

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 ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗАВОДНЕНИЯ НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.6:532.5

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Жданова Алина Евгеньевна		

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 ТПУ	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ООД ШБИП Старший преподаватель	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	Жданова Алина Евгеньевна

Тема работы:

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗАВОДНЕНИЯ НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	97–11/с от 07.04.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	15.06.2023
--	------------

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>Формирование системы заводнения в процессе разработки нефтегазоконденсатных месторождений. Зоны остаточной нефтенасыщенности и механизм их возникновения в продуктивных пластах при заводнении. Изменение значений коэффициентов охвата заводнением пласта, заводнения и вытеснения в условиях пласта. Компенсация, динамика изменения компенсации в системе формирования обводнённости пласта. Формирование критериев для проведения трассерных исследований.</p>

	Технологические аспекты (закономерности) проведения трассерных исследований . Особенности интерпретации полученных данных в результате проведения трассерных исследований.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Криницына Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	08.04.2023
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			08.04.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Жданова Алина Евгеньевна		08.04.2023

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	Жданова Алина Евгеньевна

Тема работы:

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗАВОДНЕНИЯ НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	15.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
24.04.2023	Особенности формирования системы заводнения залежи в процессе разработки нефтегазоконденсатных месторождений	30
15.05.2023	Технологические особенности применения трассерных исследований для контроля заводнения на нефтегазоконденсатных месторождениях	30
29.05.2023	Эффективность контроля заводнения продуктивного пласта на основании интерпретации данных трассерных исследований в процессе разработки нефтегазоконденсатных месторождений	20
05.06.2023	Финансовый менеджмент и ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
12.05.2023	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			08.04.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		08.04.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Жданова Алина Евгеньевна		08.04.2023

РЕФЕРАТ

В данной выпускной квалификационной работе 101 страниц, в том числе 23 рисунка, 15 таблиц. Список использованных источников содержит 50 источников.

Ключевые слова: трассерные исследования, заводнение, остаточная нефтенасыщенность, гидродинамическая связь, гидродинамические исследования, индикаторы,

Объектом исследования является пласты, охваченные процессом заводнения.

Цель исследования – обоснование эффективности контроля заводнения продуктивного пласта на основании интерпретации данных, полученных по итогам трассерных исследований в процессе разработки НГК месторождения.

В данной работе рассматриваются основные параметры организации системы заводнения нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири. Выявлены основные причины осложнений при использовании системы заводнения, а также выделены факторы формирования заводнения и характеризующие их параметры, установлены источники образования воды в пласте и ее виды. Описаны организация и особенности проведения трассерных исследований по двум направлениям исследования: для контроля фронта вытеснения и определения остаточной нефтенасыщенности, с целью регулирования процесса разработки с применением системы поддержания пластового давления. Рассмотрен комплексный подход к оптимизации разработки месторождения и обоснована необходимость применения трассерных исследований для контроля заводнения.

Область применения: нефтегазоконденсатные месторождения с системой заводнения

Потенциальная экономическая эффективность связана с увеличением нефтеотдачи за счет регулирования разработки месторождения на основе результатов полученных по трассерным исследованиям.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ.....	13
1 ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ ЗАЛЕЖИ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	14
1.1 Формирование системы заводнения в процессе разработки нефтегазоконденсатных месторождений.....	15
1.2 Зоны остаточной нефтенасыщенности и механизм их возникновения в продуктивных пластах при заводнении.....	28
1.3 Изменение значений коэффициентов охвата заводнением пласта, заводнения и вытеснения в условиях пласта. Компенсация, динамика изменения компенсации в системе формирования обводнённости пласта	34
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗАВОДНЕНИЯ НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	37
2.1 Формирование критериев для проведения трассерных исследований.....	39
2.2 Технологические аспекты (закономерности) проведения трассерных исследований	46
2.3 Особенности интерпретации полученных данных в результате проведения трассерных исследований.....	49
3 ЭФФЕКТИВНОСТЬ КОНТРОЛЯ ЗАВОДНЕНИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА НА ОСНОВАНИИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	50
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	61

4.1 Анализ конкурентных технических решений	61
4.2 SWOT-анализ	63
4.3 Планирование научно-исследовательских работ.....	64
4.3.1 Структура работ в рамках научного исследования	64
4.3.2 Разработка графика проведения научно-технического исследования	66
4.4.1 Расчет материальных затрат.....	67
4.4.2 Расчет затрат на амортизационные отчисления	68
4.4.3 Расчет затрат на оплату труда	69
4.4.4 Расчет отчислений во внебюджетные фонды.....	71
4.4.5 Расчет накладных расходов.....	71
4.5 Выводы по финансовой части.....	72
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	77
1 5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	78
5.2 Производственная безопасность.....	79
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	80
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	84
5.3 Экологическая безопасность.....	89
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	91
5.5 Выводы по разделу.....	93
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	94
Список использованных источников	96

ВВЕДЕНИЕ

Потребность в топливно-энергетических ресурсах десятилетиями являлась и является по сей день важным для человечества. В связи с этим увеличиваются темпы отбора извлечения нефти и газа из недр земли. При этом одной из наиболее важных задач на сегодняшний день, которую ставят перед собой при разработке месторождения – это наиболее полная выработка недр при рациональном использовании и повышение качества этой продукции. Тем не менее по регионам Западной Сибири наблюдается тенденция снижения нефтеизвлечения. Важно, подходить к разработке каждого отдельного месторождения, учитывая особенности геологического строения резервуара, свойств горных пород и физико-химического состава добываемой продукции. Ускоренные темпы добычи часто приводят к не самому рациональному подходу разработки, что в свою очередь может привести к необратимым последствиям в результате чего могут быть потеряны большие объемы сырья.

Для предотвращения этого необходимо уделять большое внимание всем возможным факторам, влияющим на разработку конкретного месторождения. Одной из таких проблем является быстрое увеличение обводненности добываемой продукции, вследствие не правильного представления о распределении потоков внутри пласта, что ведет к значительным потерям нефти. Для снижения темпов падения добычи нефти необходимо применение технологий для контроля мероприятий по снижению влияния негативных факторов при извлечении нефти и газа. Проводимые ГДИС не всегда позволяют полностью отобразить необходимую информацию с достаточной точностью для качественной разработки месторождения, а помимо больших погрешностей, являются продолжительными и экономически затратными, поскольку требуют остановки и простоя скважины, что ведет к суточным потерям добычи. Именно трассерные исследования дают наиболее информативные данные с точки зрения контроля заводнения пластов.

Трассерные исследования позволяют получить ряд данных, важных для анализа процессов, происходящих в пласте, а самое главное – гидродинамическую связь между добывающими и нагнетательными скважинами, что в свою очередь поможет оценить эффективность реализуемой системы разработки и вклад проведенных или планируемых ГТМ. Данный вид исследования позволяет получить данные о скорости и направлении фильтрации жидкостей внутри пласта и распределении потоков по пластам и отдельным скважинам, что позволяет выделить наиболее производительные части межскважинного пространства и непроницаемые части пласта – не вовлеченные в процесс фильтрации. Адекватно оценить влияние нагнетательных и эффективность работы добывающих скважин, выявить возможные причины снижения добычи и определить источники обводнения добывающих скважин. Кроме того, трассерные исследования дают возможность расширить геолого-промысловые данные и уточнить геологическую модель строения залежей, а именно неоднородность отложений и коллекторские свойства в условиях естественного залегания.

Трассерные исследования являются отличной современной технологией для определения динамического поведения жидкостей внутри пласта и мониторинга движения жидкостей в процессах повышения нефтеотдачи пластов, по сравнению с классическими ГДИС.

Однако стоит понимать, что подходить к разработке месторождения необходимо комплексно, именно поэтому результаты трассерных исследований обязательно нужно рассматривать в совокупности с другой геолого-промысловой информацией, полученной при ряде гидродинамических и геофизических исследований.

Целью работы является: эффективность контроля заводнения продуктивного пласта на основании интерпретации данных, полученных по итогам трассерных исследований в процессе разработки НГК месторождения.

Задачи, поставленные к выполнению:

1. Определить особенности формирования системы заводнения залежи в процессе разработки нефтегазоконденсатных месторождений.
2. Проанализировать технологические особенности применения трассерных исследований для контроля заводнения на нефтегазоконденсатных месторождениях.
3. Обосновать эффективность контроля заводнения продуктивного пласта на основании интерпретации данных трассерных исследований в процессе разработки нефтегазоконденсатных месторождения.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ГТМ – геолого-технические мероприятия

НГК – нефтегазоконденсатное

ГДИС – гидродинамические исследования

ФЕС – фильтрационно-ёмкостные свойства

ПЗП – призабойная зона пласта

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ЭЦН – электроцентробежный насос

ЗСП – защита от срыва подачи

ВНК – водонефтяной контакт

ГВК – газонефтяной контакт

МФН – межфазное натяжение

1 ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ ЗАЛЕЖИ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

С появления нефтегазовой отрасли, разработка месторождений велась на режиме истощения. Данный режим осуществляется за счет внутренней энергии пласта и не требует дополнительных технологических разработок и экономических затрат. Однако, такой режим не всегда позволяет извлекать проектные запасы, поэтому для наиболее полного извлечения нефти используется система заводнения с целью поддержания пластового давления.

Первое упоминание о возможности осуществления вытеснения нефти водой появилось в 1865 году в США, когда операторы заметили, что в эксплуатационных скважинах значительно увеличились дебиты добываемой продукции, причем увеличился как дебит нефти, так и дебит попутно добываемой воды. Связали это с проникновением поверхностной воды через нарушенные обсадные колонны в заброшенных скважинах. Таким образом возникло предположение, что если воду в пласт закачивать специально, то можно достичь такого же эффекта. Первое в мире заводнение было реализовано в 1915 году в США вблизи города Питоле штата Пенсильвании на месторождении Брэдфорд, где и было доказано, что технология закачки воды в пласт имеет большой потенциал в качестве повышения извлечения нефти. В СССР первый процесс заводнения был проведен в 1946 году на Таймазинском месторождении, где применили законтурное заводнение. После этого заводнение стали глобально применять на других месторождениях. Например, для освоения Ромашкинского месторождения, открытого в 1948 году, эффективно использовалась система внутриконтурного заводнения. В мире на тот момент уже был накопленный опыт по закачке воды в пласты [1].

Доказав свою технологическую эффективность при небольших затратах, данный подход стал изучаться и внедряться на многие месторождения во всем мире. Всего в СССР более 80% нефти добывалось с помощью технологии воздействия на продуктивный пласт [2]. После успешного применения

заводнения на нефтяных залежах возрос интерес к возможности применения этого метода к НГК залежам. В числе первых, кто проводил исследования по заводнению НГК месторождения П. Джонс, где он приводил результаты расчетов различных вариантов закачки воды в пласт. Сейчас в современной России и во всем мире процесс заводнения пластов остается основным способом разработки месторождений.

Важно отметить, что метод заводнения месторождения часто применяется в качестве метода для извлечения остаточных запасов, то есть на последних стадиях разработки, однако метод так же применяется, как основной способ только введенных в разработку месторождений при нехватке внутренней энергии пласта. Процесс заводнения хоть и оценивается, как один из наиболее простых методов, однако требует тщательного контроля во избежание возникновения трудностей и снижения темпов добычи. Часто применяют ряд ГИС, а также ГДИС. В совокупности данные исследования позволяют осуществлять контроль за:

- изменением уровня ВНК и ГВК;
- охват объекта процессом вытеснения;
- выявлением обводнившихся участков залежи;
- свойствами жидкости и характером ее перемещения забою;
- оценкой приемистости пластов и интенсивности притока жидкости из различных ее частей;
- техническим состоянием скважин.

1.1 Формирование системы заводнения в процессе разработки нефтегазоконденсатных месторождений

НГК залежь представляет собой гидродинамически связанную двухфазную систему, образованную углеводородами в жидком и газовом состоянии. Такая залежь имеет газовую шапку и нефтяную оторочку в различных их конфигурациях и соотношениях. Месторождение относят к нефтегазоконденсатному если в составе газовой шапки приходится более 200 г конденсата на 1м³ газа при стандартных условиях [3]. Условно считают, что

если более 20% углеводородов содержится в жидкой фазе, то месторождение считается нефтегазоконденсатным или нефтегазовым, в зависимости от соотношения конденсата и нефти.

Итак, НГК залежь в своих запасах имеет, как углеводороды в газовом состоянии, так и в жидком – нефть и конденсат. Последний, в свою очередь имеет возможность переходить из одного состояния в другое при изменении термобарических условий. При извлечении углеводородов из пласта, условия внутри непрерывно изменяются и в процессе добычи, и в процессе всей разработки месторождения. Фазовые переходы в нефтегазоконденсатных залежах являются отличительной чертой таких месторождений, они очень чувствительны к перепадам давлений и температур, что затрудняет процесс разработки. Разработка такой залежи должна обязательно учитывать наличие двухфазной системы и возможности ее перехода из одного состояния в другое. Поэтому при выборе системы разработки НГК месторождения важно грамотно и рационально сочетать методы, применяемые для разработки нефтегазовых и газоконденсатных залежей [4].

Сами по себе НГК месторождения имеют большое разнообразие по соотношению объемов газовой и жидких фаз, а также составу, и как следствие физико-химическим свойствам этого сырья. Все это связано в том числе с условиями залегания и их формирования. Часто залежи такого типа сопровождается подстилающей водой. В связи с широким диапазоном вариаций разработано множество классификаций залежей по различным принципам. Разделение НГК залежей целесообразно разделять по характеру контактов залежей нефти и газа с пластовой водой, который связан со структурной формой ловушки и соотношением в ней объемов жидких и газовых углеводородов. [5] Исключая геологические особенности строения залежей и рассмотрев один из наиболее распространенных структурных форм ловушек – сводовую, можно выделить три основных типа НГК залежей, представленных на рисунке 1.

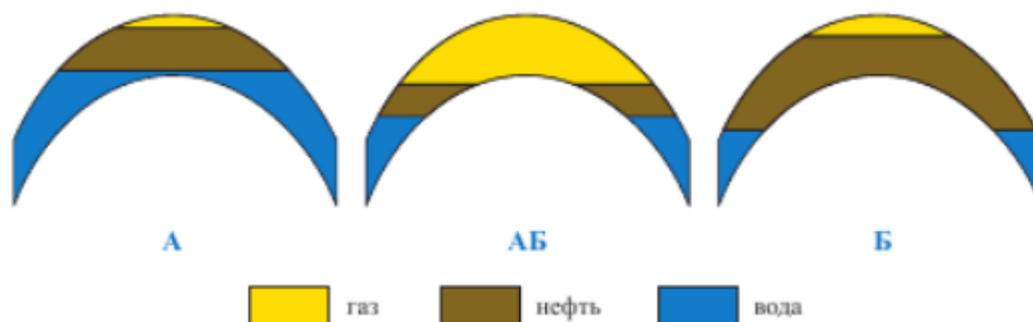


Рисунок 1 – Основные типы НГК залежей

Первый тип – это массивная залежь, характеризующаяся значительно превышающим объемом нефти по сравнению с объемом газа, такой тип также можно назвать нефтяной залежью с газоконденсатной шапкой. В пределах всей залежи газовая шапка подстилается нефтью, а нефть подошвенной водой. В результате здесь образуется два внешних контура: ВНК и ГНК.

Второй и третий типы – это пластовые типы залежей, которые характеризуется либо превышением объема газа над объемом нефти, либо имеют соизмеримый объем. Такой тип также называют газоконденсатной залежью с нефтяной оторочкой, причем оторочка может иметь различную толщину и в зависимости от ее величины либо иметь промышленное значение, либо нет. Иногда ее величина настолько мала, что обнаружить ее на начальных этапах не представляется возможным вовсе, хотя ее наличие в корне меняет подход к разработке залежи. И даже при условии установления наличия тонкой нефтяной оторочки, их освоение является одной из наиболее сложных для решения задач. Второй тип отличается от третьего тем, что залежь имеет кольцевую оторочку, то есть нефтяная зона подстилает газовую не по всей площади ее подошвы, точно так же как и вода подстилает нефтяную часть, как следствие выделяется 4 контура: внешние ГВК и ВНК и внутренние ГВК и ВНК. Подпирающие воды в этом случае называют краевыми. Третий тип имеет нефтяную оторочку не кольцевой формы: газовая шапка по всей площади подстилается нефтью, а нефтяная зона лишь частично краевыми

водами, в результате образуется 3 контура: внешний ГНК и внутренний и внешний ВНК.

Помимо толщины, нефтяные оторочки могут иметь различную форму и размеры, часто изменяющуюся по площади и толщине, что естественно затрудняет разбуривание и эксплуатацию такой залежи.

Считается, что одним из определяющих факторов является соотношение запасов: если значительную часть занимает нефтяная зона, то упор при разработке будет сделан на нее, если же нефтяная зона не значительна, то не рационально вводить ее в разработку и в разработку будет включена преимущественно газоконденсатная часть залежи. С точки зрения количества запасов это может показаться рациональным, однако как показывает накопленный опыт и ряд исследований [6], при наличии в залежи нескольких отдельных фаз, способных переходить из одной в другую, крайне важна очередность выработки запасов нефти и газа.

Широкий диапазон вариаций НГК месторождений по их составу, содержанию и характеристикам в целом, привело к разнообразию в их системе разработки, однако можно выделить два принципиальных подхода. Как и для любого другого месторождения существует два способа разработки: на естественном режиме и с воздействием на пласт.

