую концентрацию нефти [24]. При присутствии остаточной нефтенасыщенности газовой шапки существовал период 100 % извлечения нефти, но отбор нефти за него составил менее 50 % от общего [24].

Таблица 3 – Результаты исследования модели вытеснения нефти с прерывистой связностью между пропластками [24]

Номер опыта	Начальная водонасыщенность, %	Начальная нефтенасыщенность %	μ_n , сП	Масштаб смещения, λ	Средняя скорость вытеснения, см/с	Средняя остаточная нефтенасыщенность, %
1	22,9	0	2	3,3	0,0028	19,8
2	16,3	10	2	3,3	0,0158	17,9
3	23,7	9,9	2	3,3	0,0018	16,1
4	21,2	0	21	3,3	0,0020	29,2
5	0	0	7,9	3,3	0,0063	33,3
6	18,3	25,5	7,9	3,3	0,0028	32,9
7	20	15	7,9	3,3	0,0020	30,5

Визуально было установлено, что для механизма вытеснения в модели прерывистой связности характерно две тенденции: огибание жидкостями малопроницаемых включений и капиллярная дисперсия оторочки [24]. Нефть при подходе к малопроницаемому включению начинает впитываться в него, вытесняя газ. Этому способствует капиллярная пропитка. Постепенно пропитка затормаживается и нефть начинает огибать малопроницаемое включение. Вода ведёт себя идентичным образом.



Рисунок 6 – Схематичное изображение модели прерывистой связности

Рассмотрим основные факторы, влияющие на защемление (удержание) запасов нефти в пропластках с различной проницаемостью. Для этого воспользуемся моделью гидродинамически несвязанного слоистого неоднородного пласта с проницаемостями $K_2 > K_1$, после продвижения пластовой воды в зону нефтяной оторочки, где ранее находилась нефть. Ширина пропластков равна b , высота соответственно h_1 и h_2 . Пористость постоянна и равна m , пропласток с проницаемостью K_2 полностью обводнен, а фронт продвижения воды в пропластке с проницаемостью K_1 равен X_1 . Тем самым, наблюдается некоторый объем не извлеченной нефти в пласте, которая находится в пропластке с низшей проницаемостью K_1 .

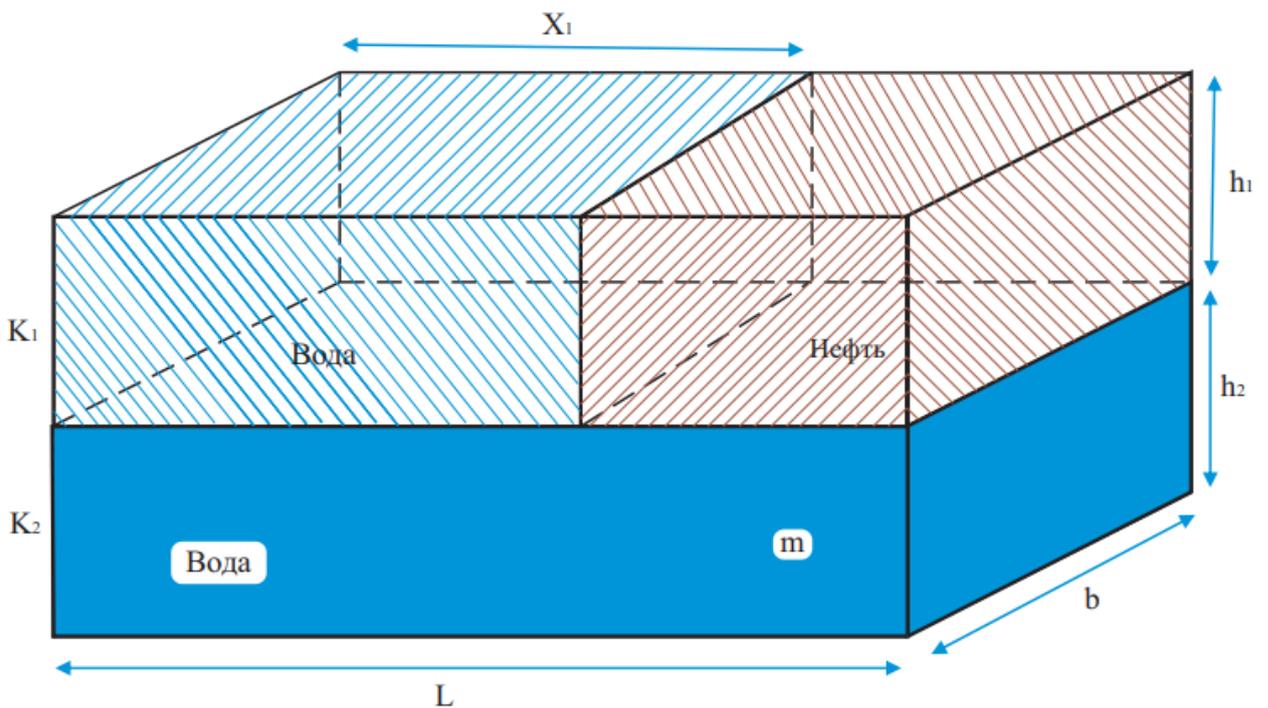


Рисунок 7 – Модель гидродинамически несвязанного пласта со слоистой неоднородностью

Для упрощения вычислений, введем обозначение:

$$\alpha = \frac{h_1}{h_1 + h_2}. \quad (13)$$

Используя простые геометрические преобразования, получаем, что насыщенность пропластка защемлённой нефтью равна [24]:

$$S_{oil}^{trap} = \frac{V_{oil}}{V_{tot}} = \frac{(L - X_1) \cdot h_1 \cdot b \cdot m}{(h_1 + h_2) \cdot L \cdot b \cdot m} = \alpha \cdot \left(1 - \frac{X_1}{L}\right), \quad (14)$$

где:

V_{oil} - объем нефти в пласте;

V_{tot} – общий объем флюида в пласте.

Общая скорость течения флюида в пласте:

$$\vartheta = U \cdot m = \vartheta_{нефть} + \vartheta_{вода} = const. \quad (15)$$

Согласно закону Дарси:

$$\vartheta_i = -\frac{k_1}{\mu_i} \cdot \frac{dP}{dX}, \quad (16)$$

где:

$i = \text{вода}$, если $X < X_l$;

$i = \text{нефть}$, если $X > X_l$.

Тогда:

$$U = \frac{dX_1}{dt}; U = \frac{\vartheta}{m} = \frac{k_1}{\mu_m \cdot m} \cdot \frac{(\Delta P + P_c)}{L}, \quad (17)$$

где:

$$\mu_m = \mu_w \cdot X_1 + \mu_{oil} \cdot (L - X_1). \quad (18)$$

Введем обозначение:

$$\bar{\mu} = \frac{\mu_{oil}}{\mu_w}.$$

Таким образом, продвижение фронта пластовой воды, равно:

$$\frac{dX_1}{dt} = \frac{k_1}{X_1 + \bar{\mu} \cdot (L - X_1)} \cdot \frac{(\Delta P + P_c)}{L \cdot m \cdot \mu_w}. \quad (19)$$

Решив данное уравнение и подставив значение X_1 в уравнение (2) получим насыщенность пласта удержанной нефтью в процессе продвижения фронта пластовой воды.

Продвижение фронта по высокопроницаемому пропластку с проницаемостью K_2 равно [24]:

$$X_2(t_*) = L = \frac{-\bar{\mu} \cdot L + \sqrt{2A_2 \cdot t_* \cdot (1 - \bar{\mu}) + (\bar{\mu} \cdot L)^2}}{(1 - \bar{\mu})}. \quad (20)$$

где:

t_* – время прорыва воды по высокопроницаемому пропластку. При t_* , фронт в высокопроницаемом пропластке достигает конца, то есть равен L .

Определим время прорыва по высокопроницаемому пропластку [24]:

$$t_* = \frac{L^2 - (\bar{\mu} \cdot L)^2}{2A_2 \cdot (1 - \bar{\mu})} = \frac{L^2 \cdot (1 - \bar{\mu}) \cdot (1 + \bar{\mu})}{2A_2 \cdot (1 - \bar{\mu})} = \frac{L^2 \cdot (1 + \bar{\mu})}{2A_2}. \quad (21)$$

Тогда:

$$X_1(t_*) = L \cdot \frac{\sqrt{\bar{\mu}^2 \cdot \gamma \cdot (1 - \bar{\mu}^2)} - \bar{\mu}}{(1 - \bar{\mu})}; \quad \gamma = \frac{k_1}{k_2}. \quad (22)$$

Следовательно, максимальная насыщенность пласта удержанной нефтью имеет следующее равенство [24]:

$$S_{oil}^{trap} = \alpha \cdot \left(1 - \frac{X_1(t_*)}{L}\right) = \alpha \cdot \left(1 - \frac{\sqrt{\bar{\mu}^2 \cdot \gamma \cdot (1 - \bar{\mu}^2)} - \bar{\mu}}{(1 - \bar{\mu})}\right). \quad (23)$$

Формула показывает основные параметры, влияющие на насыщенность заземлённой нефтью. Используя данную формулу, определим зависимость количества удержанной нефти в пласте от некоторых параметров:

а) Зависимость количества удержанной в пласте нефти от отношения K_1 к K_2 (Рисунок 8).

Согласно построенному графику, когда более проницаемый пропласток (h_2 с проницаемостью K_2) тонкий ($a=0.97$), насыщенность удержанной нефтью максимальна [24]. В то же время, когда более проницаемый слой толстый, мы можем наблюдать меньшее удерживание нефти. Когда коэффициент $a=0,5$, пропластки имеют одинаковую мощность.

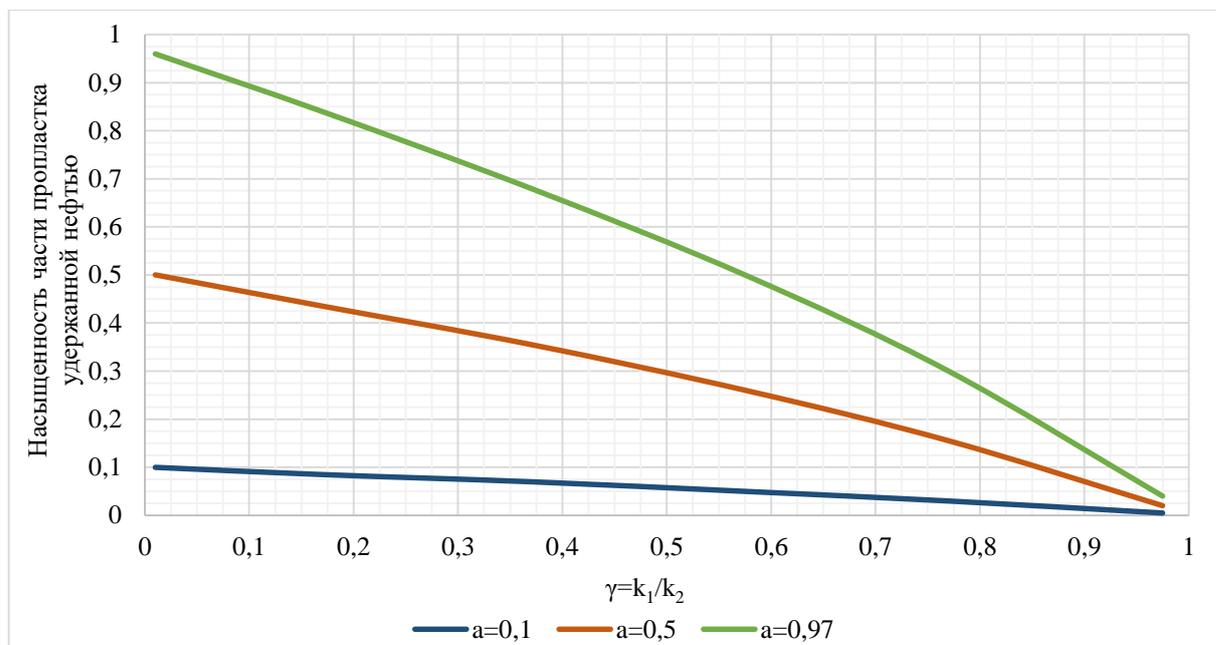


Рисунок 8 – График зависимости величины насыщенности части пропластка удержанной нефтью от отношения проницаемостей пропластков

б) Зависимость количества удержанной в пласте нефти от коэффициента a (Рисунок 9).

Как видно из данного графика, насыщенность пласта удержанной нефтью увеличивается с увеличением a . Таким образом, количество удержанной нефти в пласте напрямую зависит от отношения проницаемостей слоев пласта, а также их мощностей [24]. Степень влияние данных параметров обусловлена соотношением максимальной насыщенности нефтью пласта.

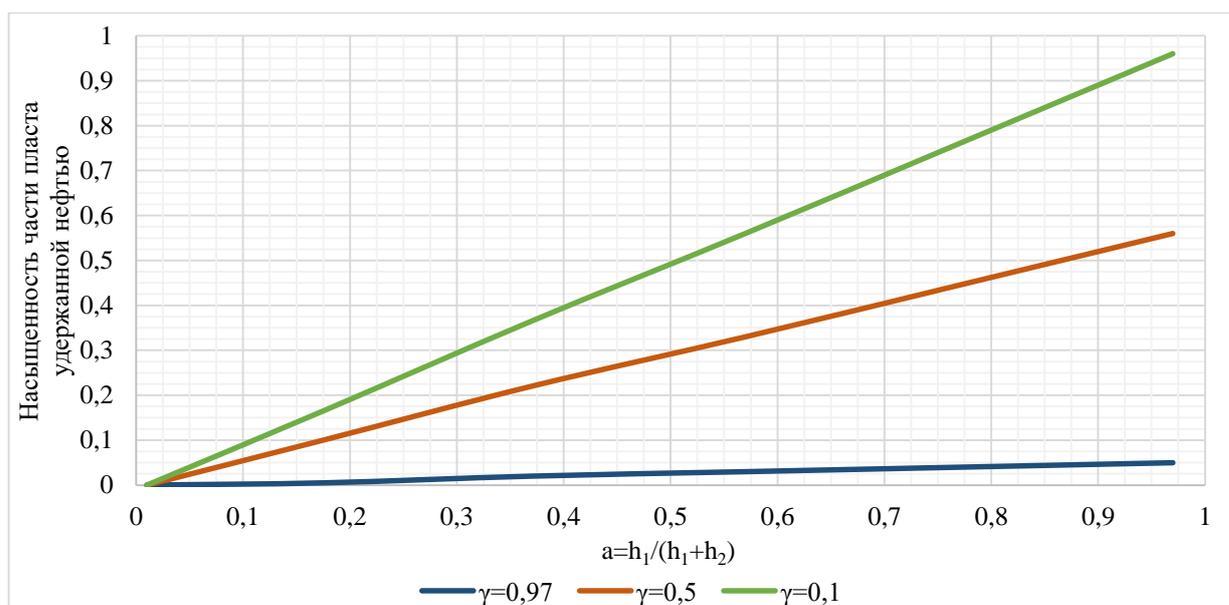


Рисунок 9 – График зависимости величины насыщенности части пропластка удержанной нефтью от доли мощности первого пропластка

1.3 Особенности формирования наклонного водонефтяного контакта в процессе разработки нефтяной оторочки

В большинстве залежей поверхность ВНК имеет не только наклон, но и характеризуется существенной искривлённостью. Значительные отклонения распределения в структурных ловушках воды, нефти и газа от стандартных принципов антиклинально-гравитационной концепции формирования залежей значительно усложняют поиск, разведку и разработку залежей [23].

Горизонтальные проекции линий пересечения ГНК/ВНК с поверхностью кровли пласта называются внешним контуром газоносности/нефтеносности. Горизонтальные проекции линии пересечения ГНК/ВНК с подошвой пласта называются внутренним контуром газоносности/нефтеносности. Если ловушка водоплавающая или массивная, то внутренних контуров залежь не имеет [20].

Рассмотрим схематичный разрез, применимый к Ен-Яхинскому НГКМ (Рисунок 10). Сплошной линией на правом крыле структуры конфигурация ВНК некорректно представляется горизонтальной поверхностью. Возможная корректная конфигурация поверхности ЗСВ с учетом естественного фильтрационного потока воды соответствует одному из двух вариантов наклонных контактов на правом крыле [19]. Данный пример демонстрирует, что игнорирование рассматриваемого явления приводит к искажению запасов нефти и газа и соответствующим ошибкам в проектных решениях на разработку месторождений.

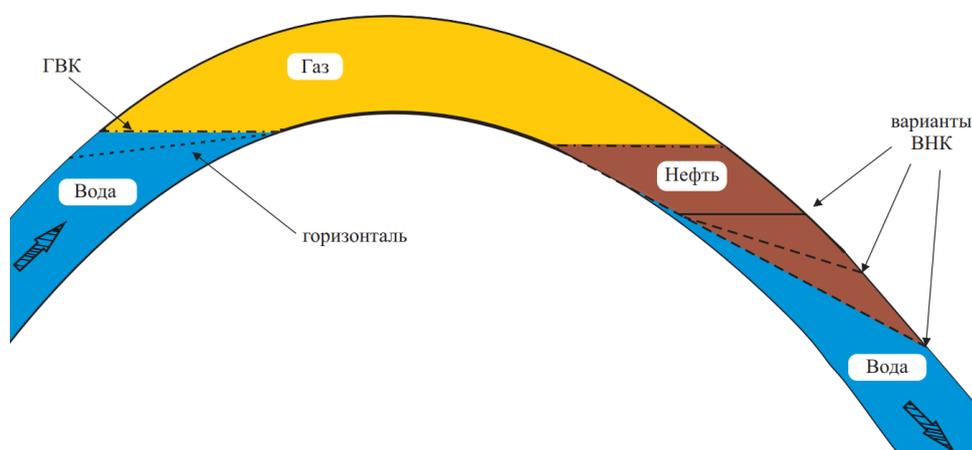


Рисунок 10 – Возможные конфигурации водонефтяного контакта

В некоторых случаях наклон ВНК только кажущийся. Неправильное положение ВНК, обусловленное различными причинами, ошибочно принимается за его наклон. Например, в одних скважинах подошвенная вода может вскрываться на более высоком уровне, чем в других, в результате различных фациальных изменений коллектора, развития мелких разрывов и трещин, неравномерности темпа отбора жидкости в разных скважинах, негерметичности обсадных труб, прорыва краевых вод и образования конусов обводнения, различной водонасыщенности из-за изменений пористости и проницаемости пород [21].

Причины образования наклонных водонефтяных контактов могут быть различными, основными причинами являются:

- Капиллярные давление, возникающие в поровом пространстве различного размера;
- Гидродинамический градиент, возникающий при фильтрации потока пластовой воды;
- Искривление поверхности контакта на границе раздела двух фаз с различной вязкостью;
- Тектоническая трансформация залежи, сопровождающаяся изменением фильтрационно-ёмкостных свойств пласта.

1. Гидродинамический градиент, вызываемый фильтрацией потока пластовой воды

Основным фактором, обуславливающим наклон контакта, является гидродинамический градиент, возникающий в залежи и обуславливающий наклон потенциметрической поверхности [21]. В этих условиях плоскости ВНК и наклоняются в направлении водного потока. Интенсивность наклона определяется величиной гидродинамического градиента и разностью в плотностях флюидов. При этом поверхность контакта нефти и воды (ЗСВ) является искривленной, а не горизонтальной [19].

В 1952 г. Савченко В. П. и Хаберт М. в 1953 г. представили формулы, позволяющие вычислить величину смещения по вертикали ВНК или ГVK при наличии данных о давлениях в пьезометрических скважинах.

Разницу в отметках ВНК в точках А и D обозначим через h_n . За плоскость приведения пластовых давлений примем горизонтальную плоскость, проходящую через точки А и В. Здесь фильтрация нефти не происходит, следовательно, давления в любой точке на линии АВ – одинаковы (Рисунок 11) [2].

$$h_n = \frac{P_1 - P_2}{g \cdot (\rho_B - \rho_H)} \quad (24)$$

При постоянной плотности воды, подстилающей нефтяную залежь, уравнение можно записать в следующем виде.

$$h_n = \frac{\rho_B}{\rho_B - \rho_H} \cdot H, \quad (25)$$

где:

H – разность пьезометрических уровней воды.

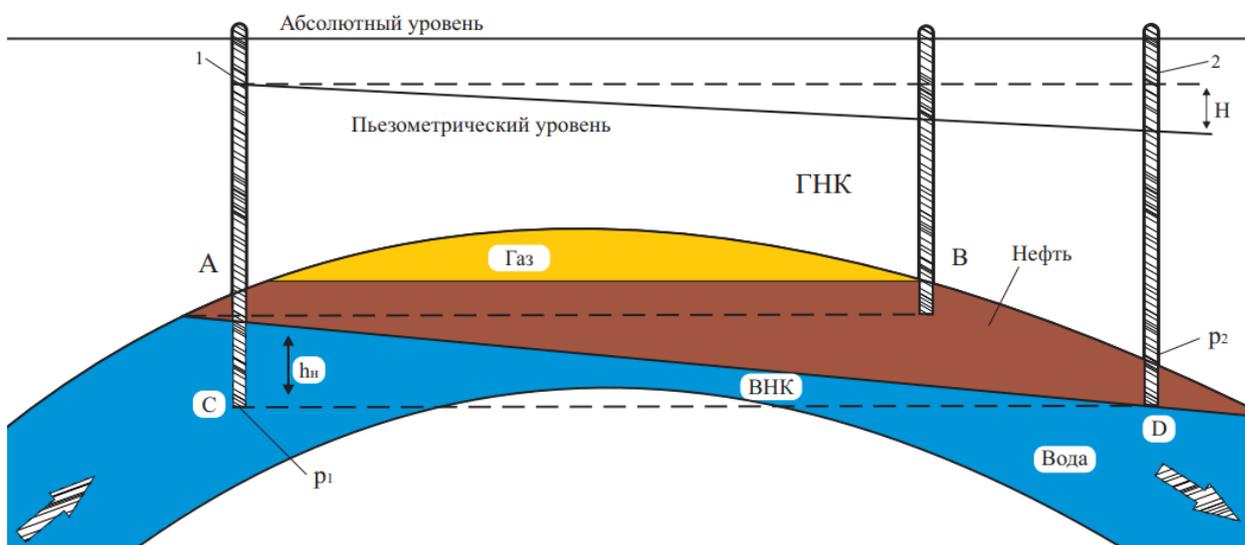


Рисунок 11 – Профиль разреза нефтегазовой залежи при наличии естественного фильтрационного потока воды

Следует отметить, что при прочих равных условиях, величина смещения нефтяной оторочки всегда больше величины смещения газовой залежи ($h_n > h_r$).

Механическое или гидравлическое расформирование нефтяной залежи может происходить вследствие, например, движения пластовой воды. Одной из причин низкой нефтеотдачи является расформирование нефтяной оторочки вследствие чрезмерного воздействия на неё закачиваемым агентом [2].

Эти и другие закономерности смещения газовой залежи получены в результате численного интегрирования обыкновенного дифференциального уравнения для ВНК, полученного Чарным И. А. и Томельгасом В. А. [2].

$$\frac{dh}{ds} = \left(h \cdot \frac{d\alpha}{ds} - 1 \right) \cdot \operatorname{tg} \alpha - \frac{\mu_{\text{в}} \cdot Q}{k \cdot b \cdot \gamma \cdot \cos \alpha} \cdot \frac{1}{h}, \quad (26)$$

где:

h – высотная отметка ВНК, отсчитывается от подошвы пласта, является функцией s ;

s – криволинейная координата вдоль подошвы пласта в направлении движения воды;

$\alpha(s)$ – угол между касательной к подошве и горизонталью, связан с высотной отметкой очевидным соотношением: $dh/ds = \sin \alpha$;

k – коэффициент проницаемости водоносного пласта;

$b(s)$ – ширина пласта;

Q – расход пластовой воды;

$\mu_{\text{в}}$ – коэффициент динамической вязкости воды в пластовых условиях.

$$\Delta \gamma = (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}) \cdot g. \quad (27)$$

Некоторые особенности проявляются в нефтегазовых залежах при наличии естественного фильтрационного потока, ниже представлены некоторые конфигурации (Рисунок 12) в зависимости от некоторых параметров водоносного пласта.

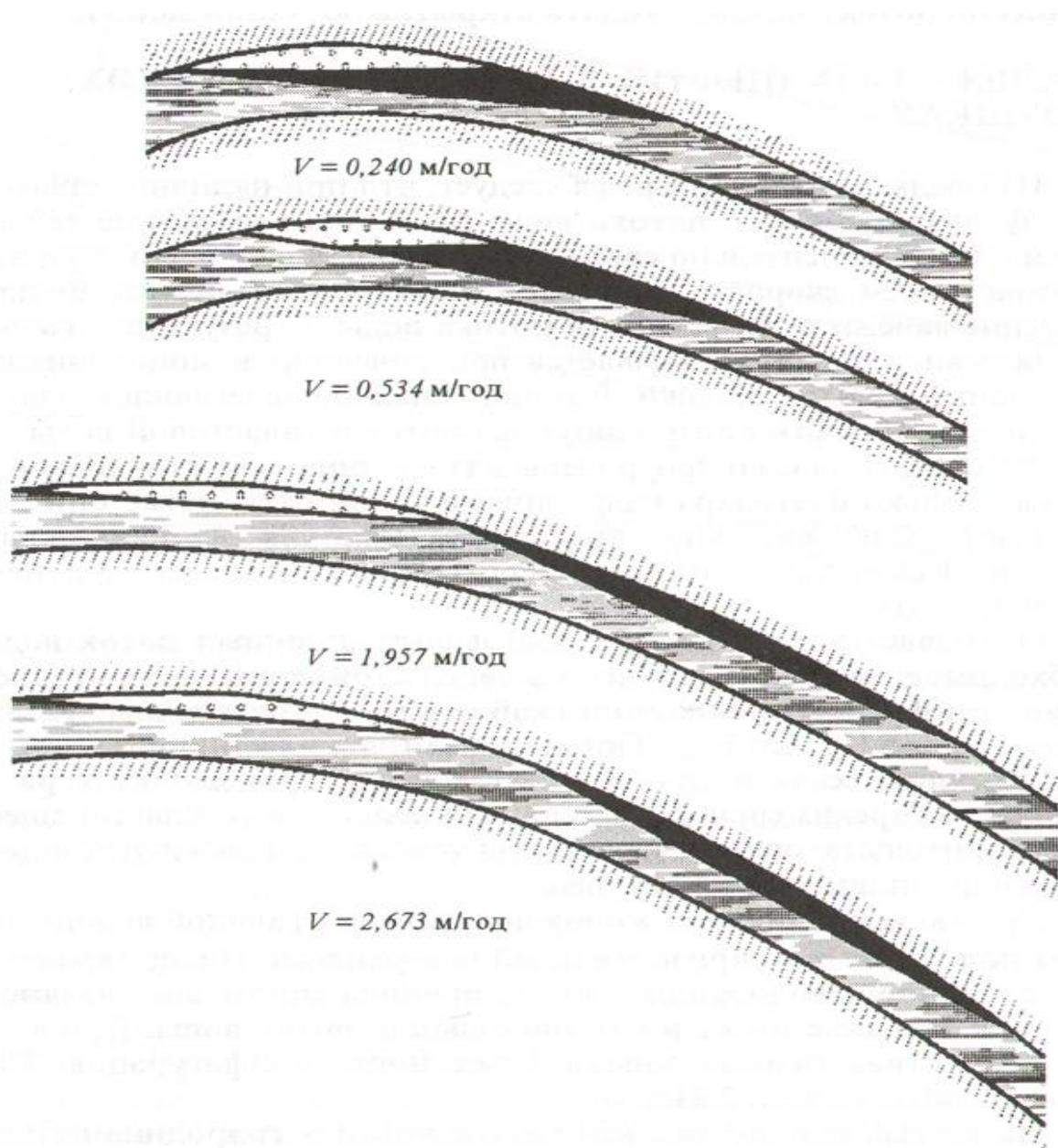


Рисунок 12 – Конфигурация контактов в зависимости от скорости фильтрации потока воды в водоносной части пласта [2]

В некоторых случаях наклон ВНК становится настолько большим, что залежь нефти или нефти и газа полностью вытесняется из данной структуры. Такая ловушка называется промытой и является непродуктивной [21].

2. Капиллярные давление, возникающие в поровом пространстве различного размера

Помимо гидродинамического градиента на деформацию ВНК влияет капиллярное давление. В случае отсутствия пор капиллярного размера водонефтяной контакт в гидростатических условиях представляет собой гладкую ровную поверхность, которую можно назвать плоскостью свободной

воды или нулевой плоскостью капиллярного давления. В капиллярных порах вода поднимается до различной высоты под воздействием капиллярного давления.

$$h = \frac{2 \cdot \gamma \cdot \cos\theta}{(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}) \cdot g \cdot r}, \quad (28)$$

где:

h - высота подъема воды над нулевой плоскостью;

θ - краевой угол смачивания;

$\rho_{\text{в}}$ и $\rho_{\text{н}}$ - плотности воды и нефти;

γ - межфазное натяжение между нефтью и водой;

r - радиус капилляра.

До тех пор, пока сохраняются гидростатические условия и не изменяется размер капилляров, водонефтяной контакт будет представлять собой ровную гладкую плоскость. Если вдоль водонефтяного контакта наряду с грубозернистыми песчаниками располагаются и тонкозернистые разности, ВНК начинает подниматься в направлении тонкозернистых песчаников. Однако специальные исследования доказали, что наклон водонефтяного контакта, обусловленный влиянием капиллярных сил, обычно невелик [22].

3. Искривление поверхности контакта на границе раздела двух различных фаз;

Также на деформацию контактов влияет и вязкость сред. Рассмотрим наклонный пласт, если площадь ВНК сравнительно мала, то перемещение границы раздела можно считать равномерным, т. е. подвижная поверхность остается параллельной первоначальному положению ВНК (поршневое вытеснение). При достаточно большой площади ВНК картина движения искажается, в большинстве случаев происходит опережение в движении границы раздела по подошве пласта, т. е. имеет место пространственное движение (Рисунок 13) [21]. Основная трудность такого решения заключается в том, что на границе происходит преломление линий тока. В таком случае на границе раздела скорость можно разбить на две составляющие: нормальная и

тангенциальная. Нормальные скорости и расходы воды и нефти в силу неразрывности потока будут равны. Однако тангенциальные скорости, выражаемые через закон Дарси, будут отличаться обратно пропорционально вязкости среды [21].

$$(\vartheta_{\tau})_B = -\frac{k}{\mu_B} \cdot \frac{dP}{dL}; \quad (\vartheta_{\tau})_H = -\frac{k}{\mu_H} \cdot \frac{dP}{dL}; \quad (29)$$

$$(\vartheta_{\tau})_B \neq (\vartheta_{\tau})_H. \quad (30)$$

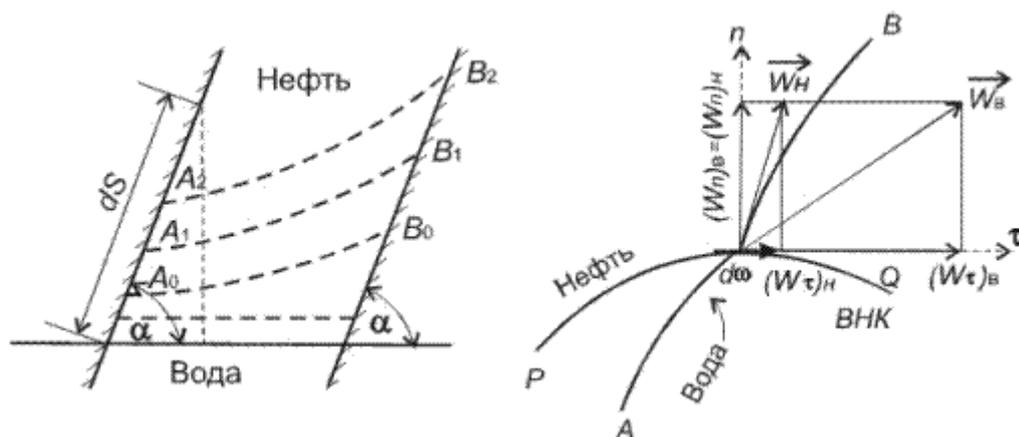


Рисунок 13 – Схема продвижения ВНК в наклонном пласте (слева) и схема преломления линий тока на границе раздела двух жидкостей (справа) [21]

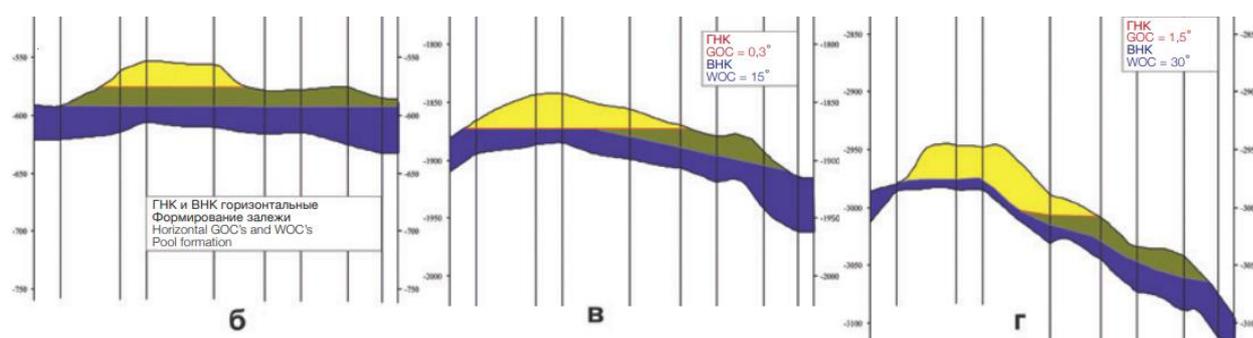
Именно поэтому происходит деформация ВНК с последующим опережением воды и смешиванием двух сред, что приводит к снижению фазовой проницаемости нефти. Также продвижение воды в область, занятой нефтью, может привести к неустойчивому движению в случае, если скорость воды будет выше скорости нефти.

4. Тектоническая трансформация залежи, сопровождающаяся изменением фильтрационно-ёмкостных свойств пласта

Влияние тектонических сил на изменение флюидальных контактов является существенным, поскольку величина разница гипсометрических отметок может достигать нескольких десятков метров. Рассмотрим данные деформации ВНК на примере пласта БУ₉² Песцового месторождения.

Как видно на палеотектоническом профиле (Рисунок 14), восточное крыло со временем опускалось с возрастающей интенсивностью. Очевидно, залежь при этом продолжала пополняться газом, который вытеснял нефть из

сводовой части структуры вследствие большей подвижности. Нефть, экранируемая газом и литолого-фациальными барьерами, образовала краевую оторочку на восточном погружении структуры с наклоном ВНК порядка 30° [23]. Зональность неоднородность литолого-фациальных и фильтрационно-ёмкостных характеристик пластов затрудняет перераспределение углеводородов и установление горизонтального положения контактов.



б – конец Готерива (подошва пимской пачки), в – Сенومان (подошва кузнецовской пачки), г – Мегхалай (современность)

Рисунок 14 – Палеофиль пласт $БУ_9^2$ Песцового НГКМ [23]

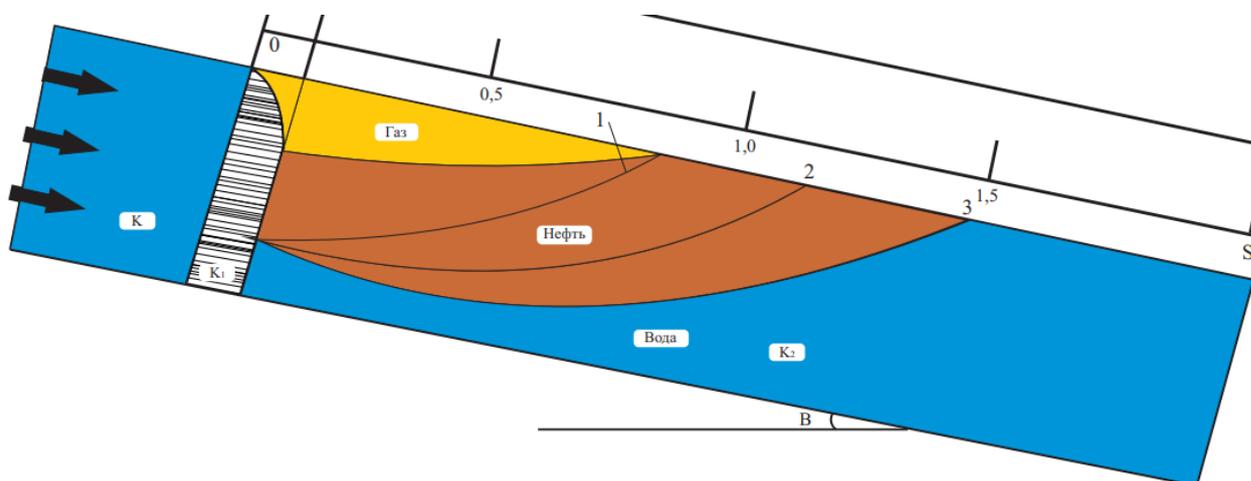
Тектонические силы наклоняют, преимущественно, водонефтяные контакты с большей интенсивностью, чем гравитационные силы способны привести контакты в горизонтальное положение, преодолевая сопротивление миграции УВ, обусловленное литолого-фациальной неоднородностью пласта.

При наличии естественного фильтрационного потока воды происходит смещение залежи нефти и газа относительно свода антиклинальной складки. При этом с возрастанием скорости пластовой воды происходит всё большее смещение залежи в направлении потока воды. В результате залежь становится приуроченной к моноклиальному крылу складки, где контролируется потоком воды. Таким образом возникает гидродинамическая локализация залежи, а образованная ловушка относится к гидродинамической. В таких ловушках наличие антиклинальной складки не является необходимым критерием [2].

Фильтрационный поток воды хоть и является необходимым для формирования гидродинамической ловушки, но не является достаточным. Одним из дополняющих факторов является литологическая неоднородность

пласта, обусловленная зональной неоднородностью пласта с резким изменением фильтрационно-ёмкостных свойств.

Предположим, имеется моноклиналино залегающий водоносный пласт под углом β к горизонтальной поверхности. Пласт имеет зональную неоднородность по проницаемости. В пласте имеется нисходящий поток воды. Зона низкой проницаемости характеризуется безразмерной проницаемостью, равной 0,1 [2]. Остальная часть пласта проницаемость k_2 равняется 10, 6 и 4 единицам. Тогда залежь нефти и газа будет иметь вид, изображённый ниже (Рисунок 15). Анализируя данный случай можно заметить, что проницаемость влияет не только на деформацию ВНК и ГВК, но и на величину запасов нефти и газа [2].



$$k_1=0,1; 1 - k_2=10; 2 - k_2=6; 3 - k_2=4$$

Рисунок 15 – Зависимость конфигурации деформированной поверхности ВНК от проницаемости зон пласта

Примером таких ловушек может послужить Баракаевское месторождение, а также множество газовых и газоконденатных месторождений, таких как: Соколовское, Хьюготон, Панхендл, Гринвуд и др.

1.4 Влияние геолого-физических факторов на выбор системы разработки нефтяной оторочки

Для подбора рациональной системы разработки месторождения с нефтяной оторочкой необходимо учитывать множество геолого-физических и технико-экономических факторов. Анализируя опыт разработки нефтяных

оторочек, необходимо выделить факторы, которые вносят наиболее существенный вклад в выбор системы разработки нефтяных оторочек.

Для того, чтобы наиболее точно подобрать систему разработки, требуется построение гидродинамической и геологической модели залежи, правильно произвести подсчёт запасов нефти, газа и конденсата, определить мощность этажей газоносности и нефтеносности, составить материальный баланс системы.

Существуют разные взгляды на систему разработки нефтяной оторочки. На первых этапах в качестве предварительной оценки системы разработки можно использовать параметр М (M-factor). Данный параметр характеризует отношение объема газовой шапки к объему нефтяной части залежи, и мощность нефтяной оторочки (Рисунок 16) [28].

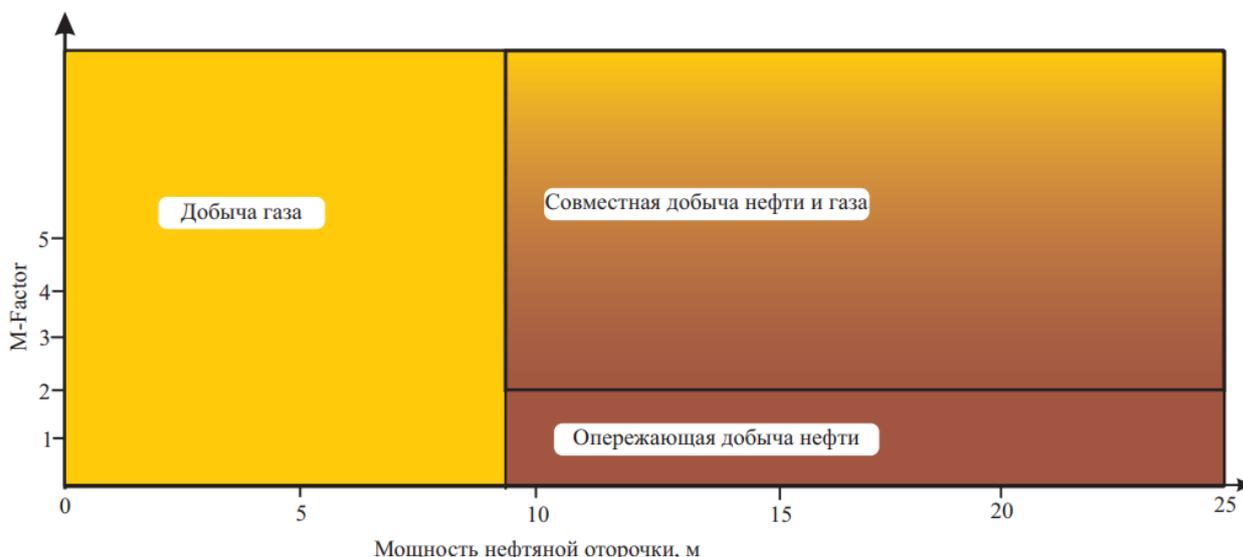


Рисунок 16 – Критерий предварительного подбора способа разработки нефтяной оторочки

Результаты интерпретации полученных результатов по графической схеме, а также совмещения геолого-физических факторов, оказывающих наибольшее влияние на степень сложности разработки, представлены ниже (Таблица 4). Если толщина нефтяной зоны меньше 9 м, то добывается только газ, если эффективная нефтенасыщенная толщина больше 9 м и $M < 2$, то допустима возможность одновременной разработка нефтяной оторочки и газовой шапки.

Таблица 4 – Зависимость сложности разработки нефтяной оторочки от различных геолого-технических факторов

Параметр	Низкая сложность	Средняя сложность	Высокая сложность
Мощность нефтяной оторочки	$H > 20$ м	$9 \text{ м} < H < 20 \text{ м}$	$9 \text{ м} < H$
Мощность водоносного пласта	> 70 % от общей мощности	$1 \sim 50$ % от общей мощности	< 25 % от общей мощности
Объём газовой шапки	$M < 2$ и/или НЗСГ $< 0,027$ млрд. м ³	$M > 2$ и/или НЗСГ $> 0,027$ млрд. м ³	$M > 7$ и/или НЗСГ > 27 млрд. м ³
Проницаемость	$K > 1000$ мД	$500 \text{ мД} < K < 1000$ мД	$K < 500$ мД
Вязкость	$\mu < 1$ сПз	$\mu > 1$ сПз	$\mu > 1$ сПз
Геометрия пласта	Простая геометрия, малые или незначительные углы наклона пласта	Сложная геометрия, небольшие углы наклона пласта	Сложная геометрия, большие углы наклона пласта

Помимо вышеизложенных, существует множество геолого-физических и других факторов, способных влиять на разработку. Перечислим часть факторов, оказывающих наибольшее влияние:

- тип коллектора;
- смачиваемость;
- угол наклона пласта;
- M-factor;
- мощность газонасыщенной и нефтенасыщенной частей залежи;
- фильтрационно-ёмкостные свойства;
- тектонические нарушения;
- анизотропные свойства пласта;
- связность пропластков;
- мощность водоносного пласта;
- гидродинамический градиент и фильтрация пластовой воды;
- флюидонасыщенность;
- химические свойства пластовых флюидов;
- литолого-фациальная изменчивость пласта;
- мощность переходной зоны;
- величина пластового давления.

Обоснование оптимального режима работы добывающих скважин, а также системы разработки нефтяной оторочки в целом требует учета данных геолого-физических особенностей залежей, учета фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), химических свойств флюидов и других многих факторов. [29]

Систему разработки месторождения с нефтяной оторочкой определяют следующие критерии:

- Порядок ввода эксплуатационных объектов многопластового месторождения в разработку;
- Способы разработки месторождений с нефтяной оторочкой;
- Сетка размещения добывающих и нагнетательных скважин, темп и порядок ввода их в эксплуатацию;
- Методы, направленные на повышение пластового давления и коэффициента нефтеотдачи (МУН);
- Способы регулирования баланса и использования пластового давления;

Стоит упомянуть, что одно месторождение может иметь несколько систем разработки. Обусловлено это тем, что месторождение разбивается на отдельные зоны (блоки), вследствие чего достигается наибольшая эффективность применения системы разработки. Разделение на зоны может быть вызвано разработкой нескольких пластов, относящихся к одному эксплуатационному объекту, наличием тектонических или литологических нарушений, разделяющих залежь на несколько блоков или зон. Примером месторождения с несколькими системами разработки может послужить Новопортовское месторождение, где на один из пластов предусмотрена система ППД, а другой разрабатывается на естественном режиме.

К параметрам, дополняющими системы разработки месторождений с технологической точки зрения, можно отнести типы конструкций скважин. Данный параметр применяется вне зависимости от выбора системы разработки и позволяет существенно оптимизировать разработку месторождений.

Как было сказано ранее, на нефтяных оторочках целесообразно использование горизонтальных скважин вместо вертикальных. Для принятия рациональной системы разработки требуется осуществить подбор конструкции скважины для обеспечения наибольшей экономической эффективности и продуктивности скважины. Ниже приведены основные виды конструкции горизонтальных скважин:

- Одноствольные;
- Многоствольные;
- Многозабойные;
- Многозабойные по технологии «Fishbone»;
- Многозабойные по технологии «Берёзовый лист».

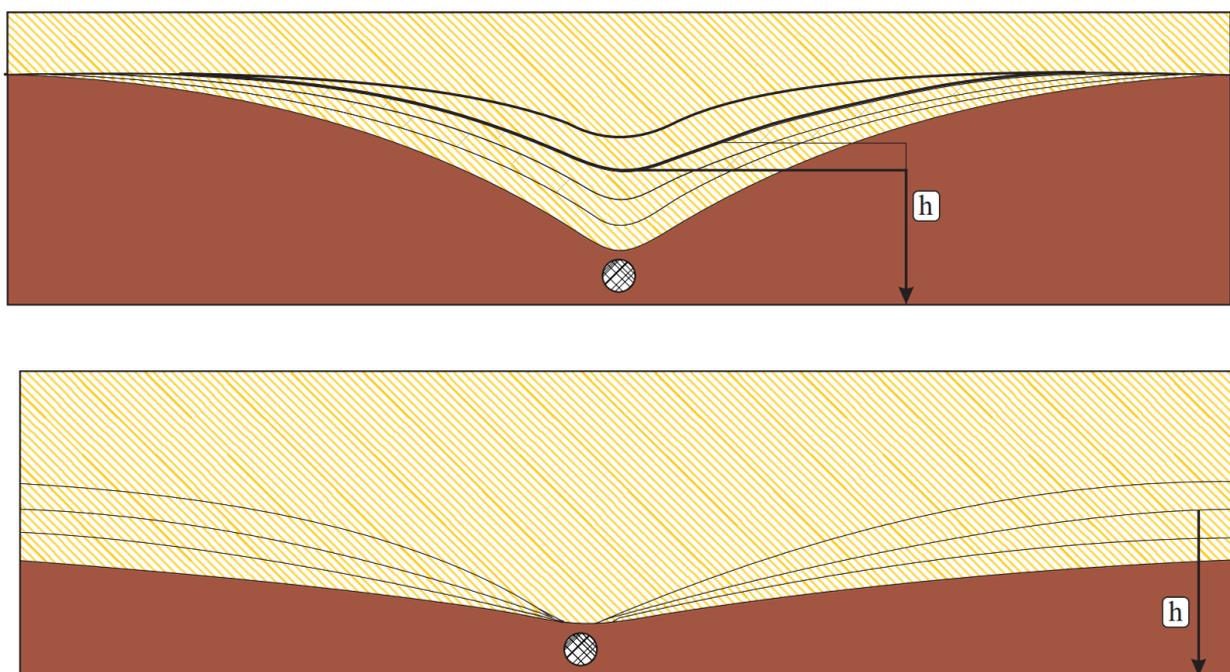
Конструкционно многоствольные и многозабойные скважины схожи, основное отличие кроется в расположении точки разветвления стволов: у многоствольных скважин – выше продуктивного пласта, у многозабойных – в интервале продуктивного пласта.

Так, на Новопортовском НГКМ была пробурена четырёхствольная скважина с общей проходкой в 6756 м, по продуктивному пласту – 4406 м. Это привело к увеличению стоимости на 55 % и увеличению продуктивности на 162 % в сравнении с одноствольными скважинами, горизонтальный участок которых составлял 1500-2000 м [30]. Проведение данных ОПР позволило оптимизировать систему разработки месторождения. На Среднеботоубинском НГКМ была реализована уникальная конструкция «берёзовый лист», состоящая из 15 боковых стволов, каждый из которых был разделён ещё на двое. Общая длина скважины составила 12792 м, проходка по коллектору – 10310 м. В 2018 году в частности благодаря бурению многозабойных скважин добыча нефти увеличилась более чем в два раза и составила 2,9 млн. т [32].

Одним из главных факторов, влияющим на величину накопленной добычи при разработке газовых и газоконденсатных месторождений с нефтяной оторочкой является время загазовывания и обводнения скважины. При эксплуатации нефтяной оторочки в низкопроницаемом неоднородном

2) Гравитационное дренирование – вершины ГНК и ВНК фиксируются на прежнем уровне, вытесняя нефть из крыльевых областей воронки, лежащих за пределами первоначального конуса (Рисунок 19).

Однако данные теоретические режимы трудно осуществимы при разработке залежей с нефтяной оторочкой в низкопроницаемых коллекторах (НПК), где контролирование положения контактов значительно усложняется. Это обуславливается низкой продуктивностью скважин и, как следствие, создания высоки депрессий на пласт с целью обеспечения рентабельных дебитов. Сильные возмущения накладываются на призабойную зону пласта и его удалённую зону (на всю область дренирования), что вызывает существенные деформации поверхностей ВНК и ГНК, сопровождающиеся интенсивными фазовыми превращениями пластовых флюидов, что, в свою очередь, также усложняет добычу нефти [8].



вертикальное вытеснение (сверху); гравитационное дренирование (снизу)
Рисунок 19 – Этапы режима эксплуатации без подтягиваний конусов газа

1.5 Взаимодействие в пластовых условиях агентов вытеснения на содержащийся в них флюид

Для повышения нефтеотдачи залежей с нефтяной оторочкой применяют различные методы воздействия на пласт. При этом сами процессы

многофазной фильтрации оказываются зависимыми от особенностей структуры строения и фильтрационно-ёмкостных свойств коллектора, и их показатели могут качественно отличаться от характеристик от месторождения к месторождению. В качестве рабочих агентов для поддержания пластового давления в основном используют воду, сухой и жирный УВ газ, азот, углекислый газ, дымовые газы, полимерные растворы, растворы с ПАВ, водогазовые смеси [38].

Некоторые авторы утверждают, что высокая нефтеотдача может быть достигнута только в случае вытеснения нефти агентами, вязкость которых (μ_a) выше вязкости нефти (μ_n в 1,5-2 и более раз). Максимальный эффект обеспечивается при условии $\mu_a / \mu_n \sim 3$. При вытеснении нефти классическими агентами – водой или газом – наблюдается не только существенно меньшая по сравнению с применением двухфазных водогазовых смесей (вода – азот, вода – углеводородный газ) или водных растворов полиакриламида (ПАА) безводная нефтеотдача, но и крайне незначительный прирост добычи после прорыва агентом фронта вытеснения [39].

Одним из традиционных агентов вытеснения является вода. Существует несколько методов заводнения, в каждом из которых закачка воды осуществляется в определённые участки залежи:

- барьерного заводнения;
- заводнение по площадной системе;
- законтурное заводнение.

Закачка воды чаще всего реализуется барьерным заводнением, которое проявляет достаточно высокую эффективность, т.к. позволяет увеличить безгазовые дебиты нефти.

Барьер воды, создаваемый над ГНК с использованием нагнетательных скважин, разобщает нефтяную оторочку и газовую (газоконденсатную) шапку. Это позволяет увеличить безгазовые критические дебиты нефти. Барьерное заводнение применяется в основном в случае краевых нефтяных оторочек. В случае с подошвенной оторочкой закачиваемая вода достаточно быстро

поступает в нефтяную оторочку, вызывая ее расформирование [39]. Различают три вида барьерных методов:

- создание жестких барьеров (с нулевой проницаемостью);
- полужестких (с резко пониженной проницаемостью);
- водяных (барьерное заводнение).

При заводнении возможен прорыв закачиваемой воды в газонасыщенную часть разреза, что отрицательно скажется на выработке запасов газа и усложнит весь технологический процесс добычи газа и его первичную подготовку. В работе [40] отмечается, при вытеснении нефти водой из тонких нефтяных оторочек вязкой нефти (свыше 10 сПз) высока вероятность получения очень низких КИН (порядка нескольких процентов).

Смачиваемость поверхности коллектора играет существенную роль: в гидрофобных коллекторах нефть вытесняется только из наиболее крупных пор, причём фазовая проницаемость для нефти резко снижается при определённом значении остаточной водонасыщенности, вследствие этого область двухфазной фильтрации сужена; в гидрофильных коллекторах в основном наблюдается снижение фазовой проницаемости для воды [8]. Капиллярные процессы в НПК происходят интенсивнее, чем в обычном НПК.

При исследовании гидрофильных коллекторов было установлено, что при малых скоростях вытеснения (10-20 м/год) размер стабилизационной зоны может достигать расстояние между добывающей и нагнетательной скважинами. Поскольку в стабилизационной зоне фильтрационные сопротивления зависят от фазовых проницаемостей, при таких размерах зоны сопротивления могут быть крайне существенными [8].

При заводнении коллекторов трещинно-порового типа определяющим величину нефтеотдачи механизмом является капиллярная пропитка пористых блоков. Капиллярная пропитка представляет из себя вытеснение жидкой или газообразной фазы под воздействием несмешиваемых с ними жидкостей в условиях пористых сред [8]. Процесс происходит самопроизвольно в результате воздействия капиллярных сил.

Неоднородность коллектора существенно определяет динамику и конечные величины извлечения нефти. Гетерогенная дисперсия фронта вытеснения, то есть неравномерное движение воды по пропласткам неблагоприятно сказывается на коэффициенте охвата [24]. От интенсивности этого влияния напрямую зависят пластовые потери нефти.

При смещении нефтяной оторочки в газонасыщенную зону при реализации процесса заводнения влияние неоднородности коллекторов будет проявляться существеннее, поскольку в этом случае гетерогенной дисперсии подвержены две границы нефти – ВНК и ГНК. Вследствие неравномерности охвата пласта водой часть нефти может быть заземлена, что приводит к дополнительным потерям нефти в обводнённой части залежи [24].

Однако, произвольное движение ГНК предопределяет сокращение порового объёма газовой шапки, с которым контактирует движущаяся оторочка, благодаря чему уменьшаются потери нефти на смачивание «сухих» поровых каналов коллектора.

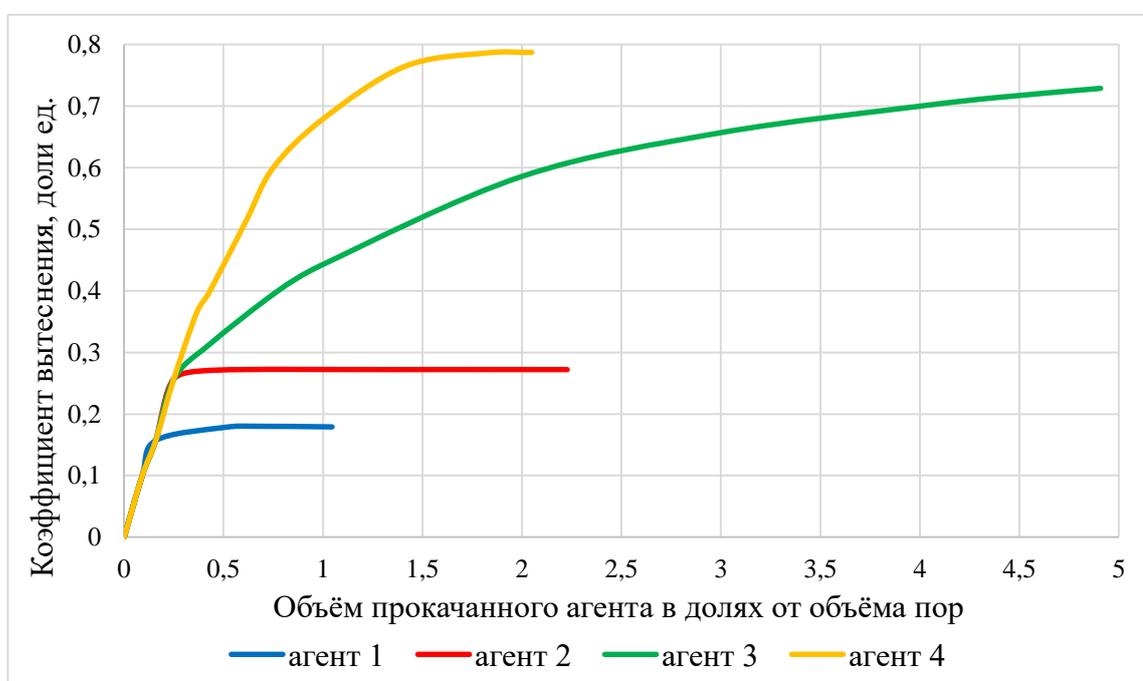
При вытеснении маловязкой нефти перепад давления увеличивается с ускорением до момента прорыва воды на линию отбора. Напротив, при вытеснении нефти с повышенной вязкостью перепад давления непрерывно снижается по мере продвижения воды [24]. Такая зависимость перепада давления от расстояния характерна для неустойчивых процессов.

При вытеснении нефти повышенной вязкости в коллекторах с низкой насыщенностью погребённой нефтью наблюдается гетерогенная неустойчивость. Нефть повышенной вязкости склонна к огибанию малопроницаемых включений, в которых содержится погребённая нефть, в таком случае наблюдается потеря запасов нефти и ухудшение коэффициента охвата [24]. Для борьбы с гетерогенной неустойчивостью применяют методы повышения вязкости закачиваемой воды. Данные мероприятия позволяют стабилизировать ВНК, и, тем самым, увеличить темпы отбора жидкости.

Стоит отметить, что при больших разницах величин проницаемостей пропластков наблюдалось сокращение пластовых потерь нефти. С ростом

разницы усиливается тенденция к огибанию малопроницаемого пропластка обеими жидкостями, вследствие этого снижаются коэффициента охвата обоих пропластков [24]. Через менее проницаемый пропласток фильтрации нефти значительно ниже, однако в процессе фильтрации принимает участие меньшая часть погребённой нефти.

Рассмотрим результаты исследований по вытеснению вязких нефтей разными рабочими агентами (Рисунок 20). В экспериментах на моделях пласта с проницаемостью 0,109 Д длиной 0,3 и 1,0 м нефть вязкостью 20 сПз вытесняли раствором полиакриламида (ПАА) с вязкостью 60 сПз [41]. Согласно замерам, безводный $K_B = 36,2\%$, полный $K_B = 79\%$. На модели пласта длиной 1,0 м при вытеснении нефти водой величина безводного K_B получена равной всего 27 %. Этот коэффициент оказался практически окончательным, так как после прорыва воды к выходу модели пласта дополнительного поступления нефти не происходило [41]. В другом сравнительном эксперименте при длине модели 0,3 м коэффициент вытеснения нефти водой составил лишь 18 %.



агент 1 – вода (вязкость агента $\mu_a = 1$ сПз), модель пласта 0,3 м; агент 2 – вода, модель пласта 1 м; агент 3 – раствор ПАА ($\mu_a = 60$ сПз), модель пласта 0,3 м; агент 4 – раствор ПАА ($\mu_a = 60$ сПз), модель пласта 1 м

Рисунок 20 – Динамика коэффициентов вытеснения нефти различными агентами

В случае вязких нефтей очевидным является результат, свидетельствующий о низкой эффективности использования воды в качестве вытесняющего агента.

Помимо использования загустителей рабочего агента, применяют ПАВ, основной задачей которых является снижение межфазного натяжения на границе нефть – порода – вода. Это позволяет извлекать нефть, оставшуюся после заводнения.

ПАВ бывают анионактивные, катионактивные, неионогенные или комбинированные и могут варьировать от простых сульфонатов до сложных алкоксилированных смесей. Эффективность применения ПАВ может изменяться в зависимости от температуры или содержания растворенных солей в воде, адсорбционные потери в пласте увеличивают потребности в химических реагентах [42]. При проектировании заводнения с ПАВ необходимо рассматривать параметры конкретного коллектора. Процессы вытеснения нефти с использованием ПАВ и полимера или мицеллярного и полимерного растворов предполагают формирование в пласте оторочки ПАВ с последующей закачкой оторочек полимерного раствора [42]. Полимерный раствор вытесняет оторочку раствора ПАВ и имеет одинаковую или большую вязкость для регулирования подвижности.

Альтернативой полимерам в регулировании подвижности являются пены, для образования которых в пласте необходимо закачивать ПАВ, воду и газ. Следует учитывать качество пены, состав минерализованной пластовой воды и влияние нефти на стойкость пены. Качество пены определяется концентрацией ПАВ, качеством воды и соотношением воды и газа [42].

Также к методам барьерного заводнения с применением ПАВ можно отнести закачку пены, которая, как известно, резко снижает фазовую проницаемость нефти и газа. По этой технологии раствор поверхностно-активного вещества закачивается на уровне ГНК, и пена образуется при фильтрации газа через ПАВ [43]. Таким образом, увеличение охвата залежи происходит не только за счет сближения вязкостей нефти и вытесняющего

агента, но и за счет уменьшения степени неоднородности пласта по подвижности нефти. Применение пенных систем тем эффективнее, чем выше неоднородность пласта по проницаемости и соотношение вязкостей нефти и вытесняющего агента [39].

Помимо традиционных методов заводнения на нефтяных оторочках могут использоваться газовые методы. Газовые методы наиболее эффективны в неистощённых залежах массивного типа с неоднородными коллекторами (как низкопроницаемыми, так и высокопроницаемыми), где благоприятным фактором является гравитационное разделение нефти и газа в пласте.

В качестве рабочего агента применяются [8]:

- углеводородные газы (очищенный и осушенный природный газ);
- неуглеводородные газы – азот, дымовые газы, газы горения;
- смеси углеводородных и неуглеводородных газов в различных соотношениях;
- жирные (обогащённые) газы – содержат компоненты C_2-C_4 .

По величине давления нагнетания выделяют закачку газа [8]:

- высокого давления (25-40 МПа). Такое давление обеспечивает смешивающееся вытеснение;
- при постоянном поддержании давления на уровне ниже давления насыщения;
- среднего давления (8-10 МПа). Применяется после длительной разработки на режимах истощения и сильного снижения пластового давления. Имеет сравнительно большую эффективность в сравнении с закачкой газа низкого давления;
- низкого давления. Вытеснение нефти газом низкого давления определяется обычным замещением нефти газом с очень ограниченным испарением в газовую фазу компонентов жидких углеводородов и характеризуется низкими значениями нефтеотдачи.

При высоком конденсато-содержании и значительных запасах конденсата газовое воздействие может быть реализовано как организация полной или частичной закачки рециркулированного отбензиненного газа или как закачка неуглеводородных газов в пласт. Для интенсификации процесса вытеснения ретроградного конденсата и рассеянной нефти могут быть использованы оторочки растворителей, проталкиваемые сухим газом метанового состава [8]. При пластовых давлениях, сниженных ниже уровня давления максимальной конденсации (4-6 МПа), «транзитная» прокачка сухого газа через истощенные НГКЗ позволяет несколько снизить пластовые потери жидких углеводородов за счет их частичного испарения в подвижную газовую фазу.

Сухой газ отличается от жирного преимущественным направлением массопереноса между газовой и жидкой фазами при контакте в пласте с нефтью: для сухого газа характерно преобладание растворения компонентов нефти в газе, для жирного газа – растворение промежуточных компонентов в нефти [44].

При закачке газов (углеводородных, неуглеводородных или их смесей) высокого давления возможно достижение условий смешивающегося (критического) вытеснения нефти, обеспечивающих значения коэффициент вытеснения нефти, близкие к единице [8]. Для реализации такого процесса при данной температуре необходимо по давлению закачки определить состав нагнетаемого неравновесного газа. Для сухого газа давление смешивающегося вытеснена существенно выше, чем для жирного газа. Поэтому для понижения давления смесимости в истощенных НГКЗ и ГКЗ создают оторочки растворителей, проталкиваемые сухим газом или водой.

С точки зрения полноты извлечения вытеснение нефти углеводородным и неуглеводородными газами из пластов следует проводить при давлении выше давления насыщения нефти газом. В связи с этим закачка газа рассматривается как высокопотенциальный метод повышения нефтеотдачи. Особенно эффективны гидродинамически устойчивые процессы

вертикального вытеснения нефти газом сверху-вниз. При закачке газа высокого давления в газовую шапку массивной НГКЗ (с равномерным опусканием ГНК) условия смесимости достигаются при меньших давлениях в сравнении с закачкой газа непосредственно в нефтяную часть НГКЗ [8]. Наименьшей вытесняющей способностью характеризуются процессы несмешивающегося вытеснения нефти газом в горизонтальных пластах трещинно-порового типа. Условия смесимости могут быть реализованы в следующих технологических процессах [44-45]:

- вытеснении нефти углеводородными или неуглеводородными газами высокого давления (25-45 МПа и выше);
- вытеснении нефти жирным газом;
- вытеснении нефти оторочками сжиженных углеводородных газов (ШФЛУ) или двуокиси углерода, проталкиваемыми газообразным рабочим агентом или водой.

Образование зоны смесимости с плавным переходом состава от нефти к вытесняющему агенту (так называемой переходной зоны) объясняется диффузией, конвективным и механическим перемешиванием при многократном взаимодействии закачиваемого газа и нефти [8]. Агенты вытеснения отличаются темпами образования и размером зоны смеси в пласте.

В пласте, независимо от типа коллектора, движущийся газ постепенно обогащается более тяжёлыми компонентами, а нефть – лёгкими. В результате образуется переходная зона, в которой концентрация нефти растёт в направлении градиента давления. Полная смесимость с нефтью переходной зоны достигается при меньших давлениях, а коэффициент вытеснения выше при вытеснении нефти жидким растворителем.

Рассмотрим два варианта закачки сухого газа в нефтегазовую залежь (Рисунок 21): в газовую шапку и на поверхность ГНК. Для варианта 1 первоначально идёт вытеснение нефти газом из шапки. С момента подхода к нефтяной зоне закачиваемого сухого газа в ней образуется подвижный фронт

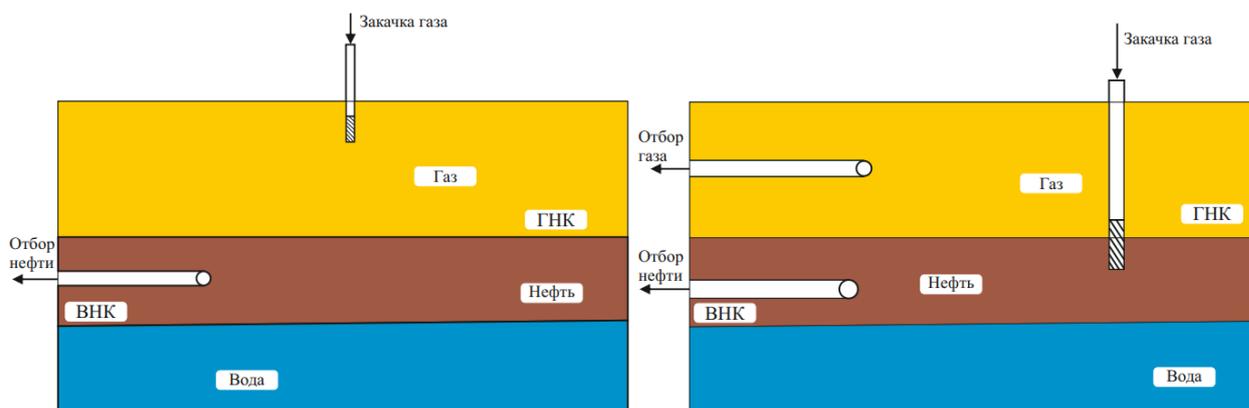
испарения. После прорыва сухого газа в эксплуатационную галерею вся добыча осуществляется практически за счёт одного испарения [46].

Существует несколько зон, различающиеся составами пластового флюида, между которыми фазовые составы постоянно изменяются [46]:

- непосредственно за фронтом вытеснения (состав газа в ней находится в равновесии с пластовой нефтью);
- вблизи газонефтяного контакта (состав нефти равновесен с закачиваемым газом);

Вблизи газонефтяного контакта в результате обогащения нефти промежуточным компонентом образуется вал последнего. Непосредственно за фронтом вытеснения наблюдается провал в распределении промежуточного компонента. Это вызвано подходом к фронту вытеснения осушенной части вытесняющего газа. Полное извлечение из пласта промежуточного компонента наступает значительно быстрее, чем тяжёлого [46].

Вариант 2 характеризуется более низкой текущей отдачей тяжёлого компонента по сравнению с вариантом 1, где изначально вытеснение происходит газом из газовой шапки.



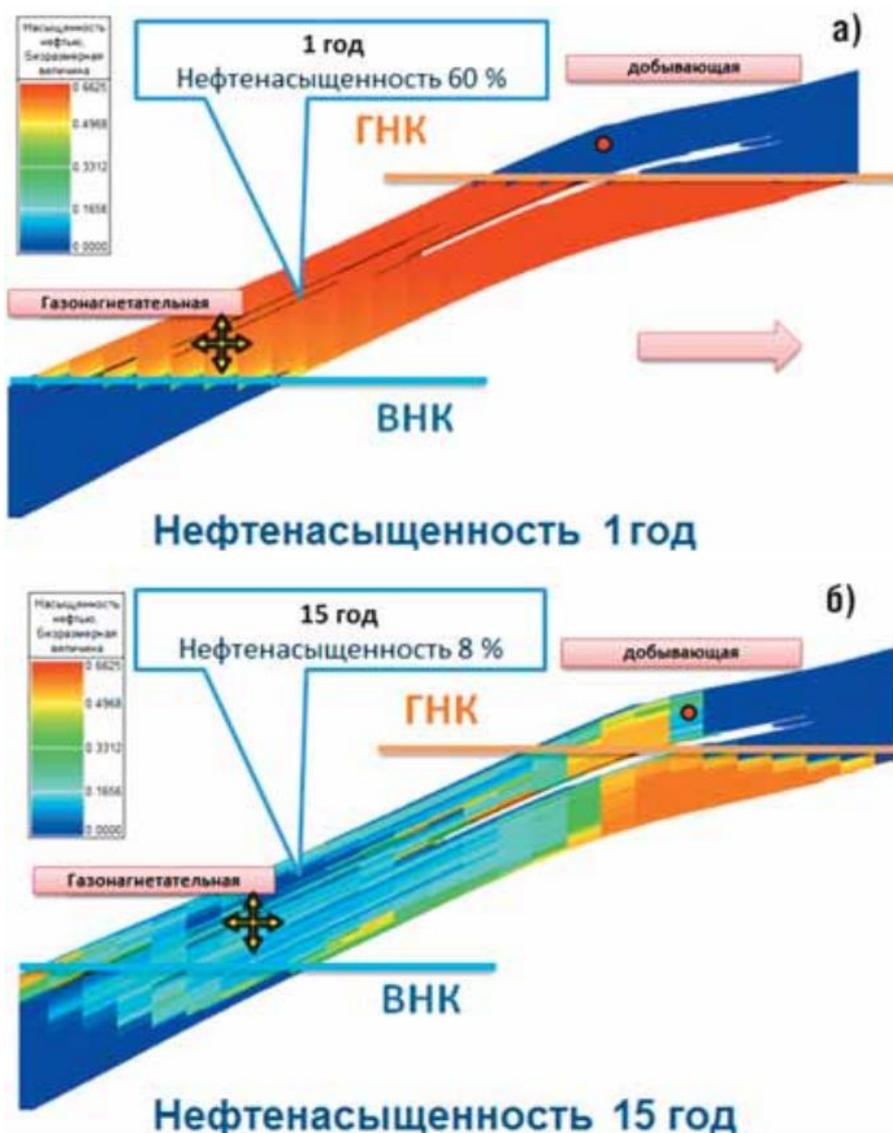
вариант 1 (слева) – в газовую шапку; вариант 2 (справа) – на границу ГНК
Рисунок 21 – Варианты закачки сухого газа в залежь с нефтяной оторочкой

Межфазный массообмен способствует значительному повышению извлечения углеводородов из пласта. Так, например, при вытеснении сухим газом значение выше на 20 %, чем при вытеснении равновесным газом [46].

Как было сказано ранее, существует метод повышения нефтеотдачи с использованием сухого отбензиненного газа. Технологии сайклинг-процесса,

основана на процессе испарения нефти. Система нефть-газ в пласте в начальный момент времени находится в равновесии для каждого компонента в отдельности и для всей системы в целом [47]. Любое изменение давления или компонентного состава какой-либо фазы может выводить эту систему из равновесия. Поэтому смена компонентного состава газовой фазы приведет к нарушению фазового состояния компонент нефти [47].

Суть технологии заключается в том, что сухой газ под высоким давлением помимо вытеснения подвижной нефти обеспечивает испарение, в том числе заземленных жидких углеводородов [48]. Процесс является циклическим: газ отбензинивается с последующим нагнетанием в пласт.