Разработка залежи на естественном режиме представляет собой извлечение природных ископаемых под действием внутренних сил пласта, выталкивающих их на поверхность. Выделяют три основных системы разработки:

- Разработка нефтяной оторочки с временной консервацией газоконденсатной зоны в режиме расширяющегося газа.
- Разработка газовой шапки.
- Пропорциональный отбор нефти и газа для обеспечения неподвижности контактов.

Разработка НГК месторождений на режиме истощения, то есть без воздействия на пласт, часто приводит к значительным потерям нефти и

конденсата. Связано это с более сложной фильтрацией трехфазной системы внутри пласта, которая происходит под действием взаимосвязанных друг с другом термодинамических и гидродинамических процессов [7]. Ранее уже упоминалось о важности очередности извлечения представленных в НГК залежи запасов, любой порядок извлечения при недостаточном контроле несет за собой ряд последствий. В мировой практике, доказано, что при наличии нефтяной части залежи необходимо первоочередно вводить в разработку именно ее, однако превышающее количество запасов газа над запасами нефти приводит к тому, что стратегия разработки направляется на первоначальную выработку запасов газа, а затем уже нефти.

При попытках разработки НГК месторождений с первоочередной выработкой газа из газовой шапки из-за интенсивного и неравномерного падения давления ГНК смещается в газонасыщенную зону, и нефтяная оторочка внедряется в газонасыщенную область. Для этого явления существует специальный термин – расформирование нефтяной оторочки. Более того, для НГК месторождений характерно явление ретроградной конденсации, происходящей от резкого изотермического снижения давления в пласте из-за интенсивного отбора газа, в результате чего часть газовой фазы теряется. Из-за значительного снижения пластового давления также снижается энергетический потенциал нефтяной оторочки для ее дальнейшей разработки. Такая нефть становится частично неподвижной и вызывает трудности при ее извлечении.

Примером может послужить разработка Неокомской НГК залежи. В ходе проведенного моделирования [8] было установлено, что первоочередная выработка газовой шапки негативно повлияет на последующую добычу нефти, что демонстрирует график на рисунке 2.

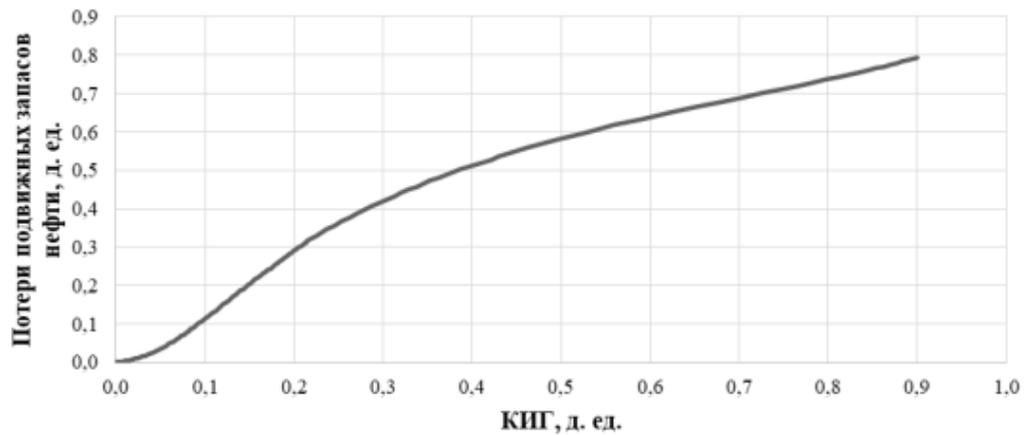


Рисунок 2 – Потери подвижных запасов нефти по мере выработки запасов газовой шапки [8]

При первоочередной выработке нефти из нефтяной оторочки возникает риск опускания ГНК, причем происходить это будет не равномерно, что приведет к осложнениям при эксплуатации нефтяных скважин или же произойдет поднятие ВНК, что приведет к преждевременному обводнению скважин. Такая система разработки должна учитывать эти особенности и предусматривать меры по борьбе с ними.

Наиболее рациональным при работе залежи на режиме истощения будет одновременная добыча нефти из нефтяной оторочки и газа из газовой шапки. В принципе, любой наиболее рациональный из методов разработки НГК месторождения направлен главным образом на то, чтобы предотвращать смещение ВНК и ГНК. Но даже при такой системе разработки также существует риск смещения контактов, который может возникнуть из-за несинхронизированного снижения давления в каждой из частей залежи. При такой системе разработки важно следить за темпами отбора и изменением давления в пласте.

Разработка на естественном режиме приводит к ряду осложнений, в связи с чем для разработки НГК месторождений наиболее приемлема разработка с воздействием на пласт, поскольку усложняющий фактор наличия чувствительной к изменениям двухфазной системы, требует поддержания пластового давления в процессе разработки, что снизит риск смещения

фазовых контактов или же смещение будет происходить постепенно и с возможностью контроля.

Наиболее рациональная система разработка месторождения предполагает закачку какого-либо агента в пласт – воды или газа. Заводнение является наиболее распространенным методом по той причине, что вода – это недорогой и легко получаемый ресурс. Более того, закачка воды более стабильна, чем закачка газа, который ко всему прочему, перед закачкой необходимо подготавливать особым образом. Закачка воды в пласт позволяет поддерживать давление внутри пласта на необходимом уровне и избежать ретроградных явлений, а также процесс заводнения является хорошо контролируемым мероприятием и в достаточной степени гибким для ввода изменений в процессе.

Однако стоит отметить, что проводить заводнение НГК пластов представляется возможным только при условии наличия достаточного количества данных о геологическом строении резервуара и количественном и качественном составе фаз внутри резервуара. Процесс не может быть осуществлен без должных характеристик залежи, иначе, как показывает практика это приведет к отрицательным результатам.

В любом случае, при разработке месторождения принято выделять четыре стадии, которые характеризуются определенными закономерными изменениями технологических показателей и имеют свою продолжительность. При разработке НГК месторождения обычно выделяется три стадии разработки:

- 1) Период нарастающей добычи;
- 2) Период постоянной добычи;
- 3) Период падающей добычи.

Иногда по аналогии с нефтяными месторождениями выделяется четвертая стадия разработки называемая завершающей – период значительного падения добычи. Для этого периода характерны низкие темпы разработки, высокая обводненность продукции и значительное снижение

добычи нефти. Чаще всего этот период отсутствует, по причине его короткой продолжительности. Обычно этот период выделяется на месторождениях с крупными и уникальными запасами, когда его продолжительность соизмерима с первыми тремя периодами.

Как уже упоминалось ранее каждая из стадий характеризуется своими особенностями, по которым они и разделены.

Первая стадия – самая ранняя, в этот период происходит разбуривание основного фонда добывающих и нагнетательных скважин, данный период характеризуется нарастающей добычей. При этом темпы отбора постоянно увеличиваются и к концу периода достигают максимального. При этом обводненность добываемой продукции крайне низкая. Длительность периода зависит от темпов разбуривания скважин и размеров самой залежи.

Вторая стадия – является основной стадией, на ней достигаются максимальные значения добычи, в идеале, соответствующие проектному. Не всегда выход на максимальную добычу сопровождается разбуриванием всего фонда, поэтому может продолжаться разбуривание залежи. На этой стадии достигается постоянная добыча, темпы отбора имеют постоянные или слабо отличающиеся значения. Данную стадию называют основной, поскольку темпы добычи выходят на плато и считается, что именно в этот период отбираются основные запасы. Так принято говорить о нефтяных и газовых месторождениях, однако для НГК месторождений этот период слабо выражен по продолжительности. Связано это в первую очередь с возникающими при этом осложнениями обводнения и загазования продукции в добывающих скважинах из-за появления конусообразования и языков обводнения [9]. Пластовые воды постепенно продвигаются к продуктивной части коллектора, внедряются в нее и создают дополнительные проблемы, что не позволяет выйти на стабильную добычу.

То есть, помимо сложности организации разработки НГК месторождения с учетом фазовых переходов, такие залежи осложняются образованием водяных и газовых конусов или обоих конусов, в зависимости

от типа и строения залежи. Наибольший интерес представляет образование водяного конуса. Данное явление наблюдается в результате создания градиента давления в ПЗП. Нарушается равновесие условных границ раздела фаз, и водная фаза искривляется в сторону добывающей скважины. В таком случае неизбежен прорыв воды или газа в добывающую скважину. Нефтяные оторочки часто разрабатывают с использованием горизонтальных скважин, где, как и в вертикальных существует риск образования данного осложнения.

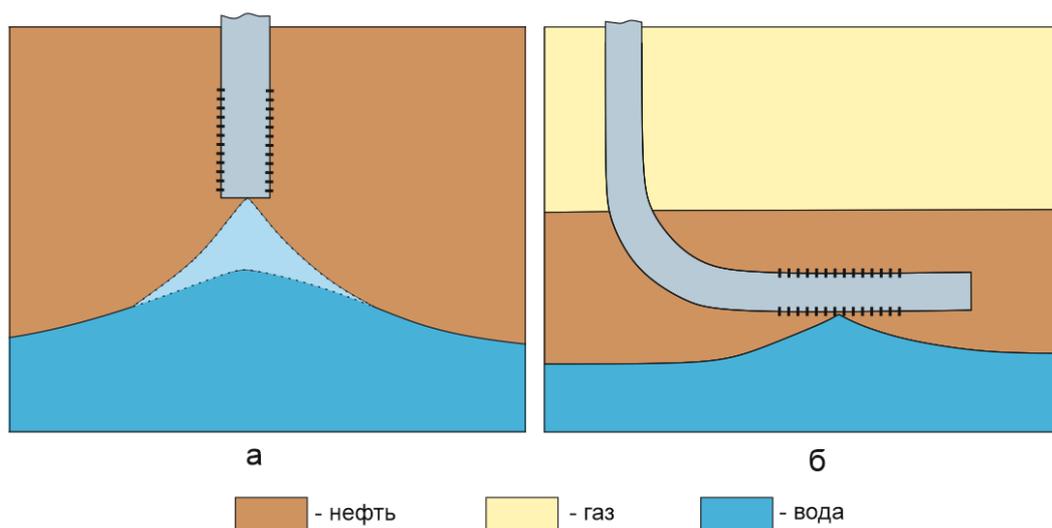


Рисунок 3 – Схемы образования водяного конуса
 а – в вертикальной скважине; б – в горизонтальной скважине;

Явление прорыва воды ведет к увеличению обводненности продукции и к ряду сложностей. Меняются свойства добываемого флюида и с ростом воды в составе может образовываться более устойчивая водонефтяная эмульсия, которую в последствие сложнее разделять. Также появление воды приводит к коррозии НКТ и погружного оборудования, если таковое предусмотрено. И в конце концов, скважины добывающие высокообводнённую продукцию не являются рентабельными [10].

Еще одним осложнением является формирование языков обводнения, которые возникают из-за опережающего продвижения нагнетаемой в пласт воды по напластованию или законтурной воды к добывающим скважинам. Образование языков происходит в результате двух- или трехмерного потока, распространяющегося по непредсказуемым траекториям. Вероятность

образования языков обводнения значительно возрастает с увеличением отношения вязкостей вытесняющей и вытесняемой жидкостей, а именно, когда вязкость вытесняемой жидкости гораздо меньше вытесняющей.

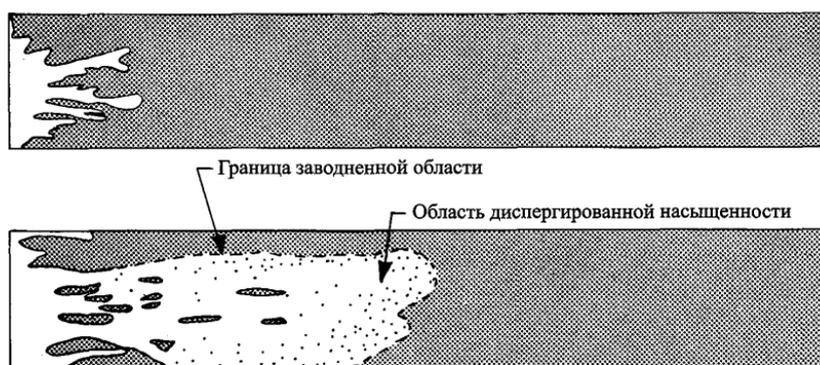


Рисунок 4 – Схема образования языков обводнения [11]

При значительном отношении вязкостей образование языков происходит очень быстро – на начальной стадии вытеснения и стабилизируется по мере насыщения водой обводненных участков. После начала образования языка обводнения происходит рассеивание языков в так называемое облако диспергированной насыщенности, которое представляет собой зону с множеством участков разной степени насыщенности. Эта стадия объясняется тем, что капиллярные силы противодействуют распространению языка и тем самым замедляют их рост. Схема образования представлена на рисунке 4. Такое явление возможно в сильно гидрофильной породе и остановить процесс языкообразования не представляется возможным. Исключением будет случай, когда вытесняемая жидкость не смачиваема, а вытесняющая – смачиваема.

Еще одной причиной образования языков обводнения может стать неоднородность пласта. Отклонения потока происходят в результате изменения пористости и проницаемости пласта на пути движения жидкостей.

Результат данного явления — это образование областей остаточной нефтенасыщенности в виде целиков нефти (рисунок 5). Это значительно снижает эффективность вытеснения.

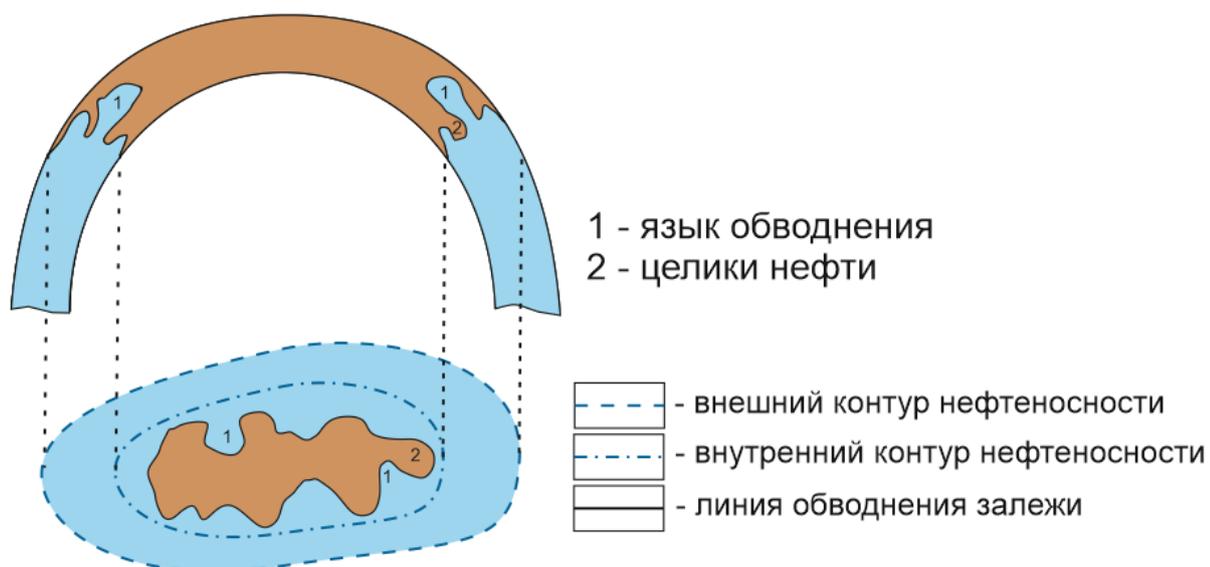


Рисунок 5 – Схема формирования языков обводнения и целиков нефти

Как правило, сопутствующей при добычи полезных ископаемых является вода. Чтобы понимать в полной мере процессы происходящие в пласте необходимо знать об источниках вод, ее видах, формах и свойствах.

Можно выделить два типа вод по происхождению: естественно образованные, к которым относятся отдельные водоносные горизонты и вода сопутствующая, которая залегает в тех же пластах, что и флюид подпирая залежь углеводородов, а также искусственно-занесенная вода – это технические воды, которые закачиваются в залежь с целью поддержания пластового давления.

Вода внутри пласта находится в капиллярах, которые характеризуются разными диаметрами:

- сверхкапиллярные – диаметр 2 - 0,5 мм;
- капиллярные – диаметр 0,5 - 0,0002 мм;
- субкапиллярные – диаметр менее 0,0002 мм.