а – начальный момент времени; б – результат «продувки» через 15 лет
 Рисунок 22 – Величина остаточной нефтенасыщенности при «продувке» коллектора сухим углеводородным газом [47]

Интересной особенностью варианта с испарением нефти является то, что на начальном этапе осуществляется добыча конденсата из газовой скважины, фронт процесса испарения не имеет масштабного характера в виду того, что газ закачки прорывается по узким каналам (Рисунок 23) [47]. На следующем этапе доля «сухого» газа закачки в продукции газовой скважины растет, и добыча испаренной нефти начинает превалировать над добычей конденсата. Коэффициент извлечения конденсата в варианте с «сайклингом» тоже выше, по понятным причинам.

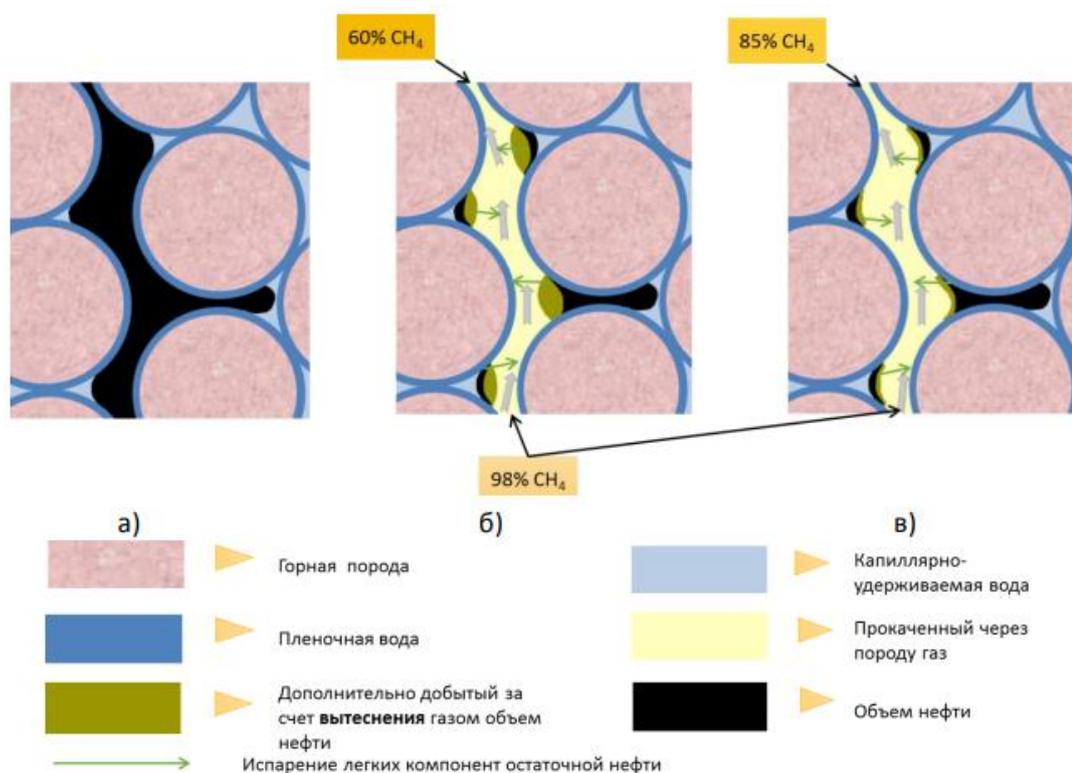


Рисунок 23 – Микропроцессы, вызванные закачкой сухого газа [52]

Таким образом, обеспечивается как поддержание пластового давления, так и вовлечение неподвижной капиллярно-связанной нефти с последующим отбором её газодобывающими скважинами одновременно с газовым конденсатом, что позволяет не только повысить коэффициент нефтеотдачи, но и разрабатывать газовую шапку совместно с нефтяной оторочкой [47]. Это возможно в случае, если нефть по своему генезису и компонентному составу близка к содержащемуся в газе конденсату. При этом, давление в сухом газе должно превышать критическое давление испарения, содержащихся в нефти компонентов, т.е. быть выше начального пластового [47]. Преимущество

такой технологии разработки «тонких» нефтяных заключается в том, что часть нефти оттесняется в кровельную, газовую часть залежи, формируя так называемый «нефтяной вал». Ниже приведено сравнение показателей добычи при классическом заводнении и при использовании сайклинг-процесса на нефтяную оторочку (Рисунок 24).

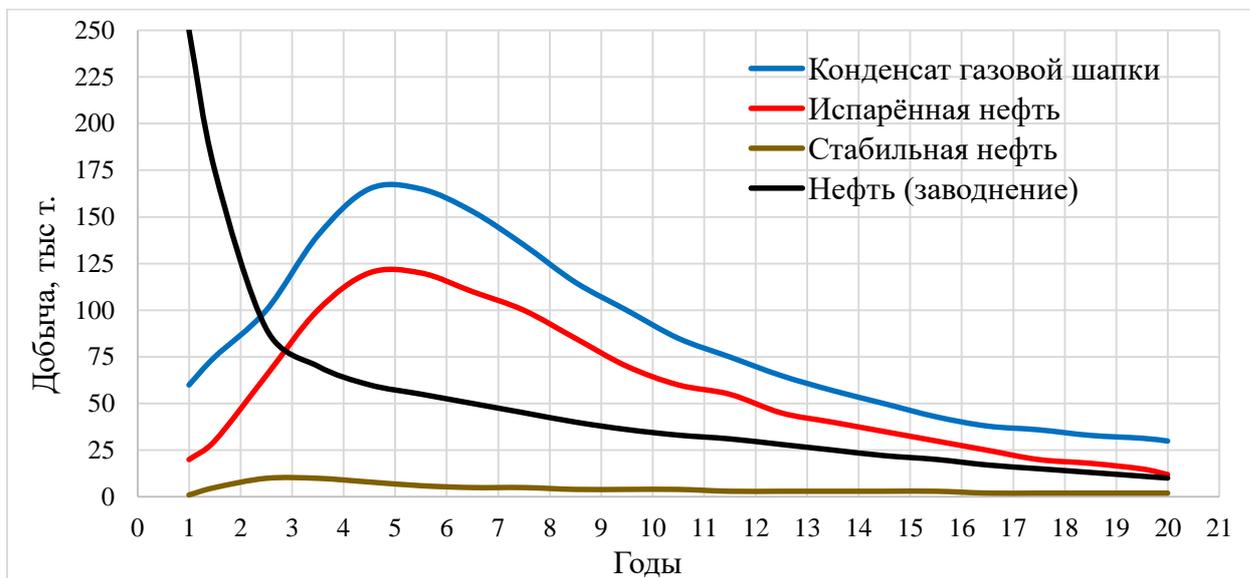


Рисунок 24 – Сравнение динамики добычи жидких углеводородов

Механизм вытеснения нефти двуокисью углерода, дымовым газом или азотом при смешивающемся вытеснении сложнее, чем при закачке сухого или насыщенного углеводородных газов.

Автором [45] был рассмотрен процесс вытеснения нефти жидким CO_2 при температурах, меньших критической ($31\text{ }^\circ\text{C}$). Эффективность такого процесса определяется объёмным расширением с набуханием нефти при растворении в CO_2 , снижением вязкости нефти, смесимостью с CO_2 и т. д. При давлениях, выше давления смесимости CO_2 вытесняет нефть подобно обычному растворителю с образованием трёх зон: зона растворителя, переходная зона и зона нефти. При давлении меньшем давления полной смесимости CO_2 частично растворяется в нефтяной зоне, снижая при этом вязкость; в это же время в зону растворителя (CO_2) переходят лёгкие фракции нефти. При достижении критических температур, CO_2 находится в газообразном состоянии и менее эффективен с точки зрения вытеснения.

В свою очередь, автором [49] были исследованы процессы вытеснения азотом. Было установлено, что с ростом давления объём оторочки снижался при прежнем её составе. При снижении давления увеличивалось время прорыва газа. При давлениях 25,7-27,8 МПа было обнаружено испарение промежуточных углеводородных компонентов в вытесняющем азоте, а также рост коэффициента вытеснения [8]. Дальнейшее увеличение давления азота не повлекло за собой улучшение условий смесимости. Азот слабо растворим в воде, но хорошо смешивается с легкой нефтью, однако степень извлечения азотом ниже, чем при использовании природного газа.

Разновидностью способов газового воздействия является способ, основанный на снижении пластового давления ниже давления насыщения.

В случае вытеснения газированной нефти с помощью заводнения исследованиями было подтверждено следующее: в определённом интервале изменения начальной газонасыщенности наблюдается увеличение в сравнении с обычным заводнением (давление нагнетания выше давления насыщения) коэффициента вытеснения нефти водой из модели пласта, однако при последующем снижении давления степень извлечения падает [8].

По мнению Сургучёва М. Л. [45,50], увеличение нефтеотдачи при заводнении пластов с частично разгазированной нефтью объясняется целиком ростом насыщенности суммарно несмешивающихся фаз – нефти и газа и уменьшением насыщенности смачивающей фазы – воды, следствием чего является снижение фазовой проницаемости для воды и увеличение фазовой проницаемости для нефти при неподвижном свободном газе.

Оптимальное снижение пластового давления перед заводнением, обеспечивающее повышение нефтеотдачи до 10-15 % согласно [45] составляет порядка 10-20 % от давления насыщения. Оптимальное снижение давления зависит от физических свойств нефти.

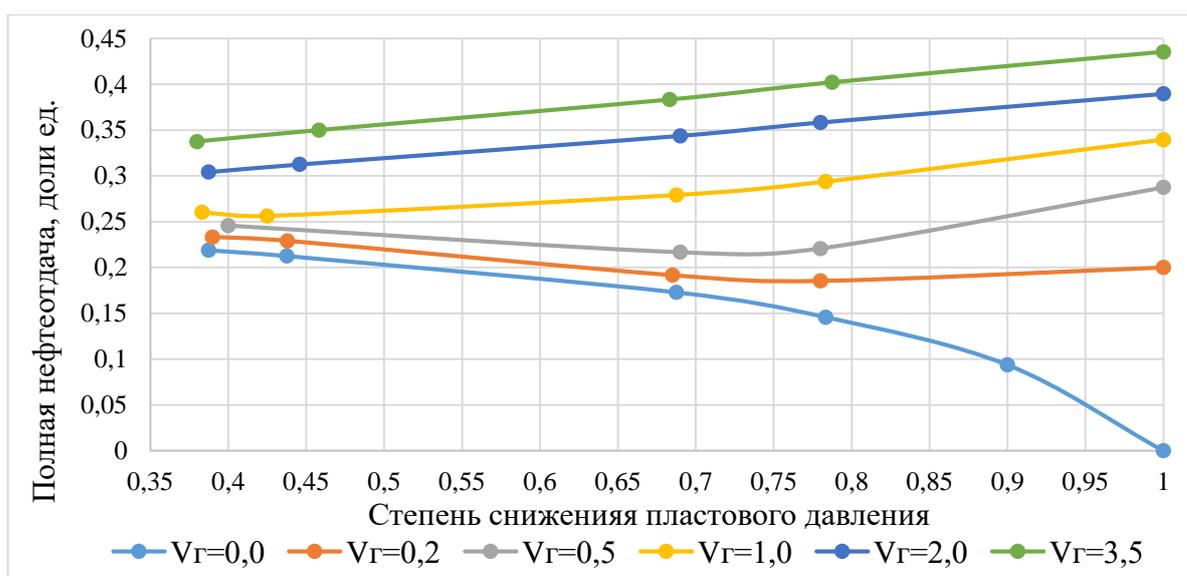
Установлено, что величина повышения коэффициента вытеснения нефти помимо давления вытеснения зависит от способа создания газонасыщенности (продувкой внешним газом или частичным

разгазированием нефти в пласте), газонасыщенности и структуры пористой среды (сцементированная, несцементированная).

Зависимость нефтеотдачи от степени снижения пластового давления ниже давления насыщения при последующем вытеснении нефти газом изучалось Кундиным С. А. [44] (Рисунок 25). Эксперименты проводились на модели в следующей последовательности [8]:

1. Моделирование этапа разработки на режиме истощения от начального пластового давления, равного давления насыщения, до определённого значения;
2. Вытеснение нефти газом при постоянных давлениях нагнетания и извлечения;
3. После нагнетания через модели 4-7 поровых объёмов газа производилось снижение давления вплоть до атмосферного.

Результаты исследования позволяют качественно охарактеризовать процессы разработки только для нефтегазовых залежей, поскольку в данной модели не учитывались процессы фазовых переходов в газоконденсатной смеси [8]. Допустимый диапазон снижения давления для залежей с нефтяной оторочкой для недопущения её расформирования должен определяться лабораторным путём.



$V_{Г}$ – объём закачанного газа в поровое пространство

Рисунок 25 – Зависимость коэффициента нефтеотдачи от степени снижения пластового давления при разных объёмах закачки газа

Одним из модифицированных агентов вытеснения являются водогазовые смеси, сочетающие эффективность газовых методов и методов заводнения. Закачиваемая в пласт дисперсия воды под действием капиллярных сил заполняет поры малого размера, а закачиваемый газ, как несмачивающая фаза, наоборот, захватывает поры крупного диаметра и под действием сил гравитации занимает свободную часть пласта [33]. Эти особенности воды и газа дают возможность их совместной закачки в пласт, так как при этом создаются условия для увеличения охвата пласта воздействием.

При использовании ВГВ происходят выравнивание профиля приемистости призабойной зоны 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), так и процессов сегрегации воды и газа в пласте (коэффициент охвата пласта воздействием по мощности) [34].

В зависимости от объемного расходного содержания газа в пластовых условиях, различают типы технологий [35]:

- для газосодержания в пластовых условиях менее 30 % по объёму – технология увеличения нефтеотдачи пласта (технология SWAG);
- для газосодержания нефтеотдачи пласта в пластовых условиях более 30% по объёму – технология аккумуляирования части нефтяного газа с возвратной добычей газа через определенный период времени разработки промыслового объекта (технология WAG, аналог сайклинг-процесса).

Существуют следующие виды: газовая репрессия, режим ограниченной взаимной растворимости и режим неограниченной взаимной растворимости.

При газовой репрессии отсутствует массообмен среди жидких и газовых фаз, где вытеснение нефти произойдет только под действием газодинамических сил. Режим ограниченной взаимной растворимости

характеризуется происходящим обменом компонентами между газовой и жидкой фазами при вытеснении нефти в пласте [36].

Для режима неограниченной взаимной растворимости, или так называемого смешивающегося режима, границы раздела фаз, а также межфазное натяжение между нефтью и газом не происходит. По используемому газовому агенту водогазовое воздействие делится на воздействия: углеводородным газом; диоксидом углерода; азотом; дымовыми газами и закачку воздуха [36].

При закачке в пласт воздуха возникает возможность прохождения окислительных экзотермических процессов между кислородом и воздухом, а также углеводородами нефти [36]. Воздух в данной реакции не будет рабочим агентом, а будет исходным веществом для того чтобы получить вытесняющий агент.

Кроме воздуха в качестве вытесняющего агента используют двуокись углерода, способную растворяться как в воде, так и в нефти. Растворимость CO_2 зависит от температуры и давления. С повышением давления растворимость увеличивается, а с повышением температуры – снижается. Также увеличивается вязкость воды, при содержании CO_2 3-5% вязкость увеличивается на 20-30%. Положительные эффекты достигаются за счет снижения набухаемости глинистых частиц и способности H_2CO_3 (образуется при растворении CO_2 в воде) растворят некоторые виды цемента и породы пласта что приводит к увеличению проницаемости [58].

Использование углеводородных газов обеспечивает режим смешивающегося вытеснения только для легких нефтей (15-18 МПа для жирного газа и 24-28 МПа для метана), использование CO_2 позволяет эффективно применять ВГВ и для залежей с высоковязкой нефтью.

По способу нагнетания технологии водогазового воздействия на продуктивные пласты делиться на следующие виды [36]:

- последовательная закачка;
- попеременная или чередующаяся закачка;

– совместная закачка в пласт.

При последовательной закачке предусматривается закачка воды после того, как нагнетался газ в течение длительного периода. Чередующаяся закачка в пласт производится отдельно инжектированием в пласт вытесняющих агентов [36].

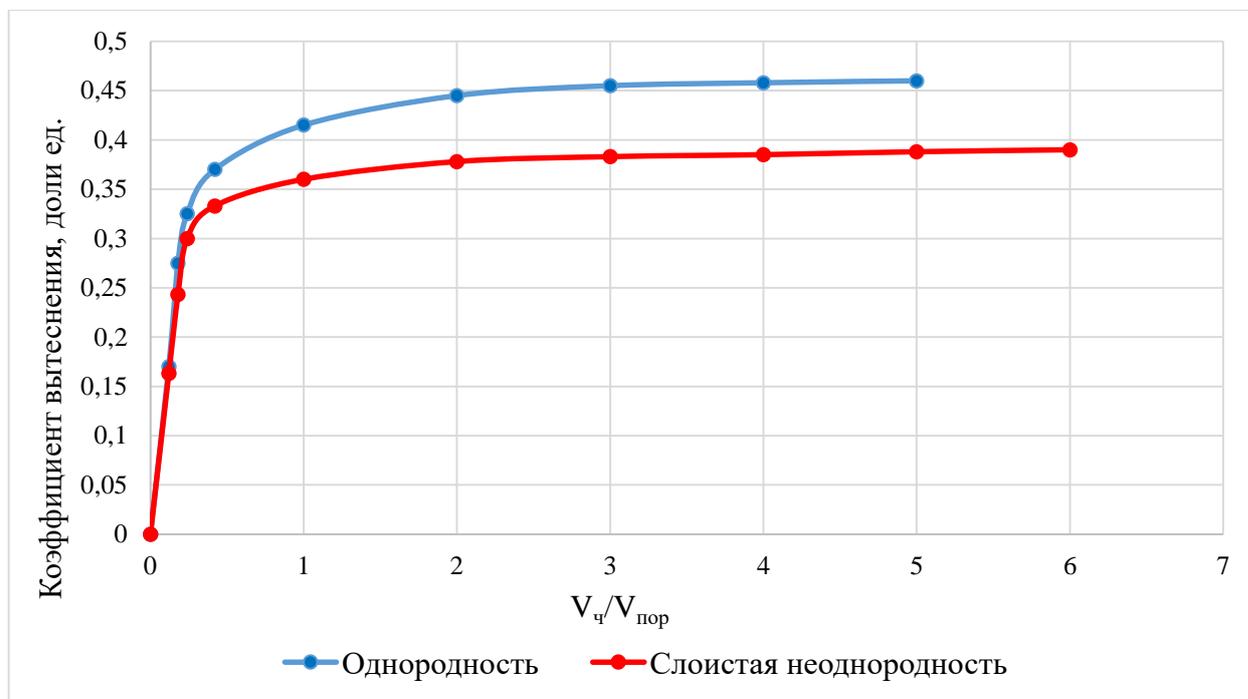


Рисунок 26 – Вытеснение нефти чередующейся закачкой воды и газа из пористых сред

Внедрение технологии водогазового воздействия на продуктивные пласты перспективно, при использовании данного метода почти во всех случаях уменьшалась обводнённость за счет увеличения коэффициента охвата и вовлечения ранее слабопроницаемых каналов и увеличивалась нефтеотдача, что непосредственно отразилось на экономических показателях [36].

При вытеснении нефти водогазовой смесью, коэффициент вытеснения достигает большего значения по сравнению с предыдущим вариантом. Это можно объяснить проникновением смеси как в высокопроницаемые, так и в низкопроницаемые зоны за счет ее аэрации [33].

Следует отметить, что при использовании в реальных условиях водогазовой смеси в результате отделения воды от газа за счет гравитации эффект вытеснения нефти и охват пласта воздействием в зависимости от

неоднородности пласта и соотношений вязкости нефти и воды может уменьшиться на 10-20 %. Поэтому, оптимальное соотношение закачиваемых в пласт воды и газа должно соответствовать соотношению мелких и крупных пор коллектора [51]. В этом случае возможно достаточное увеличение коэффициента вытеснения в результате водогазового воздействия.

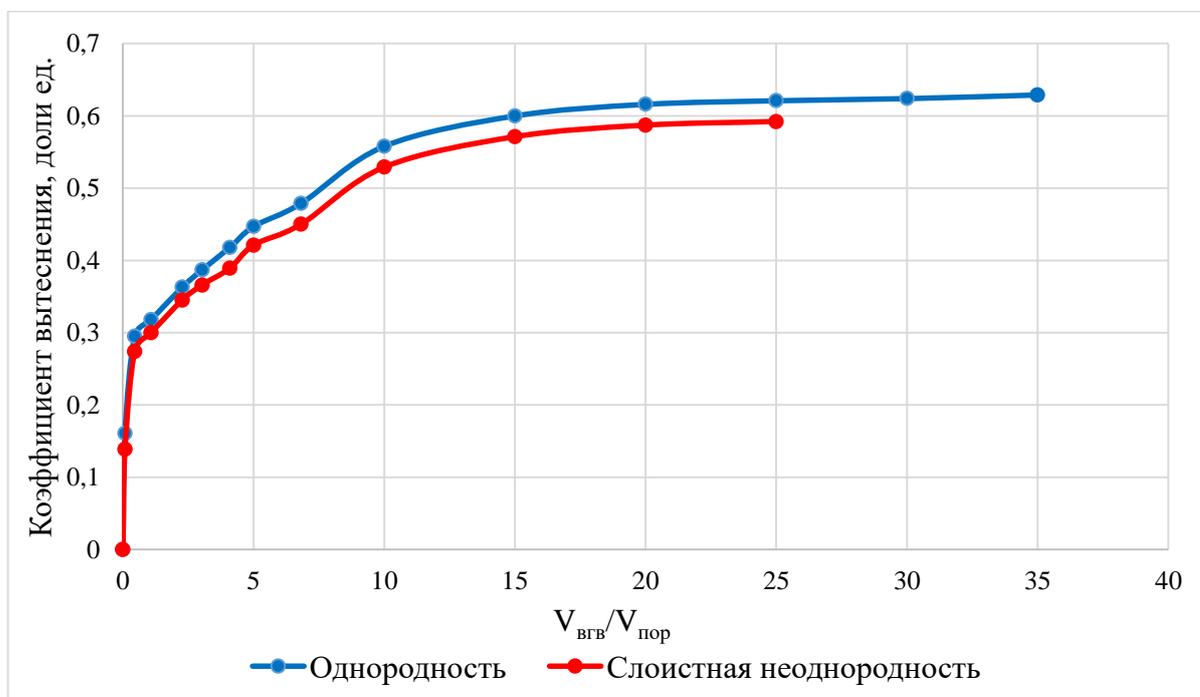


Рисунок 27 – Вытеснение нефти водогазовой смесью из пористых сред

При вытеснении нефти смесью раствора ПАВ с газом увеличение коэффициента вытеснения по сравнению с водогазовой смесью, объясняется лучшей вымывающей способностью раствора ПАВ в сравнении с водой, что обеспечивает вымывание нефти как из высокопроницаемых, так и низкопроницаемых пор [33]. Использовался 0,5 % раствор сульфанола в пресной воде, который снижает поверхностное натяжение на границе с нефтью до 0,01 мН/м.

Кроме того, присутствие ПАВ в составе рабочего агента позволяет создать стабильную мелкодисперсную водогазовую смесь, способную транспортироваться с поверхности в пласт, не разделяясь на составляющие. «Броня» газового пузырька (оболочка из ПАВ) надежно разделяет газ и воду даже при очень значительных давлениях закачки [34].

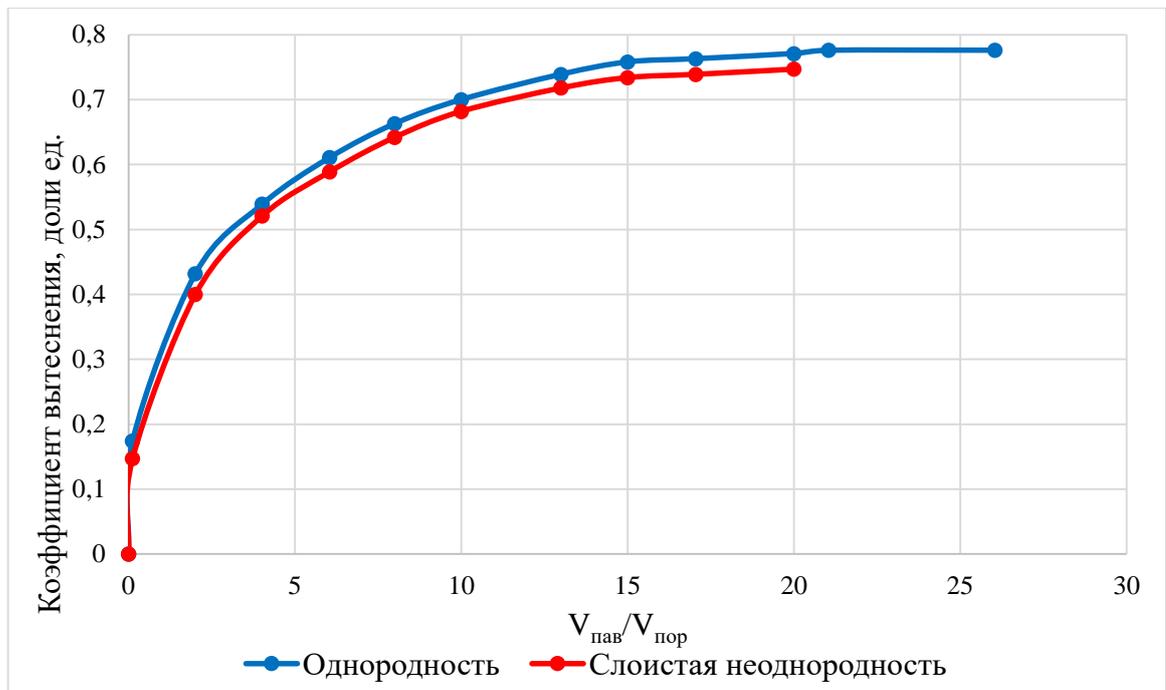


Рисунок 28 – Вытеснение нефти ВГС совместно с ПАВ из пористых сред

Помимо вышеперечисленного, были проанализированы исследования динамики вытеснения модели нефти МВГС при различных ее газосодержаниях, а также построена зависимость коэффициента вытеснения от величины газосодержания смеси, представленная на рис [34].

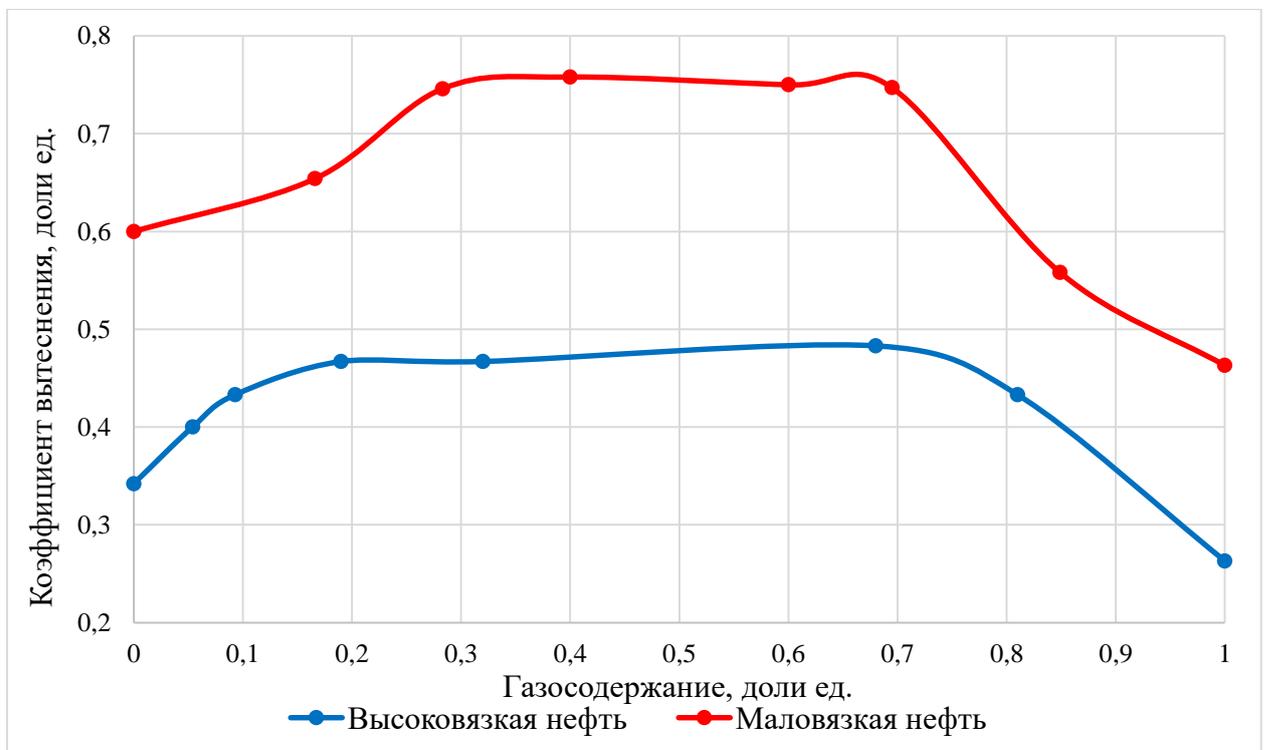


Рисунок 29 – Зависимость коэффициента вытеснения от газосодержания вытесняющей водогазовой смеси

2 ОЦЕНКА СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКОЙ

2.1 Системы разработки нефтяных оторочек, основанные на естественных режимах истощения энергии пласта

На практике существует несколько способов разработки месторождений с нефтяной оторочкой без применения различных систем поддержания пластового энергии, при которых преобладает в основном один из естественных режимов работы залежи. Данные способы наиболее распространены при разработке нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений, поскольку характеризуются меньшими капитальными затратами на эксплуатацию месторождения, а также наиболее простым применением на практике. Однако данные способы обладают крайне низкими конечными коэффициентами извлечения нефти из нефтяной оторочки.

1. Опережающая разработка нефтяной оторочки

Происходит консервация газовой шапки на длительное время. Характеризуется расширением объёма газовой шапки с внедрением пластовых вод в нефтяную зону пластовых вод при их достаточной активности. Такая система применима только к коллекторам с высокой проницаемостью.

Данная система является наиболее рациональной с точки зрения достижения максимальной добычи нефти. Но при такой системе возникают типичные проблемы, связанные с прорывом газа и воды к забою скважины – конусообразование. Помимо этого, консервация ГШ приводит к снижению экономической эффективности разработки залежи в целом, поскольку чем раньше вводится в эксплуатацию преобладающая, в сравнении, по запасам газовая шапка, тем быстрее начисляется прибыль от реализации газа [14].

2. Опережающая разработка нефтяной оторочки с регулируемым отбором газа и газовой шапки

Регулируемый отбор газа производится с целью контроля объёмов газовой шапки на прежнем уровне для исключения продвижения газа из газовой шапки к забоям добывающих скважин. Используется на

месторождениях с активными пластовыми водами. Данная система позволяет разрабатывать нефтяную оторочку наиболее длительное время, поскольку ГНК сохраняется на прежнем уровне, благодаря чему достигаются высокие конечные значения КИН. Эффективность такой системы разработки по-прежнему ниже экономической эффективности одновременной разработки.

3. Опережающая разработка газовой шапки

Применяется на месторождениях, где запасы нефти в нефтяной оторочке не являются промышленными, поскольку при такой системе разработки происходит практически полная потеря балансовых запасов нефти.

Данная система отличается наибольшей экономической эффективностью в сравнении с другими. Однако она приводит к падению пластового давления, разгазированию нефти и расформированию оторочки, так как за счет появления градиента давления между газовой шапкой и нефтяной оторочкой возникает фильтрация нефти в область газовой шапки [14]. Часть такой нефти становится неизвлекаемой традиционными способами в силу наличия критической нефтенасыщенности. Система опережающей разработки газовой шапки может быть выбрана вследствие определённых характеристик пласта, к примеру: нефтяная оторочка находится вблизи границ пласта и её особенности изучены слабо.

4. Одновременная разработка газовой шапки и нефтяной оторочки

Система может применяться во множестве случаев и предусматривает различные соотношения темпов отбора нефти и газа в пластовых условиях. Система достаточно эффективна для залежей, расположенных в высокопроницаемых коллекторах с ярко выраженным преобладанием нефтенасыщенного объёма над газонасыщенным. Используя отбор газа, залежь можно перекалфицировать из нефтегазоконденсатной в нефтяную, благоприятно на это сказывается ретроградно выпавший конденсат из газовой шапки. Однако данную систему, как и систему с опережающей разработкой ГШ, нельзя применять с тонкими нефтяными оторочками, поскольку в таком случае происходит деформация и расформирование оторочки [29]. Система

обладает достаточно высокой экономической эффективностью, поскольку в разработку сразу включена и газовая шапка, и нефтяная оторочка.

5. Залежь может разрабатываться как газовая или газоконденсатная, добыча нефти осуществляется попутно с природным газом газовыми скважинами. Данный способ разработки можно применять в случае, когда мощность нефтенасыщенной части залежи и запасы нефтяной оторочки крайне малы, и бурение добывающих скважин на нефтяную оторочку экономически неэффективно [53].

Данная технология характеризуется заканчиванием скважины: перфорации подвергается не только нефтенасыщенная часть залежи, но и газонасыщенная. При эксплуатации такой скважиной не возникают конусы прорыва газа, ведущие к полному блокированию нефти и снижению конечного коэффициента извлечения нефти. Также, помимо газонасыщенной и нефтенасыщенной части залежи, перфорируют водонасыщенную часть залежи, однако данная система усложняется применением дополнительного лифта НКТ и механизированной добычей воды [2]. Поскольку вода имеет подвижность, значительно уступающую подвижности газа, конусы прорыва подошвенной и краевой воды образуются при более больших депрессиях, поэтому наиболее остро вопрос обстоит с конусами прорыва газа. Ниже представлены схемы вскрытия и дренирования продуктивного пласта различными конструкциями скважин (Рисунок 30).

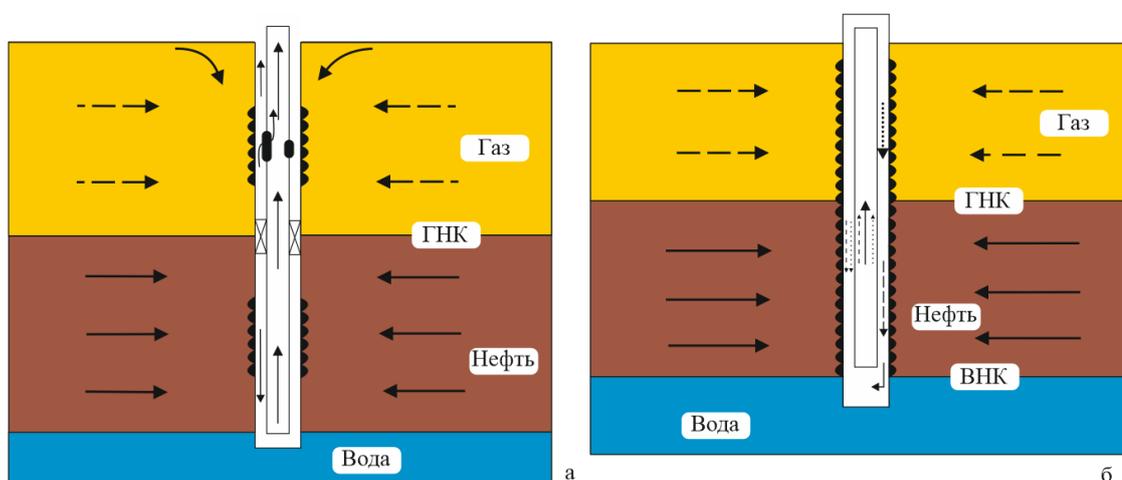


Рисунок 30 – Схемы вскрытия и дренирования пласта различными конструкциями скважин

Таблица 5 – Примеры систем разработки нефтяных оторочек без применения систем ППД

Системы разработки	Режим работы залежи	Месторождение	КИН	К, мкм ² (Д)	μ, мПа·с	L, м
Опережающая разработка нефтяной оторочки	Водонапорный	Анастасиевско-Троицкое	-	2,6-10	2,64	1521-1532
	Водонапорный, гравитационный	Палванташ (Узбекистан)	0,7	13	4	600-750
	Водонапорный	Коробковское	0,54	0,5	0,5-0,8	1680-1860
Опережающая разработка нефтяной оторочки с регулируемым отбором газа и газовой шапки	Водонапорный	Коробковское	0,54	0,5	0,5-0,8	1680-1860
Опережающая разработка газовой шапки	Упруговодонапорный	Оренбургское	0,026	0,0001-0,0241	2,4-6,9	1750
	Водонапорный	Заполярье	0,24	0,01-0,65	-	2700
Одновременная разработка газовой шапки и нефтяной оторочки	Водонапорный	Коробковское	0,54	0,5	0,5-0,8	1680-1860
		Анастасиевско-Троицкое	-	2,6-10	2,64	1521-1532
	Газонапорный, упруговодонапорный	Горючкинское	0,167	0,31	0,9	1223-1235
Разработка газовой шапки с попутной добычей нефти	Газонапорный (предположительно)	Карпенское	-	0,0012-0,562	1,77	1620-1623

Однако оптимальной системы разработки залежи с нефтяной оторочки, применимой к каждому отдельному месторождению, не существует, поскольку каждая залежь имеет свои геолого-физические особенности. Поэтому определение системы разработки определяется при проектировании конкретного месторождения на основе учёта геолого-физических, технологических и технико-экономических параметров и факторов. На первоначальной стадии разработки месторождения выбор системы может быть реализован посредством применения гидродинамического моделирования.

2.2 Системы разработки нефтяных оторочек на искусственных режимах, направленных на поддержание пластовой энергии

Анализ показателей КИН залежей с нефтяной оторочкой показывает, что реализовывать режим разработки без поддержания пластовой энергии (естественный режим истощения) нецелесообразно по следующим возможным причинам [29]:

- малый этаж нефтеносности и отсутствие пластов с крутыми углами падения для гравитационного разделения нефти и газа;
- отсутствие обширной нефтяной зоны с хорошей гидродинамической связью с водонапорной областью, обеспечивающей преимущественное вытеснение нефти водой;
- наличие высокой анизотропии по фильтрационно-ёмкостным свойствам, а также наличие высокопроводящих пропластков;
- образование конусов прорыва газа и воды вследствие высокой депрессии;
- наличие неактивных подошвенных вод;
- аномально низкие пластовые давления и температуры в залежи и, следовательно, её низкий энергетический потенциал.

В связи с вышеизложенным для разработки залежей с нефтяными оторочками необходимо проанализировать возможности методов искусственного поддержания пластовой энергии. По характеру воздействия на нефтяную оторочку выделяют четыре группы воздействий [29]:

1. отделение оторочки от газовой шапки (барьерные методы);
2. переформирование оторочки (смещение или испарение);
3. удержание оторочки в динамическом равновесии;
4. вытеснение нефти из оторочки.

Наиболее распространённым методом воздействия на пласт является заводнение. Существует множество модификаций систем заводнения, по положению места нагнетания воды в пласт выделяют законтурное,

приконтурное и внутриконтурное. Существует огромная разновидность внутриконтурных заводнений. По данным системам заводнения выделяют следующие способы [38]:

- закачка и отбор по всей толщине продуктивного пласта;
- закачка по всей толщине, отбор из нефтенасыщенной части;
- закачка в нефтенасыщенную часть, отбор по всей толщине пласта;
- закачка и отбор из всей нефтенасыщенной части пласта.

1. Законтурное и приконтурное заводнение

Система может быть рекомендована для краевых залежей со слоистой неоднородностью коллектора и слабоактивной подошвенной водой и подошвенных залежей с высокой проницаемостью коллектора и слабоактивной подошвенной водой. В случае разработки залежей краевого типа на площади нефтеносности бурятся ряды добывающих и нагнетательных скважин, вскрывающие нефтяную оторочку в верхней и нижней частях соответственно [54]. На площади нефтеносности скважины размещаются по треугольной схеме. Нагнетание воды позволяет вытеснять нефть к забоям добывающих скважин, а избирательное перфорирование пропластков регулировать их выработку.

При разработке подошвенных залежей бурение скважин осуществляется в добывающих – в верхней части оторочки, нагнетательных – в нижней. Высокий коэффициент анизотропии и однородность коллектора способствуют большему коэффициенту охвата вытеснением нефти водой. Данная система представляет собой искусственный водонапорный режим. Условия применения [54]:

- большой этаж нефтеносности;
- крутые углы падения (краевые залежи);
- неактивная подошвенная вода, либо замкнутая залежь;
- слоисто-неоднородный коллектор (краевые залежи);
- однородный анизотропный коллектор (подошвенные залежи).

2. Площадное заводнение

Площадное заводнение является разновидностью внутриконтурного заводнения, при котором добывающие и нагнетательные скважины чередуются в строгой закономерности, создавая равномерную сетку скважин.

Площадные системы обладают наибольшей активностью, поскольку каждая добывающая скважина непосредственно гидродинамически связана с нагнетательной.

Существует несколько схем сеток расположения нагнетательных и добывающих скважин, которые применяются под определённые параметры залежи с различной активностью. Наиболее популярными являются пятиточечные и семиточечные схемы сеток скважин.

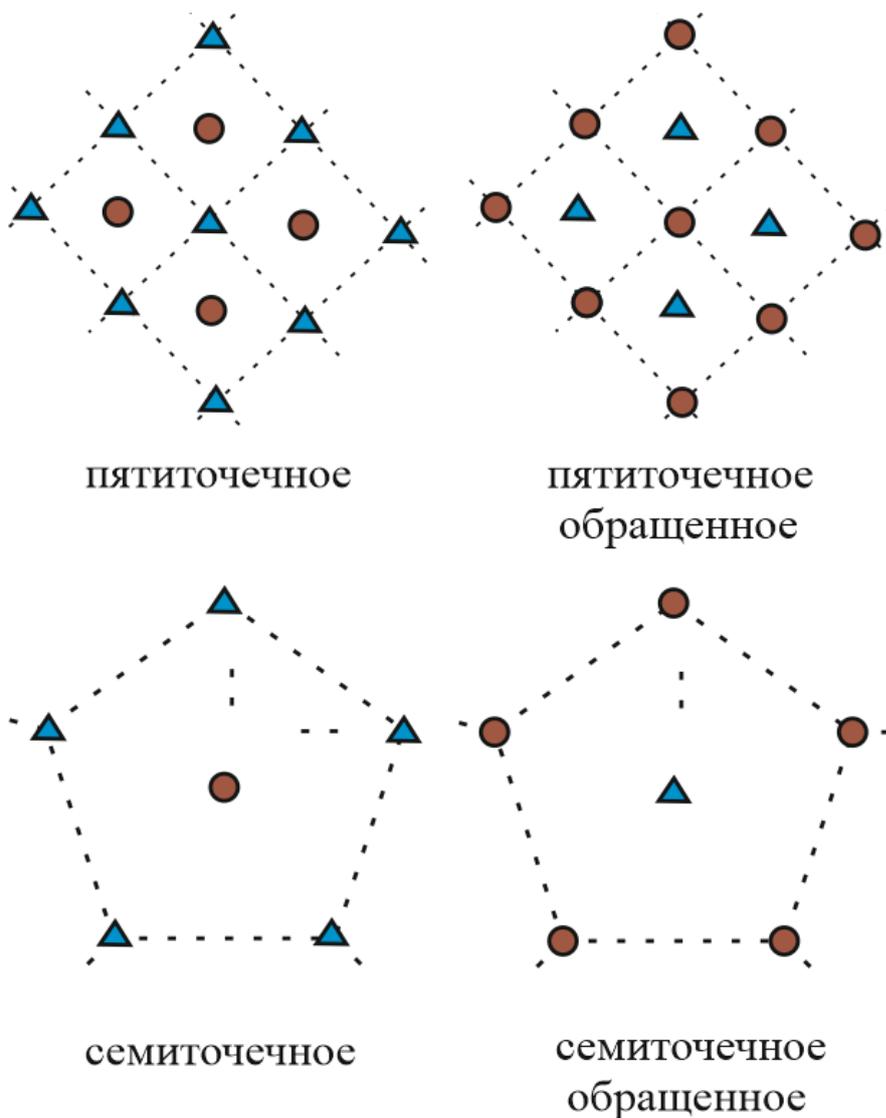
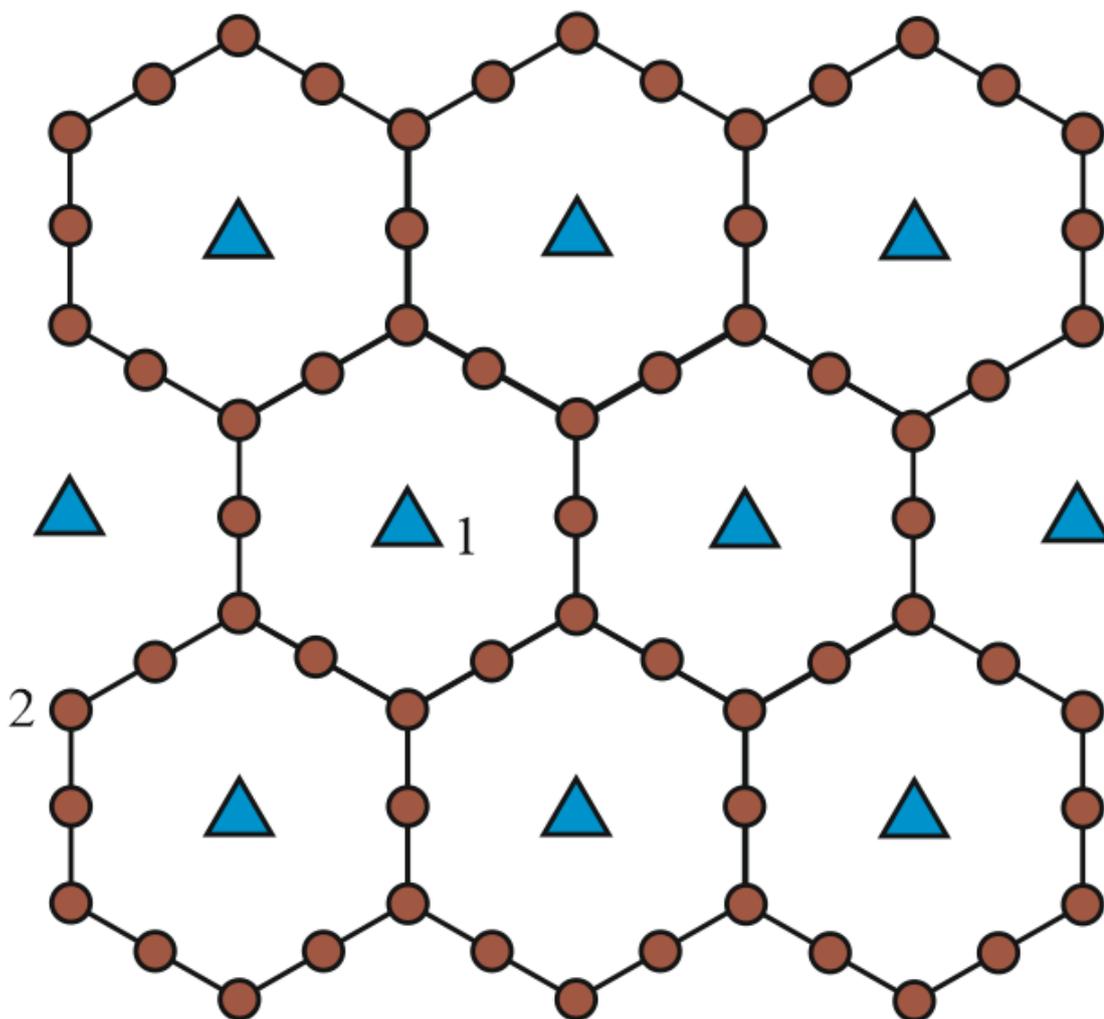


Рисунок 31 – Схемы сеток скважин при площадном заводнении

Площадное заводнение эффективно при разработке слабопроницаемых пластов с высоковязкой нефтью, характеризующихся однородным строением, представленные терригенными или карбонатными коллекторами. Эффективность площадного заводнения увеличивается с повышением однородности, толщины пласта, а также с уменьшением вязкости нефти и глубины залегания залежи [55].

В случае, когда карбонатный коллектор представлен трещинно-поровым типом, рациональнее всего использовать ячеистой площадной схемы сетки скважин. При разработке таких залежей коллектор в районе добывающих скважин ведёт себя как терригенный, а в нагнетательных – трещинно-поровый, поскольку возникает раскрытие трещин под репрессивным воздействием забойного давления [55].



1 – нагнетательная скважина, 2 – добывающая скважина
Рисунок 32 – Схема ячеистой площадной системы заводнения

Это объясняет значительное превышение коэффициента приемистости нагнетательных скважин над коэффициентом продуктивности добывающих, и, соответственно, высокую приемистость нагнетательных скважин при низких темпах отбора [55].

3. Барьерное заводнение

Существует технология барьерного заводнения. Она основана на бурении на уровне ГНК системы нагнетательных скважин. Назначение водяного барьера заключается в предотвращении загазования добывающих нефтяных скважин и смещения нефтяной оторочки в газонасыщенную часть пласта [19]. Создание сплошного водяного барьера на всей площади ГНК затруднительно в случае обширной площади ГНК.

Бурение добывающих и нагнетательных скважин для создания барьеров давления осуществляется на уровне ГНК и ВНК (двухстороннее барьерное заводнение). Создание барьеров давления осуществляют путем размещения барьерных рядов горизонтальных нагнетательных скважин с трассировкой стволов параллельно контурам ГНК и ВНК, у внутреннего контура ГНК и внешнего контура ВНК соответственно. Создание барьеров давления исключает расформирование запасов нефти в области газо- и водонасыщенности, а также обеспечивает активизацию запасов нефти вблизи нулевых нефтенасыщенных толщин пласта у внутреннего контура ГНК и внешнего контура ВНК за счет вытеснения нефти в направлении к центру нефтяной оторочки [19]. При значительной площади поверхностей ГНК и ВНК размещают дополнительные барьерные ряды горизонтальных нагнетательных скважин – на уровне ГНК, между внешним и внутренним контурами ГНК и параллельно им, а также на уровне ВНК, между внешним и внутренним контурами ВНК и параллельно им.

В пределах нефтяной оторочки реализуют однорядные системы заводнения на основе горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин с размещением горизонтальных стволов на площади в шахматном порядке и с трассировкой горизонтальных стволов параллельно контурам ГНК

и ВНК [19]. Горизонтальные добывающие стволы размещают в нефтяной и водонефтяной зонах вблизи кровли продуктивного пласта, а в подгазовой зоне – с отступом вниз от уровня ГНК. Нагнетательные стволы размещают у подошвы продуктивного пласта.

Рассмотрим применение барьерного заводнения для залежей подошвенного типа. Созданию сплошного водяного барьера способствуют высокая проницаемость, высокая анизотропия, однородность коллектора. Условия применения барьерного заводнения [54]:

- большой этаж нефтеносности;
- высокая проницаемость по горизонтали и низкая проницаемость по вертикали;
- однородный коллектор.

Считается нецелесообразным применять барьерное заводнение при разработке нефтяной оторочки небольшой толщины, т.к. в этом случае возможен быстрый прорыв воды через нефтяную оторочку и уход ее в водяную зону. Закачиваемая вода достаточно быстро поступает в нефтяную оторочку, вызывая ее расформирование [29].

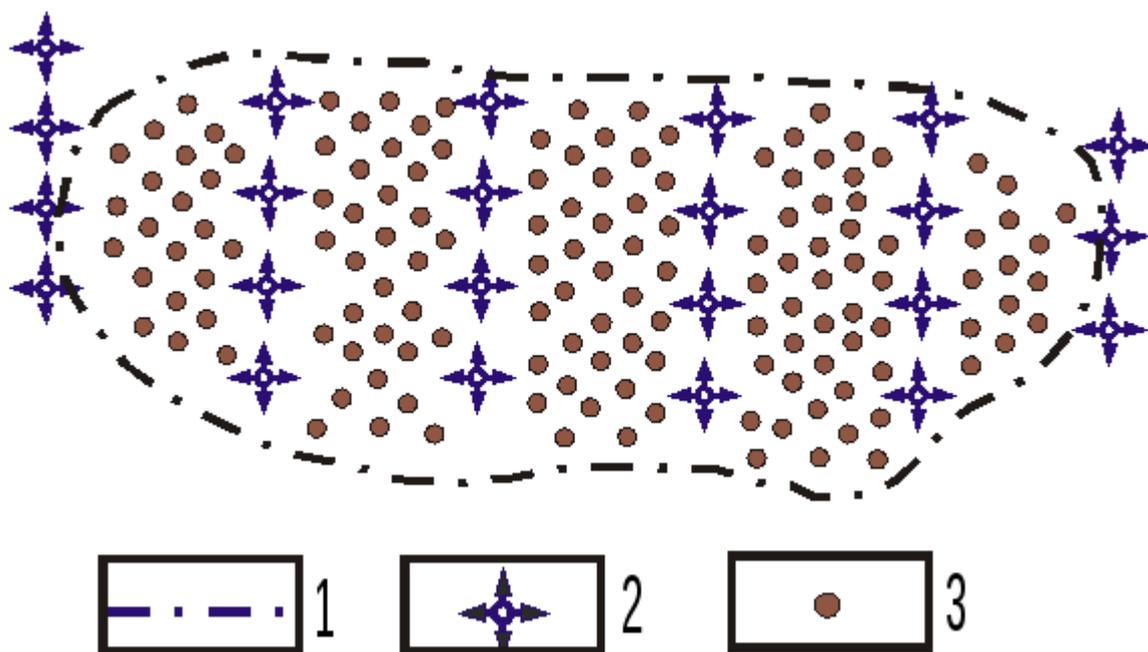
Для залежей краевого типа применение барьерного заводнения также возможно. При этом ряд добывающих скважин вскрывает нижнюю часть оторочки, а нагнетательные скважины закачивают воду на уровне ГНК. Высокая проницаемость в направлении простирания будет способствовать вытеснению нефти водой. Барьерное заводнение может быть рекомендовано для залежей краевого, для которых применение приконтурного заводнения не рационально, например, вследствие утечки больших объемов закачиваемой воды в законтурную область [54].

4. Блоковое заводнение

Блоковое заводнение характеризуется разрезанием залежи на отдельные блоки, которые способны изменять процесс разработки независимо друг от друга. Такой метод заводнения позволяет учитывать конкретную линейную направленность зональной неоднородности продуктивных пластов

посредством перпендикулярного расположения рядов скважин выявленной по данным разведки преобладающей ориентации зон с повышенной мощностью и ФЕС пласта, что приводит к перераспределению фильтрационных потоков [6]. Блочное заводнение обычно применяется в виде трёхрядной или пятирядной схемы расположения рядов нагнетательных скважин.

Отбор нефти из добывающих скважин и продолжающееся нагнетание воды в скважины разрезающего ряда обуславливают расширение фронта нагнетаемой воды, созданной вдоль ряда, и перемещение ее границ в направлении к добывающим рядам [54]. Таким образом производится вытеснение нефти водой и перемещение ее в пласте к добывающим скважинам. Нагнетание воды позволяет вовлечь в разработку основные запасы нефтяной оторочки посредством увеличения коэффициента охвата.



1 – Внешний контур нефтеносности; 2 – нагнетательные скважины; 3 – добывающие скважины

Рисунок 33 – Схема пятирядного блокового заводнения залежи [55]

Система может быть рекомендована для подошвенных типов залежей с небольшой толщиной нефтяной оторочки, неоднородным низкопроницаемым коллектором, высокой анизотропией и залежей краевого типа с большой площадью нефтеносности. В случаях эксплуатации тонкой нефтяной оторочки с низкопроницаемым неоднородным коллектором

происходит образование газовых и водяных конусов, для чего требуется серьёзное ограничение создаваемой депрессии на пласт [54].

5. Заводнение газовой шапки

В случае, когда нефтяная оторочка малой мощности занимает обширную подгазовую зону, применение барьерного заводнения нецелесообразно, поскольку закачиваемая вода устремится в законтурную область, а также способна расформировать нефтяную оторочку.

В случае совместной разработки газовой шапки и нефтяной оторочки можно прибегнуть к компенсации давления в газовой шапке. В основе данной системы разработки находятся следующие принципы [9]:

1. Для достижения максимальной газоотдачи необходимо создавать условия, при которых защемлённый газ извлекается из освобождённой зоны пласта;

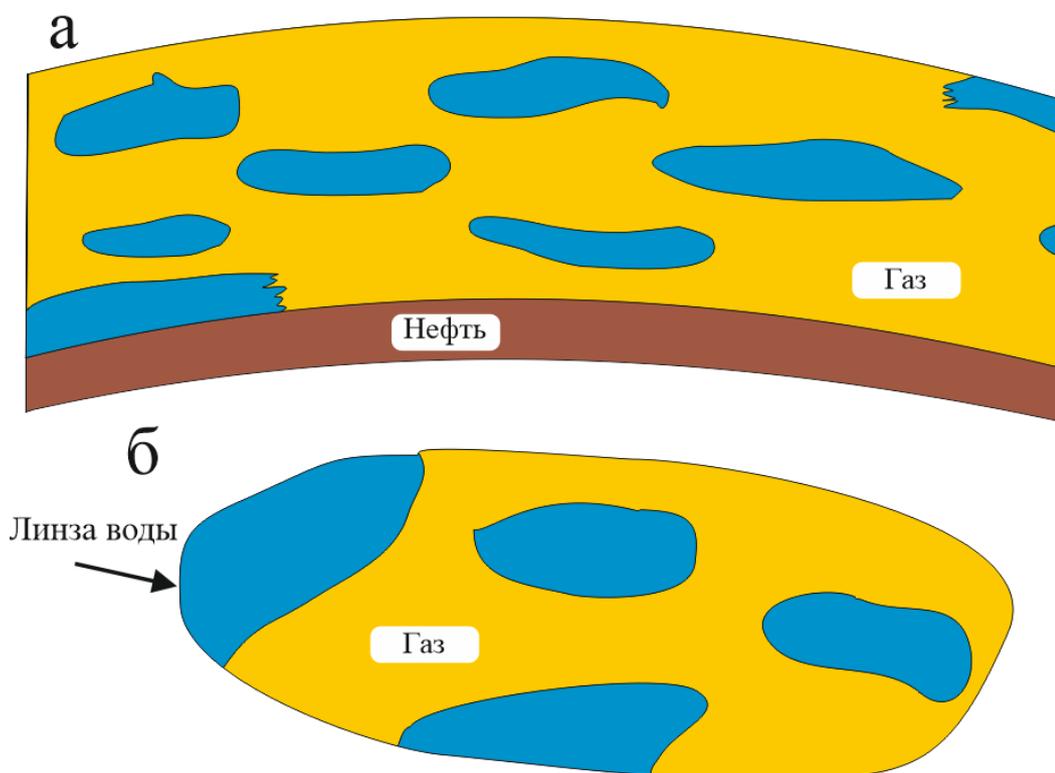
2. При заводнении газонасыщенной части залежи для достижения максимальной газоотдачи требуется лишь сохранение связности неохваченных вытеснением газонасыщенных участков в пределах дренируемых зон вплоть до истощения залежи;

3. Неоднородность пласта существенно влияет на формы заводнённых зон и их объём при снижении давления, в меньшей степени влияет геометрия пласта и сетка эксплуатационных скважин.

На основании этих принципов выделены две группы: размещение закачиваемой воды в пространстве – сплошные и локальные, по программе поддержания давления – способ «сухого поля» и частичное непрерывное [9].

Сплошное заводнение использует в случае незначительного гравитационного стока воды. Выполняется в виде ряда скважин, размещённых в купольной части. На месторождениях сложной формы и в случае высокой неоднородности коллекторов используют локальное заводнение (Рисунок 34), распространяющееся на определённый участок газовой шапки. Темпы поддержания пластового давления могут быть различными, но в виду сложности регулирования локального заводнения, зачастую склоняются к

выбору способу «сухого поля» [9]. Для предотвращения гравитационных стоков воды обычно используют капиллярные эффекты.



а – разрез залежи; б – вид сверху

Рисунок 34 – Схема локального заводнения газовой шапки

При выборе объектов для локального заводнения стоит учитывать следующие критерии [9]:

- необходимость обеспечения распределения фильтрационных потоков воды при снижении давления;
- объём закачиваемой воды должен быть достаточным для достижения темпов поддержания давления;
- размещение заводняемых объектов не препятствует добычу газоконденсатной смеси.

Использования в качестве рабочих агентов газов различного состава позволяет рассматривать трудноизвлекаемые запасы как перспективные объекты для разработки с достижением более высоких конечных коэффициентов извлечения нефти, а состав газовых агентов и технологические режимы работы скважин должны устанавливаться в зависимости от комплекса геологических и геолого-физических

характеристик продуктивных пластов [56]. Предпочтение применения газовых методов вытеснения отдаётся при [55]:

- аномально низкой проницаемости, вследствие чего скорость нагнетания воды имеет крайне низкие значения, и, следовательно, эффективность вытеснения мала;

- наличию в составе породы коллектора значительного количества глинистого материала, разбухающего при контакте с водой.

1. Метод нагнетания газовых агентов в газовую шапку

Метод используется в залежах с крутым падением пластов и низкой проницаемостью, что вызывает при нагнетании газа вверх по восстанию пласта эффективное замещение нефти за счет режима гравитационного дренирования [55]. Для наибольшего эффекта смесимости фаз, а также снижения доли остаточной нефтенасыщенности, применяют оторочки растворителей, проталкиваемых газовым агентом к поверхности ГНК.

В пластах большей мощности с малым углом падения компримированный газ (вследствие более низкой плотности) оказывается сверху, что при проницаемости более 200 мД приводит к гравитационному разделению фаз [55].

При малой мощности продуктивного пласта нагнетание газа может производиться сразу в несколько скважин, находящихся в пределах одной залежи, особенно если при первичной нефтеотдаче эксплуатация производилась в режиме газовой шапки [55].

2. Метод нагнетания газовых агентов на поверхность ГНК

В условиях значительной вертикальной проницаемости пласта миграция закачанного газа будет направлена по вертикали, в результате чего произойдет формирование зоны смешивающегося вытеснения закачиваемого газа с пластовыми флюидами, сопровождающееся вытеснением нефти в нижнюю часть залежи, где располагаются забои добывающих скважин, а газоконденсатной смеси – в верхнюю часть залежи.

Для анализа эффективности применения различных газовых агентов вытеснения было проведено исследование на модели многопластовой залежи. Оценка эффективности закачки каждого вида газа проводилась за равный период, определенный временем выхода на монотонно затухающую динамику (Рисунок 35) [56]. Для всех вариантов объем закачиваемого газа принимался одинаковым, за исключением варианта с обратной закачкой добываемого газа, объем которого зависел от объема добычи нефти.

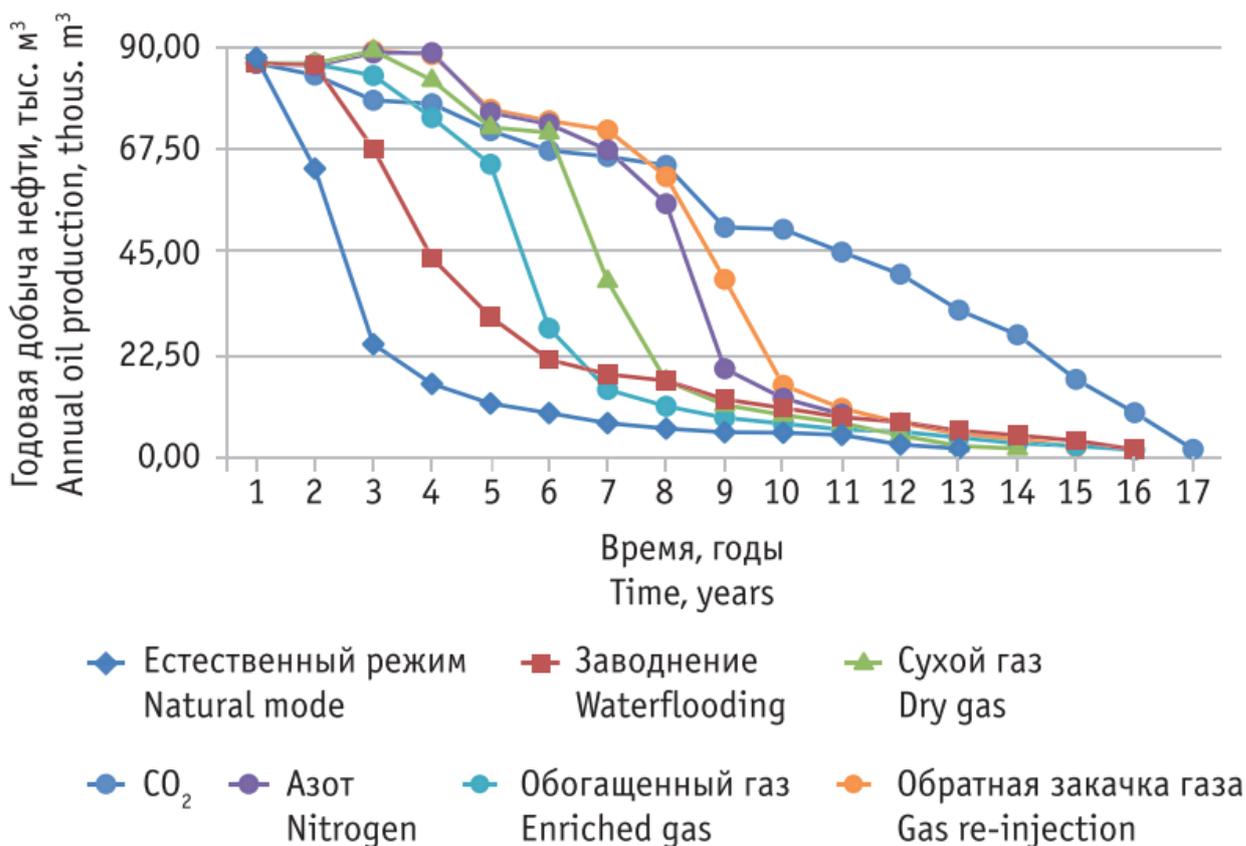


Рисунок 35 – Годовая добыча в зависимости от применяемого агента [56]

В многопластовом эксплуатационном объекте происходит перераспределение объемов закачки, зависящее от физических свойств газа, термобарических условий и ФЕС пласта, определяющее характер вытеснения и степень ППД в каждом пласте. Согласно расчетам, при изменении состава добываемого газа (от сухого до жирного) повышение массового содержания пропанбутановых компонентов на 35 % привело к увеличению КИН примерно на 22 %. При закачке азота, диоксида углерода, метана и жирного газа во всех пластах в течение 2-4 лет отмечалось увеличение пластового давления на 5,7

МПа в верхнем пласте (Рисунок 36) и на 2,0 МПа – в нижнем. При заданных термобарических условиях (пластовое давление $P_{пл}$ равно 24,0 МПа, температура пласта $T_{пл} = 100$ °С) и составе нефти при закачке любого по составу газа реализуется несмешивающийся характер вытеснения. Только в верхнем пласте в ограниченной призабойной зоне при закачке CO_2 , жирного (обогащённого) и обратно закачиваемого газа с массовой долей пропан-бутановых компонентов порядка 25 % возможна реализация смешивающегося вытеснения [56].

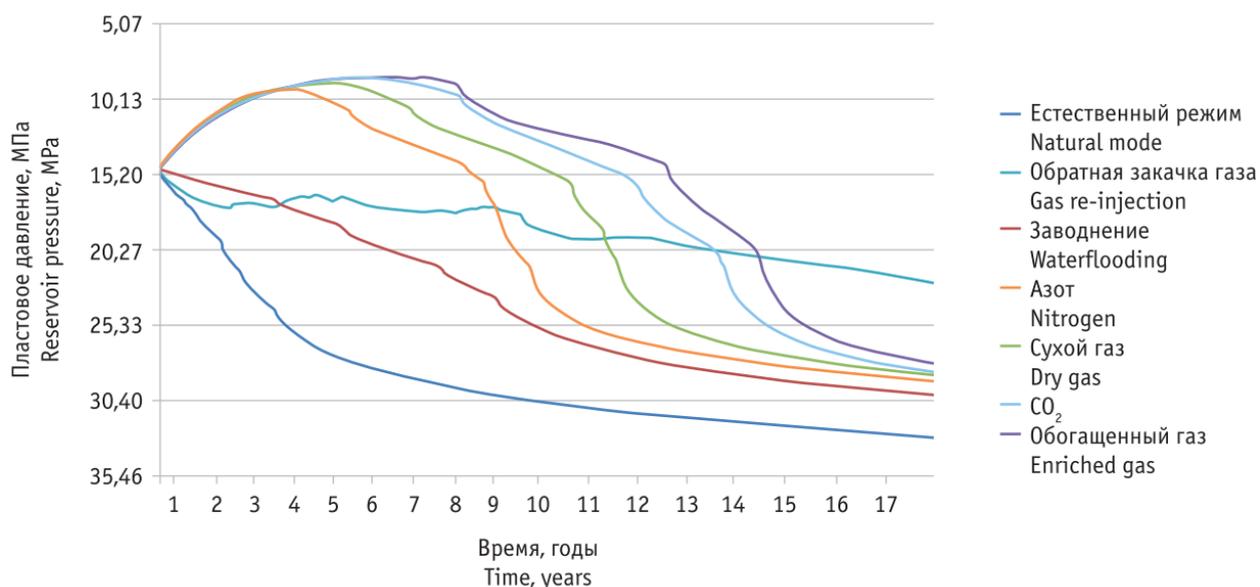


Рисунок 36 – Изменения пластового давления в процессе разработки [56]

Снижение пластового давления наблюдается при обратной закачке добываемого газа, воды и в естественном режиме истощения. Снижение пластового давления при проведении заводнения объясняется низкой скоростью фильтрации в пластах с низкопроницаемым коллектором. Снижение $P_{пл}$ при обратной закачке газа, особенно заметное на начальном этапе, связано с ограниченными объемами добычи. С увеличением срока разработки объемы добываемого газа возрастают, следовательно, увеличиваются объемы закачиваемого газа. Степень ППД в нижележащем пласте меньше, чем в вышележащем. Расчетные значения КИН приведены ниже (Таблица 6). Полученные значения КИН зависят не только от заданных значений коэффициентов вытеснения, но в значительной степени определяются распределением объемов внедрившегося газа по пластам,

возможностью и продолжительностью ППД, что сказалось на конечном значении коэффициента охвата [56].

Таблица 6 – Расчётные показатели КИН при различных методах воздействия

Метод воздействия на пласт	КИН, доли ед.
Естественный режим	0,063
Заводнение	0,114
Закачка сухого газа	0,146
Закачка жирного газа	0,178
Обратная закачка газа	0,229
Закачка азота	0,12
Закачка диоксида углерода	0,169

Для повышения эффективности конденсата из газоконденсатных месторождений применяют технологию сайклинг-процесса. Разновидностью такой технологии является методика, основанная на процессе испарения нефти. Технология имеет ряд вариантов, обусловленных разницей объёмов и состава закачиваемого газа (Рисунок 37).



Рисунок 37 – Варианты технологии сайклинг-процесса

Суть технологии: сухой газ, фильтруясь через нефтенасыщенный коллектор, насыщается легкими фракциями УВ, извлекается из пласта,

отбензинивается и повторяет цикл снова. Схематично показан процесс изменения доли конденсата в продукции добывающей скважины (Рисунок 38). Сухой газ под высоким давлением закачивается в нагнетательную скважину, расположенную в нефтяной оторочке и, помимо вытеснения подвижной нефти, обеспечивает испарение, в том числе заземленных УВ [48]. Это реализуемо, когда нефть по своему генезису и компонентному составу близка к содержащемуся в газе конденсату. При этом давление в сухом газе должно превышать критическое давление испарения, содержащихся в нефти компонентов, т.е. быть выше начального пластового [47].

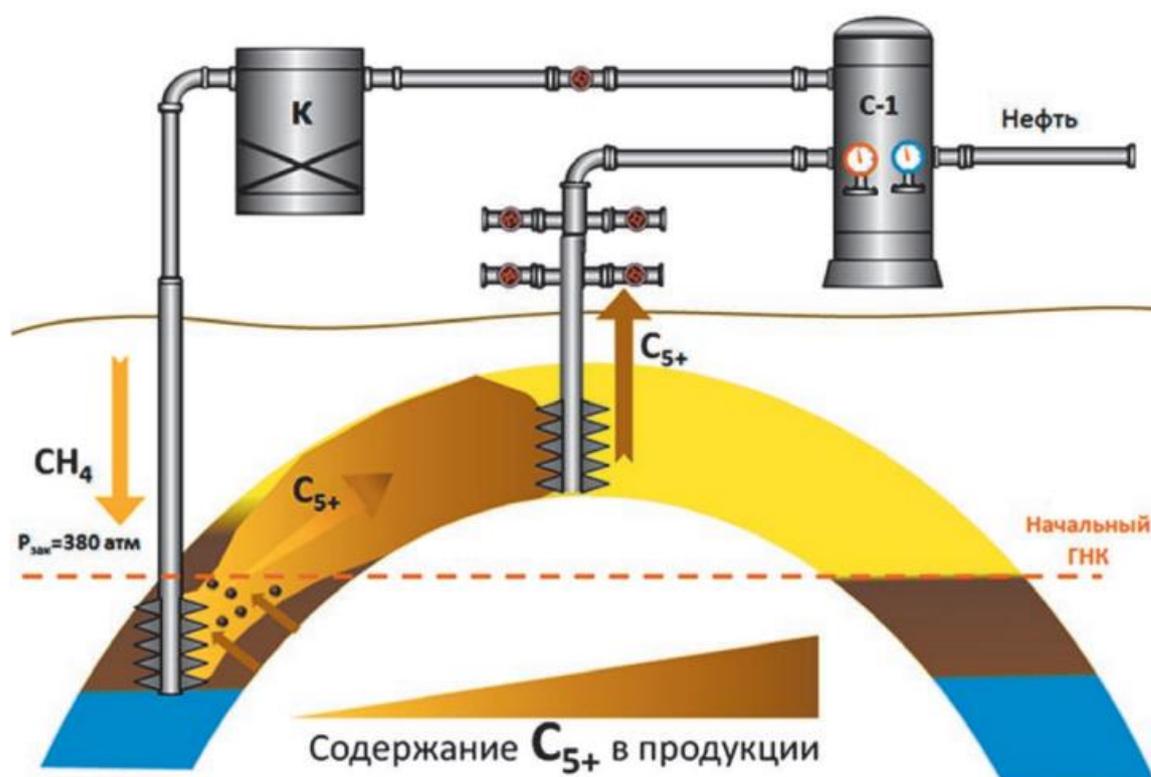


Рисунок 38 – Реализация сайклинг-процесса на нефтяной оторочке [48]

Стволы газонагнетательных скважин проходят через нефтяную оторочку вблизи ВНК. На начальном этапе возможна их эксплуатация в режиме отработки на нефть с переводом под закачку сухого газа по факту достижения заданных технологических ограничений (ГФ или обводненность) [47]. Размещение газодобывающих скважин предполагается несколько выше ГНК, обеспечивающее одновременный отбор газа, содержащегося в нем конденсата и нефти, которая будет поступать в скважину в испаренном виде.