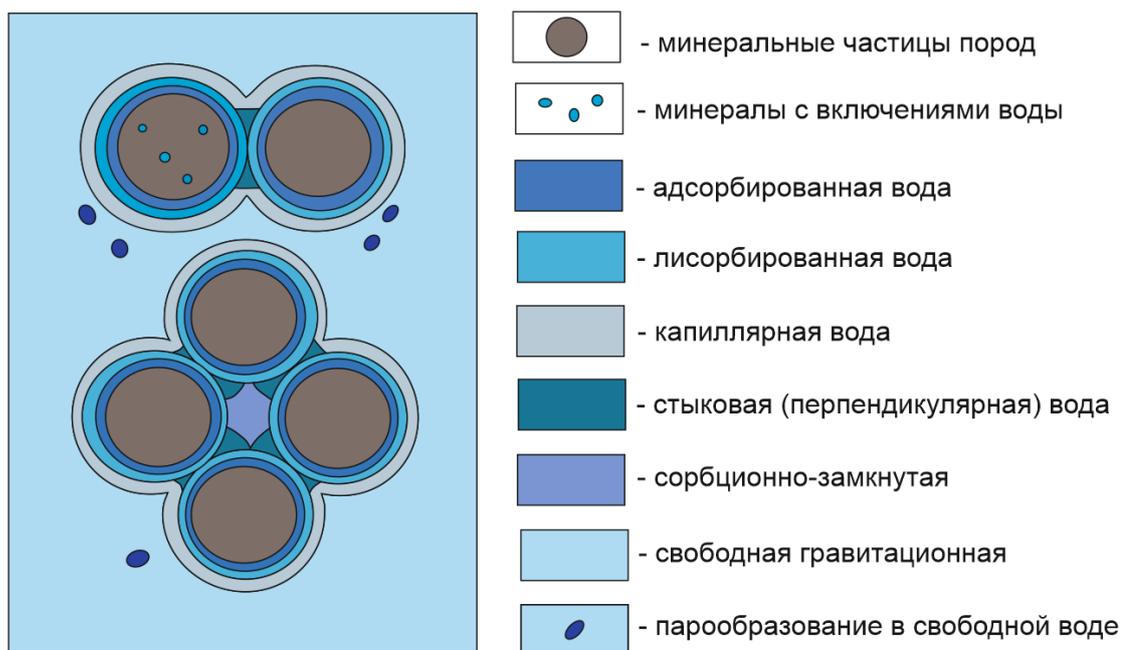


Рисунок 6 – Формы вод в породах по А.А. Карцеву

В зависимости от того, где располагается вода она может находиться в разных формах. Карцевым А.А. была проведена классификация вод относительно формы ее залегания в пласте [12]. Согласно этой классификации, в субкапиллярных пустотах присутствует связанная вода – неподвижные подземные воды, которые химически или физически удерживаются горными породами. Такая вода подразделяется на два вида в зависимости от сил, удерживающих ее. Если природа сил химическая, то это говорит о том, что молекулы воды входят в состав кристаллической решетки минерала, за счет чего и удерживаются в ней. Если природа удерживающих сил физическая, то такая вода находится на поверхности твердых частиц и образует два слоя. Первый слой в несколько молекул, удерживаемый очень большими давлениями (до 1000 МПа), по свойствам близкий к твердому веществу, такую воду называют сорбционной. И второй слой сравнительно толще (величина может достигать несколько сотен диаметров молекул) называемой рыхло-связной водой или лисорбированной. Удерживание обоих слоев обусловлено электростатическими силами.

В поровом пространстве, где минеральные частицы приближены друг к другу образуется стыковая или перпендикулярна вода, которая представляет

собой перемычку или мениск, образуемый в углах порового пространства и на стыках частиц горной породы. Ее также называют капиллярной, поскольку образуется в результате действия капиллярных сил. Стыковая вода отделяет сорбционно-замкнутую воду, которая является свободной и представляет собой капельно-жидкую воду, но изолированную от основной массы

В капиллярных пустотах находится капиллярная вода, которая заполняет поры и трещины внутри пласта. Этот вид вод способен передавать гидростатическое давление при полном заполнении пор, а при частичном подчиняется менисковым силам.

В сверхкапиллярных пустотах находится свободная гравитационная вода, которая свободно передвигается под действием сил тяжести, а также в полной мере передает гидростатическое давление. В процессе заводнения происходит замещение именно этого типа вод.

Остальные типы вод, расположенные в субкапиллярных и капиллярных пустотах, составляют остаточную воду.

Водяная залежь представляет собой систему, которая имеет 3 основных элемента, необходимых для понимания их формирования и распространения внутри пласта:

- область питания – это часть пласта откуда поступает жидкость в систему, за счет которых и создается необходимое давление для возможности движения жидкости;

- область тока – основная часть резервуара, где происходит фильтрация вод;

- область разгрузки – это та часть природного резервуара, в которых происходит разгрузка пластовых вод. Причем эта область может как иметь выход на поверхность, так и находиться внутри пласта.

1.2 Зоны остаточной нефтенасыщенности и механизм их возникновения в продуктивных пластах при заводнении

Отличительной чертой НГК месторождений является тот факт, что до начала разработки система жидкость-газ находится в полном равновесии и ее нарушение может привести к различным последствиям.

Количественное содержание нефти в пласте называется нефтенасыщенностью. Количественно он оценивается коэффициентом нефтенасыщенности представляющим отношение объема вытесненной нефти к объему порового пространства и рассчитываемым по формуле (1) [14]:

$$S_H = \frac{V_H}{V_{\text{пор}}}, \quad (1)$$

где $Q_{\text{ост}}$ – объем вытесненной нефти;

$Q_{\text{нач}}$ – объем порового пространства.

Выделяют текущую нефтенасыщенность и остаточную. В результате естественного или принудительного вытеснения нефти различными агентами часть нефти остается в пласте, такое явления называют остаточной нефтенасыщенностью.

Коэффициенты остаточной нефтенасыщенности ($S_{\text{он}}$) определяют по данным лабораторного моделирования процессов вытеснения нефти водой используя формулу (2):

$$S_{\text{он}} = 1 - \frac{V_H}{V_{\text{пор}}} \quad (2)$$

Количество остаточной нефти после вытеснения зависит от типа коллектора: конфигурации порового пространства, размера пор, свойств коллектора, а также от свойств вытесняющей и вытесняемой жидкости и их взаимодействия друг с другом.

Сам механизм формирования остаточной нефтенасыщенности связан с тремя важными факторами, представленными на рисунке 7: геологические, гидродинамические и физико-химические процессы.

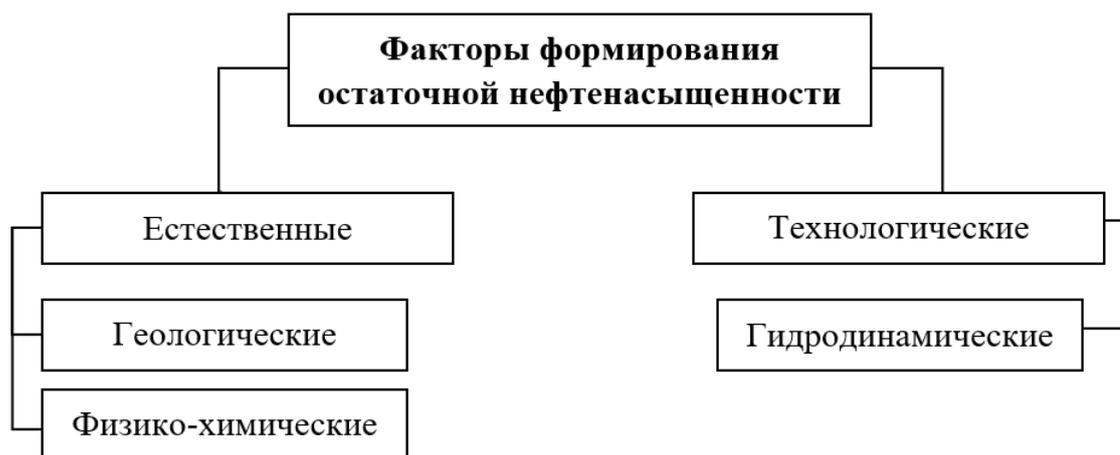


Рисунок 7 – Факторы формирования остаточной нефтенасыщенности

К геологическим факторам относятся геологические составляющие, такие как структура самого пласта, его строение, тип коллектора и свойства его породы: пористость, проницаемость, размеры пор, состав горной породы. Данный фактор является одним из ключевых, поскольку НГК месторождения относятся к наиболее сложному типу, структура которого обусловлена его непростыми условиями формирования, которые окончательно не выяснены [13]. Такие месторождения часто сопровождаются сочетанием нескольких особенностей, они сочетают в себе и тектонические нарушения, и резкую изменчивость ФЕС по пласту. Отсутствие возможности учета геологических особенностей НГК месторождения на этапе составления проекта разработки и приводит к значительным отклонениям параметров в процессе разработке от проектных.

К гидродинамическим факторам относится все что заставляет нефть, газ, конденсат двигаться внутри пласта. Движущей силой нефти внутри резервуара является изменение давления (перепад давления) и изменение температуры, следствием чего, как правило, также является изменение давления. Для добычи флюида из пласта необходимо создавать депрессию на пласт, под действием внешних сил создается перепад давления в результате чего флюид движется из пласта к добывающей скважине. Однако если изменение давления происходит слишком быстро (резко снижается), то нефтегазоконденсатная

жидкость может частично оставаться в породах и образовывать остаточную нефть. Для предотвращения этого необходимо подбирать режим эксплуатации конкретного пласта, чтобы в том числе не достичь нежелательного эффекта. Поскольку движение жидкостей и газов в пласте зависит от выбранного метода разработки этот фактор можно также называть технологическим. Сюда же можно отнести свойства вытесняющего агента, систему размещения добывающих и нагнетательных скважин – их положение, плотность размещения.

Физико-химическим фактором является взаимодействие породы и жидкости внутри пласта. В данном случае важны состав породы и фильтруемой жидкости. Их взаимодействие относительно друг друга может привести к тому, что также будет формироваться остаточная нефтенасыщенность. Взаимодействие породы и насыщающего его флюида характеризуется поверхностно-молекулярными свойствами системы пласт-флюид и межфазными свойствами.

Совокупность этих факторов и образует остаточную нефтенасыщенность. Однако, поскольку естественные факторы обусловлены природными явлениями, благодаря которым и формировалась залежь, технологическая составляющая подбирается на ее основании таким образом, чтобы добиться наиболее эффективного результата разработки. В связи с этим, встает вопрос как связана технологическая составляющая с естественной составляющей залежи в процессе разработки и как именно изменяются параметры, характеризующие процесс извлечения. Ввиду того, что речь идет о способе разработки месторождения с гидродинамическим воздействием на пласт, технологической составляющей является именно процесс заводнения.

Важными понятиями для описания процессов являются характеризующие поверхностно-молекулярные свойства: смачиваемость, адсорбция, поверхностное натяжение, различная плотность и вязкость фильтрующихся жидкостей.

Смачиваемость – это поверхностное явление, которое возникает на границе раздела двух фаз, одна из которых представляет собой твердое тело, а второе – жидкость или газ. Любая жидкость взаимодействует с твердой поверхностью и это взаимодействие может отличаться, а результатом такого явления будет растекание жидкости по поверхности твердого тела разной степени выраженности, в зависимости от типа этой жидкости. Если жидкость сильно притягивается к твердой поверхности, то поверхность называют смачиваемой, а жидкость смачивающей, если жидкость плохо взаимодействует с поверхностью, то жидкость называют плохо смачивающей, а поверхность плохо смачиваемой. Характеристикой смачиваемости является краевой угол смачиваемости, обозначаемый θ . Это угол между касательными к межфазным поверхностям, ограничивающим смачиваемую жидкость, и имеющий вершину на линии раздела трех фаз. Его определяют при рассмотрении равновесного состояния сил поверхностного натяжения для капель жидкости на твердой поверхности в газовой среде.

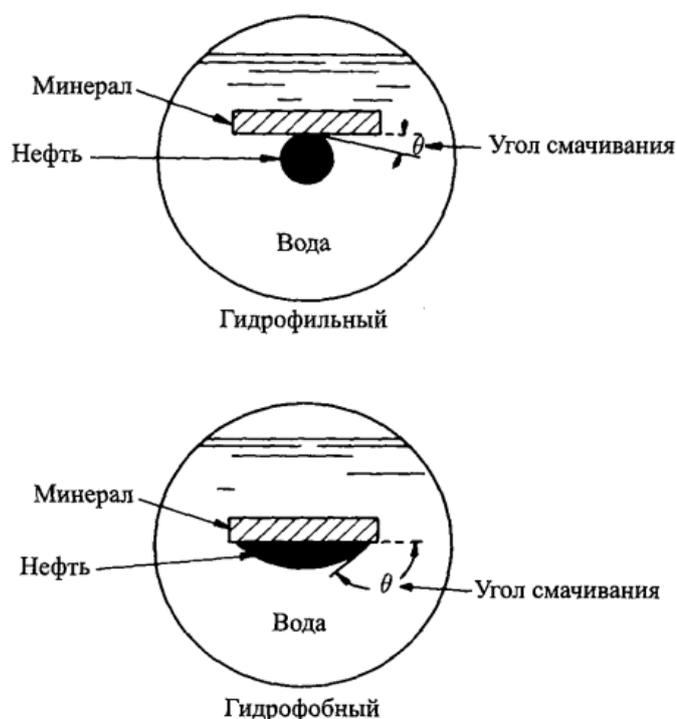


Рисунок 8 - Углы смачивания для водной фазы [11]

Смачиваемость увеличивается при уменьшении краевого угла и уменьшается при его увеличении. Для качественной характеристики вводят

понятия гидрофобности и гидрофильности. Поверхность является гидрофобной если краевой угол больше 90° , и гидрофильной если меньше 90° . Иначе говоря, гидрофильные поверхности сильно взаимодействуют с водой и жидкость по ним хорошо растекается, а гидрофобные плохо взаимодействуют с водой и отталкивают ее, поэтому жидкость с легкостью скатывается.

Понятие гидрофильности и гидрофобности является важным аспектом, поскольку формирует остаточную нефть по-разному, на рисунках 9 и 10 представлены примеры зацементированной нефти в гидрофобной и гидрофильной породе. При заводнении сильно гидрофобных пород нефть преимущественно располагается на поверхности матрицы и вода существует в виде отдельных ганглий, а при сильно гидрофильной пористой среде наоборот нефть существует в виде ганглий, гидродинамическая связь которых с движущейся фазой пропадает.



Рисунок 9 – Распределение флюидов при заводнении гидрофобной породы

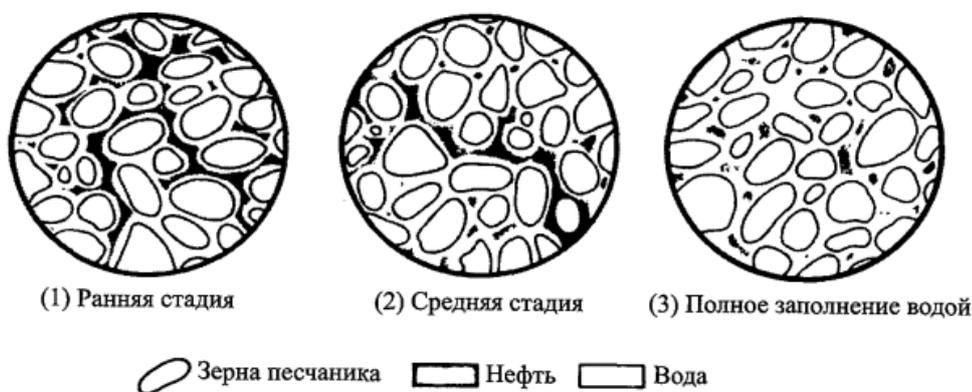


Рисунок 10 – Распределение флюидов при заводнении гидрофильной породы

Капиллярное давление также является одной из характеристик пористой породы. Явление капиллярного давления наблюдается в трубках маленького диаметра, чем по сути являются поры внутри породы. разность давлений, возникающую вследствие искривления поверхности жидкости, именно эта сила формирует удержание углеводородов в ловушках и распределение флюидальных контактов.

Особый интерес представляет зависимость остаточной нефтенасыщенности от капиллярных сил и сил вязкости при защемлении нефти, которую описали Мур и Слобод. В соответствии с проведенными экспериментами на гидрофильных породах ими было предложено рассматривать остаточную нефтенасыщенность как функцию безразмерного числа, представляющего соотношение сил вязкости и капиллярными силами [11]:

$$\frac{\text{вязкостные силы}}{\text{капиллярные силы}} = \frac{\vartheta \mu_{\omega}}{\sigma_{o\omega} \cos \theta}, \quad (3)$$

где ϑ – скорость фильтрации в порах, м/с;

μ_{ω} – вязкость пластовой и вытесняющей воды, сПз;

$\sigma_{o\omega}$ – МФН между нефтью и вытесняющим агентом, мН/м;

θ – угол смачивания.

Таким образом проведенные эксперименты позволили доказать незначительное изменение величины остаточной нефтенасыщенности в гидрофильной породе. В случае гидрофобной породы, когда действия капиллярных сил значительны, прослеживается тенденция к уменьшению остаточной нефтенасыщенности при увеличении скорости фильтрации. Ряд исследователей в своих работах [15] считают, что увеличение скорости заводнения приводит к уменьшению остаточной нефтенасыщенности и в гидрофильных, и в гидрофобных породах, отличается лишь механизм. В первых происходит вовлечение в разработку капиллярно-защемленной нефти, а во вторых происходит доотмыв пленочно-связанной нефти.

Адсорбция – это поверхностное явление увеличения концентрации растворенного вещества у поверхности раздела двух фаз вследствие неравенства сил межмолекулярного взаимодействия на разделе фаз. Молекулы жидкости вступают в контакт с молекулами твердого тела и удерживаются у его поверхности, не уходя вглубь объема твердого тела. Накапливаемые молекулы вблизи поверхности называются адсорбатом, а вещество, на поверхности которого происходит накопление этих молекул называется адсорбентом.

Различают два основных вида остаточной нефти на макроуровне и микроуровне. Остаточная нефть макроуровня – плохо дренируемые области, то есть зоны, не промытые водой, застойные зоны, линзы. К этому виду относится образование целиков нефти. Нефть образованная таким образом сохраняет свои исходные свойства, поскольку не затронута процессом заводнения. Остаточная нефть микроуровня – это пленочная нефть, которая адсорбировалась на поверхности внутреннего пространства горных пород и капиллярно зацементированная, находящаяся в порах в виде капель и глобул, которые отделены от породы пленкой воды. Такая нефть образуется в заводненных частях пласта.

1.3 Изменение значений коэффициентов охвата заводнением пласта, заводнения и вытеснения в условиях пласта. Компенсация, динамика изменения компенсации в системе формирования обводнённости пласта

Главным технологическим параметром, характеризующим эффективность разработки месторождения, является КИН. По определению КИН это есть отношение извлеченных запасов нефти к подсчитанным запасам, числящихся на государственном балансе, его также называют коэффициентом нефтеотдачи. Произвести оценку КИН можно также эмпирико-аналитическим методом. Для этого необходимо знание трех других коэффициентов, непосредственно характеризующих КИН. Если мы говорим о месторождении, где используется заводнение, то КИН можно определить, по [16]:

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} \cdot K_{\text{охв}} \cdot K_{\text{зав}}, \quad (4)$$

где $K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения;

$K_{\text{охв}}$ – коэффициент охвата;

$K_{\text{зав}}$ ($K_{\text{зам}}$) – коэффициент заводнения (замещения).

Коэффициент вытеснения – величина, показывающая объем нефти, вытесненный рабочим агентом из пласта по отношению к начальным нефтяным запасам. Он определяется в лабораторных условиях на образцах керна. Для высокопроницаемых коллекторов с нефтью с малой вязкостью $K_{\text{выт}}=0,8\div 0,9$, для низкопроницаемых коллекторов $K_{\text{выт}}=0,25\div 0,4$, при смешанном вытеснении нефти газом и водой $K_{\text{выт}}=0,9\div 0,98$ ($0,7\div 0,8$) [17].

Коэффициент охвата залежи заводнением – отношение количества добытой из залежи нефти к её геологическим запасам, первоначально находившимся в заводнённом объёме пласта.

Коэффициент охвата в большой степени зависит от неоднородности пласта и соотношения вязкостей нефти и вытесняющего агента. Чем более неоднороден пласт по строению и физическим свойствам, и чем больше отношение вязкости нефти к вязкости агента, тем меньше значение коэффициента охвата.

Коэффициент охвата пласта воздействием – отношение начальных геологических запасов нефти в пластах, охваченных заводнением, ко всем начальным геологическим запасам нефти в разрабатываемой залежи.

Важной характеристикой является коэффициент компенсации, который определяется отношением объема закаченной в пласт жидкости за определенный период времени $V_{\text{зак}}(t)$, например, с начала разработки или за год, к объему добытой жидкости $V_{\text{доб}}(t)$ за тот же период времени:

$$k_{\text{к}} = \frac{V_{\text{зак}}(t)}{V_{\text{доб}}(t)}, \quad (5)$$

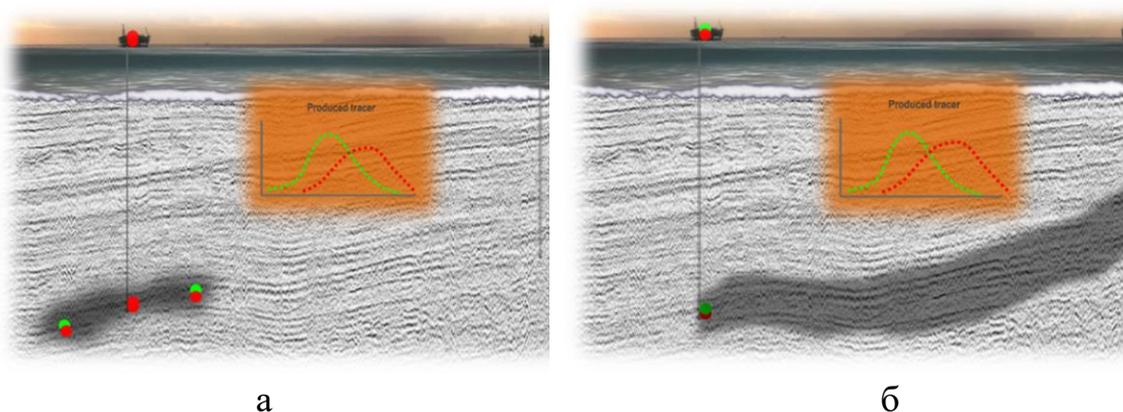
Коэффициент компенсации характеризует использование закачиваемой в пласт воды для поддержания пластового давления и последующего вытеснения нефти. Если объем закачиваемой воды значительно превышает объем добываемой жидкости, то часть воды расходуется не рационально, например,

уходит в законтурную область или за счет заколонных скважинных перетоков в другие пласты, в таком случае речь ведут о перекомпенсации. Если объемы закачки меньше добычи, то говорят о недокомпенсации, что в свою очередь ведет к снижению пластового давления и результатом будут потери добычи. Если $k_k = 1$, то режим жесткий упруговодонапорный.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗАВОДНЕНИЯ НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Основной целью проведения трассерных исследований является установление степени гидродинамического взаимодействия между нагнетательными и добывающими скважинами. Однако в зависимости от геологических особенностей строения месторождения, добываемой на нем продукции, способа разработки и стадии могут ставиться разные задачи перед трассерными исследованиями. С помощью таких исследований можно оценить эффективность применения используемых методов увеличения нефтеотдачи таких как, например, ГРП, путем проведения исследований до и после их применения. Или осуществить эффективность метода разработки, например для контроля фронта заводнения по площади или оптимизации режимов работы пластов. Помимо этого, при повышении обводненности продукции можно установить причины возникновения и источники для ограничения их влияния. При условии сложной геологии: тектонических нарушений, высокой степени неоднородности пласта, наличия непроницаемых барьеров. В зависимости от поставленных задач перед исследованием строится дальнейший план его проведения.

Трассерные исследования позволяют получить обширный объем информации о процессах, происходящих внутри пласта. Выделяется два типа исследования с помощью индикаторов. В зарубежной литературе эти технологии именуется как Single Well Chemical Tracer Test (SWCTT) и Interwell tracer tests (IWTT), в отечественной литературе это называется методом стационарных источников и межскважинными испытаниями индикаторов.



а – метод стационарных источников; б – межскважинные испытания;
Рисунок 11 – Типы трассерных исследований

Каждая из них применима для контроля заводнения. Методом стационарных источников возможно определение остаточной нефтенасыщенности с целью их доизвлечения. А путем проведения межскважинных испытаний осуществим непосредственный контроль за фронтом продвижения жидкости в пласте и между ними.

Несмотря на достаточно широкий спектр разновидностей для реализации проведения исследований, трассерные исследования имеют выделенные этапы, которые характеризуются определенными ограничениями и особенностями. Технология проведения включает в себя 5 основных компонент (этапов):

- формирование критериев для проведения трассерных исследований (этап проектирования);
- технологические аспекты проведения трассерных исследований (промысловые работы);
- лабораторный анализ;
- интерпретация;
- анализ результатов.

Помимо этого, трассерные исследования имеет ряд достоинств: область применения технологии не ограничивается способом эксплуатации и оборудованием в скважине, величинами притоков добываемой жидкости, вязкостью и газовым фактором. Также исследования не накладывают

ограничений на режим работы эксплуатационных скважин, а технология процесса не требует изменения принятой системы разработки. И ко всему прочему применение способа не требует остановки нагнетательных и добывающих скважин, связанной с потерей добычи нефти.

Для получения качественного результата необходимо понимать цели проведения исследования. Именно это входит в первый этап проведения трассерных исследований.

После постановки цели их проведения подбирается наиболее оптимальный подход для решения поставленных задач и достижения основной цели. Для контроля заводнения трассерные исследования могут применяться в двух направлениях: с целью контроля передвижения фронта жидкости и с целью определения остаточной нефтенасыщенности.

2.1 Формирование критериев для проведения трассерных исследований

Перед проведением исследования необходимо осуществить выбор скважин-кандидатов, согласно критериям выделенным для достижения цели исследования.

Для отслеживания потоков жидкости в пласте выделяются следующие критерии:

- добывающие и нагнетательные скважины-кандидаты должны иметь хорошее техническое состояние без поврежденных ЗКЦ;
- обводненность выбранных добывающих скважин должна превышать пороговое значение для начала отбора проб;
- скважина-кандидат должна находиться в зоне наибольших отборов залежи.

Для скважин-кандидатов по определению остаточной нефтенасыщенности:

- область зоны исследования должна находиться над ВНК и быть изолирована от межпластовых перетоков;

- скважина должна находиться в исправном техническом состоянии (отсутствуют ЗКЦ, эксплуатационная колонна герметична);

- состояние скважины и продолжительность обеспечить проникновение индикатора на удаление от 2 до 8 м вглубь призабойной зоны от ствола скважины;

- в зоне скважины должна отсутствовать система техногенных трещин (ГРП не производилось).

На сегодняшний день существует достаточно много химических веществ, которые могут быть использованы в качестве трассеров для проведения индикаторных исследований. Это могут быть как химические реагенты неспециализированного назначения, так и порошки и композиции, производимые специально для проведения трассерных исследований. Выделяют несколько типов трассерных веществ по своей химической природе.

Флуоресцентные – являются высокодисперсными ярко флюоресцирующими суспензиями, которые не растворяются в наблюдаемой среде, нетоксичны, обладают устойчивостью к появлению различных агрессивных факторов, возникающих в пласте, и могут быть обнаружены в любых средах. В ходе одного исследования можно закачивать несколько (до 7) различающихся по цвету трассеров, это позволяет расширить масштаб возможностей метода, а также экономить время и средства. Примерами могут послужить флуоресцеин натрия, динатриевая соль эозина, эритрозин, родамин Ж.

Ионные – трассеры такого типа хорошо растворяются в пластовой и нагнетаемой воде (амины), не имеют аналогов в природе. позволяют создать гамму индикаторов со сходными физико-химическими свойствами и единым методом регистрации, количественно определяются спектрометре. К таковым относятся: роданистый аммоний, натрий, карбамид, мочевины, нитрат натрия, аммония; тиокарбамид, динатрийфосфат.

Органические – данные трассеры растворяются как в нефти, так и в воде именно такой тип трассера относят к пассивным. Примерами могут послужить: спирты (изопропанол, бутанол), изомеры фторбензойной кислоты, а также стабильные радикалы (2,2,6,6-тетраметил-4-оксипиперидин-1-оксил) и амины нитроксильных радикалов. Трудность использования заключается в количественном определении, для которого необходим достаточно дорогостоящий хроматографический метод.

Квантовые – нашли применения для диагностики притоков в скважинах после многостадийного гидроразрыва пласта. Вместо трассирующей жидкости используется меченный пропант. Технология была протестирована в 2016 году лабораторией «НТЦ Газпромнефть» [18].

Так же были предложены радиоактивные типы трассеров, однако они не нашли широкого применения из-за отрицательного экологического влияния. В одно время использовался тритий в виде тритиевой воды, которая является идеальным вариантом для проведения трассерных исследований. Но и он потерял свою актуальность вследствие большого периода полураспада (12,3 года).

Любые из перечисленных видов индикаторных веществ должны обладать следующими свойствами:

- хорошей растворимостью в прослеживаемой жидкости и нерастворимостью в других флюидах, насыщающих пласт;
- устойчивостью физико-химических свойств в пластовых условиях;
- сохранением естественного потока в пласте и строгим следованием вместе с гидродинамическим носителем;
- высокой точностью и быстротой определения в широком диапазоне изменения концентрации, начиная с незначительной;
- безопасностью для персонала, проводящего исследования;
- доступностью для широкого применения;
- дешевизной.

Кроме того, при совместном использовании с другими индикаторами, выбранные вещества не должны взаимодействовать друг с другом, влиять на взаимные физико-химические свойства, либо мешать определению других индикаторов.

Так же индикаторы можно классифицировать как активные и пассивные по характеру поведения в жидкости. Пассивный индикатор следует за фазой жидкости, в которую он вводится, а активный взаимодействуют с другими жидкостями в системе, механизм представлен на рисунке 12.

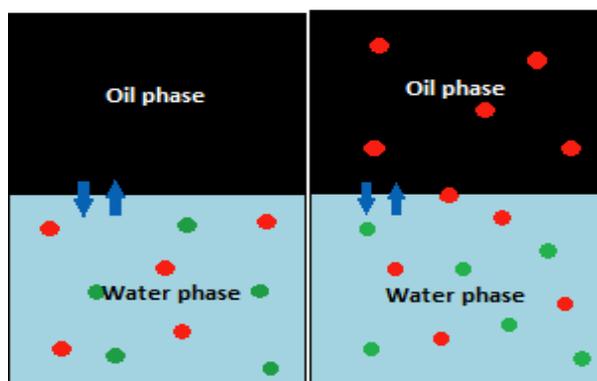


Рисунок 12 – Принцип действия активных трассирующих жидкостей

Такие трассерные жидкости могут дать информацию о насыщении жидкости и свойствах поверхности породы. Для определения нефтенасыщенности используются трассера именно такого типа.

При определении остаточной нефтенасыщенности для выбора трассера можно использовать уравнения переноса.

Перенос веществ через пористые среды с учетом явлений адсорбции описывается дифференциальным уравнением переноса вещества:

$$\frac{\beta}{\theta} \frac{\partial S}{\partial t} + \frac{\partial c}{\partial t} = D \frac{\partial^2 c}{\partial x^2} - v \frac{\partial c}{\partial x}, \quad (6)$$

где c – концентрация растворенного вещества, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

S – количество адсорбированного вещества в единице массы породы, $\text{м}^3/\text{кг}$;

D – коэффициент дисперсии, $\text{м}^2/\text{с}$;

v – осредненная скорость движения раствора в порах, $\text{м}/\text{с}$;

β – общая плотность породы, $\text{кг}/\text{м}^3$;

θ – пористость;

x – расстояние (координата), м;

t – время, с.

В пласт при проведении трассерных исследований закачиваются индикаторы, которые являются гидрофобными (процессы адсорбции исключаются) и хорошо растворимыми в воде и нефти (дисперсия отсутствует). Соответственно при таких свойствах индикатора дифференциальное уравнение для переноса примет следующий вид:

$$\frac{\beta}{\theta} + \frac{\partial c}{\partial t} = \frac{\partial^2 c}{\partial x^2} - v \frac{\partial c}{\partial x} \quad (7)$$

Данное уравнение позволяет подобрать индикаторы в зависимости от свойств горных пород таким образом, чтобы массоперенос происходил равномерно в призабойной зоне пласта, что соответственно влияет на эффективность проведения исследований.

После выбора типа индикаторной жидкости необходимо определить массу трассирующего вещества и объем закачки.

Масса индикатора, необходимая для закачки в пласт, с целью непосредственного контроля заводнения, может быть оценена аналитическим путем. Согласно работе Тренчикова Ю.И. [19], на первом этапе расчета определяется объем закачиваемой в пласт меченой жидкости:

$$V_1 = 4V_2 \frac{C_{min}}{C_0} \sqrt{\frac{A}{L}}, \quad (8)$$

$$V_1 = 4V_2 \frac{C_{min}}{C_0} \sqrt{N_0 N_0 \frac{A}{L}} \text{ где } V_2 = \pi \cdot L^2 \cdot H \cdot \Phi$$

L – расстояние между нагнетательной и самой дальней реагирующей добывающей скважиной, м;

H – толщина пласта, м;

Φ – пористость пласта, д.ед.;

C_{min} – минимальная фиксируемая концентрация индикатора в пластовой воде, кг/м³;

C_0 – растворимость индикатора в пластовой воде, кг/м³;

V_2 – объем воды, переместивший индикатор от нагнетательной скважины до контрольной добывающей скважины, м³;

A – интенсивность конвективного перемешивания в пласте в направлении потока, имеющего размерность длины, м (в работе Тренчикова говорится, что данный параметр нужно взять равным 2 м).

Определив объем закачиваемой в пласт меченой жидкости, можно рассчитать массу индикатора, необходимую для закачки в пласт, зная растворимость конкретного индикатора в пластовой воде. Масса закачиваемого трассера определяется в зависимости от чувствительности измерительного прибора, адсорбции на компонентах пластовой системы, степени разбавления в пласте и на стенках ствола добывающих скважин [20].

$$M = V_1 C_0, \quad (9)$$

где M – масса индикатора, необходимая для закачки в пласт, кг.

Расчет производится для каждой нагнетательной скважины, учитывая самую ближайшую и самую удаленные добывающие реагирующие скважины.

Для определения остаточной нефтенасыщенности объем закачиваемой в пласт жидкости может быть определен по формуле:

$$V = \pi L^2 H m, \quad (10)$$

где L - расстояние между точкой в пласте, соответствующей радиусу обработки и точкой центра ствола обрабатываемой добывающей скважины, м;

H - толщина пласта, м;

m – пористость пласта, д.ед;

Массу индикатора можно рассчитать по формуле (11) предложенную Курочкиным В.И. и Санниковым В.А. [21]:

$$M = 8mhL^2 C_{min}, \quad (11)$$

где h - средняя толщина пласта в зоне исследований, м;

C_{min} – чувствительность прибора (минимальная концентрация трассера в воде, которая фиксируется применяемым методом регистрации, кг/м³).

Затем необходимо определить продолжительность проведения исследования и составить график отбора проб. Периодичность отбора проб и длительность проведения индикаторных исследований, т.е. время, в течение которого отбирают пробы пластовой жидкости на анализ содержания индикатора, зависит от гидродинамических свойств пласта и удаленности контрольных добывающих скважин от нагнетательной.

Продолжительность проведения исследования может иметь разные временные рамки. Установление динамики фронта продвижения заводнения имеет наибольшую продолжительность от одного до трех и более лет. Определение остаточной нефтенасыщенности может длиться 1-5 дней.