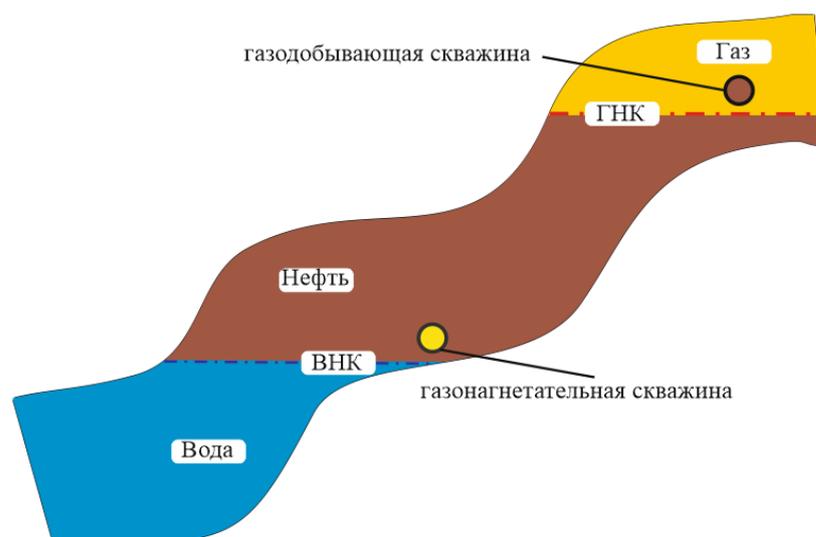


Рисунок 39 – Схема размещения скважин при применении сайклинг-процесса в нефтяной оторочке

Практика проведения и обсуждения тестовых расчетов требует предварительного введения, которое отражает освещение основополагающих вопросов теории испарения нефти. Известно, что испарением называется фазовый переход из жидкого состояния в газообразное. С точки зрения молекулярно-кинетической теории, испарение – это процесс, при котором с поверхности жидкости вылетают наиболее быстрые молекулы, кинетическая энергия которых превышает энергию их связи с остальными молекулами жидкости [47]. Это приводит к уменьшению средней кинетической энергии оставшихся молекул – к охлаждению жидкости (если нет внешних источников энергии). Процесс испарения нефти по своей физической природе обратен симметричен процессу выпадения конденсата и, в общем случае, является обратимым. Система нефть-газ в пласте в начальный момент времени находится в равновесии для каждого компонента в отдельности и для всей системы в целом. Любое изменение давления или компонентного состава какой-либо фазы может выводить эту систему из равновесия. Поэтому смена компонентного состава газовой фазы приведет к нарушению фазового состояния компонент нефти [47].

Основной вывод, следующий из теории испарения: фазовое равновесие в системе жидкость-газ возможно только при определённом компонентном составе газовой и жидкой составляющей [47]. Если заместить компонентный

состав пластового газа на «сухой» метан, то равновесие нарушится и произойдет испарение промежуточных компонентов.

В качестве примера расчета выбрано одно из крупных месторождений Западной Сибири, а именно: Новопортовское НГКМ.

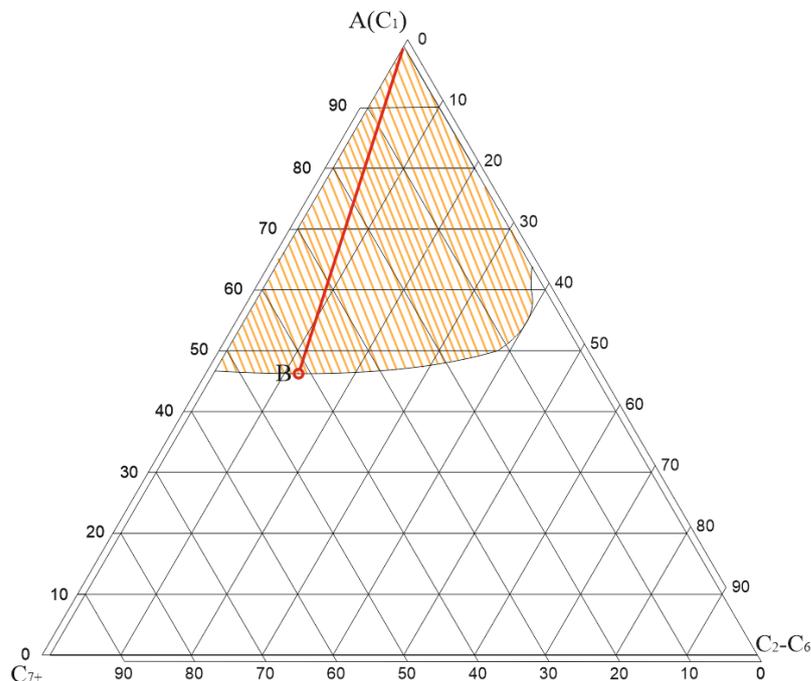


Рисунок 40 – Тентрарная диаграмма компонентного состава нефти при давлении 200 атм и температуре 50 °С

Компонентный состав (КС) и соответствующая ему диаграмма нефти оторочки представлены на рисунке 40. Коричневая область – многофазная зона, красная линия АВ соединяет компонентный состав закачиваемого газа (метан) с КС оторочки. Как видно из диаграммы, в начальных условиях система находится в равновесии, и любое изменение давления приведет к изменению КС: либо выпадению из газа конденсата, либо испарению нефти в газ [47]. Фазовая диаграмма нефти и изотерма конденсации газа приведены ниже (Рисунок 41). Согласно диаграмме, нефть оторочки находится в начальных PVT условиях в равновесном состоянии. В сухой газ потенциально, при пластовом давлении в 200 атм и температуре в 50 °С, может испариться 165 г/м³ нефти оторочки. Повышение давления закачки приводит к увеличению потенциала испарения. При давлении закачиваемого газа в 300 атм потенциальное содержание испаренной нефти может соответствовать значению 220 г/м³ (Рисунок 42).

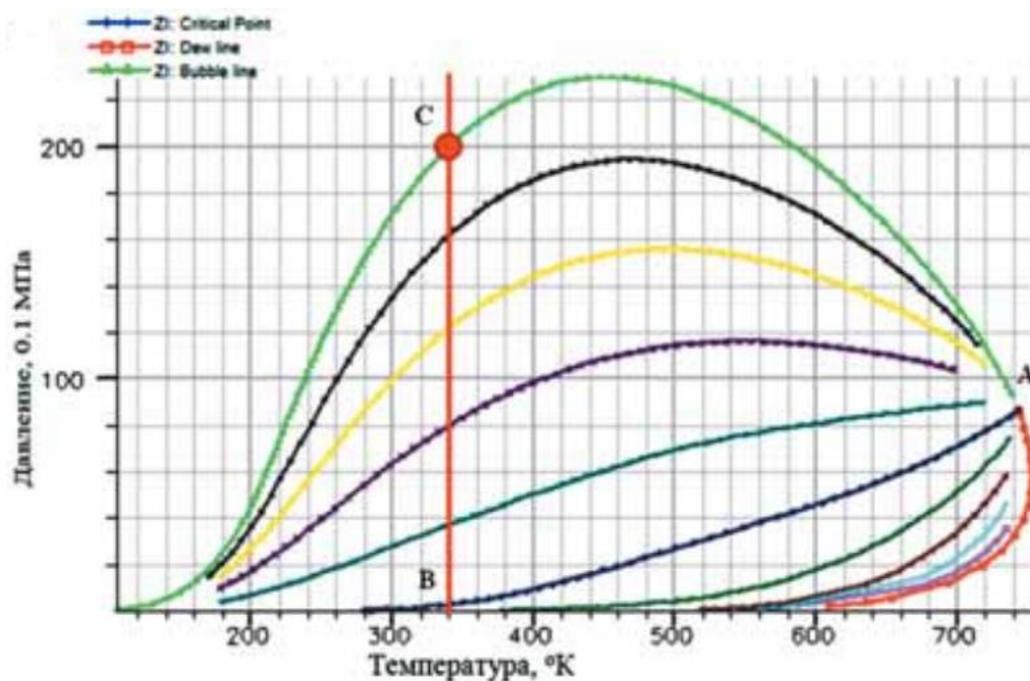


Рисунок 41 – Фазовая диаграмма нефти из нефтяной оторочки [47]

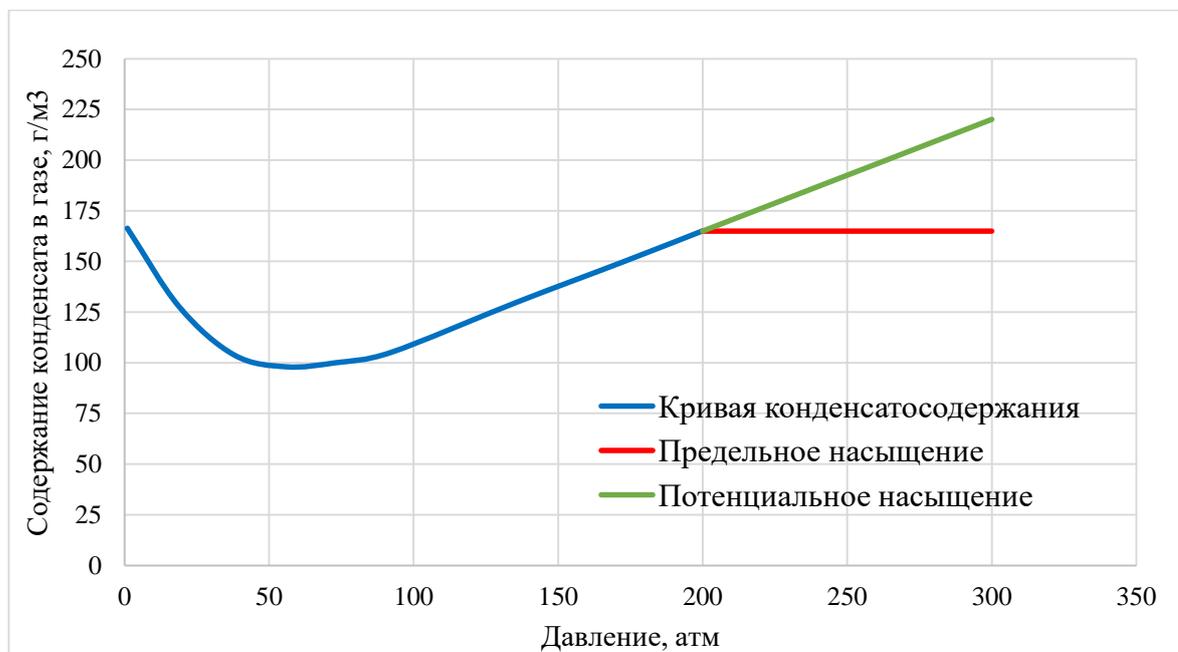


Рисунок 42 – Диаграмма испарения компонентов нефти и конденсата

В случае принудительного испарения достигается, с одной стороны, снижение остаточной нефтенасыщенности с 30 до 8 %, с другой стороны, извлечение нефти, обусловленное испарением легких компонентов и обогащение сухого газа. Коэффициент нефтеизвлечения в этом случае существенно выше (на 20-30 %). Добыча нефти на скважину, которая в том числе отбирает и газ газовой шапки на начальном этапе ввода месторождения, так и по завершении разработки нефтяной оторочки, весьма значительна (250-

300 тыс. т) [47]. Характерно, что на 1000 м³ газа высокого давления, который закачивается в пласт, добывается 130-150 тонн нефти, значительная доля которой (60 %) – за счет сепарации тяжелых компонент из газа.

Особенностью варианта с испарением нефти является то, что на начальном этапе осуществляется добыча конденсата из газовой скважины, фронт процесса испарения не имеет масштабного характера в виду того, что газ закачки прорывается по узким каналам [47]. На следующем этапе доля «сухого» газа закачки в продукции газовой скважины растет, и добыча испаренной нефти начинает превалировать над добычей конденсата.

Реализация сайклинг-процесса на залежи НП₄ Новопортовском НГКМ потенциально позволяет существенно увеличить экономическую эффективность разработки месторождения (Рисунок 43) [48].

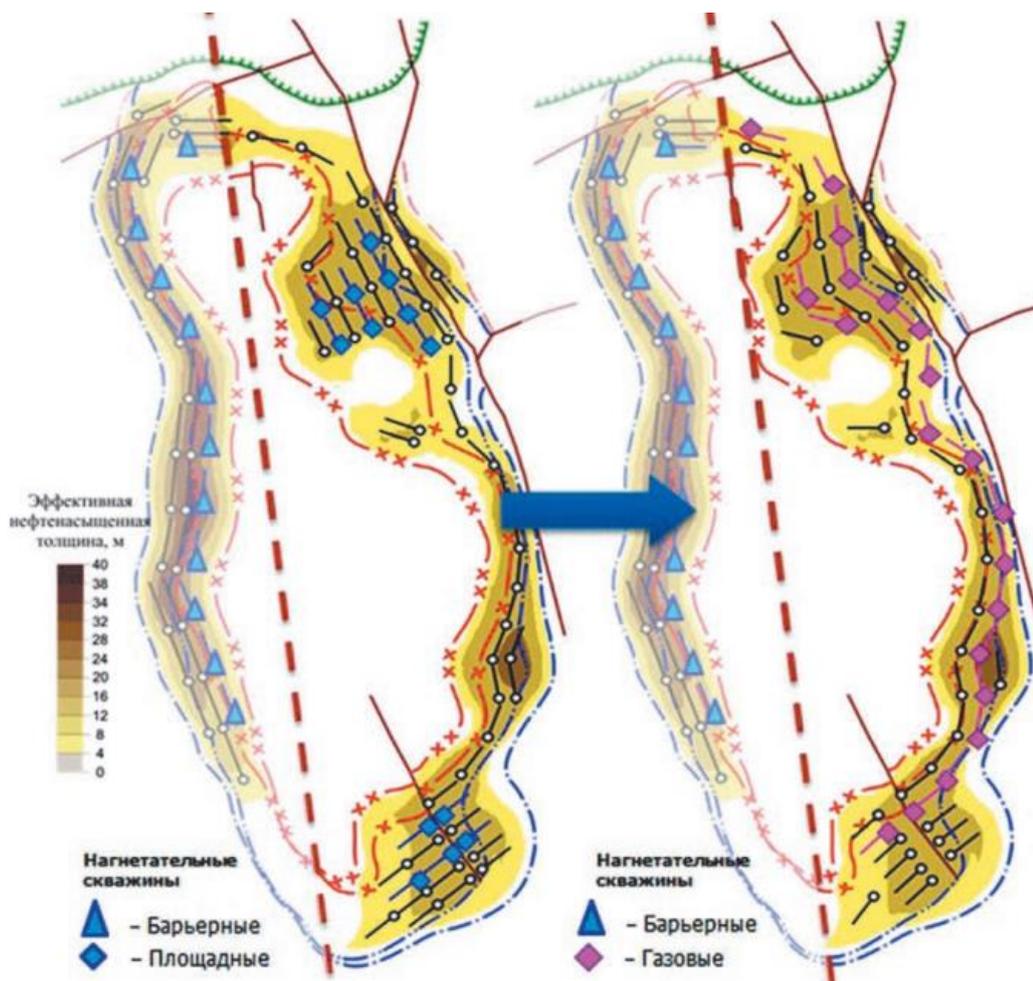


Рисунок 43 – Сопоставление систем разработки пласта НП₄ Новопортовского НГКМ заводнением (слева) и сайклинг-процессом (справа) [48]

Комбинируемым воздействием воды и газа является водогазовое воздействие. Современная классификация технологий водогазового воздействия, которая поддерживается большинством специалистов. Более распространенное направление ВГВ – это попеременная закачка воды и газа в пласт – WAG. Размер оторочек воды и газа может варьироваться от 1 до 40 % от нефтенасыщенного объема пласта. В меньшей степени пока применяется другое направление – совместная (одновременная) закачка воды и газа в пласт – SWAG [34].

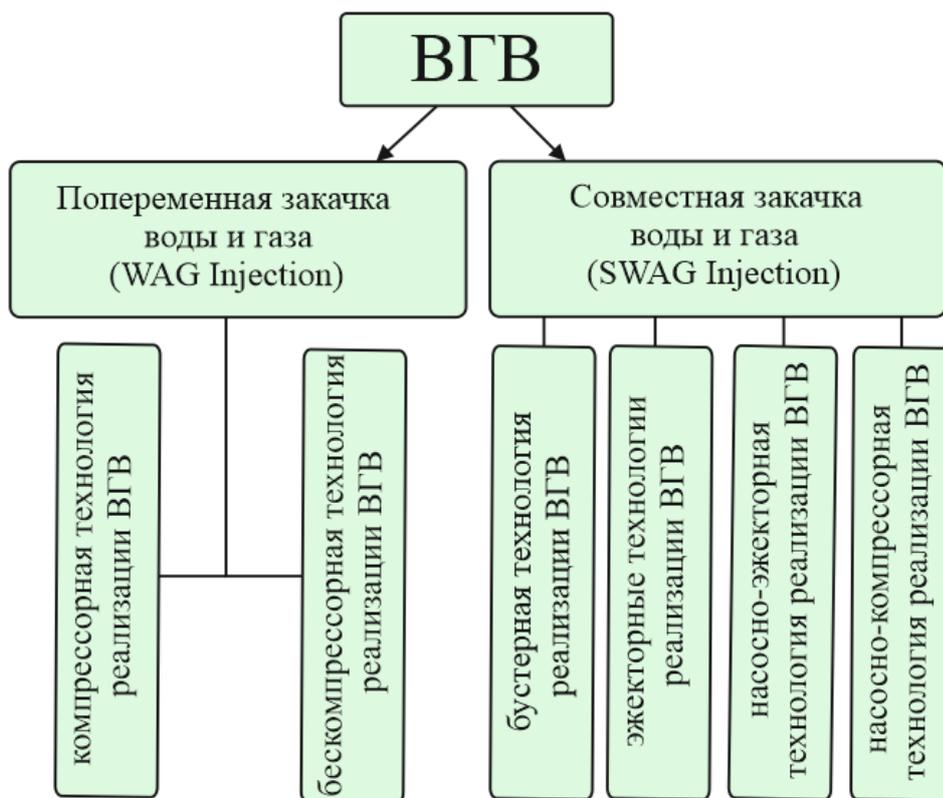


Рисунок 44 – Классификация технологий водогазового вытеснения пластового флюида

Совместная закачка воды и газа имеет ряд преимуществ перед попеременной закачкой воды и газа. Совместная закачка воды и газа в виде водогазовой смеси (ВГС) предпочтительнее поочередной закачки агентов вследствие большей нефтеотдачи и более равномерного фронта продвижения агент вытеснения с меньшей вероятностью прорыва газа [34]. В зависимости от давления закачки, компонентного состава газа и нефти процесс ВГВ может быть несмешивающимся, частично смешивающимся и смешивающимся.

В России проведены опытно-промышленные внедрения технологий водогазового воздействия на пласт на различных месторождениях, включая, в частности, Ромашкинское, Журавлевско-Степановское, Битковское, Федоровское и Самотлорское месторождения [34]. В последние годы экспериментальные работы выполнены на Советском, Восточно-Перевальном, Алексеевском, Новогоднем, Илишевском месторождениях. Несмотря на большое количество опытных проектов по реализации технологий ВГВ, крупномасштабного применения водогазового воздействия в условиях промысла так и не произошло. Причиной этому стали недостатки известных технологий.

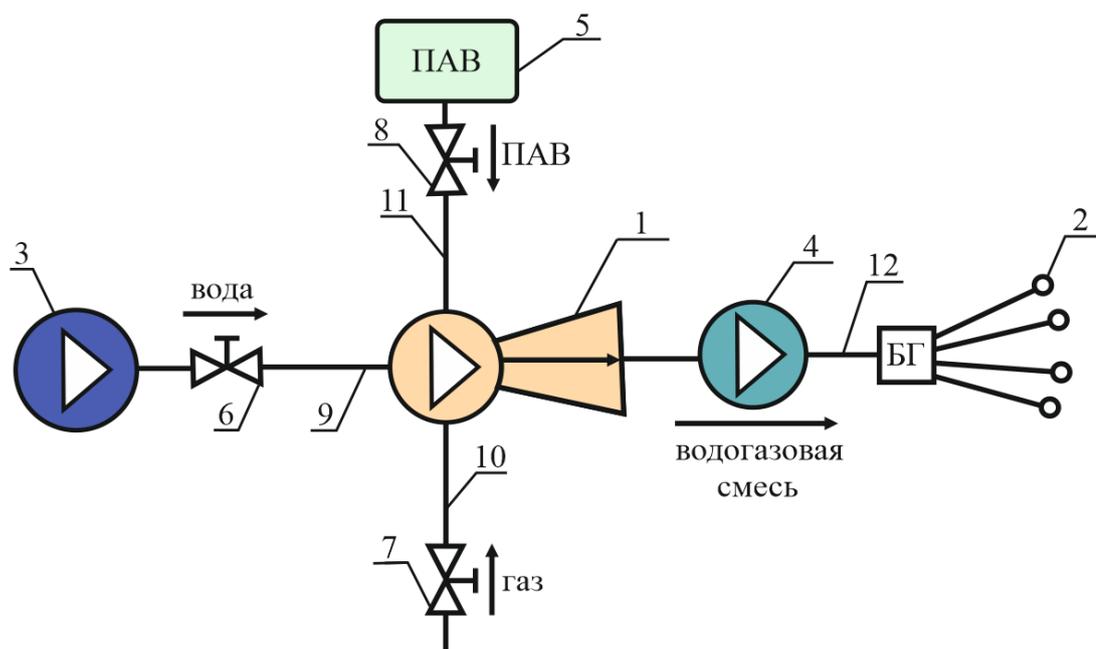
Попеременную закачку воды и газа представляют компрессорная и бескомпрессорная технологии водогазового воздействия. При компрессорной технологии газ нагнетается в скважину с помощью компрессорной станции в течение некоторого времени (обычно 2-3 месяца), затем в скважину нагнетается вода [34]. Это самый применяемый способ, но он имеет наибольшее количество недостатков, в особенности экономического плана. Также компрессоры высокого давления имеют ограничения по составу перекачиваемого газа (содержание жидких фракций C_{3+} не более 5 %) и позволяют перекачивать только сухой газ, что негативно влияет на нефтеотдачу пластов.

Известна также бескомпрессорная технология с использованием газа из высоконапорных газовых пластов. Ограничения в ее применении следующие: во-первых, не всем месторождениям сопутствуют высоконапорные газовые пласты, во-вторых, часто давления на устье газовых скважин (8,0-12,0 МПа) недостаточно для закачки газа в нагнетательные скважины [34]. Газ приходится компримировать с помощью каких-либо устройств. Нужно еще отметить, что часто при воздействии на пласт оторочками воды и газа падает относительная проницаемость прискважинной зоны пласта по воде – более чем в 10 раз (для Илишевского месторождения). Это происходит из-за чрезмерного насыщения пласта вблизи нагнетательной скважины газом.

Совместная закачка воды и газа представлена технологиями с использованием различных бустерных плунжерных насосов и струйных аппаратов (СА) [37]. Одной из перспективных технологий закачки водогазовых смесей является технология, использующая бустерные (дожимные) насосы плунжерного типа. Плунжерные бустерные установки нуждаются в большом давлении газа на приеме (давление порядка 10,0 МПа), так как степень сжатия насосом ВГС менее 4:1. Следовательно, в отсутствие высоконапорных источников газа невозможно уйти от использования компрессора. Кроме того, в связи со сжимаемостью газа значительно уменьшается коэффициент заполнения рабочей камеры, а, следовательно, снижается производительность установки по ВГС [34].

Известны эжекторные технологии совместной закачки воды и газа (с применением струйных аппаратов, расположенных на поверхности или над забоем скважины). К сожалению, создавая достаточно однородную водогазовую смесь, эти технологии могут применяться лишь в ограниченном количестве случаев. Это связано в первую очередь с невозможностью создания струйным аппаратом высоких давлений нагнетания ВГС. Положительной особенностью всех технологий совместной закачки водогазовой смеси, нагнетающих воду и газ в виде водогазовой смеси, является то, что проницаемость пласта рядом с нагнетательной скважиной не изменяется [34].

Автором [59] предложена насосно-эжекторная технология ВГВ на пласт, позволяющая совместно со СА центробежных насосов. Принципиальная схема данной технологии представлена ниже (Рисунок 45).



1 – эжектор; 2 – нагнетательная скважина; 3, 4 – центробежные насосы; 5 – цистерна с ПАВ; 6, 7, 8 – регулирующие краны; 9, 10, 11, 12 - трубопроводы
 Рисунок 45 – Схема применения ВГВ на пласт с помощью насосно-эжекторной системы [59]

Использование в системе поверхностно-активных веществ позволяет не только снизить вредное влияние газа на работу дожимного насоса центробежного типа, но и повысить степень вытеснения нефти смесью. Кроме того, присутствие ПАВ в составе рабочего агента позволяет создать стабильную мелкодисперсную водогазовую смесь, способную не разделяться на составляющие в процессе закачка в пласт [34].

Как показал анализ этой зависимости при невысоких газосодержаниях (вплоть до 50-60 %) мелкодисперсная водогазовая смесь ведет себя как эйнштейновская жидкость, вязкость которой описывается уравнением Эйнштейна [34]:

$$\mu = \mu_0 \cdot (1 + \alpha \cdot \varphi), \quad (31)$$

где:

μ_0 - вязкость дисперсионной среды;

α - коэффициент формы частиц (принимается равным 2,5);

φ - объемная доля дисперсной фазы.

Газовые пузырьки в смеси в присутствии стабилизирующих ПАВ имеют шарообразную форму (Рисунок 46). Форма пузырьков, облаченных в

бронирующую оболочку ПАВ, сохраняется под действием внешних сил: давления, соударений со стенками труб, с поверхностью пласта, с другими такими же пузырьками [34]. Пузырьки газа ведут себя как твердые частицы.

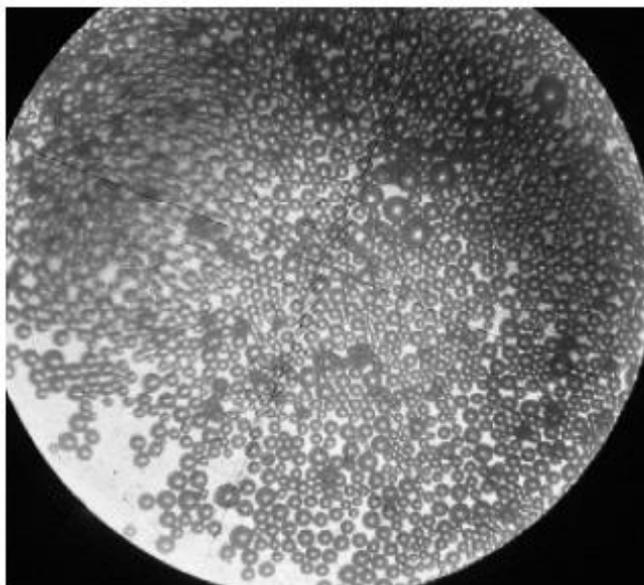


Рисунок 46 – Структура мелкодисперсной водогазовой смеси [34]

При возрастании содержания газа в ВГС (> 50 %) обнаруживаются все большие отклонения от закона Эйнштейна, что является следствием плавного перехода ВГС из состояния газированной жидкости в состояние пенной системы [34]. Водогазовую смесь с высоким газосодержанием не рекомендуется применять, так как вместе с резким ростом вязкости смеси сильно увеличиваются фильтрационные сопротивления в призабойной части пласта и соответственно затраты энергии на закачку ВГС в пласт.

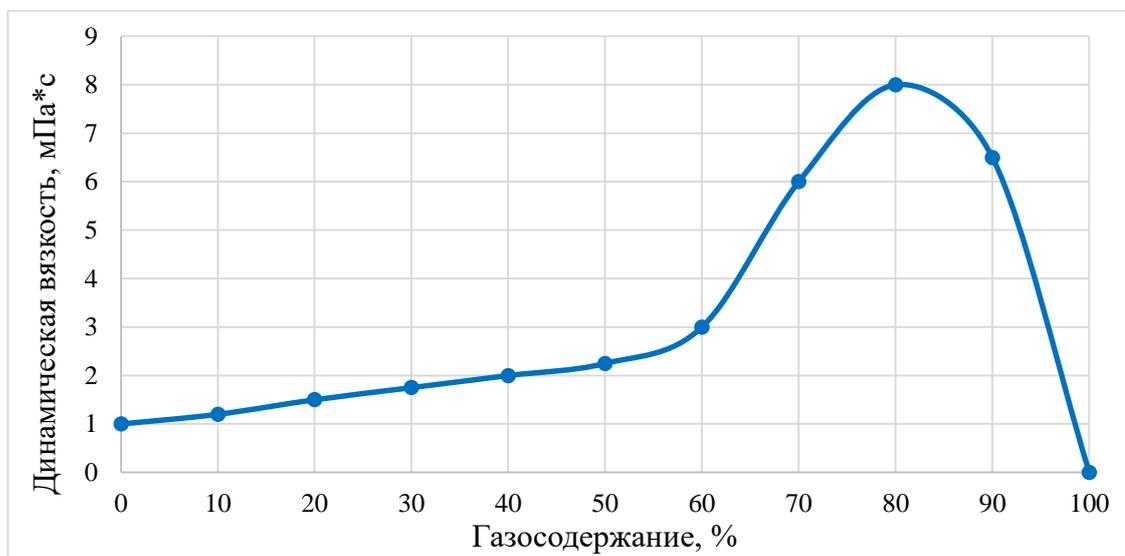


Рисунок 47 – Зависимость вязкости МВГС от газосодержания в смеси

При использовании ВГС с объемным газосодержанием 30 % вязкость смеси в 1,75 раза выше, чем для воды. Закачка такой смеси позволяет выровнять приемистость прискважинной зоны пласта, увеличить коэффициент охвата посредством увеличения площади дренирования [34].

Известны результаты многочисленных экспериментов по определению эффективности вытеснения нефти из пласта водогазовыми смесями, авторами которых являются Е.И. Лискевич, Ю.М. Островский, Г.Н. Пияков, Г.С. Степанова. Наряду с экспериментами по вытеснению маловязкой нефти из модели пласта, авторами данной статьи опубликованы результаты вытеснения нефти повышенной вязкости до 70 мПа*с в работе. Известен положительный эффект от применения ВГВ после заводнения на месторождениях нефти повышенной вязкости, таких как Lick Creek (вязкость нефти составляет 160 мПа*с) и Wilmington (вязкость нефти порядка 180-410 мПа*с) [34].

В ходе анализа, наиболее технически совершенным является способ разработки нефтяной залежи водогазовым воздействием (патент 2 762 641), заключающийся в заводнении залежи водогазовым раствором путем закачки через нагнетательные скважины водогазового раствора и 0,01-1,0% поверхностно-активного вещества – ПАВ, которое добавляют в воду перед ее смешением с газом в водораспределительную гребенку, причем в качестве водогазового раствора закачивают газовый раствор при отношении объемов газа к воде, обеспечивающем полное насыщение воды газом при пластовых условиях [36]. Закачку в нефтяную залежь производят после смешения воды с ПАВ с газом в ламинарном режиме после получения равномерного по объему водогазового раствора. Предлагаемый способ позволяет обеспечить максимальное водогазовое воздействие на продуктивный пласт залежи.

Рассмотрим результаты исследования влияния водогазового воздействия на примере Шумовского месторождения. Для исследования использовались керны Сакмарского и Подольского горизонтов, а в также насыпные модели [37]. В качестве модели нефти использовалась

рекомбинированная проба нефти Шумовского месторождения с добавлением керосина. Результаты исследований на кернах представлены ниже.

Таблица 7 – Коллекторские свойства насыпных моделей ярусов

№ модели	Проницаемость, Д		Пористость, %	Начальное количество нефти в модели, см ³
	По газу	По воде		
2П2К	1,325	0,089	19,0	22,1
2П1К	1,964	0,227	20,7	21

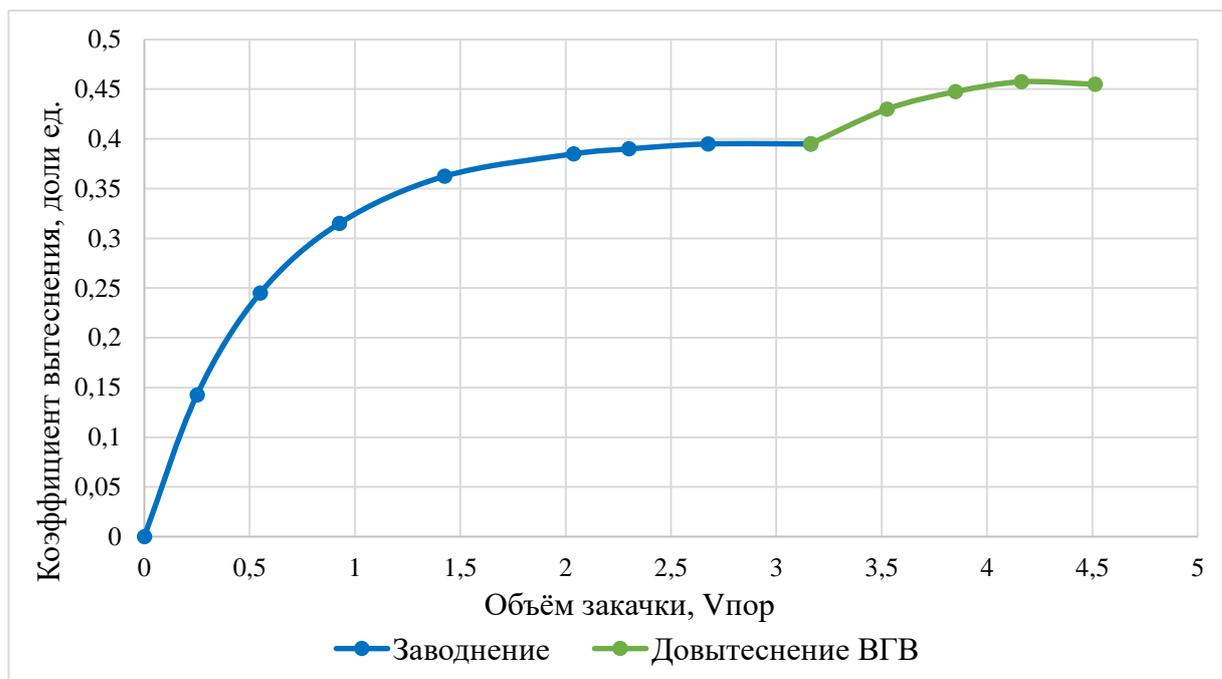


Рисунок 48 – Зависимость коэффициента от объема закачанного агента вытеснения для образца керна Сакмарского горизонта

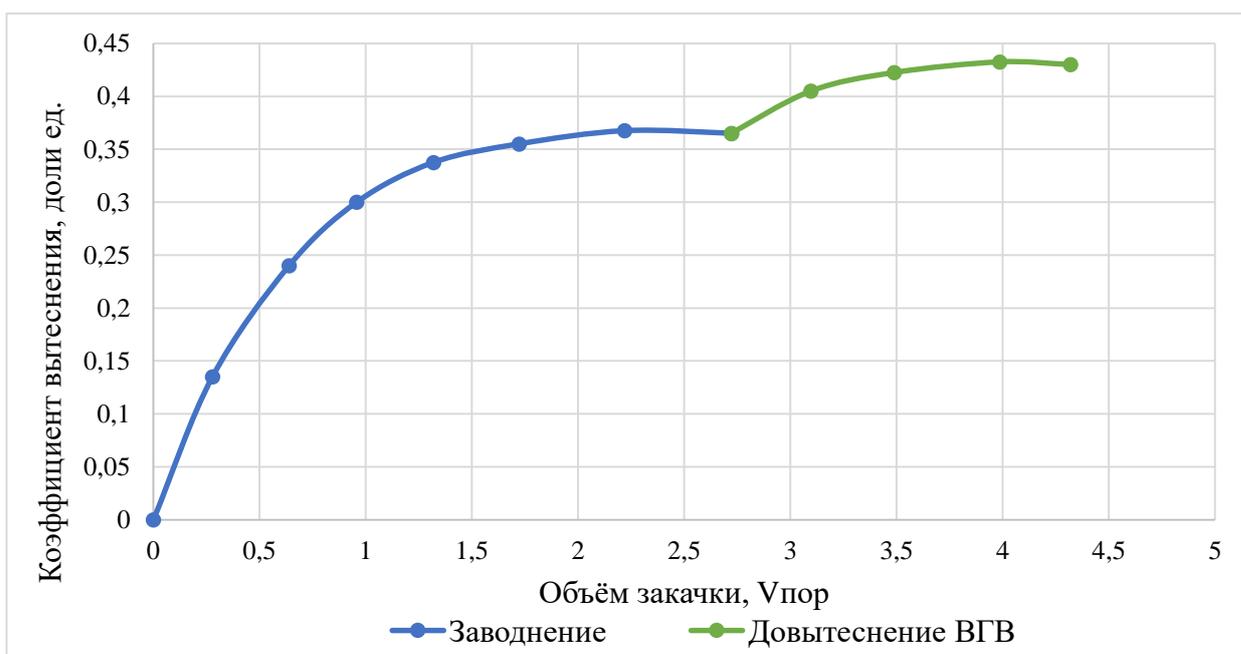


Рисунок 49 – Зависимость коэффициента от объема закачанного агента вытеснения для образца керна Подольского горизонта

Водогазовое воздействие эффективно при использовании его с начала разработки, прирост коэффициента вытеснения составляет 13-17 % по сравнению с заводнением в зависимости от свойств нефти и пласта (данные для насыпных моделей) [37].

Водогазовое воздействие эффективно также в качестве метода увеличения нефтеотдачи после заводнения. Прирост коэффициента вытеснения для условий Шумовского месторождения составляет 6-7 % по сравнению с заводнением в зависимости от коллекторских свойств пласта и свойств нефти для насыпных моделей и примерно столько же в случае исследования процесса вытеснения на естественных кернях [37].

Таблица 8 – Результаты водогазового довытеснения на насыпных моделях

№ модели	Коэффициент вытеснения, %		Количество прокачанных $V_{пор}$		Газосодержание смеси при ВГВ, %
	После заводнения	После заводнения и довытеснения ВГВ	Заводнение	Довытеснение ВГВ	
2П2К	39,5	45,7	3,2	1,3	40,4
2П1К	36,8	43,2	2,7	1,6	39,4

По мнению многих специалистов, условием достижения высокого КИН является создание в пласте разделительного экрана [29]. Данный способ относится к барьерному разделению с жёстким разделением нефтяной оторочки и газовой шапки [9]. В таком случае залежь разделяется на 2 самостоятельных: газоконденсатную (газовую) и нефтяную. К каждой самостоятельной залежи можно применять наиболее эффективную систему разработки, поскольку они газогидродинамически изолированы друг от друга.

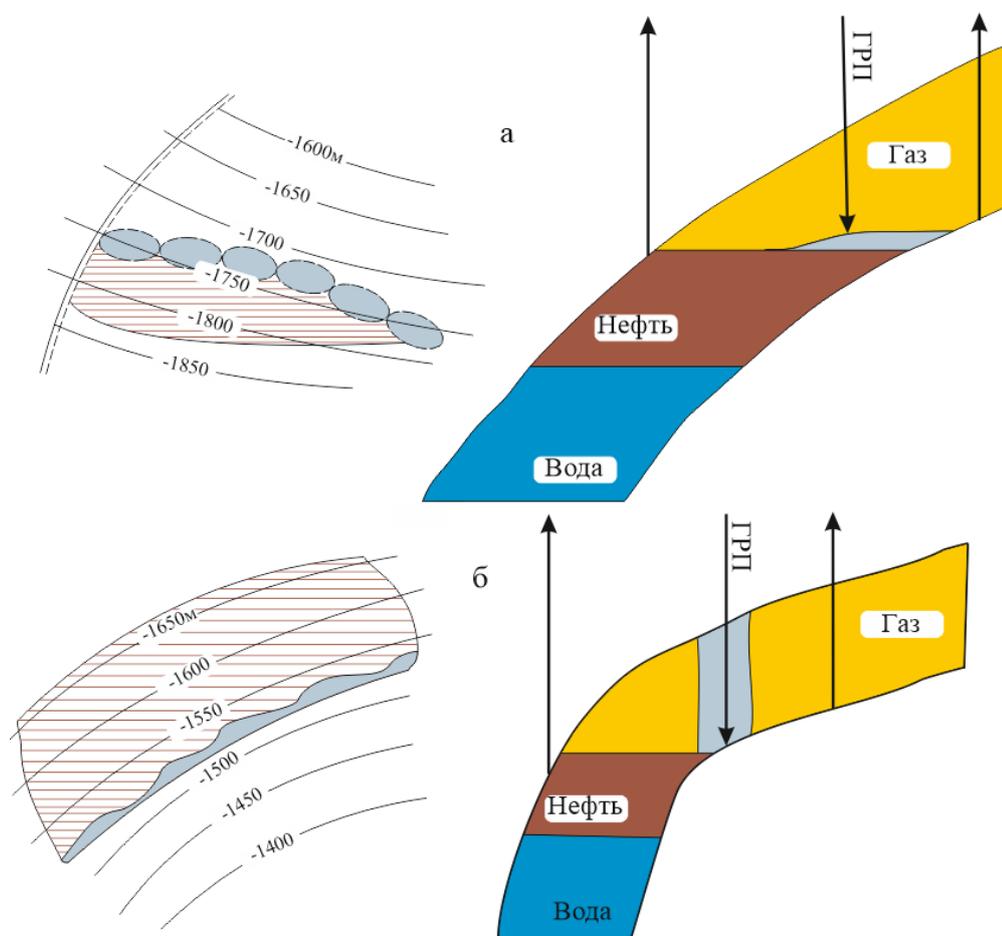
Подходящими условиями для применения данного способа разработки могут быть залежи с крутыми падениями крыльевых структур, с локальными нефтяными оторочками, со смещёнными и небольшими по площади поверхностями ГНК. Рассмотрим способы создания непроницаемых барьеров:

1. Применение массивного гидравлического разрыва пласта

Последствием массивного направленного гидравлического разрыва трещин большой протяжённости с дальнейшим заполнением трещин

тампонажными растворами, полимеризующимися химическими веществами является создание жёстких барьеров [9].

Скважины ГРП располагаются по линии между внешним и внутренними границами ГНК (Рисунок 50). В пластах с пологим залеганием крыльевых структур рациональнее производить ГРП вдоль внутреннего ГНК с помощью трещин большой протяжённости в вертикальной ориентации [9].



а – горизонтально направленные трещины ГРП, б – вертикально направленные трещины ГРП

Рисунок 50 – Конфигурации разобщающих непроницаемых барьеров

В случае сильно смещённой нефтяной оторочки к одному из крыльев антиклинальной структуры контур, по которому располагаются скважины для ГРП, можно сократить выпрямлением, в таком случае контур будет пересекать ГНК [9]. Протяжённость трещин должна соответствовать мощности пласта или быть больше неё. Данного способа не будет достаточно для полной изоляции, однако существенного снижения газогидродинамической связи достичь удастся.

2. Применение механизма закупоривания пор и химического преобразования веществ

Данный способ отличается от вышеизложенного лишь тем, что растворы, снижающие проницаемость поровых каналов, закачиваются на уровне ГНК без проведения массивных ГРП. Могут использоваться такие растворы, как полимеры, сульфит-спиртовая барда, карбоксиметилцеллюлоза и прочие [9]. В процессе закачки их вязкость должна быть существенно ниже, чем после полимеризации. Это необходимо для закачки растворов на максимально возможное расстояние от скважины.

Основная трудность применения данного способа заключается как раз в практической невозможности закачки агентов в пласт вдоль поверхности ГНК – направленной закачки. Труднее всего это реализуется в пластах с пологим залеганием, где протяжённость поверхности ГНК существенно больше [9]. В случае неконтролируемого движения реагента вглубь насыщенных частей пласта велика вероятность закупоривания продуктивной части пласта и снижению КИН.

2.3 Разработка критериев применения вытесняющего воздействия на нефтяную оторочку

Подводя результат анализа разновидностей вытесняющих агентов, их взаимодействия в пластовых условиях с нефтью и водой, а также систем разработки залежей с нефтяной оторочкой на режиме искусственного поддержания пластовой энергии, следует выделить критерии применения воздействия на нефтяную оторочку. Под критериями применения воздействия понимаются определённые геолого-физические параметры залежи, свойства пластового флюида, на основании которых формируется рекомендация о применении определённой системы или ряда систем разработки с вытесняющим агентом. Каждая система разработки имеет модификации, отличающиеся друг от друга сеткой скважин, технологическим режимом процесса вытеснения, местом нагнетания агента в пласт, составами агентов вытеснения, а также дополнительных веществ к ним. Это приводит к

возникновению достоинств и недостатков каждой конкретной модификации системы. Немаловажной составляющей рациональной системы разработки также является экономическая эффективность системы. В некоторых случаях предложенные системы разработки с применением воздействия на продуктивные пласты хоть и имеют более высокие конечные показатели нефтеотдачи, их технологическая реализация является экономически нерентабельной. Правильное определение рациональной системы разработки залежи позволяет достичь максимального коэффициента извлечения нефти, коэффициента охвата и наибольших темпов добычи при наименьших экономических затратах на организацию системы разработки.

Вариации рассмотренных систем разработки, модификации, их достоинства и недостатки, а также критерии выбора самих систем разработки залежей представлены в приложении 1.

2.4 Моделирование процесса разработки нефтяной оторочки

Проектирование разработки залежей природных углеводородов в настоящее время тесно связано с использованием методов математического моделирования. Наиболее широкое распространение при проектировании разработки нефтяных залежей получила расчетная методика «black oil» (нелетучая нефть). Суть ее заключается в численном решении системы уравнений, описывающих трехфазное трехкомпонентное течение в пористой среде. В дифференциальной форме система имеет следующий вид [57]:

$$\operatorname{div} \left(\sum_{\alpha} \rho_{\alpha} \cdot \vec{v}_{\alpha} \cdot l_{\alpha}^k \right) + \frac{\partial}{\partial t} \left[m \cdot \sum_{\alpha} \rho_{\alpha} \cdot S_{\alpha} \cdot l_{\alpha}^k \right] + q^k = 0, \quad (32)$$

где:

ρ_{α} – плотность фазы α (фазами являются вода, нефть и газ);

\vec{v}_{α} – скорость фазы α ;

l_{α}^k – массовая доля компонента k в фазе α (компонентами являются H₂O, фракции C_{5+в}, C₁–C₄);

m – пористость;

S_{α} – насыщенность порового пространства фазой α ;

q^k – массовая плотность источника по компоненту k .

Система (32) дополняется замыкающими соотношениями, а также начальными и граничными условиями, что делает задачу корректной, то есть имеющей, вообще говоря, единственное решение [57]. В качестве искомым функций пространства-времени могут быть выбраны давление и две насыщенности фазами.

Для того, чтобы модель позволяла учитывать и конденсат газоконденсатной смеси, и нефть из нефтяной оторочки, применяют следующий подход к моделированию разработки нефтегазоконденсатных месторождений. Фракция $C_{5+в}$ условно разбивается на две: легкая и тяжелая. Таким образом, пластовая смесь становится трехфазной четырехкомпонентной. Первые три уравнения полностью идентичны уравнению (32). Для корректности задачи должно появиться четвертое уравнение и дополнительная искомая функция пространства – времени. В качестве таковой введем массовую долю тяжелой фракции во фракции $C_{5+в}$, находящейся в жидкой фазе (принимая, что тяжелая фракция в газовой фазе отсутствует). Уравнение фильтрации тяжелой фракции, присутствующей только в углеводородной жидкости, имеет следующий вид [57]:

$$\operatorname{div}(\rho_\alpha \cdot \vec{v}_\alpha \cdot l_\alpha^k \cdot \omega) + \frac{\partial}{\partial t} [m \cdot \rho_\alpha \cdot S_\alpha \cdot l_\alpha^k \cdot \omega] + q^k \cdot \omega = 0, \quad (33)$$

где:

ω – массовая доля тяжелой фракции;

α – жидкая углеводородная фаза;

k – суммарная фракция $C_{5+в}$.

Появившаяся вторая степень свободы определяется вновь введенным параметром. Свойства флюидов, в первую очередь массовые доли компонентов в фазах, являются функциями давления и доли тяжелой фракции [57]. Таким же образом могут быть построены функциональные зависимости от вышеназванных переменных плотности и вязкости углеводородной жидкости.

Данная задача методологически решается аналогично трехфазной трехкомпонентной задаче в ненасыщенной постановке. Искомыми функциями в этом случае, помимо ω , выбираются давление (P), водонасыщенность (S) и приведенный состав (w). Под последним понимают массовую долю фракции C_1-C_4 в углеводородной смеси [57]:

$$w = \frac{\rho_H \cdot \sigma \cdot l_H^{C_1-C_4} + \rho_G \cdot (1 - \sigma) \cdot l_G^{C_1-C_4}}{\rho_H \cdot \sigma + \rho_G \cdot (1 - \sigma)} ; \sigma = \frac{S_H}{1 - S_B}, \quad (34)$$

где:

ρ_H, ρ_B – плотность нефти и газа соответственно;

$l_H^{C_1-C_4}, l_B^{C_1-C_4}$ – массовые доли фракции C_1-C_4 в нефти и газа соответственно.

Если углеводородная система находится в ненасыщенном состоянии (одна из углеводородных фаз отсутствует), то массовая доля существующей фазы приравнивается приведенному составу, а σ – единице, если отсутствует газ, и нулю – если нефть. В случае, когда система насыщена, насыщенности фазами находятся из следующих соотношений [57]:

$$\sigma = \frac{\rho_G(P, \omega) \cdot [l_G^{C_1-C_4}(P, \omega) - w]}{\rho_G(P, \omega) \cdot [l_G^{C_1-C_4}(P, \omega) - w] + \rho_H(P, \omega) \cdot [w - l_H^{C_1-C_4}(P, \omega)]}, \quad (35)$$

где:

$$S_H = \sigma \cdot (1 - S_B) ; S_G = \sigma \cdot (1 - \sigma) \cdot (1 - S_B). \quad (36)$$

Таким образом, система уравнений трехфазной четырехкомпонентной фильтрации становится полностью замкнутой: все входящие в нее нелинейности так или иначе зависят от искомых величин. В данной системе вода считается инертной фазой, то есть можно пренебречь растворимостью в ней углеводородных компонентов, а также содержанием паров воды в газовой фазе [57]. Следовательно, далее рассматривается только углеводородная часть пластового флюида, которая является двухфазной трехкомпонентной.

Поскольку определенную сложность представляет собой подготовка исходной информации для расчетов, в первую очередь зависимостей свойств флюидов от двух параметров (P и ω), был проведен ряд термодинамических расчетов, показывающий формализацию физико-химических свойств флюидов от давления и массовой доли тяжелой фракции во фракции $C_{5+в}$ [57].

Используемая методика заключалась в следующем. Был взят трехкомпонентный состав, состоящий из метана, гептана и триаконтана, с которым были проведены расчеты, моделирующие закачку «сухого» газа в нефтегазоконденсатное месторождение. Расчеты заключались в том, что половину газовой фазы, существующей при определенных давлении и температуре, замещали метаном и рассчитывали состав получающейся новой газовой фазы, уже неравновесной по отношению к сосуществующей жидкой фазе [57]. Образующуюся новую пластовую смесь приводили к тем же давлению и температуре и получали новые составы жидкой и газовой фаз, с которыми проводили аналогичные расчеты.

С составами пластовой смеси, образующейся при каждом смешивании, был проведен расчет контактной конденсации, в результате которого получены составы жидкой и газовой фаз при различных значениях давления, а также рассчитаны интересующие свойства флюидов (массовые доли компонентов в фазах, плотности и вязкости жидкой и газовой фаз, газоконденсатная характеристика и газосодержание) [57].

Используя результаты расчетов, были построены графики зависимости интересующих параметров от массовой доли тяжелой фракции при фиксированных значениях давления (Рисунок 51). В результате интерполяции полученных зависимостей по давлению и по массовой доле тяжелой фракции в жидкой фазе получили зависимости, представленные в виде графика (Рисунок 52) [57]. Данные зависимости могут быть использованы при реализации трехфазной четырехкомпонентной гидродинамической модели.

Ниже приводятся результаты тестового испытания одномерной модели. В однородном пласте из 20 ячеек задано некоторое неравновесное давление при прочих равных параметрах. Как видно, со временем [57]:

- давление в пласте выравнивается (Рисунок 53);
- поскольку за счет разницы давлений в пласте возникает фильтрация флюидов, в особенности газа, массовая доля компонентов C_1 - C_4 в пластовой смеси в первых ячейках возрастает (Рисунок 54);
- в результате повышения давления в первых ячейках часть промежуточных компонентов переходит из жидкой фазы в газовую, следовательно, массовая доля тяжелой фракции возрастает (Рисунок 55);
- при повышении давления в жидкой фазе растворяется больше газовых компонентов, в результате чего насыщенность ЖУФ в первых ячейках возрастает (Рисунок 56).

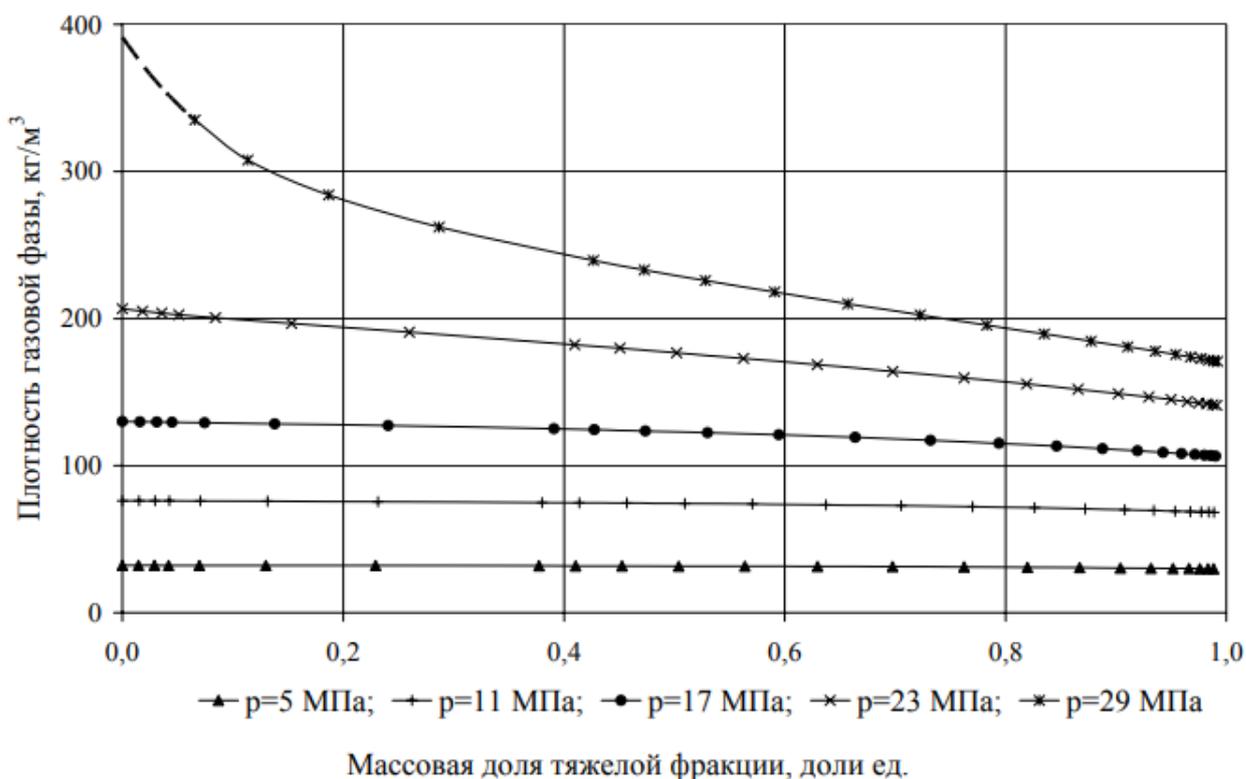


Рисунок 51 – Зависимость плотности газовой фазы от массовой доли тяжелой фракции в ЖУФ [57]

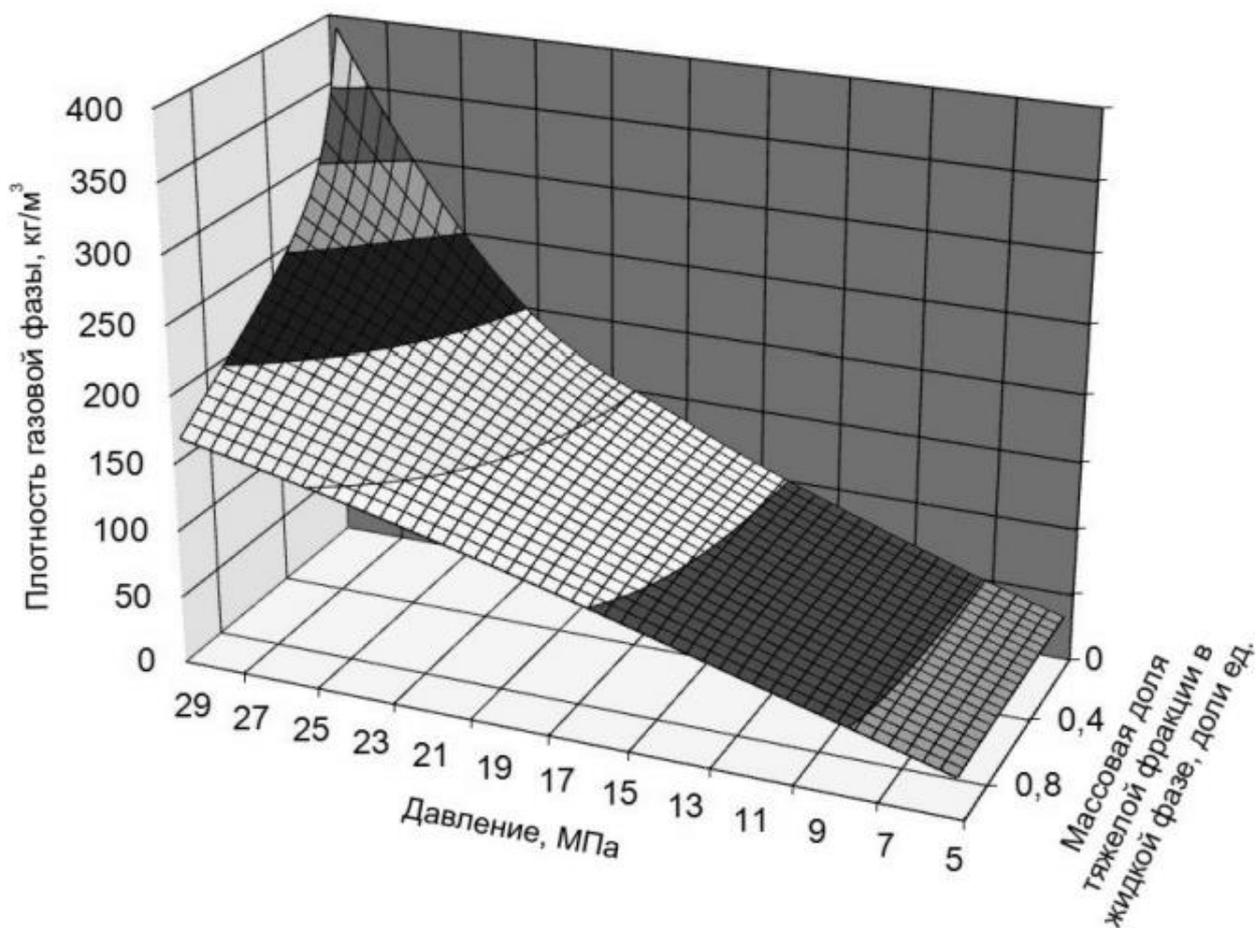


Рисунок 52 – Зависимость плотности газовой фазы от давления и массовой доли тяжёлой фракции в ЖУФ [57]

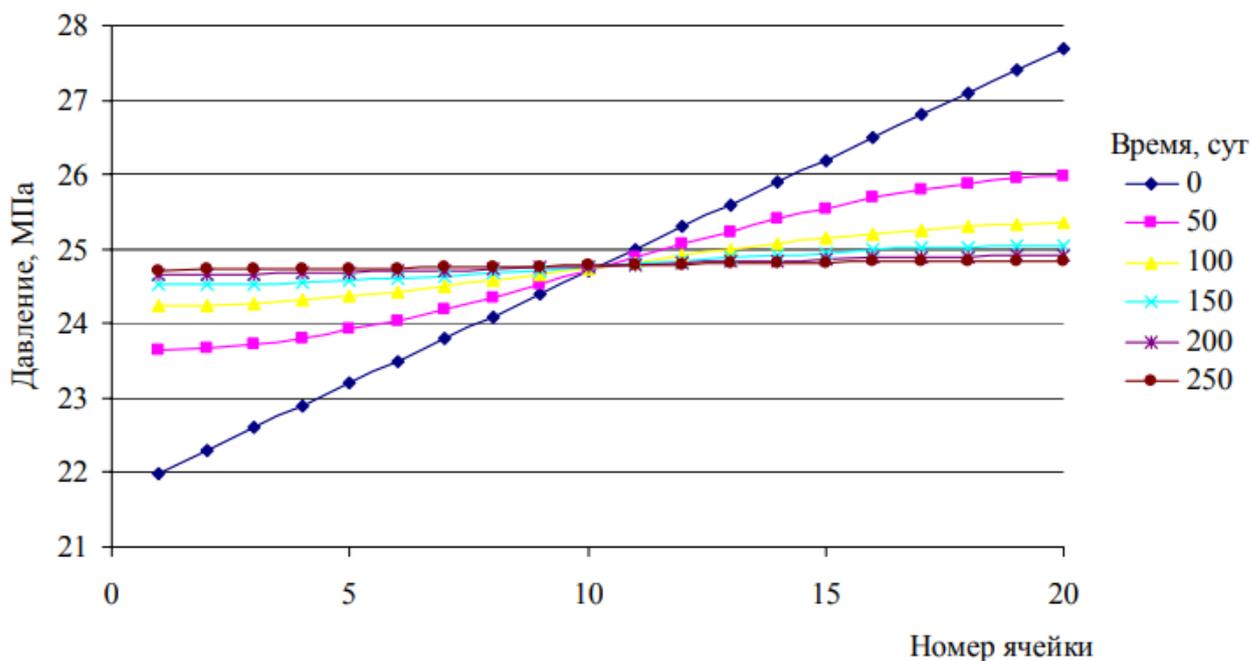


Рисунок 53 – Распределение давление по пласту [57]

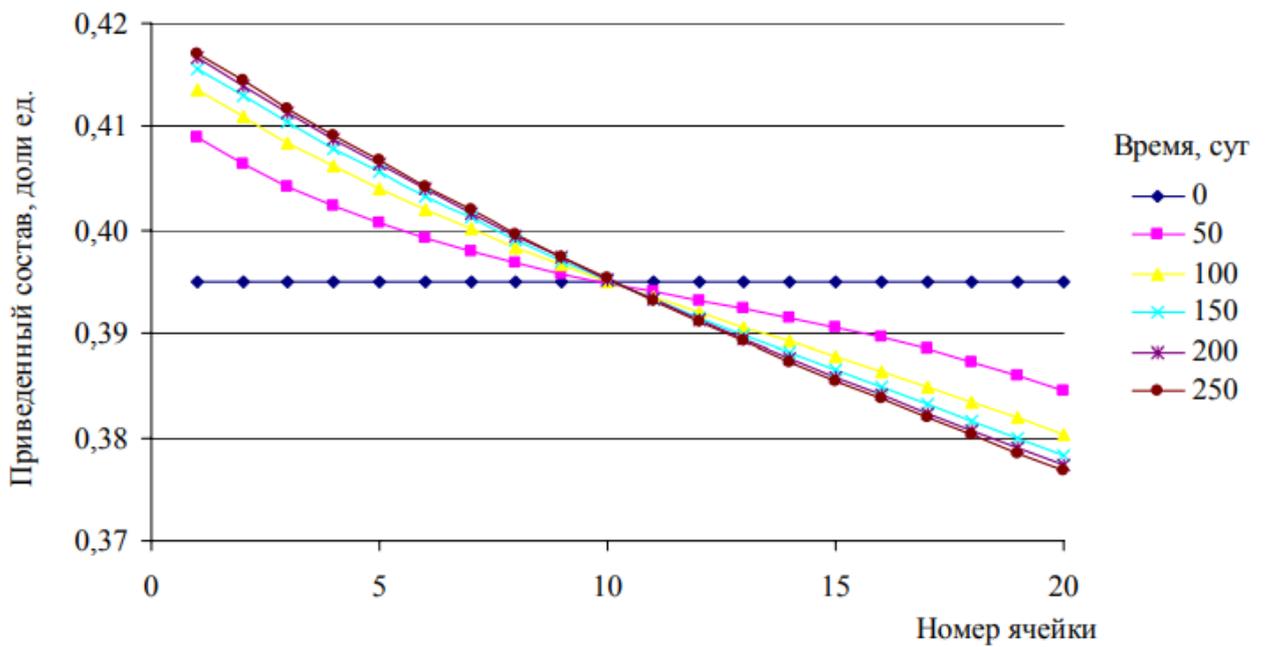


Рисунок 54 – Распределение насыщенности фракциями C_1 – C_4 по пласту [57]

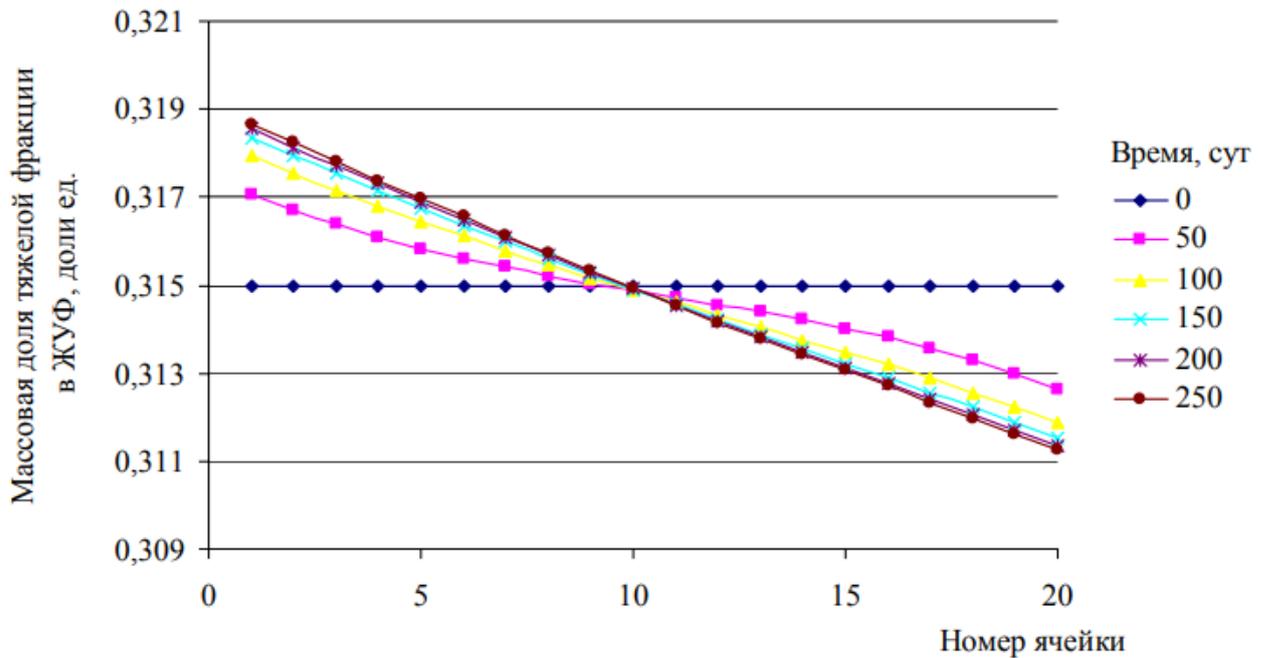


Рисунок 55 – Распределение насыщенности тяжелой фракцией в ЖУФ по пласту [57]

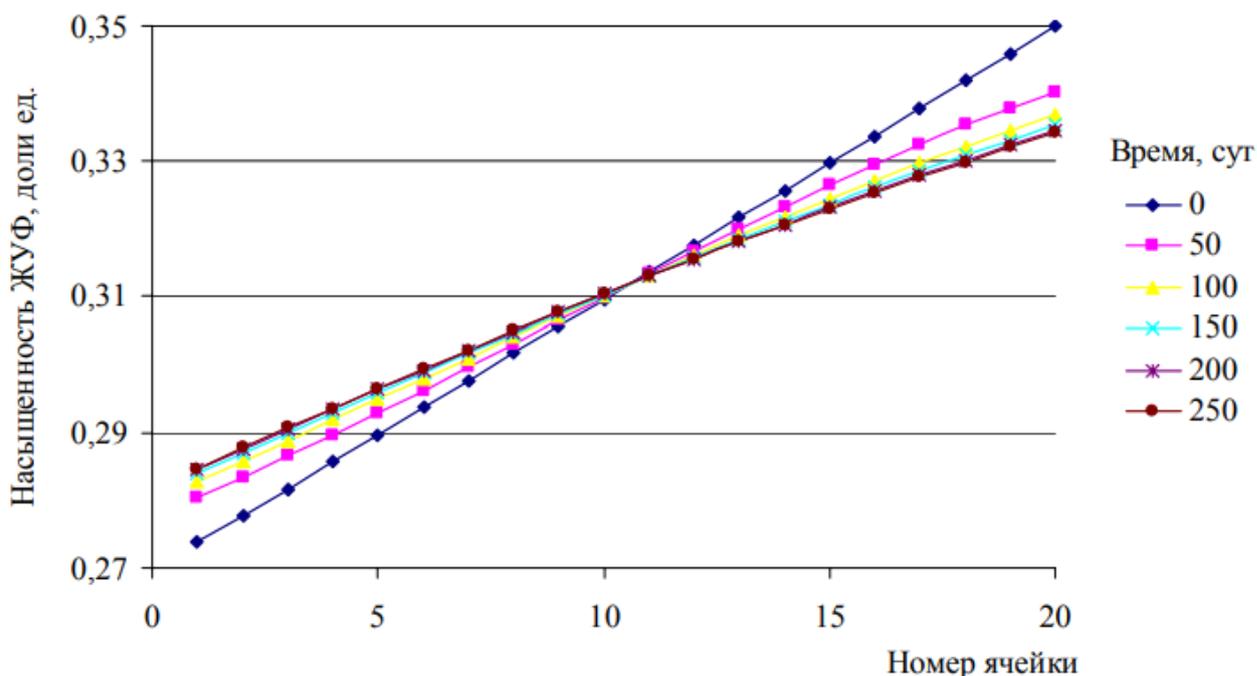


Рисунок 56 – Распределение величины насыщенности ЖУФ по пласту [57]

Таким образом, полученные результаты не противоречат физике процесса, что подтверждает корректность созданной модели. Следовательно, существует возможность ее применения для решения более сложных задач, связанных с разработкой газоконденсатных месторождений с нефтяными оторочками без использования сложного аппаратного моделирования [57]. Данная модель может применяться на начальных этапах разработки месторождения благодаря своей компактной математической основе.

3 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ И НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Разработка залежей ведётся в строгом соответствии с технологической схемой (в случае, когда основной фонд месторождений ещё находится в активной стадии разбуривания – разбурено менее 70 % общего фонда) или в соответствии с проектом разработки. Нефтегазовые и нефтегазоконденсатные залежи с нефтяной оторочкой в связи с их геологическими и технологическими особенностями более точного выбора системы разработки.

В качестве геологических особенностей можно выделить:

- высокая степень литолого-фациальной неоднородности;
- высокая анизотропия пласта, наличие кривой слоистости;
- низкие фильтрационно-ёмкостные свойства;
- высокая вязкость пластовой нефти;
- малые этажи нефтеносности;
- существенные наклоны поверхности ВНК;
- слабая активность подошвенных вод;
- низкие значения пластового давления и температуры.

В качестве технологических особенностей можно выделить:

- образование конусов прорыва газов и воды;
- серьёзные ограничения по величине создаваемой депрессии;
- высокие показатели газового фактора;
- бурение сложных по конструкции горизонтальных скважин с высокими значениями проходки в продуктивном пласте;
- неэффективная разработка на режимах истощения вследствие низких значений КИН;
- высокая стоимость реализации систем поддержания энергии пласта;
- сложность применения классических систем ППД.

На начальных этапах разработки нефтяной оторочки серьёзных проблем не возникает: дебиты определяются на критических безгазовых дебитах, обводнённость добываемой продукции незначительна, поддержание пластовой энергии не требуется. Осуществлять разработку системами, основанными на истощении пластовой энергии, можно в течение первого десятилетия (в зависимости от особенностей залежи и технологического режима работы залежи), после чего велика вероятность преждевременного обводнения скважин вследствие деформации нефтяной оторочки и поднятия поверхности ВНК (ЗСВ), а также повышение газовых до критических, при которых добыча нефти неэффективна, вызванное высокими темпами отбора нефти и расширением газовой шапки вниз, или же образованием конусов прорыва газа. Это приводит к снижению рентабельности добычи нефти, темпам отбора нефти, и, самое главное, к снижению конечного коэффициента извлечения нефти.

С точки зрения достижения наибольшего значения КИН с помощью систем разработки на естественных режимах работы залежи, наиболее эффективна система опережающей разработки нефтяной оторочки с регулируемым отбором газа. В таком случае, при активных подошвенных водах, достигается сохранение поверхности ГНК на требуемом (прежнем уровне), вытеснение нефти осуществляется на водонапорном режиме. Однако такая система экономически нерентабельна, поскольку в нефтегазоконденсатных залежах основной доход реализуется от продажи газа – природного и попутного. Одновременная разработка газовой шапки и нефтяной оторочки наиболее экономически эффективна, однако при такой системе показатели КИН обычно достигают 0,1-0,15 доли ед.