С целью проведения исследования для контроля заводнения оценить максимально возможную продолжительность можно по формуле (12). Оценивается максимальная скорость продвижения индикатора по проницаемым каналам части коллектора к добывающей скважине в соответствии с формулой:

$$U_{max,j} = \frac{\Delta P_j \cdot K_{wmax}}{m \cdot \mu_w L_j}, \quad (12)$$

где, m – пористость, д.ед.;

μ – вязкость воды в пластовых условиях, сПз;

L – расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами;

ΔP – разница забойных давлений нагнетательной и добывающей скважинами, МПа;

f_w – относительная фазовая проницаемость по воде, д.ед.;

K_{max} – максимальная проницаемость поровой части коллектора, мкм².

В первые трое суток после закачки индикатора для отслеживания потока жидкости рекомендован отбор проб 2-4 раза в сутки, следующие три месяца не менее 1 раза в сутки. Частота отбора может меняться и корректироваться. При длительных исследованиях интервал между замерами увеличивают, соблюдая ограничение не реже 2-3 раз в неделю [21].

Продолжительность технического отстоя скважины для определения остаточной нефтенасыщенности зависит от выбранного индикатора и температуры пласта после осуществления закачки воды для перехода от текущей нефтенасыщенности к остаточной. Зависимость концентрации образовавшегося этанола от продолжительности технологического отстоя скважины для разной пластовой температуры выражается следующим образом (рисунок 13). [22]

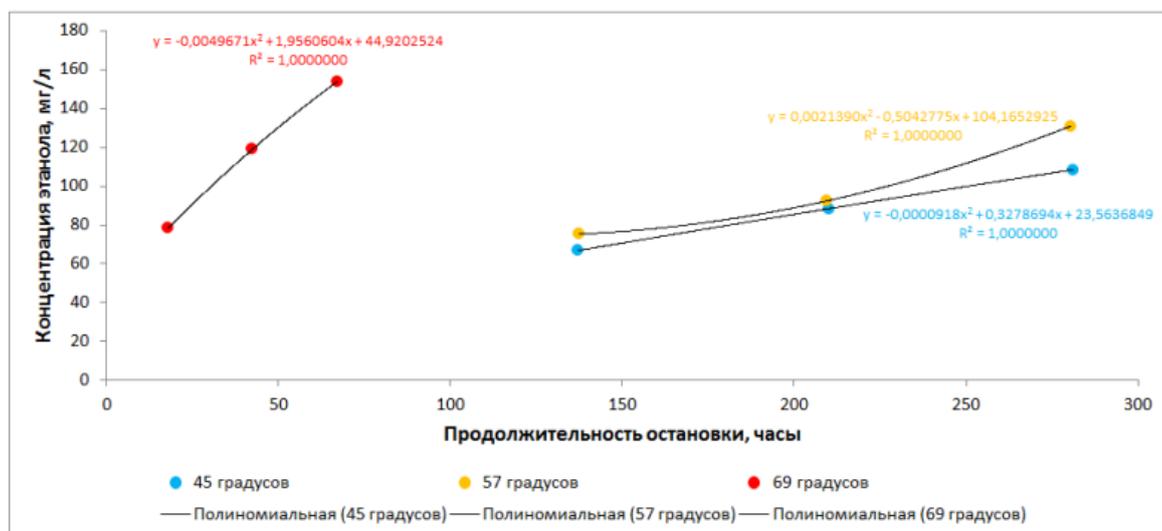


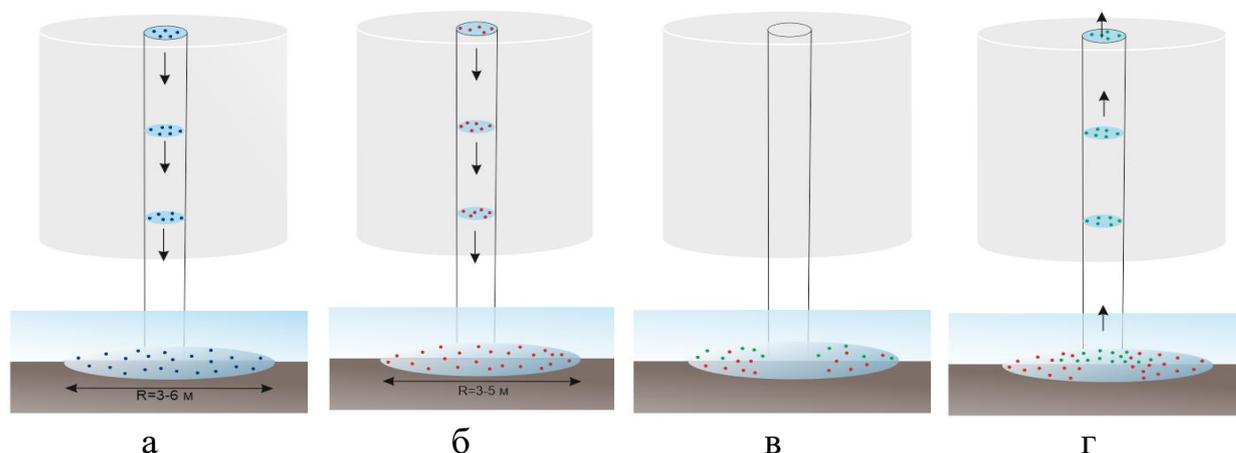
Рисунок 13 – Зависимость концентрации этанола от продолжительности технологического отстоя

Отбор проб индикатора составляет порядка нескольких дней после закачки в пласт, в зависимости от выбранного конкретного типа трассера. Для получения корректных данных необходимым и обязательным условием при проведении исследования является соблюдение графика отбора.

2.2 Технологические аспекты (закономерности) проведения трассерных исследований

Методология проведения трассерных исследований на одиночной скважине заключается в введении в пласт нефтерастворимых и водорастворимых индикаторов с последующей их выдержкой вблизи ствола добывающей скважины, таким образом, в призабойной зоне пласта создается стационарный источник меченой жидкости. Под участком, заполненным меченой жидкостью, понимается часть горной породы, эффективный объем

пустот, который заполнен индикатором [23]. Далее между нефтерастворимым индикатором и пластовой жидкостью той же природы возникает диффузионный массоперенос, приводящий к постепенному выравниванию содержания индикатора в пределах объема нахождения меченой жидкости и образованию в процессе химической реакции продукта реакции.



а – заводнение для вытеснения подвижной нефти; б – закачка реактивного трассера; в – технологическая выдержка скважины; г – период обратной добычи;

Рисунок 14 – Методика односкважинных исследований [24]

В качестве нефтерастворимого индикатора в основном используется этилацетат (сложный эфир), так как данный индикатор достаточно хорошо детектируется стандартным газовым хроматографом

Газовые хроматографы работают согласно общим принципам хроматографии. Это значит, что элементы смеси распределяются между двумя фазами: подвижной (элюентом) и неподвижной. Для газового хроматографа характерно проведение исследований, где в качестве подвижной фазы выступает газ или пар. Чаще всего в качестве элюента выступают гелий, водород и азот. Неподвижной фазой может быть, как твердое тело, так и жидкое вещество [25].

Хроматограф газа имеет достаточно сложную конструкцию, где каждый элемент выполняет определенную функцию (рисунок 15).

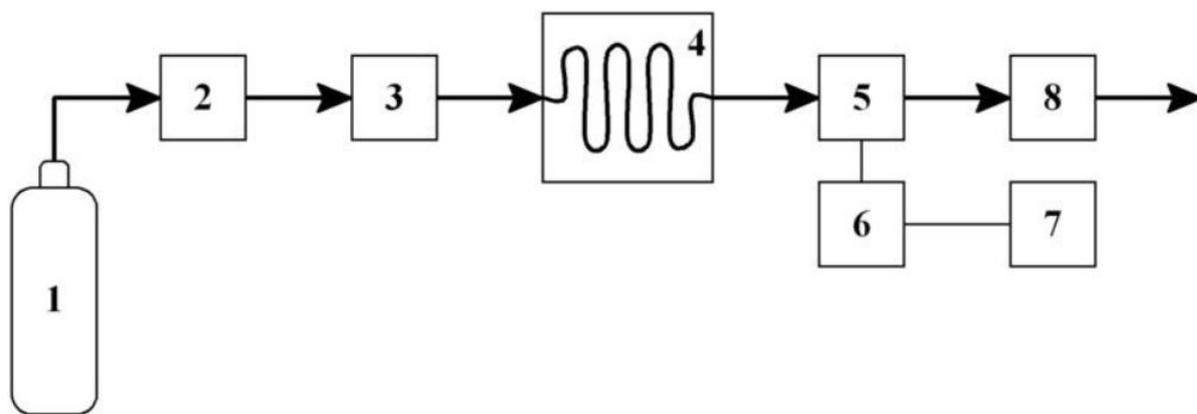


Рисунок 15 – Конструкция газового хроматографа

1 – Источник газа-носителя (элюента). Как правило, в качестве источника газа-носителя используют баллон объемом 40 литров с сжатым или сжиженным газом, находящимся под большим давлением.

2 – Регулятор расхода элюента. Этот элемент отвечает за контроль расхода газа и обеспечение необходимого давления на входе в систему.

3 – Устройство ввода проб. Через него образец подается в колонку.

4 – Хроматографическая колонка – это сосуды, диаметр которых намного меньше длины. В этом сосуде и происходит дифференцирование сложной смеси.

5 – Детекторы. На выходе из системы фиксируют концентрацию веществ и регистрируют отличные от газа-носителя свойства.

6 – Электронный усилитель. Служит для усиления электрического сигнала.

7 – Регистратор. Строит хроматограмму.

8 – Расходомер. Измеряет расход элюента и анализируемой жидкости.

Методология проведения трассерных межскважинных исследований основывается на том, что меченые стабильными индикаторами порции воды вводятся через нагнетательные скважины в исследуемые пласты с помощью насоса цементировочного агрегата, типа ЦА-320 (ЦА-400) и затем оттесняются к добывающим скважинам закачиваемой водой.

Индикаторный способ базируется на использовании данных перемещения меченых жидкостей вместе с закачиваемой в пласты водой с

учетом неоднородности продуктивных отложений, изменения пластовых и забойных давлений. Путем регулярного отбора и анализа проб жидкости в лабораторных условиях определяется наличие и количественное содержание индикаторов, а также обводненность продукции добывающих скважин.

В зависимости от выбранного на этапе проектирования вещества анализ может производиться непосредственным измерением концентрации меченного вещества в пробе, но более современный подход использование спектрофотометров и хроматографов.

2.3 Особенности интерпретации полученных данных в результате проведения трассерных исследований

После химического анализа в лаборатории на установках составляется перечень графических и табличных данных по каждой скважине для дальнейшего анализа.

Зависимость «концентрация индикатора – время» для каждой эксплуатационной скважины является основой для характеристики межскважинного пространства, оценки фильтрационно-емкостных свойств резервуара в зоне взаимодействия пары «нагнетательная скважина – эксплуатационная скважина» и обоснования концептуальной модели пласта.

Также по распределению массы индикатора во времени определяется скорость распространения жидкости по каналам пласта и строятся карты скоростей.

Результат может быть получен путем математического расчета или с использованием специального программного обеспечения.

3 ЭФФЕКТИВНОСТЬ КОНТРОЛЯ ЗАВОДНЕНИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА НА ОСНОВАНИИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Аналитическая интерпретация результатов данных из химико-аналитической лаборатории заключается в исследовании характера поведения кривых концентраций индикатора, выделении накопленных объемов жидкости, соответствующих экстремумам на графике концентраций этилацетата и этанола с последующим расчетом остаточной нефтенасыщенности в районе призабойной зоне пласта.

Полученные значения концентрации наносятся на график – по оси абсцисс откладывается значение накопленной добытой жидкости, а по оси ординат – значение концентрации индикаторов.

Кроме этого, осуществляется проверка корректности проведения исследования путем использования еще двух водорастворимых индикаторов, которые также отображаются в зависимостях концентраций индикаторов от накопленной добычи жидкости. По индикатору изопропанол отслеживается его вынос за период исследования и по мониторингу поведения кривой данного индикатора принимается решение о продолжении либо остановке исследования, если кривая концентрации стремится к нулю – исследование завершается. По индикатору н-пропанол отслеживается как количественная, так и качественная оценка определения нефтенасыщенности.

При проведении количественной оценки анализируется поведение кривых выноса индикаторов (н-пропанол и этилацетат): схожее поведение кривых концентраций указывает на минимальную погрешность в определении нефтенасыщенности, и, как следствие, отсутствие искажающих факторов состояния ПЗП (рисунок 16).

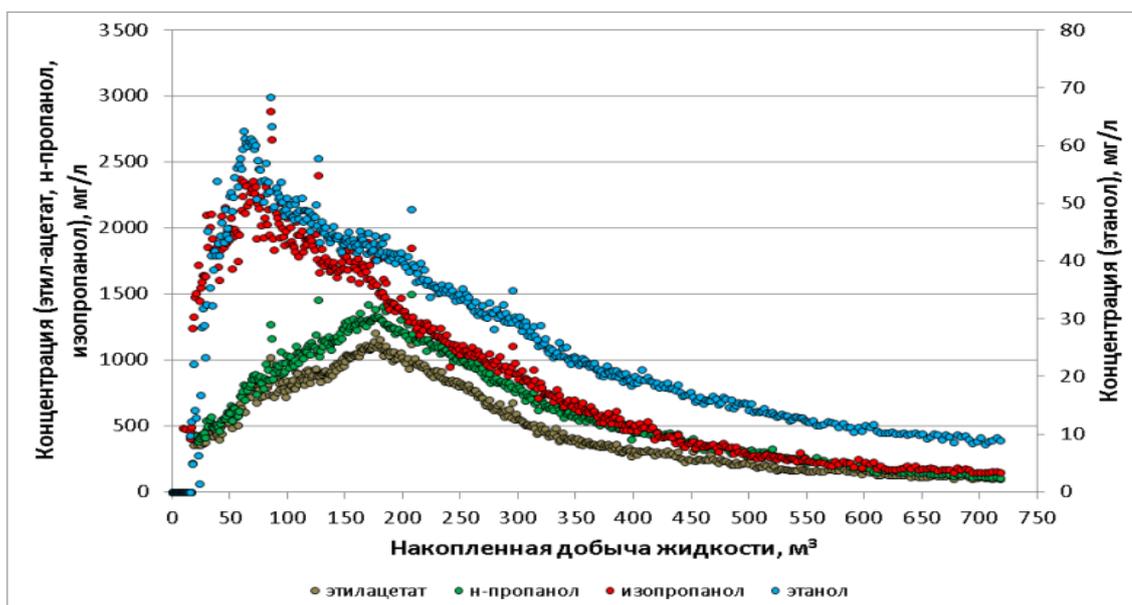


Рисунок 16 – Динамика изменения концентрации индикаторов этилацетат, н-пропанол, изопропанол этанол в зависимости от накопленной добычи жидкости

Одним из критериев успешности проведения исследования является наличие выраженных пиков (максимальных значений) на графике концентраций разделяющегося индикатора (этилацетат) и продукта химической реакции (этанол), а также убывающий характер поведения индикатора, который является средством мониторинга окончания исследования – изопропанола. Как видно из графика, кривые концентраций индикаторов этилацетат и этанол имеют ярко выраженные зоны максимальных значений, а кривая концентрации индикатора изопропанола монотонно убывает во времени, что косвенно свидетельствует о том, что формула (13) может быть применима для расчета остаточной нефтенасыщенности [26].

Определение остаточной нефтенасыщенности по экстремумам кривых концентраций производится по формуле (13):

$$S_{oil} = \frac{\left(\frac{Q_{oil} - \delta}{Q_{water} - \delta} - 1 \right)}{\left(\frac{Q_{oil} - \delta}{Q_{water} - \delta} - 1 + K_d \right)}, \quad (13)$$

где Q_{oil} – экстремум концентрации этилацетата м³,

Q_{water} – экстремум концентрации этанола м³,

δ – объем ствола скважины м³,

K_d – коэффициент разделения, дол. ед.

Коэффициент разделения нефтерастворимого индикатора (этилацетата) определяется на основе предварительных работ в химико-аналитической лаборатории.

Помимо содержания индикаторов в отбираемых пробах, проводился контроль таких параметров воды, как плотность, температура, рН и минерализация (рисунок 17). Температура и минерализация в ходе проведения исследований остаются почти неизменными, а плотность воды и кислотность напрямую зависят от скорости реакции гидролиза.