Для повышения КИН используются системы разработки с различными агентами воздействия на пласт. Условно агенты вытеснения можно разделить на 3 группы:

- жидкостные смеси;
- газовые смеси;

- водогазовые смеси;
- тампонирующие гидродинамически изолирующие растворы.

Влияние агентов вытеснения на пластовый флюид, а также системы разработки, применяющие данные агенты, рассмотрены в главах 1 и 3 соответственно. Стоит отметить, что классические системы разработки с применением ППД имеют крайне низкую эффективность в связи с вышеизложенными геологическими особенностями. На основании данного факта используются комбинированные агенты вытеснения: полимерное заводнение с использованием ПАВ, закачка газов совместно с оторочкой растворителя, закачка газа в нефтяную оторочку для реализации подобия сайклинг-процесса, водогазовое воздействие с применением ПАВ и другие. Применение той или иной системы разработки нефтяной оторочки, а также конкретного агента вытеснения определяется с помощью специальных критериев применимости, учитывающих геологические, физические, химические особенности залежей.

По результатам проведённого в выпускной квалификационной работе анализа систем разработок с различными агентами вытеснения, наибольшее предпочтение отдаётся применению водогазового воздействия на нефтяную оторочку с совместной закачкой воды и газа в виде МВГС. Данный выбор основывается на комбинированном воздействии воды и газа. Дисперсия воды под действием капиллярных сил заполняет поры малого размера, то, в отличие от воды, закачиваемый газ, как несмачивающая фаза, наоборот, захватывает поры крупного диаметра и под действием сил гравитации занимает свободную часть пласта. Таким образом достигается дополнительный охват пласта воздействием, а также снижением остаточной нефтенасыщенности поровых каналов, что крайне положительно сказывается на конечной нефтеотдаче пласта. Коэффициент охвата увеличивается за счет как уменьшения разницы между подвижностями вытесняемого и вытесняющего флюидов (коэффициент охвата по площади), так и процессов сегрегации воды и газа в пласте (коэффициент охвата по мощности) [34].

В качестве модернизации водогазового воздействия вместо воды используют раствор ПАВ, благодаря которому появляется возможность достичь создания мелкодисперсной водогазовой смеси за счёт снижения поверхностного натяжения на границе раздела газ-вода. Поверхностно-активные вещества также играют важную роль с точки зрения смачиваемости поверхности поровых каналов. ПАВ адсорбируются на поверхности каналов, гидрофилизируя коллектор. Гидрофилизация поверхности коллектора способствует лучшему «отмыванию» нефти с поверхности каналов и образованию водяной плёнки. Это приводит к увеличению нефтеотдачи и снижению обводнённости нефти. Помимо использования ПАВ, в качестве газовой фазы можно использовать CO_2 , обладающий рядом преимуществ в сравнении с углеводородным газом, а именно:

- для смесимости нефти и CO_2 требуется меньшее давление в сравнении с сухим или насыщенным УВ газом;
- CO_2 повышает вязкость воды, что обеспечивает лучшее вытеснение нефти с помощью ВГС, поскольку вероятность прорыва агента с последующим зацементированием нефти существенно ниже;
- угольная кислота, образуемая при растворении CO_2 в воде, способствует растворению некоторых типов цементировочного вещества пласта, улучшая проницаемость;
- большая экономическая эффективность, поскольку закачка УВ газа снижает прибыль от продажи газа;
- утилизация парникового газа.

К существенным недостаткам CO_2 можно отнести высокую коррозионную активность, а также трудность с транспортировкой значительных объёмов диоксида углерода на удалённые месторождения.

Недостатками водогазового воздействия в основном служат высокая сложность реализации ВГВ и, вследствие этого, экономическая нерентабельность данной технологии. Для того, чтобы приготовить ВГС, необходимо использования БКНС для воды, насосов для ПАВ и компрессоров

для газа с целью достижения достаточного давления для смешивания компонентов смеси в эжекторе с последующим повышением давления, необходимого для закачки в пласт. Эффективность ВГВ существенно зависит от давления и температуры нагнетания, а также от газосодержания. В случае, если данные показатели не соответствуют значениям, установленным регламентом, эффективность такого воздействия на пласт будет на уровне классического заводнения. Несмотря на это, система разработки месторождений с применением водогазового воздействия имеет высокий потенциал для применения, поскольку за рубежом данное воздействие пользуется большим спросом за счёт доказанной эффективности. В США применение ВГВ с использованием CO_2 в качестве агента вытеснения, позволило достичь значительного увеличения нефтеотдачи (в период с 1987 по 2011 гг.) с 28 до 77 % [60].

В конечном итоге, выбор системы разработки залежей с нефтяной оторочкой осуществляется не только с точки зрения достижения максимального КИН, но и с учётом экономической рентабельности системы ППД. Вследствие большой удалённости многих месторождений от крупных городов, отсутствия определённых ресурсов для обеспечения работоспособности, а также экономической нецелесообразности системы ППД, залежи с нефтяной оторочкой зачастую эксплуатируются на естественных режимах работы залежи, при которых, разумеется, коэффициенты извлечения нефти крайне малы.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б94	Грушецкий Егор Владимирович

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет годовой экономической эффективности нестационарного заводнения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Нормы амортизации, страховые взносы, районный коэффициент.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведены расчеты, материальных затрат, затрат на оплату труда, страховых отчислений, амортизационных отчислений.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Отчисления бюджета проводятся на научные исследования.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности мероприятий нестационарного заводнения.

Перечень графического материала

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
-------------------------------------------------------------	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Криницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Грушецкий Егор Владимирович		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Экономическая эффективность увеличения добычи нефти вследствие выравнивания фронта вытеснения нестационарным заводнением

Экономический эффект от проведения опытно-промышленных работ по выравниванию фронта нагнетаемой воды может быть определен за счет увеличения объема добычи нефти на Новопортовском нефтегазоконденсатном месторождении для пластов группы НП за 2022 год. Расчёты осуществляются для одного полного календарного года.

Нормативная база сметных расчётов, используемая в выпускной квалификационной работе представлена в таблице 9, и в основном опирается на Налоговый кодекс и Трудовой кодекс Российской Федерации.

Таблица 9 – Нормативная база сметных расчётов, используемая в выпускной квалификационной работе

	Вид норматива, нормативная база	Характеристика	Источник
1	Норма амортизации	Зависит от класса основных средств по сроку полезного использования	НК РФ Статья 258. Амортизационные группы; ПБУ №6
2	Страховые взносы	30 % от фонда оплаты труда	Глава 34 Налоговый кодекс РФ
3	Налог на добавленную стоимость	Ставка 20 %	Глава 21 Налоговый кодекс РФ
4	Районный коэффициент	Коэффициент 1,5	Статья 285 Трудовой кодекс РФ
5	Надбавка за вахтовый метод работы в районах крайнего севера	75% месячной тарифной ставки (оклада), но не более 5 руб. в сутки	Статья 302 Трудовой кодекс РФ

Годовой экономический эффект от применения новой технологии, обеспечивающей увеличение добычи нефти определяется по формуле [26]:

$$\mathcal{E} = C_1 A_1 + H \Delta A - C_2 A_2 - E_n \Delta K \quad (37)$$

где:

C_1 и C_2 – себестоимость добычи одной тонны нефти до и после применения метода, руб/т;

A_1 и A_2 – объем добычи нефти до и после применения метода, тыс. т;

ΔA – дополнительная годовая добыча нефти за счет применения новой технологии, тыс. т;

H – специальный норматив удельных приведенных затрат на одну тонну прироста добычи нефти (для мероприятий по увеличению текущих темпов отбора нефти принимается в размере 30 руб/т);

E_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений;

ΔK – дополнительные капитальные вложения, связанные с внедрением новой технологии, тыс. руб. Мероприятия по нестационарному заводнению не требуют капитальных вложений, данные затраты в формуле (37) равны 0.

Исходные данные для расчета экономической эффективности выравнивания фронта вытеснения с последующим увеличением добычи нефти приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Исходные данные для расчёта экономической эффективности увеличения добычи нефти

Показатель	Значение
Цель воздействия на пласт	Увеличение нефтеотдачи пластов; выравнивание фронта заводнения
Вид воздействия на пласт	Перераспределение фильтрационных потоков в пласте
Количество скважин, на которых проводились мероприятия по НЗ, шт	12
Дополнительная добыча нефти (ΔA), тыс. т	243,5
Объем добычи нефти (A_2) по Новопортовскому месторождению за 2022 год, тыс. т	14870
Дополнительные эксплуатационные расходы ($3d$), тыс. руб.	196,8
Стоимость одной скважины, тыс.руб.	16000
Норма амортизации скважин, %	10

Объем добычи нефти до применения мероприятия (A_1) рассчитывается по формуле:

$$A_1 = A_2 - \Delta A . \quad (38)$$

Себестоимость добычи 1 тонны нефти после проведения мероприятий по нестационарному заводнению:

$$C_2 = \frac{3}{A_2} , \quad (39)$$

где:

З – затраты на проведение мероприятий по нестационарному заводнению. Все многообразие затрат, включенных в себестоимость продукции нефтегазодобывающего предприятия, группируется по следующим основным элементам: материальные затраты, затраты на оплату труда, отчисления на специальные нужды, амортизационные отчисления.

Материальные затраты в нефтедобыче – это в основном затраты на энергию, химические реагенты и прочие вспомогательные материалы, но так как технология нестационарного заводнения не предусматривает применения химических реагентов и прочих материалов, учитываться в расчете будут только затраты на электроэнергию (Таблица 11).

Таблица 11 – Расчет материальных затрат

Наименование материала, единица измерения	Цена за единицу, руб/тонну	Объем добычи нефти по Новопортовскому месторождению за год, тыс. тонн	Стоимость материалов, руб.
Электроэнергия	77,6	14870	1153912000
Итого			1153912000

К расходам на оплату труда относятся суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии формами и системами оплаты труда. Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др. Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и другое.

Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др. суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

При проведении операций по нестационарному заводнению на кустовой площадке присутствуют операторы по поддержанию пластового

давления (ППД), и ответственный за проведение работ мастер цеха поддержания пластового давления (ЦППД). Работы ведутся в дневную и ночную смены, длительность смены 11 часов (с учетом перерыва на обед). Ежемесячная норма выработки 330 часов. Нормативное время работы системы ППД составляет 360 дней. Процентная надбавка за вахтовый метод работы составляет 75 % в районах крайнего севера или приравненных к нему, районный коэффициент к заработной плате в Ямало-Ненецком автономном округе 50 %, ежемесячная премия в размере 20 %. Расчет заработной платы приведён в таблице 12.

Таблица 12 – Расчет затрат на оплату труда

Должность	Количество	Месячная тарифная ставка, руб.	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Премия	Районный коэффициент, руб.	Надбавка за вахтовый метод работы, руб.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Оператор ППД	4	39699	120,3	7920	381110	952776	1429164	4668602
Мастер ЦППД	1	45804	138,8	7920	109930	274824	412326	1346728
ИТОГО								6015330

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ и включают в себя страховые взносы в Пенсионный фонд РФ, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев при проведении работ на кустовой площадке (Таблица 13).

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III профессионального риска с тарифом 0,4 % для предоставления услуг в области добычи нефти и природного газа (код по ОКВЭД – 09.10).

Таблица 13 – Расчет страховых взносов

	Заработная плата, руб.	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР РФ (22%)	Страхование от несчастных случаев (0,4%)	Всего, руб.
Затраты	6015330	174444,6	306781,8	1323372,6	24061,3	1828660,3

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части.

Норма амортизационных отчислений на реновацию скважин составляет 10 % от их балансовой стоимости.

Определим стоимость всех скважин:

$$\Phi C = \Phi_1 \cdot N = 16\,000 \cdot 12 = 192\,000 \text{ тыс. руб.} \quad (40)$$

Рассчитаем сумму амортизационных отчислений:

$$\text{АМС} = H_1 \cdot \Phi C = \frac{10}{100} \cdot 192\,000\,000 = 192\,000\,000 \text{ руб.} \quad (41)$$

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение мероприятия по нестационарному заводнению, которая представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Затраты на проведение опытно-промышленных работ

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	1153912000
2. Затраты на оплату труда	6015330
3. Страховые взносы	1828660,3
4. Амортизационные отчисления	19200000
ИТОГО ОСНОВНЫЕ РАСХОДЫ	1180955990

Итого себестоимость добычи 1 тонны нефти после проведенных мероприятий по нестационарному заводнению на Новопортовском месторождении в течение 2022 года составила:

$$C_2 = \frac{3}{A_2} = \frac{1180955990}{14870000} = 79,4 \frac{\text{руб}}{\text{т}}. \quad (42)$$

Себестоимость добычи одной тонны нефти до внедрения метода определяется по формуле:

$$C_1 = \frac{C_2 A_2 - 3_d}{A_1} = \frac{79,4 \cdot 14870 - 196,8}{14626,5} = 80,7 \frac{\text{руб}}{\text{т}}, \quad (43)$$

где:

Z_d – дополнительные эксплуатационные расходы, связанные с приростом добычи нефти в результате применения новой технологии, руб.

Объем добычи нефти до применения метода определяется по формуле (28):

$$A_1 = 14870 - 243,5 = 14626,5 \text{ тыс. т.} \quad (44)$$

Годовой экономический эффект по формуле (27) равен:

$$\mathcal{E} = 80,7 \cdot 14626,5 + 30 \cdot 243,5 - 79,4 \cdot 14870 = 6985550 \text{ руб.} \quad (45)$$

Для упрощённого расчёта прибыли мероприятия по нестационарному заводнению за 2022 год рассчитаем выручку за продажу дополнительно добытой нефти.

$$B = \Phi_n \cdot N_d = 37390,6 \cdot 243500 = 9104,6 \text{ млн. руб.} \quad (46)$$

Рассчитаем налог на добычу полезных ископаемых за дополнительно добытую нефть

за 2022 год согласно статье 346 Налогового кодекса РФ. Совместно с налоговой ставкой в 340 рублей, учитывается совместно с коэффициентом, характеризующим динамику мировых цен на нефть.

$$K_d = (C - 8) \cdot \frac{P}{252} = (76,1 - 8) \cdot \frac{67,5}{252} = 18,2 ; \quad (47)$$

$$P_{ндпи} = 243500 \cdot 340 \cdot 18,2 = 1506,8 \text{ млн. руб.}$$

Прибыль от проведения опытно-промышленных работ по выравниванию фронта нагнетаемой воды с помощью нестационарного заводнения рассчитана за 2022 год по формуле (48).

$$\begin{aligned} \Pi &= B - Z_d - P_{ндпи} = 9104611100 - 196800 - 1506778000 = \\ &= 7597,6 \text{ млн. руб.} \end{aligned} \quad (48)$$

Полученные результаты экономических расчётов эффективности приведены ниже (Таблица 15).

Таблица 15 – Результаты расчётов эффективности циклического воздействия

Виды денежных операций	Структура затрат, %	Сумма денежной операции, руб.
Материальные затраты	97,7	1153912000
Амортизационные отчисления	1,6	19200000
Затраты на оплату труда	0,5	6015330
Страховые взносы	0,2	1828660,3
Годовой экономический эффект		6985550
Выручка от дополнительной добычи нефти		9104611100
Налог на добычу полезных ископаемых		1506778000
Прибыль от дополнительной добычи нефти		7597636300

4.2 Выводы по разделу «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

В ходе проведения анализа полученных результатов проведения опытно-промышленных работ по нестационарному воздействию для перераспределения фильтрационных потоков нагнетаемой воды в пласте была доказана экономическая эффективность данного мероприятия. При проведении данного мероприятия была снижена себестоимость добываемой нефти с 80,7 руб/т до 79,4 руб/т, годовой экономический эффект составил 6985550 рублей. Анализ структуры затрат показал, что наибольшие затраты вызваны материальными затратами (97,7 %). Затраты на амортизационные отчисления составили 1,6 %, затраты на оплату труда сотрудникам – 0,5 %, а страховые взносы – 0,2 %. Стоит отметить, что годовой экономический эффект возникает лишь вследствие увеличения добычи нефти с одновременным снижением себестоимости добычи.

Помимо годового экономического эффекта была рассчитана прибыль дополнительной добычи нефти за период 2022 по среднегодовым показателям курса доллара и стоимость нефти Urals за один баррель. За 2022 год прибыль от дополнительно добычи нефти составила 7597636300 рублей (7,6 млрд. рублей). Таким образом применение данной технологии позволяет повысить добычу нефти без затрат на капитальные вложения, поскольку изменяется лишь цикл работы системы поддержания пластового давления.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2Б94		Грушецкий Егор Владимирович	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ РАЗЛИЧНЫМИ АГЕНТАМИ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение:</p> <ul style="list-style-type: none"> – характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования:</i> нефтяные оторочки нефтегазоконденсатных и газонефтяных залежей.</p> <p><i>Область применения:</i> нефтегазовые и нефтегазоконденсатные месторождения с нефтяными оторочками, разрабатываемые на естественных работах режима работы залежи.</p> <p><i>Рабочая зона:</i> полевые условия, производственные помещения</p> <p><i>Климатическая зона:</i> резко-континентальный и континентальный климат</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> оборудование нагнетательных скважин, кустовых насосных станций, систем очистки и подготовки закачиваемого рабочего агента</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> контроль за параметрами процесса закачивания рабочего агента в скважину, регулирование режима работы нагнетательных скважин, эксплуатация и обслуживание оборудования систем подготовки и транспортировки закачиваемого рабочего агента</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения и его дальнейшей эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>"Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022).</p> <p>ТК РФ Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.</p> <p>ТК РФ Статья 214.1. Запрет на работу в опасных условиях труда.</p> <p>ТК РФ Статья 221. Обеспечение работников средствами индивидуальной защиты.</p> <p>Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 11.06.2021) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов"</p> <p>Приложение 1. Опасные производственные объекты.</p> <p>Приложение 2. Классификация опасных производственных объектов.</p> <p>Федеральный закон от 28.12.2013 N 426-ФЗ (ред. от 30.12.2020) "О специальной оценке условий труда" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2021)</p> <p>Статья 14. Классификация условий труда.</p> <p>Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534 "Об утверждении федеральных норм и правил в области</p>

	<p>промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (Зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020 N 61888)</p> <p>Постановление Правительства РФ от 31.12.2020 г. № 2451 «Об Правил организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации, а также о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации»</p> <p>ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.</p> <p>ГОСТ Р 53713-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки.</p> <p>ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование.</p> <p>СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.</p> <p>ТР ТС 032/2013 О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением.</p> <p>ГОСТ 356-80 Давления номинальные, пробные и рабочие</p>
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения и его дальнейшей эксплуатации:</p> <p>– анализ потенциально вредных и опасных производственных факторов</p> <p>– обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные производственные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания, связанное с аэрозольным состоянием воздуха; 2. Акустические колебания в производственной среде, характеризуемые повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума; 3. Отсутствие или недостатки необходимого искусственного освещения; <p>Опасные производственные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; 2. Электрический ток, вызываемый разницей электрических потенциалов; 3. Пожароопасность и взрывоопасность на рабочем месте; 4. Оборудование, ёмкости, работающие под избыточным давлением. <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты:</p> <p>Устройства вентиляции и очистки воздуха, локализации вредных факторов, автоматического контроля и сигнализации, отопления, источники света, осветительные приборы, теплоизолирующие материалы, устройства дистанционного управления, наличие защитного заземления, знаки безопасности, оградительные устройства, звукоизоляция, звукопоглощающие устройства, электроизолирующие устройства и покрытия, предохранительные устройства, тормозные устройства от воздействия механических факторов, использование страховочных устройств, поясов, тросов, противогазы, респираторы, защитная каска, защитный костюм, защитные перчатки, обувь с защитой области пальцев ног, защитные очки, шумоподавляющие наушники и вкладыши.</p>

<p>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения и его дальнейшей эксплуатации</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: снижение качества источников питьевой воды Воздействие на литосферу: образование неконтролируемых трещин горной породы в процессе строительства и эксплуатации скважин, риск растепления многолетнемерзлых грунтов Воздействие на гидросферу: попадание подтоварной и сточной вод в поверхностные источники пресной воды, повышение минерализации вод поверхностных водоёмов, риск проникновения закачиваемого агента в водоносные горизонты не участвующих в процессе заводнения Воздействие на атмосферу: повышение выбросов CO₂ при сжигании попутного газа, повышенная концентрация H₂S в воздухе, содержащегося в попутно добываемой воде</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения и его дальнейшей эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС: Природные катастрофы (землетрясения, оползни, наводнение) Техногенные катастрофы (открытое фонтанирование скважин, нарушение герметичности трубопроводных систем, аппаратов системы подготовки, опасность возгорания ЛВЖ и газов, разливы нефтепродуктов) Наиболее типичная ЧС: разливы нефтепродуктов, нарушение герметичности трубопроводных систем</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШПИБ	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Грушецкий Егор Владимирович		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В связи с тем, что в настоящее время доля извлекаемых геологических запасов нефти из нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных месторождений, эксплуатируемых на естественных режимах истощения, невелика, активно изучается применение системы ППД с различными видами воздействия. Это позволит поддерживать пластовое давление на уровне начального, обеспечивать более полное извлечение нефти из нефтяной оторочки, предотвратить перемещение и размывание нефтяной оторочки.

Применение систем ППД достаточно сложно с точки зрения технологических установок, для которых требуется отдельный квалифицированный рабочий персонал для обслуживания данных установок. Системы ППД состоят из технологических установок, предварительно очищающих рабочий агент в виде газа, воды или воды, смешанной с газом, а также подготавливающих рабочий агент до необходимых параметров с последующим нагнетанием в пласт. Также в системах ППД используются системы трубопроводов, обеспечивающие перемещение рабочего агента между установками, а также транспортировку до места нагнетания. Закачка рабочего агента осуществляется обеспечением давления, превышающего пластовые давления, вследствие чего эксплуатация технологических установок и систем трубопроводов значительно усложняется.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Промыслы, в частности объекты по разработке и эксплуатации месторождений нефти и газа в соответствии с Федеральным законом от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 29.12.2022) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" относятся к категории опасных производственных объектов относятся объекты, на которых:

П.1 Получаются, используются, перерабатываются, образуются, хранятся, транспортируются, уничтожаются в указанных в приложении 2 к настоящему Федеральному закону количествах опасные вещества следующих видов: а) воспламеняющиеся вещества, б) окисляющие вещества, в) горючие

вещества, г) взрывчатые вещества, д) токсичные вещества, ж) вещества, представляющие опасность для окружающей среды;

П.2 Используется оборудование, работающее под избыточным давлением более 0,07 МПа;

П.5 Ведутся горные работы, работы по обогащению полезных ископаемых.

Для опасных производственных объектов бурения и добычи нефти, газа и газового конденсата устанавливаются следующие классы опасности:

1) II класс опасности - для опасных производственных объектов, опасных в части выбросов продукции с содержанием сернистого водорода свыше 6 процентов объема такой продукции;

2) III класс опасности - для опасных производственных объектов, опасных в части выбросов продукции с содержанием сернистого водорода от 1 процента до 6 процентов объема такой продукции;

3) IV класс опасности - для опасных производственных объектов, не указанных в подпунктах 1 и 2 настоящего пункта.

В соответствии со Статьей 9 (Требования промышленной безопасности к эксплуатации опасного производственного объекта) Федерального закона от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 29.12.2022) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов"

1. Организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, обязана:

– обеспечивать безопасность опытного применения технических устройств на опасном производственном объекте в соответствии с пунктом 3 статьи 7 настоящего Федерального закона;

– иметь лицензию на осуществление конкретного вида деятельности в области промышленной безопасности, подлежащего лицензированию в соответствии с законодательством Российской Федерации;

– обеспечивать укомплектованность штата работников опасного производственного объекта в соответствии с установленными требованиями;

- допускать к работе на опасном производственном объекте лиц, удовлетворяющих соответствующим квалификационным требованиям и не имеющих медицинских противопоказаний к указанной работе;
- обеспечивать проведение подготовки и аттестации работников в области промышленной безопасности в случаях, установленных настоящим Федеральным законом;
- иметь на опасном производственном объекте нормативные правовые акты, устанавливающие требования промышленной безопасности, а также правила ведения работ на опасном производственном объекте;
- организовывать и осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности;
- обеспечивать наличие и функционирование необходимых приборов и систем контроля за производственными процессами в соответствии с установленными требованиями;
- обеспечивать наличие и функционирование необходимых приборов и систем контроля за производственными процессами в соответствии с установленными требованиями;
- обеспечивать проведение экспертизы промышленной безопасности зданий, сооружений и технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, а также проводить диагностику, испытания, освидетельствование сооружений и технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, в установленные сроки и по предъявляемому в установленном порядке предписанию федерального органа исполнительной власти в области промышленной безопасности, или его территориального органа;
- предотвращать проникновение на опасный производственный объект посторонних лиц;
- обеспечивать выполнение требований промышленной безопасности к хранению опасных веществ;

- заключать договор обязательного страхования гражданской ответственности в соответствии с законодательством российской федерации об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте;

- приостанавливать эксплуатацию опасного производственного объекта самостоятельно или по решению суда в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте, а также в случае обнаружения вновь открывшихся обстоятельств, влияющих на промышленную безопасность;

- осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте, оказывать содействие государственным органам в расследовании причин аварии;

- принимать меры по защите жизни и здоровья работников в случае аварии на опасном производственном объекте;

- вести учет аварий и инцидентов на опасном производственном объекте.

2. Работники опасного производственного объекта обязаны:

- соблюдать положения нормативных правовых актов, устанавливающих требования промышленной безопасности, а также правила ведения работ на опасном производственном объекте и порядок действий в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте;

- проходить подготовку и аттестацию в области промышленной безопасности;

- незамедлительно ставить в известность своего непосредственного руководителя или в установленном порядке других должностных лиц об аварии или инциденте на опасном производственном объекте;

- в установленном порядке приостанавливать работу в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте;

– в установленном порядке участвовать в проведении работ по локализации аварии на опасном производственном объекте.

Опасные производственные объекты, в данном случае производственные объекты по добыче нефти, газа и газоконденсата по большей части являются отдалёнными от населённых пунктов и объектов инфраструктуры. В связи с этим, должны характеризоваться специфичными условиями труда. В Статье 14, Главы 2 Федерального закона от 28.12.2013 N 426-ФЗ (ред. от 28.12.2022) "О специальной оценке условий труда" условия труда по степени вредности и (или) опасности подразделяются на четыре класса - оптимальные, допустимые, вредные и опасные условия труда. Производственные объекты по добыче нефти, газа и газоконденсата описанные выше характеризуются:

Вредными условиями труда, при которых уровни воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов превышают уровни, установленные нормативами (гигиеническими нормативами) условий труда

Опасными условиями труда при которых на работника воздействуют вредные и (или) опасные производственные факторы, уровни воздействия которых в течение всего рабочего дня (смены) или его части способны создать угрозу жизни работника, а последствия воздействия данных факторов обуславливают высокий риск развития острого профессионального заболевания в период трудовой деятельности.

Статья 117. Ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 11.04.2023) гласит, что ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск предоставляется работникам, условия труда на рабочих местах, которых по результатам специальной оценки условий труда отнесены к вредным условиям труда 2, 3 или 4 степени либо опасным условиям труда. Продолжительность ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска конкретного работника устанавливается трудовым договором на основании отраслевого

(межотраслевого) соглашения и коллективного договора с учетом результатов специальной оценки условий труда. Минимальная продолжительность ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска работникам, указанным в части первой настоящей статьи, составляет 7 календарных дней.

Оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда в соответствии со Статьей 147 ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 11.04.2023) устанавливается в повышенном размере. Минимальный размер повышения оплаты труда работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, составляет 4 процента тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда.

Как уже говорилось выше, производственные объекты по добыче нефти, газа и газоконденсата по большей части являются отдалёнными от населённых пунктов и объектов инфраструктуры. Работы в таких условиях выполняются посредством вахтового метода. В соответствии со Статьей 297 ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 11.04.2023) Вахтовый метод - особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

Согласно Статье 298 ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 11.04.2023) к работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Режим труда и отдыха на производственных объектах условия труда которых предполагают работу вахтовым методом регулируются Статьей 301 ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 11.04.2023). Рабочее время и время

отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 настоящего Кодекса для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие. В указанном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются и могут приходиться на дни междувахтового отдыха. Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день междувахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором. Часы переработки рабочего времени в пределах графика работы на вахте, не кратные целому рабочему дню, могут накапливаться в течение календарного года и суммироваться до целых рабочих дней с последующим предоставлением дополнительных дней междувахтового отдыха. Лицам работающим вахтовым методом полагаются гарантии и компенсации, описанные в Статье 302 ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 11.04.2023).

5.2 Производственная безопасность

К сооружениям системы поддержания пластового давления относят водозаборы, бассейны для сбора воды, очистные сооружения, кустовые насосные станции, водопроводные линии и т. д. Опасные и трудоемкие моменты во время монтажа, демонтажа, ремонта, обслуживания и эксплуатации перечисленных сооружений связаны с вредными и опасными производственными факторами, основные из которых приведены ниже (Таблица 16).

Таблица 16 – Потенциальные опасные и вредные факторы при выполнении работ на объектах системы ППД

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Подготовка материалов	Эксплуатация	
Чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания, связанное с аэрозольным состоянием воздуха	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. ГН 2.2.5.3532–18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
Акустические колебания в производственной среде, характеризующиеся повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума	+	+	+	ГОСТ 12.01.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
Отсутствие или недостаток естественного и искусственного освещения	+	+		ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. ГОСТ 12.1.046-2014 Строительство. Нормы освещения строительных площадок.
Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
Электрический ток, вызываемый разницей электрических потенциалов	+	+	+	ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов ГОСТ 12.1.019-2017 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
Пожароопасность и взрывоопасность на рабочем месте;	+	+	+	ГОСТ 12.1.010-76 Взрывобезопасность. Общие требования. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
Оборудование, ёмкости, работающие под избыточным давлением			+	ТР ТС 032/2013 О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением.

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

5.2.1.1 Чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания, связанное с аэрозольным состоянием воздуха

В результате нарушения герметичности трубопроводов, технологического оборудования, утечек и разливов может возникнуть загазованность воздушной среды рабочей зоны природным газом, парами углеводородов, метанола, одоранта.

Природный газ состоит на 98 % из метана (CH_4), не имеет цвета, запаха, не ядовит, но при большом содержании в воздухе вызывает удушье (вследствии уменьшения концентрации кислорода). Легче воздуха почти в 2 раза.

Сероводород (H_2S) может присутствовать в попутном газе, сопровождающем сернистые нефти, в растворенном состоянии в самой нефти. Наиболее активное из серосодержащих соединений. В нормальных условиях бесцветный газ с неприятным запахом тухлых яиц. Очень токсичен. Вдыхание воздуха с небольшим содержанием сероводорода вызывает головокружение, головную боль, тошноту, а со значительной концентрацией приводит к коме, судорогам, отёку лёгких и даже к летальному исходу. При высокой концентрации однократное вдыхание может вызвать мгновенную смерть. При вдыхании воздуха с небольшими концентрациями у человека довольно быстро возникает адаптация к неприятному запаху «тухлых яиц», и он перестаёт ощущаться. Во рту возникает сладковатый металлический привкус. При вдыхании воздуха с большой концентрацией, из-за паралича обонятельного нерва, запах сероводорода почти сразу перестаёт ощущаться.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), используемых при проектировании производственных зданий, технологических процессов, оборудования, вентиляции, для контроля за качеством производственной

среды и профилактики неблагоприятного воздействия на здоровье работающих.

В ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны ПДК для данных веществ определяется значениями, приведёнными в таблице 17.

Таблица 17 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м	Преимущественное агрегатное состояние в условиях производства (п - пары и/или газы; а - аэрозоль; п + а - смесь паров и аэрозоля;)	Класс опасности
Углеводороды алифатические предельные C ₁ -C ₁₀ (в пересчете на С)	300	п	IV
Сероводород	10	п	II
Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ -C ₅	1	п	III

Контроль содержания вредных веществ в воздухе проводится на наиболее характерных рабочих местах (фланцевые, резьбовые соединения, сальниковые уплотнения). При наличии идентичного оборудования или выполнении одинаковых операций контроль проводится выборочно на отдельных рабочих местах, расположенных в центре и по периферии помещения. Для контроля загазованности по ПДК и НКПР пламени в производственных помещениях, рабочей зоне открытых наружных установок должны быть предусмотрены средства автоматического непрерывного газового контроля и анализа с сигнализацией, срабатывающей при достижении предельно допустимых величин и с выдачей сигналов в систему противоаварийной защиты. Датчики газоанализаторов на ПДК сернистого водорода устанавливаются на рабочих площадках (в районе отклонения потока) и в помещениях, где возможно выделение сернистого водорода.

В плане работ следует указать число работающих, мероприятия и средства обеспечения их безопасности, включая дыхательные аппараты, меры по предупреждению аварий, средства и график контроля содержания

сернистого водорода в воздухе рабочей зоны и мероприятия на случай превышения ПДК.

5.2.1.2 Акустические колебания в производственной среде, характеризующиеся повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума

Источниками производственного шума являются насосные электроцентробежные агрегаты. Эквивалентный уровень звука насоса марка ЦНС – 111 дБ. Этот уровень значительно превышает предельно–допустимый. При постоянном воздействии шума с уровнем звукового давления 70 дБ происходят изменения в нервной системе, а также изменения слуха, зрения, состава крови.

Эквивалентный уровень звука по маршруту обхода в районе БКНС не должен превышать нормативный (80 дБ). Уровни звука на рабочих местах не должны превышать значений, указанных в таблице 18.

Таблица 18 – Допустимые уровни звука на рабочих местах.

Наименование объекта (помещений)	Уровень звука, дБ
Блок обогрева вахтового персонала	55
Блок распределения воды БГ	80
БКНС	80

Машинисту насосной станции, согласно инструкции по охране труда, необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты – шумоподавляющими наушниками, которые снижают уровень шума до 30 дБ.

Для снижения шума от работающего технологического оборудования предусмотрены следующие мероприятия:

- с целью снижения аэродинамического шума все вентиляционное оборудование устанавливается на виброизолирующих основаниях и снабжено мягкими вставками на всасывании и нагнетании;
- все агрегаты размещаются в полностью автоматизированных и не требующих постоянного присутствия обслуживающего персонала блоках;
- применяются звукоизоляционные материалы, звукопоглощающие перегородки, амортизирующие прокладки и т.д.;

- предусматривается размещение рабочих мест, машин и механизмов таким образом, чтобы воздействие шума на персонал было минимальным;
- предусмотрено своевременное проведение ремонта оборудования.

5.2.1.3 Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения

Недостаточное освещение рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление и способствует развитию близорукости. Слишком низкие уровни освещенности вызывают апатию и сонливость, а в некоторых случаях способствуют развитию чувства тревоги. Длительное пребывание в условиях недостаточного освещения сопровождается снижением интенсивности обмена веществ в организме и ослаблением его реактивности.

В таблице 19 показаны необходимые уровни освещенности в соответствии с разрядом и под разрядом зрительных работ, в качестве примера приведены помещения блочной кустовой насосной станции (БКНС), а также блок распределения воды (БГ), являющиеся элементами системы ППД на нефтяных месторождениях.

Таблица 19 – Необходимые уровни освещенности

Наименование объекта (помещений)	Характер зрительной работы	Разряд и подразряд зрительной работы	Параметры освещенности		
			КЕО, %	Искусственное освещение, лк	
				Комбинированное	в т.ч. от общего
Блок распределения воды (БГ)	Грубая	VI	0,6		100(75)
БКНС	Средней точности	IV	0,9		150(100)

Для снижения уровня воздействия недостаточной освещенности рабочего места необходимо правильно проектировать искусственное освещение согласно требуемым нормам. Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника.

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

5.2.2.1 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование.

Если функциональное назначение движущихся частей, представляющих опасность, не допускает использование ограждений или других средств, исключающих возможность прикасания работающих к движущимся частям, то конструкция производственного оборудования должна предусматривать сигнализацию, предупреждающую о пуске оборудования, а также использование сигнальных цветов и знаков безопасности.

В непосредственной близости от движущихся частей, находящихся вне поля видимости оператора, должны быть установлены органы управления аварийным остановом (торможением), если в опасной зоне, создаваемой движущимися частями, могут находиться работающие.

5.2.2.2 Электрический ток, вызываемый разницей электрических потенциалов

Основными условиями возникновения поражения электрическим током на объектах добычи нефти и газа является прикосновение к металлическим частям электроустановок, находящимся под напряжением (электродвигатели, трансформаторные узлы, щиты распределители, кабели ПЭД).

На месторождении для питания оборудования применяется ток с напряжением 1000, 380, 220 В частотой 50 Гц, являющейся наиболее опасным.

Для обеспечения защиты от прямого прикосновения, по ГОСТ 12.1.019-2017, необходимо применять следующие технические способы и средства (основная защита):

- основная изоляция;
- защитные оболочки;
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- защитные барьеры;
- безопасное расположение токоведущих частей, размещение их вне зоны досягаемости частями тела, конечностями;
- выравнивание потенциалов;
- защитное отключение;
- предупредительная световая, звуковая сигнализации, блокировки безопасности, знаки безопасности;
- электрозащитные средства и другие средства индивидуальной защиты.