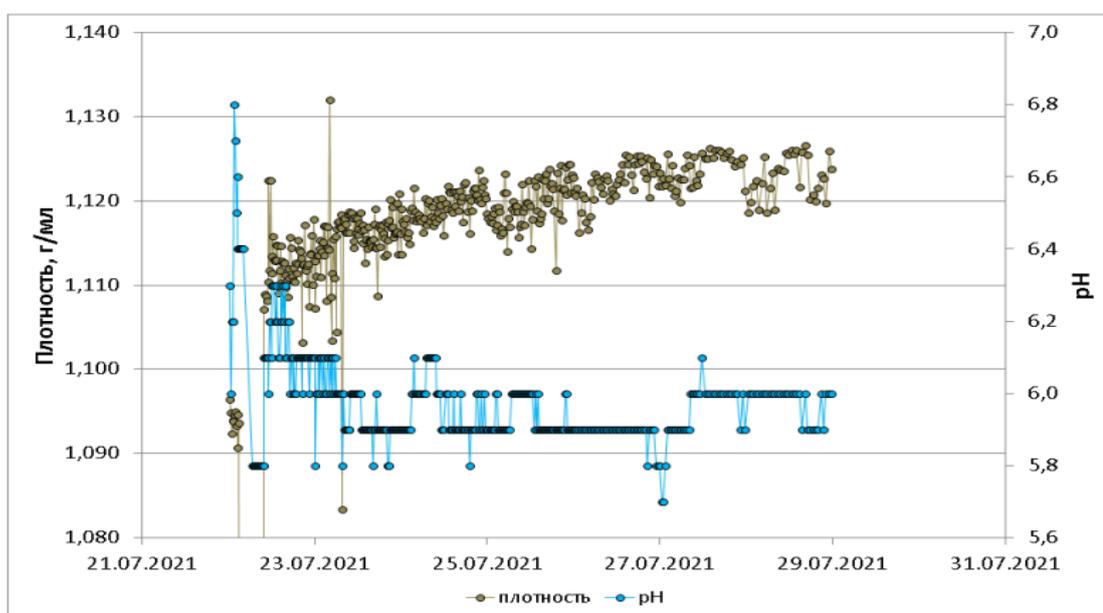


Рисунок 17 – Динамика изменения плотности и рН в отбираемых пробах

Анализ представленных динамик рН и плотности показывает, что в начальный период проведения исследования наблюдается падение значений рН, что свидетельствует о том, что идет добыча ранее закачанного раствора индикаторов. В завершающей фазе снова наблюдается рост плотности воды – это начинает добываться преимущественно пластовая вода [27].

Таблица 1 – Исходные данные для расчета остаточной нефтенасыщенности

Наименование параметра	Значение параметра
Экстремум кривой концентрации этилацетата (Q_{ethyl}), м ³	177,31
Экстремум кривой концентрации этанола ($Q_{ethanol}$), м ³	65,89
Объем ствола скважины (δ), м ³	21,93
Коэффициент разделения (K_d)	5,08

$$S_{oil} = \frac{\left(\frac{Q_{ethyl} - \delta}{Q_{ethanol} - \delta} - 1 \right)}{\left(\frac{Q_{ethyl} - \delta}{Q_{ethanol} - \delta} - 1 + K_d \right)} = \frac{\left(\frac{(177,31 - 21,93)}{(65,89 - 21,93)} \right) - 1}{\left(\frac{(177,31 - 21,93)}{(65,89 - 21,93)} \right) - 1 + 5,08} = 0,33$$

Далее необходимо предварительно оценить достоверность полученных результатов.

Первым качественным признаком корректности получаемых результатов является фиксация выраженных пиков (экстремумов) на кривых разделяющегося индикатора (этилацетат) и продукта химической реакции (этанол). При проведении исследования данный факт наблюдается (рис. 4).

Вторым инструментарием оценки качества проведения исследования является использование совет-индикатора (н-пропанол). Для оценки качества проведенного исследования и соблюдения технологической схемы выполнения работ кривые индикаторов н-пропанол и этилацетат оцениваются по их динамике изменения во времени (рисунок 18) [28].

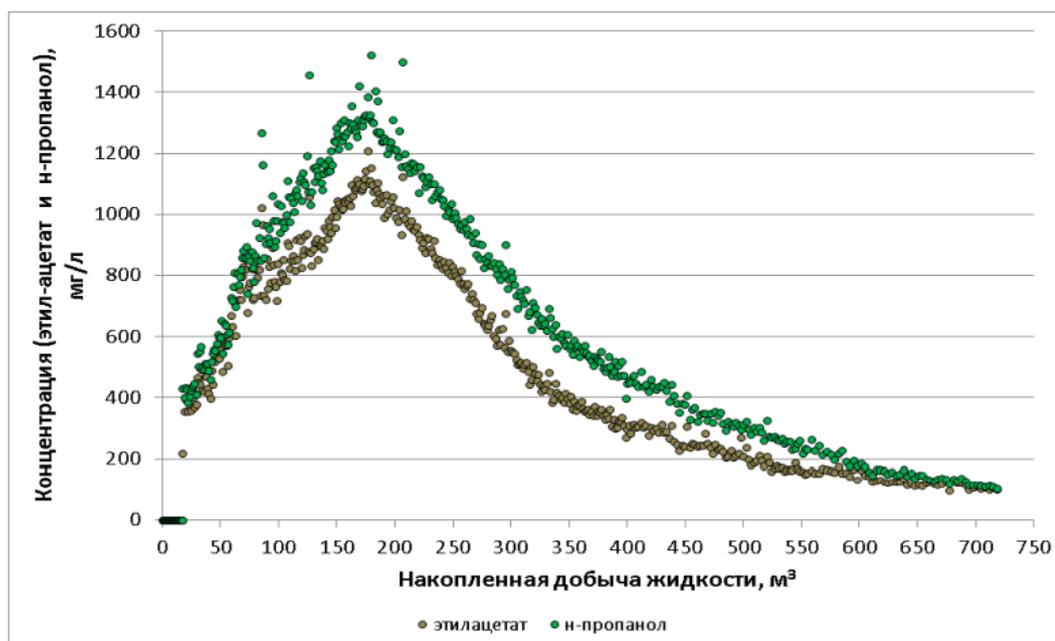


Рисунок 18 – Динамика изменения концентрации индикаторов этилацетат и н-пропанол в зависимости от накопленной добычи

Как видно из результатов, имеет место совпадение трендов рассматриваемых кривых концентраций этилацетата и н-пропанола. На основе полученных данных по результатам трассерных исследований можно отметить два факта: экстремумы (области максимальных значений) на графиках концентраций разделяющегося индикатора этилацетат и совер-индикатора н-пропанол соответствуют одному и тому же диапазону накопленной добычи жидкости. Динамика изменения концентраций этилацетата и н-пропанола на всем протяжении исследования демонстрирует схожий характер (наблюдается одновременный рост или одновременное снижение значений концентраций). Это говорит о том, что во время технологического отстоя расположенные в призабойной зоне пласта индикаторы практически не подвергались смещению относительно точки ввода (ствол скважины) индикаторов в ту или иную область, за счет интерференции со стороны рядом находящихся работающих скважин.

Таким образом, эти признаки косвенно доказывают корректность оценки остаточной нефтенасыщенности по формуле (13).

Для анализа трассерных исследований по контролю продвижения фронта потока жидкости по данным замера концентраций строятся графики зависимости концентрации от времени $C(t)$. Пример представлен на рисунке 19. По графикам выделяются отдельные порции вынесенного индикатора и затем вычисляются массы этих порций. Считается, что отдельные порции индикатора прошли путь от нагнетательной скважины до контрольной добывающей скважины по отдельным фильтрационным каналам или системе фильтрационных каналов.

Далее, на основе анализа данных о порциях вынесенного индикатора (масса порций, время прихода и период выноса) и данных о расположении скважин, вычисляются геолого-физические свойства коллектора, а также строятся графические данные о скоростях. В качестве примера на рисунках 20-22 представлены примеры.



Рисунок 19 – График поступления индикатора в реагирующую добывающую скважину №702

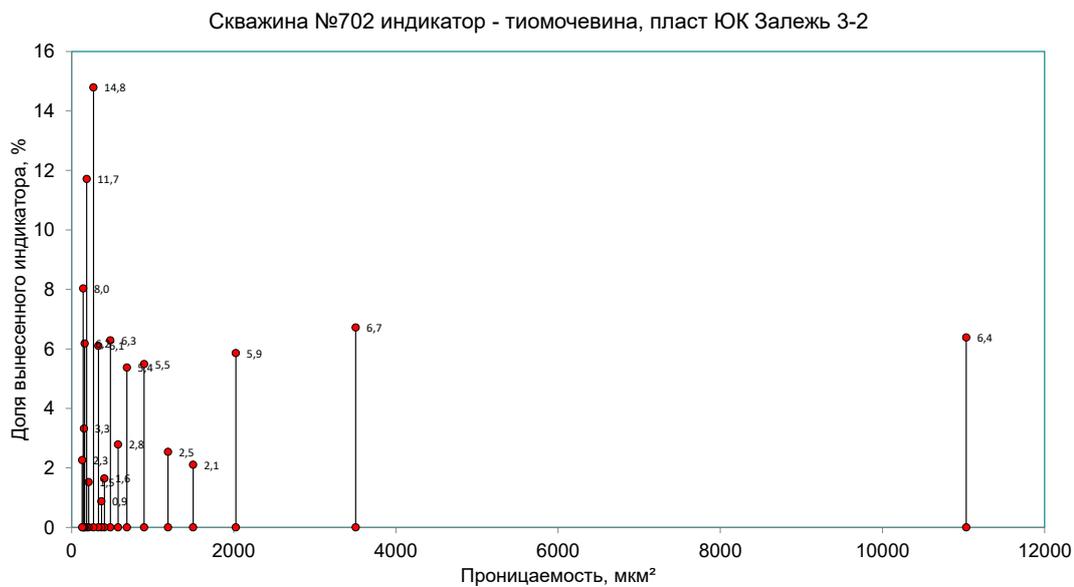


Рисунок 20 – График проницаемостей реагирующей скважины №702.

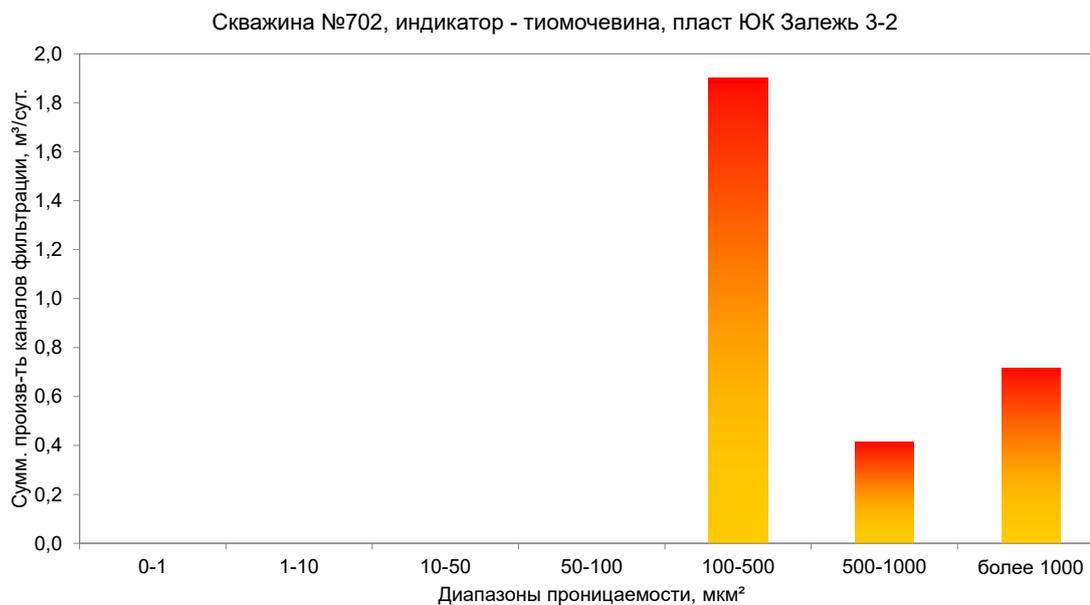


Рисунок 21 – Диаграмма распределения производительности каналов фильтрации по проницаемости скважины №702

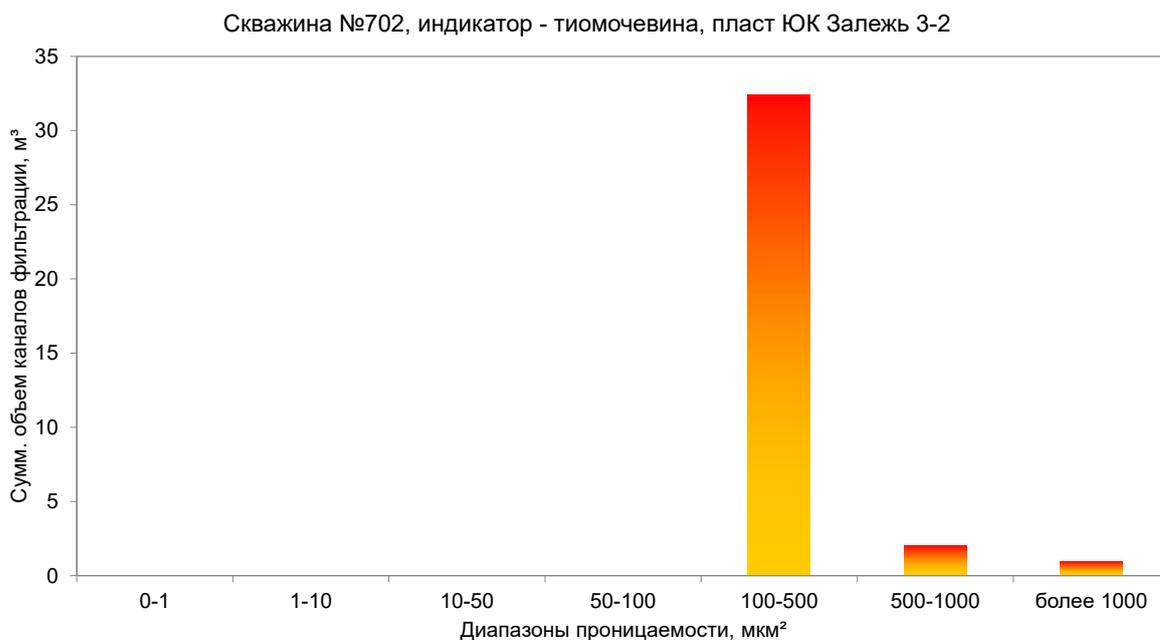


Рисунок 22 – Диаграмма распределения объемов каналов фильтрации по диапазонам проницаемости скважины №702.

Затем рассчитывается средняя скорость движения порций индикатора от нагнетательной до добывающей скважины и строятся схемы распределения потоков (рисунок 23).

Вычисляется производительность каждого канала фильтрации и их суммарная производительность и их эффективные объемы.

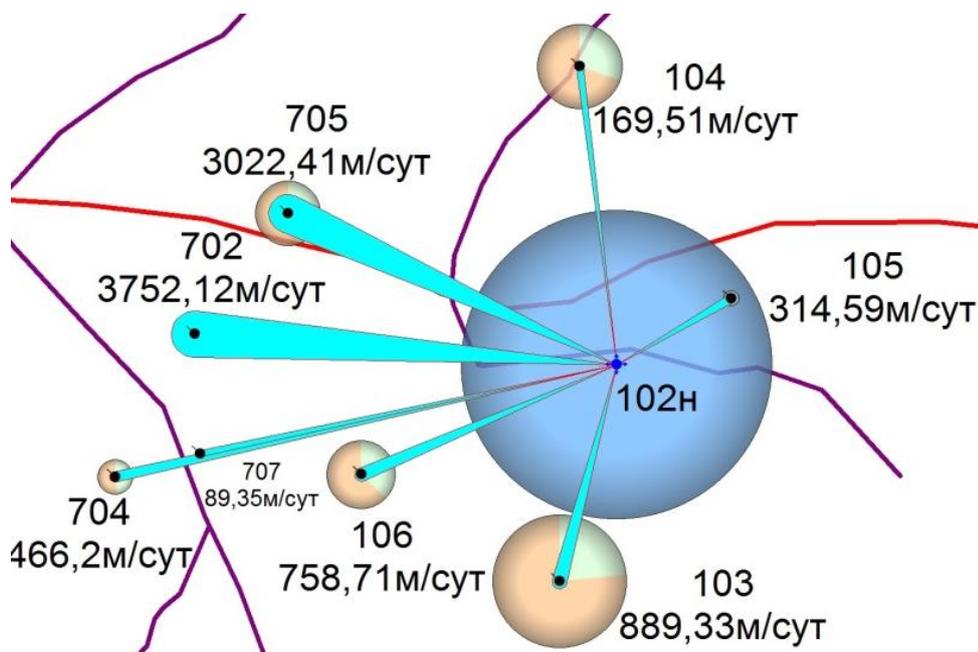


Рисунок 23 – Пространственное распределение доли изъятых индикатора в районе нагнетательной скважины №102н

Резюмируя, можно отметить (учитывая интенсивность выноса порций индикатора и его суммарную массу), что за 2 месяца проведения исследования основные фильтрационные потоки наблюдаются в направлении от нагнетательной скважины №102н к скважинам №106, №105.

Результатами выполненной работы являются следующие выводы:

установлена гидродинамическая связь между рассматриваемыми скважинами.

- система ППД способствует быстрому обводнению высокодебитных эксплуатационных скважин, темп обводнения обусловлен поступлением воды по высокопроницаемым низкоемким зонам;

- процесс обводнения скважин является более быстрым по сравнению с проектным, что связано с прорывом воды по каналам, обладающим низкими фильтрационными сопротивлениями.

Осуществление контроля разработки при заводнении является одним из решающих факторов для достижения эффективного вытеснения и организации целесообразной разработки месторождения. Для этого необходимо огромное количество данных полученных посредством различного рода исследований. В процессе эксплуатации скважин основными методами исследования являются ГДИС, которые позволяют произвести оценку энергетических свойств пласта и ФЕС, а также определить и спрогнозировать продуктивность скважин. В качестве получения дополнительной информации используются трассерные исследования, которые напрямую указывают на гидродинамическую связность скважин и указывает на их влияние. Особенно актуальным проведение таких исследований становится в условиях резко неоднородного коллектора. Комплексирование ГДИС и трассерных исследований подтвердило свою эффективность на многих месторождениях. В работе [29] рассмотрен опыт применения такого рода исследований на Южно-Хыльчуйском месторождении и доказано, что соотнесение результатов проведенного комплекса хорошо коррелируют и дополняют друг друга в характеристике процессов, происходящих в пласте на

начальном этапе заводнения. В работе [30] анализируется опыт на месторождении им. Ю. Корчагина в Северном Каспии, где также подтверждена эффективность применения рассматриваемого способа исследования, который позволил оценить протяженность или изолированность резервуара, характер фильтрационных потоков, насыщенность пород в межскважинном пространстве. В работе [31] рекомендовано производить выравнивание профиля приемистости в совокупности с гидродинамическими исследованиями.