На месторождениях по добыче нефти и газа, для каждого оборудования работающего от электрического тока, в соответствии с ГОСТ Р 58367-2019, предусматривают устройства системы рабочего, защитного заземления, выравнивания потенциалов, мероприятий по защите электрических сетей и электроустановок от атмосферных и коммутационных перенапряжений, обеспечивающих безопасность от поражения электрическим током. Для зданий и сооружений на объектах обустройства нефтяных и газовых месторождений должна быть предусмотрена молниезащита.

Для выполнения работ в охранной зоне линии электропередачи, связи, других инженерных коммуникаций организация обязана подать заявку предприятию, эксплуатирующему эти сооружения, с указанием вида, характера, места, времени начала и окончания работ, а также список ответственных руководителей, ответственных исполнителей работ и лиц, имеющих право выдачи нарядов-допусков, с указанием фамилий, инициалов,

должностей и групп по электробезопасности и получить письменное разрешение на право производства работ.

Допускается выдавать один наряд-допуск для поочередного проведения однотипной работы на нескольких электроустановках, предназначенных для преобразования и распределения электрической энергии (далее – подстанциях) или нескольких присоединениях одной подстанции.

Наряд-допуск на производство работ в охранной зоне воздушной линии электропередачи, связи, других инженерных коммуникаций должен быть утвержден руководителем (главным инженером, техническим директором) организации и подписан лицом, ответственным за эксплуатацию линии со стороны владельца

К таким работам относятся: протирка изоляторов; подтяжка контактных соединений, отбор проб и доливка масла; переключение ответвлений обмоток трансформаторов; проверка устройств релейной защиты, электроавтоматики, измерительных приборов; испытание повышенным напряжением от постороннего источника; проверка изоляторов измерительной штангой; отыскание места повреждения КЛ. Срок действия такого наряда – 1 сутки.

5.2.2.3 Пожароопасность и взрывоопасность на рабочем месте

При проектировании и эксплуатации объектов нефтяных и газовых месторождений наряду с положениями СП 231.1311500.2015 следует руководствоваться другими нормативными документами по пожарной безопасности.

Основными причинами пожаров на производстве являются:

- 1) Неосторожное обращение с огнем;
- 2) Неудовлетворительное состояние электротехнических устройств и нарушение правил их монтажа и эксплуатации;
- 3) Нарушение режимов технологических процессов;
- 4) Неисправность отопительных приборов и нарушение правил их эксплуатации;

5) Невыполнение требований нормативных документов по вопросам пожарной безопасности.

На данном производственном объекте используются различные горючие вещества и жидкости:

- спирты (температура вспышки до 61°C, 5 мг/м³);
- бензин (температура вспышки до 61°C, ПДК 300 мг/м³);
- масла (температура вспышки > 61°C, ПДК 5 мг/м³);
- мазут (нефть) (температура вспышки > 61°C, ПДК 10 мг/м³);
- газы (температура вспышки до 61°C, ПДК 300 мг/м³).

Пожарная безопасность объекта обустройства нефтяных и газовых месторождений должна обеспечиваться:

- системой предотвращения пожара;
- системой противопожарной защиты;
- комплексом организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

Главная задача при борьбе с пожарами – локализация, которая достигается путем ограничения времени истечения и объема вытекающей горючей жидкости. В качестве первичных средств пожаротушения используются: переносные огнетушители, полотна грубо шерстяные, асбестовые, ящики с порошковыми составами (песок, перлит и т. п.), пожарный инвентарь (лопаты, ведра, багры).

Степень взрывозащиты электрооборудования должно относиться к уровню взрывозащиты 0, то есть взрывозащищенное электрооборудование, в котором по отношению к взрывобезопасному электрооборудованию приняты дополнительные средства взрывозащиты, предусмотренные стандартами на виды взрывозащиты, используют искрогасители, взрывонепроницаемую оболочку дополнительную и т. д.) согласно СП 12.13130.2009.

5.2.2.4 Оборудование, ёмкости, работающие под избыточным давлением

Согласно ГОСТ ИЕС 60079-2-2011 под избыточным давлением понимается давление внутри защитной оболочки, превышающее давление во внешней среде, окружающей оболочку.

Производственные объекты, эксплуатирующие сосуды под давлением, относятся к опасным из-за высоких рисков возникновения взрывов и, как следствие, несчастных случаев и производственных травм. Наиболее частые причины аварий и взрывов сосудов связаны с нарушениями их обслуживания – превышением предельно допустимого давления, несоблюдением температурного режима и т. д. Поэтому их эксплуатация должна проходить в строгом соответствии с существующими нормами в области промышленной безопасности.

Элементы оборудования (сборочные единицы) и комплектующие к нему, выдерживающие воздействие давления, показывающие и предохранительные устройства, устройства и приборы безопасности классифицируются по 4-ём категориям. Минимальным порогом давления называемым избыточным для основной категории сосудов является значение 0,05 МПа.

Само оборудование должно оснащаться:

- предохранительными устройствами;
- приборами для измерения уровня жидкой рабочей среды;
- приборами для измерения давления;
- приборами для измерения температуры рабочей среды;
- запорной и регулирующей арматурой;
- устройствами питания; приборами контроля тепловых перемещений.

Для безопасной эксплуатации сосудов работающих под избыточным давлением необходимо нужно руководствоваться правилами комплекта технической документации от производителя, которая должна

соответствовать техническому регламенту Таможенного союза ТР ТС 032/2013.

Другим важным требованием правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, является своевременное проведение технического освидетельствования (ТО). В паспорте должны быть отражены результаты проведенных ТО:

- первичного;
- периодических;
- внеочередных.

Требования к персоналу, обслуживающему оборудование, вытекают из требований безопасности труда. К работе с таким оборудованием сотрудники могут быть допущены только после прохождения:

- предварительного и периодического медосмотров;
- вводного и первичного инструктажей;
- инструктажей по пожарной и электробезопасности;
- обучения и проверки знаний по охране труда;
- обучения и проверки знаний по устройству и использованию

сосудов под давлением.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Защита атмосферы

По статистическим подсчетам около 75 % всех неблагоприятных воздействий на окружающую среду от нефтегазовых промыслов приходится на атмосферу. Способны выделять загрязняющие вещества в атмосферу следующие технологические объекты: буровые установки, нефтегазовые промыслы, установки подготовки нефти и газа, нефтеперерабатывающие заводы, газокompрессорные станции, нефтепроводы различного уровня, станции хранения УВ и др.

Основные выбрасываемые в атмосферу вредные примеси от нефтегазовых комплексов – это кислые компоненты (оксиды углерода, серы и

азота, сероводород), УВ и их производные и твердые частицы. Производственные отходы, возникающие на нефтегазовых промыслах, подлежат к сжиганию на факельных установках, в результате чего в атмосферу выделяются вредные компоненты. Существенное влияние на атмосферу среди данных компонентов оказывает формальдегид, который имеет резкий запах и высокую токсичность, и диоксид серы, выделяющийся при сжигании угля или нефти с высоким содержанием серы.

На нефтегазовых месторождениях при воздействии на призабойную зону пласта на факельных установках происходит сжигание газоконденсатной смеси, полученной из пласта. Это приводит к выбросам кислых компонентов в атмосферу. Подобное влияние происходит и при работе дизельных двигателей на различных агрегатах и технологических установках, которыми пользуются при обработке ПЗС, т. к. это оборудование основано на сжигании топлива, а процесс сжигания сопровождается выделением вредных компонентов в окружающую среду.

Кроме того, непосредственно углеводороды и их производные могут попадать в атмосферу в результате негерметичностей оборудования, различного рода аварий, низкой надежности вспомогательных агрегатов или прорывах трубопроводов.

В настоящее время для контроля наличия определенной концентрации вещества в атмосфере установлено два норматива: среднесуточная предельно-допустимая концентрация и максимальная разовая предельно-допустимая концентрация. Под первой понимается концентрация, осредненная на какой-то продолжительный промежуток времени, под второй – за период двадцатиминутного измерения. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе на рабочем месте приведены согласно СанПиН 1.2.3685-21 в таблице 20.

Таблица 20 – Предельно допустимая концентрация вредных веществ в рабочей зоне

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Диоксид азота	2	3
Аммиак	20	4
Бензин	100	4
Метанол	5	3
Диоксид серы	10	3
Сероводород	3	3
Оксид углерода	20	4

С целью регулировать концентрацию вредных веществ в атмосфере (не должна превышать ПДК), пылегазовые выбросы рассеиваются через высокие трубы. Кроме того, введен предельно-допустимый выброс, который также четко контролируется на промыслах.

5.3.2 Защита гидросферы

По статистическим оценкам порядка 20 % от всех загрязнений углеводородным сырьем приходится на водные ресурсы. Кроме самих УВ в нефтепродуктах, поступающих в различные водные источники, содержатся соединения кислорода, серы и азота, которые оказывают негативное влияние на водные ресурсы.

Источниками нефтяного загрязнения водоемов может стать что угодно, но касательно объектов системы ППД или СКО можно выделить несколько наиболее возможных вариантов: промышленные стоки, прорывы амбаров и отстойников в периоды паводков, аварии во время технологических операций или же прорывы нефти и различных технических жидкостей в водоносные пласты вследствие их близкого расположения с продуктивным горизонтом.

Любое загрязнение водоемов нефтепродуктами может привести к гибели водоплавающих птиц, некоторых видов животных, обитающих в водоемах, загрязнению околородной среды и др. Поступившая нефть в воде образует слой на поверхности, в результате чего легкие углеводороды испаряются в атмосферу. Постепенно нефть смешивается с водой и через некоторый промежуток времени сосредотачивается в водных горизонтах.

Содержание растворенных нефтепродуктов в воде не должно превышать 10 мг/л.

Для оценки суммарного количество загрязнений в воде, которые поглощают кислород, введен показатель биохимической потребности в кислороде (БПК). Согласно санитарным нормам, при 20 °С данный показатель не должен превышать 3 мг/л согласно ГОСТ 17.1.3.08-82.

Чтобы предотвратить выбросы нефтепродуктов в близлежащие водохранилища, при разработке месторождений нефти и различных технологических операциях прямые сбросы неочищенных сточных вод не предусматриваются. Буровые растворы, уже побывавшие в употреблении, вновь используются в производственных нуждах, а сточные воды закачиваются в нагнетательные скважины, либо подвергаются очистке от вредных примесей посредством различных фильтров.

В соответствии с ГОСТ 17.1.3.12-86. по Правилам охраны вод при добыче нефти и газа:

- при испытании скважин, отремонтированных участков трубопроводов, а также при испытании и эксплуатации аппаратов очистки и осушки газа, конденсат и продукты отложения должны собираться в закрытые емкости;
- в системах сбора и подготовки нефти, газа и воды следует применять блочные установки;
- в системах сбора и подготовки нефти, газа и воды следует применять блочные установки.

5.3.3 Защита литосферы

По статистическим данным около 5 % всех нефтяных загрязнений приходится на почвенную среду. Обустройство месторождений, бурения скважин, сооружение подземных хранилищ вызывают необратимые процессы на поверхности земли и в ее недрах, которые приводят к существенным видоизменениям природных ландшафтов.

При освоении и прокладки новых дорог, соединяющих технологические комплексы месторождений, обустройство новых трубопроводов и другие организационные работы оказывают влияние на поверхностный слой почвы, заставляя его разрушаться под колесами и гусеницами автотранспорта, под весом колон труб и высоких буровых мачт, а также другой строительной техники и оборудования.

Непосредственно гидравлический разрыв пласта и соляно-кислотная обработка, помимо перечисленных негативных факторов, могут влиять на качество почв посредством загрязнения нефтепродуктами на различных этапах производства данных операций по интенсификации притока. Установлено, что больше всего загрязняются устье скважин, земляные амбары и места, где скапливаются сточные воды.

Помимо буровых растворов и шламов, весомое влияние на почву могут оказывать растворы закачиваемых химических агентов и жидкостей, применяемых в реализованной на промысле системе ППД. В процессе неправильной закачке или при неправильных расчетах возможно добиться проникновения оных не только в продуктивный горизонт пласта, но и за его пределы, в отдаленные зоны пласта и породу, его слагающую. Это приводит к изменениям физико-химических свойств почв, а также к проникновению через грунты в подземные воды вредных компонентов, что значительно затруднит восстановление почвенных структур по ГОСТ 17.5.3.04-83.

Как и в случае с атмосферой или гидросферой, для почв предусмотрены предельно-допустимые значения концентраций отдельных химических соединений, основные их которых представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Предельно допустимая концентрация вредных химических веществ в почве

Вещество	ПДК, мг/м ³	Показатель вредности
Бензин	0,1	Воздушно-миграционный
Диметилбензолы	0,3	Транслокационный
Сероводород	0,4	Воздушно-миграционный
Серная кислота	160	Общесанитарный
Этенилбензол	0,1	Воздушно-миграционный

Задумываться об охране земельных ресурсов необходимо со стадии экологической экспертизы проекта строительства нефтегазового комплекса, руководствуясь ведомственными строительными нормативами. Если же все-таки происходят экстренные случаи, приводящие к загрязнению почвенных структур, то необходимо проводить рекультивацию затронутых производством земель в соответствии с правилами. Кроме того, следует предусматривать ликвидацию отходов, остающихся после выполнения технологических операций, а также снижение влияния наиболее загрязняющих факторов.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении ремонтов скважины велика вероятность выброса пластовых флюидов, которые характеризуются пожаро- и взрывоопасностью. При проведении спускоподъемных работ, возможно газопроявление. При определённой концентрации и возникновении искрения в неисправных электрических приборах, газозаполненная смесь взрывается. Взрывоопасная концентрация возникает в результате выделения большого количества газа и отсутствии смены воздушной массы в этой области.

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий составляются планы по ликвидации возможных аварий в соответствии с «Правилами организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации», которые в свою очередь установлены согласно со статьей 46 Федерального закона "Об охране окружающей среды".

Основные поражающие факторы ЧС на производственном объекте: воздушная взрывчатая волна, температура, ионизирующее излучение, сильнодействующие ядовитые вещества, бактериальные агенты, аэрогидродинамический фактор, психоэмоциональное воздействие.

Возможные чрезвычайные ситуации на объекте по масштабу возможных последствий относятся к локальным, это может быть взрыв,

выброс химического реагента в воздушную среду с последующим разливом воды, используемой в системе ППД.

Основной объект системы ППД это нагнетательные скважины, которые располагаются на кусте, где также находится оборудование добывающих скважин.

Вид опасности объекта – взрывопожарный, класс IV.

Категория объекта по ГО – 1.

Процесс добычи нефти и газа является непрерывным технологическим процессом.

Численность работающих на кусте как минимум 2 человека.

Каждый из работающих обеспечен средствами индивидуальной защиты и медицинской аптечкой, кроме того, на кусте есть медицинские работники.

На кусте скважины имеют вторичные факторы для ЧС, это химические реагенты, мешки с пропантом, и цистерны с кислотой и гелем.

Каждый объект на кусте обеспечен коммуникациями электроснабжения и связи, сетями водо-, газо- и теплоснабжения.

Кроме того, на кусте имеется водозаборная скважина, вода из которой нагнетается в различные узлы системы ППД, которые ведут к нагнетательным скважинам.

5.5 Выводы по разделу «социальная ответственность»

В результате выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены вредный и опасные факторы, возникающие на опасных производственных объектах, способные оказывать негативное воздействие на организм человека и окружающую среду. В условиях эксплуатации систем ППД на производственных объектах нефтегазоконденсатных месторождений с нефтяной оторочкой негативным фактором воздействия на почву является загрязнение ее нефтепродуктами, на атмосферу – распыление газовых компонентов и аэрозолей, а наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией – возгорание и взрыв при утечке газа.

Наиболее важным аспектом на производственных объектах с точки зрения безопасности является обеспечение безопасности персонала и защиту окружающей среды от загрязнений, следовательно, соблюдение всех требований и правил для производственной безопасности должно рассматриваться в первую очередь.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы произведён анализ основных аспектов применения систем разработки залежей с нефтяными оторочками различными методами и агентами воздействия на пласт. Предварительно проведена оценка современных подходов к разработке нефтяных оторочек для лучшего понимания особенностей разработки таких залежей. Описаны основные геологические особенности строения нефтяных оторочек и их классификация, особенности влияния фильтрационно-ёмкостных свойств на эффективность разработки залежи. Проанализированы факторы, влияющие на выбор рациональной системы разработки, а также механизмы взаимодействия различных вытесняющих агентов на нефть, газ и воду в пластовых условиях.

Произведена оценка эффективности систем разработки залежей с нефтяной оторочкой на режимах истощения пластовой энергии и на режимах искусственного поддержания пластовой энергии. Системы искусственное поддержание пластовой энергии характеризуются обширным спектром вытесняющих агентов, а также способов нагнетания агентов в пласт. По результатам анализа установлено, что системы разработки с поддержанием пластовой энергии более эффективны в отношении достижения конечной нефтеотдачи. По результатам анализа вышеизложенной информации, разработаны критерии применения различных вытесняющих агентов на основании имеющихся геолого-физических особенностей залежи. Произведено моделирование процесса разработки нефтяной оторочки.

Произведено обоснование выбора системы разработки нефтяных оторочек нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей. По итогам данного обоснования установлено, что наиболее эффективной системой разработки являются системы с искусственным поддержанием пластовой энергии с помощью водогазового воздействия на пласты. Данная технология перспективна с точки зрения применения на месторождениях РФ.

Выполнены расчёты экономической эффективности применения нестационарного заводнения для перераспределения фильтрационных потоков закачиваемой воды в пласте на Новопортовском месторождении за 2022 год. Экономический эффект от данного технологического мероприятия составил 6985550 рублей вследствие снижения себестоимости нефти, а прибыль от дополнительной добычи составила 7597636300 рублей.

По итогам проделанной работы проанализированы системы разработки нефтяных оторочек с различными агентами вытеснениями, дана сравнительная характеристика применимости агентов вытеснения, а также дана рекомендация применения наиболее эффективной системы разработки залежей с нефтяной оторочкой.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Приказ от 1 ноября 2013 года № 477 «Об утверждении классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/499058008>
2. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. С. Н. Закиров – М.: «Струна», – 1998. – 628 с.
3. Чоловский, Игорь Павлович. Нефтегазопромысловая геология залежей углеводородов : учебник для вузов / И. П. Чоловский, М. М. Иванова, Ю. И. Брагин // Изд. стер. – Москва : Альянс, 2020. – 678 с.
4. Зависимости проницаемости от насыщенности коллекторов // StudFiles. [Электронный ресурс]. URL: <https://studfile.net/preview/5581936/page:10/>
5. Нефтяная оторочка // Большая российская энциклопедия 2004-2017. [Электронный ресурс]. URL: <https://old.bigenc.ru/geology/text/2264486>
6. Мусин, М. М., Липаев, А. А., Хисамов, Р. С. Разработка нефтяных месторождений : учебное пособие. – 2-е изд., перераб. и доп. / М. М. Мусин, А. А. Липаев, Р. С. Хисамов ; под ред. проф. А. А. Липаева. – Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2019. – 328 с. : ил., табл.
7. Соколов Б. А. Эволюционно-динамические критерии оценки нефтегазоносности недр. – М.: Недра, 1984. – 168 с.
8. Пономарёв А. И. Разработка нефтегазоконденсатных залежей в низкопроницаемых коллекторах. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1998. – 234 с. – ISBN 7831-0200-8
9. Разработка и эксплуатация нефтегазоконденсатных месторождений/ Ю. В. Желтов, В. Н. Матрос, А. Х. Мирзаджанзаде, Г. С. Степанова. М. «Недра», 1979, 254 с.
10. Амелин И. Д. Особенности разработки нефтегазовых залежей. – М.: Недра, 1978. – 136 с.

11. Постановление правительства РФ от 19 сентября 2020 г. № 1499 «Об установлении видов трудноизвлекаемых полезных ископаемых, в отношении которых право пользования участком недр может предоставляться для разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых» (с изменениями и дополнениями) // base.garant.ru. [Электронный ресурс]. URL: <https://base.garant.ru/74672170/>

12. Пулькина Н. Э. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / Н. Э. Пулькина, С. В. Зимина; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 202 с.

13. Иванова М. М., Дементьев Л. Ф., Чоловский И. П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа: Учебник для вузов. – Стереотипное издание. Перепечатка с издания 1985 г. – М.: Альянс, 2014. – 422 с.

14. Кряжев Всеволод Александрович, Кряжев Ярослав Александрович, Гильманов Александр Янович, Шевелев Александр Павлович
МЕТОДИКА ПОДБОРА РЕЖИМА РАЗРАБОТКИ
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ С ПОМОЩЬЮ
ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ // Известия ТПУ. 2022. №9.

15. Панфилов М.Б. Единая концепция разработки сложнопостроенных нефтегазовых месторождений: обз. инф. / М.Б. Панфилов. – М.: ИРЦ Газпром, 1994. – 96 с. – (Серия «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений»).

16. Геология нефти и газа Западной Сибири /А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. – М.: Недра, 1975.

17. Фазовая зональность углеводородов и отдельный прогноз нефти и газа: Лабораторные работы. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, 2013. – 30 с.

18. Куйлиева Ферузахон Алишеровна, Дошанова Малика Юлдашовна, Тухтаназаров Дилмурод Солижонович АНАЛИЗ АЛГОРИТМОВ ПРОГНОЗА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ // ORIENSS. 2021. №2.

19. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Анিকেев Д.П. НОВАЯ КОНЦЕПЦИЯ ЭФФЕКТИВНОГО ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА И ЕЕ ПРИЛОЖЕНИЯ К ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ, ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ И НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2012. №2 (6).

20. Графическое изображение залежей углеводородов // StudRef: География. [Электронный ресурс]. URL: https://studref.com/536397/geografiya/graficheskoe_izobrazhenie_zalezhey_uglevodorodov

21. Кинематические условия на подвижной границе раздела. Характер движения водонефтяного контакта (ВНК) в наклонных пластах // Студопедия. [Электронный ресурс] <https://studopedia.info/5-53387.html>

22. ВНК – Наклонные водонефтяные контакты. Причины образования водонефтяных контактов // Библиотекарь.Ру: нефтегазовая геология. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.bibliotekar.ru/2-8-57-geologiya-nefti-i-gaza/129.htm>

23. Геологические условия формирования наклонных контактов нефтяных оторочек на месторождениях Уренгойского района

24. Исследование процесса смещения нефтяных оторочек в неоднородных пластах при разработке нефтегазоконденсатных месторождений. Желтов Ю.В., Матрос В.Н., Рыжик В.М. Сб. «Разработка нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений». «Наука», 1978, 75-85.

25. Проблемы геологии и освоения недр : труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И.

Кучина. Том II / Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2017. – 1074 с.

26. 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.

27. Бурденюк, О. О. Разработка нефтяных оторочек заводнением / О. О. Бурденюк // Современные тенденции развития науки и технологий. – 2017. – № 2-2. – С. 15-17. – EDN YFWXBT.

28. И.И., Ибрагимов. Обоснование рациональных технологических параметров разработки горизонтальными скважинами нефтяных оторочек газоконденсатных залежей. Москва : б.н., 2009. 115с. Дисс.канд.тех.наук.

29. 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.

30. Ковальчук С.В., Полушина Е.В., Горенкова Е.А. Результаты изучения и примеры реализации проектов разработки месторождений с нефтяными оторочками компании «Газпром нефть». *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти*. 2019;(1):12-17.

31. Исмаилов Д.А. Совершенствование системы поддержания пластового давления путем формирования равномерного фронта вытеснения нефти на примере месторождения Узень.

32. Многоствольная скважина (МСС) // Neftegaz.Ru: техническая библиотека. [Электронный ресурс]. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/ngk/147994-mnogostvolnaya-skvazhina-mss/>

33. Экспериментальные исследования вытеснения нефти газом и водогазовыми смесями / В. Д. Абдуллаев, Х. М. Ибрагимов, Ф. К. Кязимов, Т. Х. Шафиев // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2016. – № 1. – С. 51-57. – DOI 10.5510/OGP20160100270. – EDN WMWUVR.

34. Дроздов, А. Н. Водогазовое воздействие на пласт: механизм действия, известные технологии. Насосно-эжекторная технология и насосно-компрессорная технология как ее разновидность / А. Н. Дроздов, В. П. Телков, Ю. А. Егоров // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2009. – № 1(254). – С. 23-33. – EDN MTWVBT.

35. <https://magazine.neftegaz.ru/articles/oborudovanie/633152-novye-tekhnologii-ispolzovaniya-png/>

36. Гималов Марсель Радикович ВОДОГАЗОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ ПОВЫШЕННОЙ ВЯЗКОСТИ // StudNet. 2022. №6.

37. Дроздов Александр Николаевич, Егоров Юрий Андреевич, Телков Виктор Павлович Водогазовое воздействие: исследование процесса вытеснения нефтей различной вязкости применительно к Шумовскому месторождению // Территория Нефтегаз. 2007. №4.

38. Шарафутдинов Р.Ф., Солдатов С.Г., Самойлов А.С., Нестеренко А.Н. Моделирование разработки нефтяных оторочек Уренгойского месторождения с воздействием на пласт различными агентами // Экспозиция Нефть Газ. 2016. №4 (50).

39. Буракова Светлана Владиславовна, Изюмченко Дмитрий Викторович, Минаков Игорь Иванович, Истомина Владимир Александрович, Кумейко Елена Львовна Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири (на примере ботубинской залежи Чайнинского НГКМ) // Вести газовой науки. 2013. №5 (16).

40. Рассохин А.С. Экспериментальное обоснование методов подготовки агентов для вытеснения вязкой нефти: автореф. дисс. ... канд. техн. наук / Рассохин Андрей Сергеевич. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2009

41. Закиров С.Н., Закиров Э.С. МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. №2 (21).

42. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: Учебное пособие. - Томск: Изд-во ТПУ, 2006. -166с.

43. Панфилов М.Б. Единая концепция разработки сложнопостроенных нефтегазовых месторождений: обз. инф. / М.Б. Панфилов. – М.: ИРЦ Газпром, 1994. – 96 с. – (Серия «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений»).

44. Фильтрация газированной жидкости и других многокомпонентных смесей в нефтяных пластах /М.Д. Розенберг, С.А. Кундин, А.К. Курбанов и др.- М.: Недра, 1969. -456с.

45. Сургучёв М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. –М.: Недра, 1985. -308с.

46. Исследование процессов разработки нефтегазоконденсатных месторождений при различных воздействиях на пласт. Муркес М.Н., Рождественский В.А., Шовкринский Г.Ю. Сб. «Разработка нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений». «Наука», 1978, 62-74.

47. Данько, М. Ю. Способ разработки нефтяной оторочки и подгазовой зоны сложнопостроенных залежей на основе испарения нефти в закачиваемый сухой газ / М. Ю. Данько, Л. С. Бриллиант // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности : Материалы Всероссийской научной конференции, посвящённой 30-летию ИПНГ РАН, Москва, 11–13 октября 2017 года. Том Выпуск 2(1). – Москва: Типография ООО «Аналитик», 2017. – С. 52. – EDN ZNJZWP.

48. Оптимизация технологии разработки нефтяных оторочек / Д. Ю. Баженов, В. Н. Архипов, Ф. И. Полковников, Д. С. Логинова // Недропользование XXI век. – 2016. – № 4(61). – С. 60-67. – EDN WWRIN.

49. Ahmed T., Menzie D., Cricklow V. Preliminary experimental results of high-pressure nitrogen injection for EOR system //SPE Journal, 1983. – No 2. – P.239-248.

50. Сургучёв М.Л., Желтов Ю.В., Симкин Э.М. Физико-химические микропроцессы в нефтегазоносных пластах. –М.: Недра, 1984. –215с.

51. Б.А.Сулейманов, Х.Ф.Азизов. Об эффекте проскальзывания газожидкостной системы при фильтрации в пористой среде //Нефтяное хозяйство. -1996. -№6. -С.39-41

52. Полковников, Федор Игоревич. Оптимизация технологии разработки тонких нефтяных оторочек : магистерская диссертация студента 2 курса очной формы обучения по направлению 03.04.02 Физика, магистерская программа "Техническая физика в нефтегазовых технологиях" / Ф. И. Полковников; научный руководитель С. В. Степанов; консультант А. Ю. Юшков; автор рецензии Д. А. Самоловов; Тюменский государственный университет, Финансово-экономический институт. – Тюмень, 2017. – 81 с.: рис., табл. – Библиогр.: с. 77-81. – Согласие от 15.06.2017 на размещение ВКР магистра Полковникова Ф. И.

53. О разработке нефтегазовых залежей в Западной Сибири. Праведников Н.К. Сб. «Разработка нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений». «Наука», 1978, 150-155.

54. Бурденюк, О. О. Разработка нефтяных оторочек заводнением / О. О. Бурденюк // Современные тенденции развития науки и технологий. – 2017. – № 2-2. – С. 15-17. – EDN YFWXBT.

55. Методы и технологии поддержания пластового давления: учебное пособие/ Б. Б. Квеско. – М.: Инфра-Инженерия, 2018. – 128 с.

56. Назарова Л.Н., Карпов С.Н. Оценка эффективности технологии закачки газа в низкопроницаемые многопластовые объекты // Территория Нефтегаз. 2019. №9.

57. Громова Е.А., Назаров А.В. МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К МОДЕЛИРОВАНИЮ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ // Георесурсы, геознергетика, геополитика. 2012. №1 (5).

58. Хакимова А.С. Газовые методы интенсификации добычи нефти // Инновационная наука. 2016. №12-4.

59. Дроздов А.Н., Егоров Ю.А., Телков В.П. и др. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты. Ч. 2. Исследование довытеснения модели нефти водогазовыми смесями после заводнения//Территория Нефтегаз. - 2006. - № 3. - С. 48-51.
60. Амиров, А. А. Обзор применения технологии водогазового воздействия / А. А. Амиров. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2020. — № 20 (310). — С. 77-79.
61. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 11.04.2023).
62. ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
63. ГОСТ Р 53713-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки.
64. ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование.
65. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.
66. ТР ТС 032/2013 О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением.
67. ГОСТ 356-80 Давления номинальные, пробные и рабочие.
68. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
69. ГН 2.2.5.3532–18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
70. ГОСТ 12.01.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
71. ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий.
72. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.
73. ГОСТ 12.1.046-2014 Строительство. Нормы освещения строительных площадок.

74. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.

75. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

76. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

77. ГОСТ 12.1.019-2017 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

78. ГОСТ 12.1.010-76 Взрывобезопасность. Общие требования.

79. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

80. ТР ТС 032/2013 О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением (с изменениями на 23.04.2021).

81. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (с изменениями на 19.01.2022).

Приложение 1

Система разработки				Критерии применимости	Результаты эксплуатации	
Технология разработки	Разновидности	Агент вытеснения	Вспомогательные компоненты агента вытеснения		Достоинства	Недостатки
Заводнение	Законтурное и приконтурное	Вода из водоносных горизонтов; подтоварная вода	Полимерные растворы, гелеобразователи	Низкая активность подошвенных вод; разработка залежи с сохранением ГНК на прежнем уровне	Осуществление водонапорного режима с равномерным продвижением ВНК вверх по структуре залежи	Невозможность влияние на продвижение ГНК для сохранения нефтяной оторочки на прежнем уровне; высокая остаточная нефтенасыщенность
	Барьерное		Полимерные растворы; ПАВ; мицеллярные растворы; гелеобразователи, пенные структуры	Краевые (зачастую) нефтяные оторочки с небольшим этажом нефтеносности; высокая вероятность образования конусов прорыва газа	Создание барьера на границе ГНК; увеличение безгазовых дебитов; низкая стоимость и простота реализации	Прорыв нагнетаемой воды вдоль крыльевых структур в законтурную область и расчленения оторочки; гравитационный стока в областях с повышенной вертикальной проницаемостью
	Блоковое		Полимерные растворы, ПАВ, мицеллярные растворы, гелеобразователи	Наличие зональной неоднородности и анизотропии пласта; непостоянство мощности этажа нефтеносности;	Создание отдельных блоков с индивидуальной сеткой добывающих скважин	При малых этажах нефтеносности возникают существенные риски деформации и расформирования нефтяной оторочки
	Площадное		Этаж нефтеносности не изменяется; низкие ФЕС; трещинно-поровый коллектор	Эксплуатация залежей с низкими ФЕС пласта и высокой вязкостью пластовой нефти		
	В газовую шапку		Полимерные растворы, гелеобразователи	Залежи с обширной подгазвой зоной при сравнительно небольшом этаже нефтеносности	Повышение КИК, стабилизация положения поверхности ГНК; независимость от геометрии пласта и сетки размещения скважин	Вероятность прорыва газа и газовой шапки в виде конуса не изменяется; зависимость фронта вытеснения от неоднородности пласта

Система разработки				Критерии применимости	Результаты эксплуатации	
Технология разработки	Разновидности	Агент вытеснения	Вспомогательные компоненты агента вытеснения		Достоинства	Недостатки
Закачка газа	Закачка газов высокого давления	Сухой газ; жирный газ; диоксид углерода; азот; дымовые газы	Оторочка растворителя (ШФЛУ, конденсат) между сухим УВ газом и нефтью	Неистощённые залежи с неоднородными коллекторами (присутствие как высокопроницаемых, так и низкопроницаемых коллекторов); наличие гравитационного разделения фаз; большой этаж нефтеносности	Полная смесимость газа с нефтью, за счёт этого лучший переход промежуточных компонентов нефти в газовую фазу	Использование УВ газов экономически нецелесообразно, поскольку основная экономическая прибыль достигается за счёт продажи попутного и природного газов, при газовых методах большая часть газа возвращается обратно в пласт; в случае с неуглеводородными газами наблюдается неравномерность вытеснения газом вследствие прорыва фронта вытеснения нефти
	Закачка газов ниже давления насыщения			Для неоднородных коллекторов после длительной разработки на естественных режимах и снижении $P_{пл}$	Высокая нефтеотдача достигается при более низких объёмах прокачки газа в пласт	
	Закачка газов среднего давления (80-100 атм)			Залежи с неоднородными коллекторами и сильной истощённостью запасов	При использовании оторочек растворителя можно добиться близких показателей КИН, что и при процессах полной смесимости нефти и газа	
	Транзитная закачка газов низкого давления (40-60 атм)	Сухой газ; жирный газ		Снижение пластовых потерь жидких УВ вследствие частичного испарения в газовую фазу	Небольшие потери газа в пласте; затраты на повторную подготовку газа	
	Сайклинг-процесс	Сухим УВ газом	Не предусмотрено	Высокое конденсатосодержание в газе; минимизация количества добывающих скважин; нефть по генезису и компонентному составу близка к конденсату из газовой шапки	Формирование нефтяного вала; низкие экономические затраты на реализацию воздействия; нефтеотдача значительно выше, чем при классическом заводнении; величина остаточной нефтенасыщенности мала	Существенное снижение экономической эффективности в связи с полной или частичной закачкой газа обратно в пласт
	Смесью УВ и неуглеводородного газов	Снижение экономической эффективности в связи с частичной закачкой газа обратно в пласт; невозможность доставки неуглеводородных газов на отдалённые от крупных городов месторождения				

Система разработки				Критерии применимости	Результаты эксплуатации		
Технология разработки	Разновидности	Агент вытеснения	Вспомогательные компоненты агента вытеснения		Достоинства	Недостатки	
Водогазовое воздействие	Чередующаяся закачка	Вода и сухой или жирный углеводородный газ	ПАВ; полимерные растворы;	Неоднородные пласты (как высокопроницаемые, так и низкопроницаемые); залежи с высоковязкой нефтью; возможность использования в качестве метода довытеснения	Показатели КИН выше, чем при классическом заводнении	Эффективность существенно ниже, чем при совместной закачке ВГС	
		Вода и неуглеводородный газ					
	Совместная закачка	Вода и сухой или жирный углеводородный газ			Вода и неуглеводородный газ	Проницаемость ПЗП вблизи нагнетательных скважин не снижается, а вероятность прорыва газа снижается и фронт вытеснения выравнивается	Высокая стоимость реализации технологии, требующее компримирования и осушки газа
		Вода и неуглеводородный газ					
Механическое разобщение ГШ и нефтяной оторочки	ГРП с последующим тампонируанием трещин	Тампонажные материалы (цементные растворы, полимеризующиеся смолы и другие); вертикальные трещины ГРП – пологое залегание пластов; горизонтальные трещины ГРП – крутое залегание пластов	Не предусмотрено	Залежи с крутыми и пологими падениями крыльвых структур; с локальными ГНК; сильно смещённые нефтяные в крыльевую часть ловушки оторочки; залежи, в которых требуется газогидродинамическое разобщение газовой шапки и нефтяной оторочки	Газогидродинамическое разделение газовой шапки и нефтяной оторочки; возможность разработки на независимых системах разработки залежей	Нет апробации на реальных месторождениях; высокая сложность и стоимость реализации жёстких барьеров; не применимо к залежам сводового типа	
	Продольная закачка тампонажного раствора на границе ГНК	Полимеры; гелеобразователи; пенные структуры; сульфит-спиртовая барда; карбоксиметилцеллюлоза	Не предусмотрено		Серьёзное нарушение газогидродинамической связи, позволяющее эксплуатировать залежь как две отдельные залежи с различными системами разработки; не требует проведение массивного ГРП	Невозможность контролирования продвижения агента вдоль ГНК; вероятность ухудшения ФЕС в продуктивной части пласта; невозможность закачать агент на большое расстояние	