Таким образом совершенствование системы разработки путем комбинирования трассерных исследований с привычными гидродинамическими является одним из наиболее простых и результативных. Такая комбинация позволяет производить контроль по распространению фронта заводнения и возможность доизвлечь нефть из участков, не охваченных разработкой, корректировкой системы заводнения, что также подтверждается работой [32]. По мнению автора данный метод мало оценен, хотя именно он позволяет сформировать наиболее полное представление о разрабатываемых залежах и разработать комплексный подход к разработке месторождения.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б94	Ждановой Алине Евгеньевне

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Зарплата руководителя – 175 950 руб. Оклад инженера – 175 500 руб. Материальные затраты – 114 300 руб.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Отчисления во внебюджетные фонды составляют 30% согласно ст. 425 НК РФ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Описание потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	Планирование работ, разработка диаграммы Ганта, формирование бюджета затрат.
3. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Формирование бюджета на научное исследование производится из расчетов затрат на оборудование, материалы, амортизационные отчисления, заработную плату, накладные расходы на проведение исследования
4. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Анализ полученных результатов

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. График проведения и бюджет НИ
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Креницына Зоя Васильевна	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Жданова Алина Евгеньевна		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью данного раздела является оценка эффективности проведения трассерных исследований скважин, благодаря которой будет установлена гидродинамическая связь и оценка взаимодействия нагнетательной скважины с окружающими добывающими скважинами. Положительный экономический эффект за счет проведения трассерных исследований связан с приростом КИН.

Методика расчета основывается на оценке всех единовременных затрат (приобретение оборудования и его монтажа) и эксплуатационных затрат на первый год обслуживания и сравнении их с выручкой от реализации проекта. Показатели для расчета включают в себя затраты на приобретение основных фондов, доставку оборудования и конструкций, монтаж, амортизационные отчисления, ремонт оборудования, дополнительную зарплату работникам, страховые взносы, энергоносители, смазочные материалы.

4.1 Анализ конкурентных технических решений

Проведение трассерных исследований с целью контроля заводнения месторождения «Х» позволило установить гидродинамическую связь между пластами и усовершенствовать систему разработки путем перевода некоторых добывающих скважин в нагнетательные.

По результату проведения трассерных исследований было принято, как наиболее рациональная система разработки однорядная, с переводом под нагнетание целевых добывающих скважин для достижения предельного рентабельного дебита нефти.

Конкурентоспособность и преимущества введённой системы разработки месторождения «Х» отражено в таблице 2 и 3.

Система разработки позволяет измерять характеристики, которые описывают качество и перспективность разработки месторождения и позволяет решать вопрос рациональности вложения денежных средств в проектируемую работу.

По системе разработки любой показатель измеряется по сто бальной шкале, где 1 – самая слабая позиция, а 100 – самая сильная. Вес всех показателей в сумме дают 1.

Таблица 2 – Оценочная карта системы разработки после проведения трассерных исследований

Критерий	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневзвешенное значение
1	2	3	4	5	6
Показатели оценки качества разработки					
Накопленная добыча	0,1	90	100	0,9	0,09
Суточный дебит	0,2	65	100	0,65	0,13
Динамика обводненности	0,1	50	100	0,5	0,05
Коэффициент извлечения нефти	0,3	100	100	1	0,3
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
Конкурентоспособность	0,1	85	100	0,85	0,085
Перспективность	0,1	80	100	0,8	0,08
Цена	0,1	70	100	0,7	0,07
Итого	1	680	-	6,8	0,805

Таблица 3 – Оценочная карта системы разработки до проведения трассерных исследований

Критерий	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневзвешенное значение
1	2	3	4	5	6
Показатели оценки качества разработки					
Накопленная добыча	0,1	60	100	0,9	0,09
Суточный дебит	0,2	50	100	0,65	0,13
Динамика обводненности	0,1	40	100	0,5	0,05
Коэффициент извлечения нефти	0,3	70	100	1	0,3
Показатели оценки коммерческого потенциала разработк					
Конкурентоспособность	0,1	85	100	0,85	0,085
Перспективность	0,1	80	100	0,8	0,08
Цена	0,1	90	100	0,9	0,09
Итого	1	680	-	6,8	0,665

Качество и перспективность проектируемого варианта системы разработки находится по выражению:

$$P_{cp} = \sum_{62} B_i \cdot B_i, \quad (14)$$

где P_{cp} – средневзвешенное значение;

B_i – вес показателя

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

Значение P_{cp} показывает перспективность и качество разработки:

$80 < P_{cp} < 100$ – разработка перспективна;

$60 < P_{cp} < 79$ – перспективность выше среднего;

$40 < P_{cp} < 59$ – перспективность средняя;

$20 < P_{cp} < 39$ – перспективность ниже среднего;

$P_{cp} < 19$ – перспективность низкая.

Имеем, что $P_{cp} = 0,805 \cdot 100\% = 80,5\%$ это показывает перспективность работы в данном направлении. Новая система разработки месторождения «Х» обладает такими достоинствами как: высокий коэффициент извлечения нефти, увеличение суточного дебита и снижение динамики обводненности. Все эти достоинства значительно увеличивают качество новой системы разработки по сравнению с предшествующей.

4.2 SWOT-анализ

SWOT-анализ проводится для комплексной оценки внешней и внутренней среды проекта. В силу того, что система разработки месторождения является лишь частным способом применения рассмотренного подхода, при SWOT-анализе рассматриваются сильные и слабые стороны, возможности и угрозы применительно к способу решения поставленной задачи. Итоговая матрица SWOT-анализа приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Матрица SWOT-анализа

	Сильные стороны: С1. Увеличение накопленной добычи нефти. С2. Увеличение суточной добычи нефти. С3. Гидродинамическая модель. С4. Рост пластового давления	Слабые стороны: Сл1. Затраты на проведение трассерных исследований. Сл2. Затраты на ПО для моделирования. Сл3 Затраты на перевод под нагнетание целевых добывающих скважин.
--	---	---

<p>Возможности: В1. Рост добываемой продукции. В2. Рост прибыли с продажи нефти. В3. Более эффективная выработка запасов. В4. Быстрая окупаемость затрат на проведение геолого-технических мероприятий.</p>	<p>В1С1. Эффективность моделирования будет только возрастать. В2С1С2. Увеличение дебита и накопленной добычи нефти увеличит количество продажи нефти. В3С4. Более эффективная выработка запасов за счет поддержания пластового давления.</p>	<p>В1Сл1Сл2. Потенциальная стоимость вероятной ошибки значительно больше стоимости ПО для моделирования.</p>
<p>Угрозы: У1. Увеличение обводненности добываемой продукции, что приведет к снижению добычи нефти. У2. Неправильное перераспределение нефти. У3. Не окупаемость затрат на проведение геологотехнических мероприятий.</p>	<p>У2С3С4. Некорректные расчеты и рост пластового давления могут привести к неправильному распределению нефти и неравномерной выработке запасов.</p>	<p>У1У3Сл1Сл3. Долгая окупаемость, что приведет к низкой рентабельности проведения геолого-технического мероприятия.</p>

По итогам SWOT-анализа выявлены возможности для дальнейшего развития как смены системы разработки, так и в целом подхода к созданию подобных систем.

1. Для противодействия угрозе У1 в систему следует производить равномерную закачку воды.

2. В случае неправильного перераспределения нефти (угроза У2) рядная система может получить тот же эффект, что и предшествующая система разработки.

3. Для противодействия угрозе У3 и сокращения затрат на разработку можно представить несколько вариантов моделирования системы разработки месторождения, тем самым снизить потери на затратах.

4.3 Планирование научно-исследовательских работ

4.3.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;

- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе составляется перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, проводится распределение исполнителей по видам работ (таблица 5).

Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 5.

Таблица 5 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследования	2	Выбор направления исследования	Руководитель, инженер
	3	Планирование методики проведения исследования	Руководитель
	4	Календарное планирование работ	Руководитель
	5	Проведение теоретических исследований, изучение литературы	Руководитель, инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Помещение ингибитора в скважину в контейнере, который устанавливается под насос перед спуском оборудования	Инженер
	7	Проведение практического расчета	Руководитель
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, инженер
Оформление отчета по НИР	9	Оформление расчетов	Инженер
	10	Составление пояснительной записки	Инженер
	11	Публикация результатов исследования	Руководитель

Руководитель формулирует цель проекта, предъявляемые к нему требования, осуществляет контроль над его практической реализацией для

соответствия требованиям и участвует в стадии разработки документации. Инженер непосредственно осуществляет разработку проекта.

4.3.2 Разработка графика проведения научно-технического исследования

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Календарный план – это оперативный график выполнения работ. Для иллюстрации календарного плана работы приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады (таблица б).

Таблица б – Календарный план-график проведения НИР

№ работ	Вид работ	Исполнители	Т _к , кал. дней	Январь			Февраль			Март			Апрель			Май			
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	Выбор направления исследований, проведение теоретических исследований, изучение литературы	Руководитель, инженер	20, 10	[Hatched]															
2	Экспериментальные исследования	Руководитель, инженер	20, 90		[Hatched]			[Solid]											
3	Анализ данных, оформление отчетной документации	Руководитель, инженер	20, 30										[Hatched]			[Solid]			

Условные обозначения:



– руководитель



– инженер

Суммарное количество рабочих дней руководителя составляет 60, суммарное количество рабочих дней инженера составляет 130.

4.4 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета научно-технического исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов,

связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты;
- затраты на специальное оборудование для научных работ;
- основная заработная плата исполнителей проекта;
- дополнительная заработная плата исполнителей проекта;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

4.4.1 Расчет материальных затрат

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта. Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi}, \quad (15)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Величина коэффициента (k_T), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Транспортные расходы принимаются в пределах 15% от стоимости материалов. Материальные затраты, необходимые для данного проекта, занесены в таблицу 7.

Таблица 7 – Стоимость материальных затрат для проведения эксперимента

	Наименование	Количество	Цена за ед., руб.	Стоимость, руб.
1	Закачиваемый индикатор	1	30 000	30 000
2	Перчатки защитные	10	1 000	10 000
3	Очки защитные	10	200	2000
4	Костюмы защитные	6	9 000	54 000
Итого				114 300

Общие единовременные затраты на материалы различного рода составили 114 300 руб.

4.4.2 Расчет затрат на амортизационные отчисления

Затраты определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию активной части. Нормы амортизации определяем в соответствии с постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. От 07.07.2016) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы". Расчет амортизационных отчислений при проведении эксперимента с целью рассмотрения эффективности закачки индикаторов для определения гидродинамической связи и оценки взаимодействия нагнетательной скважины с окружающими добывающими скважинами приведен в таблице 8. Расчет амортизационных отчислений проводится по формуле линейной амортизации:

$$A_m = \frac{C_{\text{перв}}}{\text{СПИ}}, \quad (16)$$

где $C_{\text{перв}}$ – первоначальная стоимость оборудования, руб.;

СПИ – срок полезного использования, месяцев.

Таблица 8 – Расчет амортизационных отчислений при проведении эксперимента

Наименование	Стоимость, руб.	Амортизационная группа	Срок службы, месяцев	Сумма отчислений в месяц, руб.
Агрегат ЦА-320	2 810 000	3	50	140 000
Слесарное оборудование	5 900	4	80	983,3
Гайка БРС	2 500	2	28	525
Труба L=4065	13 000	2	28	1371,7
Колено шарнирное	8 300	2	28	1045
Итого				143925

Итоговая сумма амортизационных отчислений составила 143 925 рублей.

4.4.3 Расчет затрат на оплату труда

Оплата труда зависит от оклада и количества отработанного времени, при расчете учитываются премиальные начисления и районный коэффициент. Так формируется фонд оплаты труда.

С учетом дополнительной заработной платы формируется фонд заработной платы. Итоговая сумма, необходимая для оплаты труда всех работников, составляется при учете страховых взносов, затрат на материалы, командировок и резерва.

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НТИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (17)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{осн}$).

Основная заработная плата руководителя (инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (18)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (19)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 9)

Таблица 9 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные и праздничные дни	44	48
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	14	14
Действительный годовой фонд рабочего времени	56	28
	251	275

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (20)$$

где $Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{тс}$);

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от $Z_{тс}$);

k_p – районный коэффициент, равный 1,15.

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 10.

Таблица 10 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{тс}$, руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель	39 300	0,3	0,2	1,15	67 792,5	2700,9	60	162 053,8
Инженер	26 200	0,3	0,2	1,15	45 195	1800,6	130	234 077,7
Итого $Z_{осн}$								396 131,4

Общие затраты на основную заработную плату технического персонала, участвующего в проекте, составляют 396 131,4 рублей.

4.4.4 Расчет отчислений во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников. Общая ставка взносов составляет в 2023 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ): 22 % – на пенсионное страхование; 5,1 % – на медицинское страхование; 2,9 % – на социальное страхование.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (21)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Таблица 11 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Коэф. отчислений	Сумма отчислений, руб.
Руководитель	162 053,8	0,3	58 339,36255
Инженер	234 077,7	0,3	84 267,96813
Итого $Z_{\text{внеб}}$			105 435

4.4.5 Расчет накладных расходов

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергия, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = k_{\text{нр}} \cdot \sum_{1}^5 Z_i, \quad (22)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы равный 0,16.

$$Z_{\text{накл}} = 0,16 \cdot (114,3 + 143,9 + 396,131 + 105,435) = 121,566 \text{ тыс. руб}$$

5.4.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательской работы

Рассчитанная величина затрат на проведение научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета. Определение бюджета затрат на проведение научно-исследовательской работы приведено в таблице 12.

Таблица 12 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	Доля в %
Материальные затраты НТИ	114 300	12,97
Амортизационные отчисления	143 925	16,33
Затраты по основной заработной плате исполнителей проекта	396 131,4	44,95
Отчисления во внебюджетные фонды	105 435	11,96
Накладные расходы	121 566,6	13,79
Итого	760 323	100

Бюджет затрат НТИ составил 760 323 руб.

Из данных таблицы видно, что большую долю всех затрат из бюджета научно-технического исследования составляют на оборудование. Самые малые доли от общих затрат имеют материальные затраты НТИ и отчисления во внебюджетные фонды. Все затраты проекта могут быть реализованы, так как оказались ожидаемы.

4.5 Выводы по финансовой части

При анализе конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения после проведения трассерных исследований в качестве перспективной выбрана рядная система разработки, благодаря которой были достигнуты показатели, которые описывают качество и перспективность разработки на рынке и показали рациональность вложения денежных средств в проектируемую работу.

В ходе SWOT-анализа основными угрозами обозначены: увеличение обводненности добываемой продукции, что приведет к снижению добычи нефти, неправильное перераспределение нефти, не окупаемость затрат на

проведение геолого-технических мероприятий. Возможные пути снижения влияния выявленных угроз представлены в подразделе 5.2.

При планировании НТИ создан список этапов работ в рамках проектирования научного исследования, распределены исполнители по типам работ, а также разработан алгоритм составления этапов работ. Суммарный бюджет затрат на весь комплекс работ составил 881 358 рублей, большую часть этой суммы составляют затраты на оборудование, общая максимальная длительность выполнения работы составила 130 календарных дней. Расходы по заработной плате определены по трудоемкости выполняемой работы и действующей системы окладов и тарифных ставок и составили: заработная плата руководителя – 162 053,8 руб., заработная плата инженера 234 077,7 руб. В основную заработную плату внесена премия, которая выплачивается каждый месяц в размере 30% от оклада, профессиональное мастерство 15-20% за вредные условия и районный коэффициент 1,15. Большую долю всех затрат из бюджета научно-технического исследования составляют затраты по основной заработной плате исполнителей проекта – 396 131,5 руб. Все затраты проекта могут быть реализованы, так как оказались ожидаемы.

С практической точки зрения из данного раздела видно, что по результатам трассерных исследований выбранная рядная система разработки является наиболее выгодным вариантом, так как она обладает высоким коэффициентом извлечения нефти, что увеличивает качество эксплуатации месторождения.

ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б94	Ждановой Алине Евгеньевне

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.

Объект исследования: пласт НГК месторождения «Х».

Область применения: НГК месторождения с реализуемой системой ППД.

Рабочая зона: полевые условия, производственные помещения.

Климатическая зона: резко-континентальный и континентальный климат.

Количество и наименование оборудования рабочей зоны: оборудование нагнетательных скважин, кустовых насосных станций, систем подготовки закачиваемого агента.

Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: контроль за параметрами процесса закачивания агента в скважину, регулирование режима работы нагнетательных скважин, эксплуатация и ремонт оборудования систем подготовки и транспортировки закачиваемого агента.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:

- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

1. Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 11.06.2021) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов"

Приложение 1. Опасные производственные объекты.

Приложение 2. Классификация опасных производственных объектов.

2. 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" (Зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020 N 61888).

3. ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

4. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

5. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

6. СП 51.13330.2011. Защита от шума.

7. ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».

	<p>8. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.</p> <p>9. ГОСТ Р 12.1.019-2009 «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»</p> <p>10. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.</p> <p>11. ТР ТС 032/2013 О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением.</p> <p>12. Федеральный закон «О специальной оценке условий труда» от 28.12.2013 № 426-ФЗ (ред. от 28.12.2022).</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов; – обоснование мероприятий по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов. 	<p><i>Анализ потенциально вредных производственных факторов:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего. 2. Производственные факторы, связанные со световой средой. 3. Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды. 4. Производственные факторы, связанные с акустическими колебаниями в производственной среде. 5. Производственные факторы, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей. <p><i>Анализ потенциально опасных производственных факторов:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Производственные факторы, связанные с электрическим током. 2. Производственные факторы, связанные с силами и энергией механического движения. 3. Производственные факторы, связанные с резким изменением (повышением или понижением) барометрического давления воздуха производственной среды на рабочем месте или с его существенным отличием от нормального атмосферного давления. 4. Пожаровзрывоопасность. <p><i>Требуемые средства защиты:</i> использование 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</p>

	перчатки, обувь с защитой области пальцев ног, защитные очки, противошумные наушники и вкладыши.
3. Экологическая безопасность:	<i>Воздействие на атмосферу:</i> выброс газа и химических веществ в атмосферу. <i>Воздействие на гидросферу:</i> загрязнение природных водоемов, подземных грунтовых вод химическими веществами. <i>Воздействие на литосферу:</i> разрушение поверхностного слоя земли и загрязнение почвы химическими реагентами. Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<i>Возможные ЧС:</i> пожары; взрывы; нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением; выбросы газа и реагентов в результате нарушения целостности оборудования.

Дата выдачи к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	
--	--

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Жданова Алина Евгеньевна		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

На сегодняшний день одним из самых эффективных и широко применяемых способов извлечения углеводородного сырья в Российской Федерации является заводнение. Данный способ подтверждает свою эффективность на многих месторождениях Западной Сибири и характеризуется своей простотой и доступностью. Для качественного проведения заводнения пласта и применения той или иной специфики заводнения проводятся трассерные (индикаторные исследования), которые направлены на установление гидродинамических связей внутри пласта.

Трассерные исследования применяются на месторождениях с системой ППД, путем закачки меченой жидкости вместе с водой через нагнетательную скважину в исследуемый пласт на любой из стадий эксплуатации и прослеживании направлений и времени выхода индикатора вместе с добываемой продукцией в добывающих скважинах. Благодаря данному исследованию имеется лучшее понимание движения жидкостей в пласте и на базе этих исследований подбирается наиболее эффективная и рациональная система заводнения.

Работы проводятся на открытых кустовых площадках нефтегазоконденсатных месторождений, которые расположены в Западной части Сибири. Климат района резко континентальный с продолжительной зимой и коротким теплым летом.

Целью данного раздела является анализ вредных и опасных факторов труда, встречающихся при проведении трассерных исследований. В разделе также рассматриваются вопросы техники безопасности, пожарной профилактики и охраны окружающей среды, даются рекомендации по созданию оптимальных условий труда.

1 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 11.06.2021) "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.

Обязательства перед организацией, эксплуатирующей опасный производственный объект и ее работниками указаны в статье 9 (Требования промышленной безопасности к эксплуатации опасного производственного объекта) Федерального закона от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 11.06.2021) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов".

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 25.02.2022).

Согласно Статье 298 ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) 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 25.02.2022). 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. Лицам работающим вахтовым методом полагаются гарантии и компенсации, описанные в Статье 302 ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022).

5.2 Производственная безопасность

Трассерные (индикаторные) исследования проводятся на кустовых площадках операторами по исследованию скважин. Во время проведения индикаторных исследований оператор взаимодействует с пунктом управления и фонтанной арматурой. Находясь на кустовой площадке, работник постоянно подвержен влиянию вредных и опасных факторов. Классифицируются они согласно ГОСТ 12.0.003- 2015.[34] Вредные и опасные факторы, которым работник подвергается на кустовой площадке, а также нормативные документы, регламентирующие действие этих факторов представлены в таблице 1.

Таблица 13 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Вредные	Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
	Производственные факторы, связанные со световой средой;	СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
	Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
	Производственные факторы, связанные с акустическими колебаниями в производственной среде	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
	Производственные факторы, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ, 1990. – 20 с.
Опасные	Производственные факторы, связанные с электрическим током;	ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
	Производственные факторы, связанные с силами и энергией механического движения;	ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
	Производственные факторы, связанные с резким изменением (повышением или понижением) барометрического давления воздуха производственной среды на рабочем месте или с его существенным отличием от нормального атмосферного давления	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
	Пожаровзрывоопасность	СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего. При обслуживании скважин, которые находятся на кустовой площадке могут возникнуть осложненные климатические условия. Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на

открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего [35]. При определенных погодных условиях работы приостанавливаются, такие условия представлены в таблице 14.

Таблица 14 - Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
Безветренная погода	-40
Менее 5,0	-35
5,1- 10	-25
10,1-15,0	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. В обязательном порядке должны быть выполнены следующие правила:

- запретить допуск к работам при отсутствии у работников средств индивидуальной защиты (СИЗ), отвечающим климатическим условиям;
- в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от гнуса и клеща;
- при температуре наружного воздуха ниже минус 25 °С работающих на открытом воздухе ежечасно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживаться температура не ниже плюс 25 °С. Пункты обогрева оборудуют и эксплуатируют по соответствующей инструкции;
- в зимнее время, независимо от состояния погоды, выход людей за пределы жилой или производственной зоны допустим только группой в составе не менее двух человек по письменному разрешению (записью в журнале).

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда

и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами. Условия труда соответствуют допустимым.

Производственные факторы, связанные со световой средой.

Проведение трассерных исследований может осуществляться в темное время суток, во избежание травматизма оператора по исследованию скважин, рабочая область должна иметь достаточную освещенность. Кустовые площадки освещаются с помощью прожекторов и фонарей, установленных на мачтах. Высота установки и норма освещенности, должны соответствовать 25 люкс согласно СП 52.13330.2016 [36]. Для освещения локальных участков могут использоваться ручные фонари, других мероприятий по улучшению освещенности не требуются. В дневное время для предотвращения данного вредного фактора не предпринимается. Условия труда по световому фактору соответствуют допустимым.

Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды. В процессе проведения трассерных исследований оператор может подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

Основной величиной экологического нормирования содержания вредных химических является предельно допустимая концентрация (ПДК) – мг/м³. ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны: нефть – 100 мг/м³, спирт – 300 мг/м³, бензол – 5 мг/м³, С₁-С₅ – 3 мг/м³, сероводород – 10 мг/м³, хлор – 1 мг/м³ [37]. Индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы. Условия труда по уровню загазованности соответствуют допустимым.

Производственные факторы, связанные с акустическими колебаниями в производственной среде. Одним из наиболее распространенных при добыче нефти и газа вредных факторов является шум.

При проведении индикаторных исследований он может создаваться работающим производственным оборудованием, преобразователями напряжения станций управления скважин, работающими силовыми агрегатами, а также может возникнуть при различных авариях в процессе закачки замеса. Норма на открытой местности составляет 80дБА [38]. Шум оказывает неблагоприятное влияние на организм человека: он нарушает физиологические и психические функции, снижает слух и работоспособность, ослабляет память и внимание, вызывает производственный травматизм, нарушает артериальное давление и ритм сердца.

Согласно о СП 51.13330.2011 для устранения повышенного уровня шума предусмотрено использование средств индивидуальной защиты органов слуха при помощи вкладышей, наушников и шлемов [39]. Условия труда по шумовому фактору соответствуют допустимым.

Производственные факторы, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей. Одним из наиболее часто влияющих производственных факторов на операторов является – вибрация, которая возникает в результате работы техники и оборудования, движения жидкости внутри труб. Последствие вибрации может привести к различным профессиональным болезням: нарушение работы сердечно-сосудистой и нервной системы, появление грыж, ревматизм. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 технологическая норма вибрации составляет 92 дБА. [40]. А предельно допустимые величины общей вибрации регулируются санитарными нормами СН 2.2.4/2.1.8.566-96. При показателе превышения вибрационной нагрузки на оператора не менее 1 дБ (в 1,12 раза), но не более 12 дБ (в 4 раза) устанавливается ограничение времени воздействия путем установления внутрисменного режима, длительность смены составляет не более 8 ч [41]. В качестве мероприятий по защите от вибрации рекомендовано использование СИЗ: обувь с толстой резиновой подошвой и специальные перчатки. При проведении работ вибрация, создаваемая насосным оборудованием и движением жидкости по трубам, является допустимой.

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов. При проведении трассерных исследований на кустовой площадке главный источник поражения электрическим током – пункт управления добычей нефти и газа. Причиной поражения током может стать нарушенная изоляция кабельных вводов типа КРБК или КРБП. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара, в результате чего может наблюдаться нарушения деятельности сердечно-сосудистой системы, дыхания, нервной системы. Возможен летальный исход.

Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Защитное заземление должно удовлетворять ряду требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление» [42].

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются, как средства коллективной, так и индивидуальной защиты, согласно ГОСТ Р 12.1.019-2009 [43].

К средствам коллективной защиты относятся:

- изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль;
- установка оградительных устройств; предупредительная сигнализация и блокировки;
- использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов;
- применение малых напряжений;
- защитное заземление;
- зануление;
- защитное отключение.

К средствам индивидуальной защиты относятся:

- диэлектрические перчатки,
- инструменты с изолированными рукоятками,
- диэлектрические боты,
- изолирующие подставки [44].

Однако, индивидуальные дополнительные электрозщитные средства обладают недостаточной электрической прочностью и не могут самостоятельно защитить человека от поражения током. Их назначение – усилить защитное действие основных изолирующих средств, с которыми они должны применяться. В установках до 1000 В – диэлектрические боты, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки. Основные требования к электробезопасности на предприятиях представлены в ГОСТ Р 12.1.019-2009 [45]. Требования к электробезопасности и устройствам электрооборудования соответствуют правилам устройства электроустановок, правилам техники безопасности и правилам технической эксплуатации.

Производственные факторы, связанные с силами и энергией механического движения. Как правило, механическое травмирование является самым распространенным явлением на производстве и всегда неожиданным. Результатом такой травмы могут быть, как простые порезы и ушибы, так и летальный исход. Зачастую, причина кроется в небрежном исполнении тех или иных операций или использовании неисправного оборудования и инструмента, где виновником является сам работник. Так как приходится работать с различными устройствами и на высокой высоте, то наибольшую опасность представляют трубопроводы и скважины с высоким давлением, падение человека или предметов, работа с подъемно-транспортными машинами, агрегатами, ножами, отвертками, пилами, перфораторами, и т.д. [46]. От всех этих опасных факторов применяют: козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства, сигнализации, конечно же средства индивидуальной защиты – спецодежда, обувь с металлическим наконечником,

каска, перчатки, очки. Также в обязательном порядке требуется регулярная проверка состояния технического оборудования и используемых инструментов, повышенное внимание на рабочем месте и проведение инструктажей персоналу по технике безопасности. В качестве профилактических мер рекомендуется периодический контроль знаний по технике безопасности. Условия труда являются допустимыми.

Производственные факторы, связанные с резким изменением (повышением или понижением) барометрического давления воздуха производственной среды на рабочем месте или с его существенным отличием от нормального атмосферного давления. Оборудование, в котором давление газа или жидкости превышает атмосферное, принято называть сосудами, работающими под давлением.

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может повлечь тяжелые последствия. Для предупреждения подобных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г.

Разгерметизация (потеря герметичности), достаточно часто сопровождается возникновением двух групп опасностей.

Первая из них связана с взрывом сосуда или установки, работающей под давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близко расположенного оборудования и техники, а также травмирование персонала разлетающимися осколками оборудования.

Вторая группа опасностей зависит от свойств веществ, находящихся в оборудовании, работающем под давлением. Но так как в процессе нестационарного заводнения нагнетаемым агентом является вода, то влияние,

оказываемое на организм человека и окружающую среду, не является негативным.

Причинами разгерметизации могут являться различные дефекты (трещины, вмятины, дефекты сварки и др.), возникшие при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для своевременного обнаружения этих дефектов применяют различные методы контроля: внешний осмотр сосудов и аппаратов, работающих под давлением, гидравлические испытания сосудов, механические испытания материалов, из которых изготовлены сосуды, и др.

Пожаровзрывоопасность. Является наиболее частым и опасным происшествием на объектах нефтяной и газовой промышленности, которые ведут к остановке технологического процесса, потери работоспособности оборудования и травмам работников часто не совместимых с жизнью.

На кустовых площадках присутствуют взрывоопасные объекты, которые относятся к классам А, В, С. При работе с пожароопасными и взрывопожароопасными веществами и материалами соблюдаются требования маркировки и предупредительных надписей.

Объекты нефтяной промышленности должны быть укомплектованы следующими первичными средствами пожаротушения для ликвидации начинающихся очагов загорания собственными силами: углекислотными огнетушителями, порошковыми огнетушителями ОП-10, песком в ящиках ёмкостью 0,5 м³, водой в бочках ≥ 200 литров, войлок (кошма) 2 × 1,5 м, вёдрами, топорами, лопатами, ломami, баграми.

Пожарные щиты должны быть укомплектованы пожарным инвентарём в следующем количестве: лопаты - 2 шт., топоры - 2шт., бочки с водой ≥ 200 литров - 2 шт., ящик с песком – 1м³, войлок (кошма) 2 × 1,5 м.

Пожарный инвентарь и ящик с песком окрашивают в красный цвет. Пожарный щит в красный или белый с красной окантовкой по периметру, шириной 10 см. На пожарном щите должен быть перечень пожарного инвентаря с указанием его количества и указан ответственный за

противопожарное состояние объекта. Огнетушители должны быть всегда в исправном состоянии и подвешиваться не выше 1,5 м до верхней ручки, на видном месте со свободным доступом к ним и в отдалении от отопительных приборов.

Вся территория возле скважины и помещений должна содержаться в чистоте и порядке. Не допускается: замазученность территории; загромождение: дорог, проезда к скважине, средствам пожаротушения, водоёмам; применение для подогрева оборудования, трубопроводов и для освещения факелов, спичек, паяльных ламп, керосиновых фонарей, а также других источников открытого огня; производить самовольно переоборудование электросетей; устраивать временную электропроводку, устанавливать кустарные предохранители и пользоваться электронагревательными приборами; использовать средства пожаротушения не по назначению; производство огневых работ на скважине без наряда-допуска. Курение разрешается только в специально отведённом месте.

Освещение на скважине разрешается только электрическое, применительно к особым сырым помещениям взрывозащищенного исполнения.

Защита от пожара обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудно горючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения;
- изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов с регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- системами противодымной защиты;
- применением средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Для обеспечения пожаробезопасности для персонала предусмотрены меры предупреждения и возникновения пожаров и взрывов. Организационно-технические мероприятия величают в себя: обеспечение исправности оборудования путем отчистки, контроль за работоспособностью систем предупреждения пожаров и взрывов – их своевременный ремонт, а также проведение для персонала обучения и инструктажей в случае возникновения пожара, периодическую проверку знаний и допуск к работе в соответствии с требованиями [47]. Проведение обучения по мерам пожарной безопасности работников производится согласно приказу МЧС РФ от 12.12.2007 № 645.

5.3 Экологическая безопасность

Проведение трассерных исследований, как и других работ, выполняемых оператором по исследованию скважин, сопровождается техногенным воздействием на объекты природной среды: атмосферы, литосферы и гидросферы. Для исключения или сведения к минимуму негативного воздействия загрязняющих факторов на окружающую среду предусмотрен комплекс специальных мероприятий по охране окружающей среды.

Загрязнение атмосферы. Большая часть выбросов на нефтегазовых промыслах, порядка 70-75%, приходится на атмосферу. При добыче нефти от кустовых площадок выделяются загрязняющие вещества (ЗВ), которые складываются из выбросов через неплотности фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры скважин и замерной установки (ЗУ), а также сальниковых уплотнений.

Для предотвращения неконтролируемых выбросов в атмосферу проводят полную герметизацию оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа, осуществляют контроль швов сварных соединений трубопроводов, проводят защиту оборудования от коррозии, утилизируют попутный газ.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества при помощи фильтров и рассеиванием в высоких труба

Загрязнение литосферы. По статистическим данным около 5% всех загрязнений от нефтегазовых промыслов приходится на почву, что объясняется непосредственным воздействием пластами.

Во время проведения технологических операций с химическими агентами, велика вероятность их попадания не только в продуктивные пропластки, но и за его пределы, путём перетоков, или неплотной кровли пропластка, что, в свою очередь приводит к изменению физико-химических свойств почвы, и оказывает на неё негативное воздействие.

Для почв предусмотрены предельно-допустимые значения концентраций вредных химических соединений, основные из которых представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Предельно-допустимые концентрации вредных химических веществ в почве [48]

Вещество	ПДК, мг/кг	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

Планирование экологической защиты литосферы начинается на стадии проектирования строительства нефтегазового комплекса согласно [49].

Загрязнение гидросферы

Вторичное вскрытие пласта скважин при определенных условиях может сопровождаться:

- загрязнением водотоков, поверхностных водоемов, подземных вод грунтов, почв химическими реагентами, горюче-смазочными материалами, пластовыми флюидами.
- хозяйственно-бытовыми жидкими и твердыми отходами;

- перетоками в заколонном пространстве из-за нарушения целостности обсадной колонны;
- продуктами утечек скважины.

В соответствии с нормами технологического проектирования, для предотвращения попадания химических реагентов и технологических жидкостей в гидросферу, регламент должен предусматривать полную герметизацию всего оборудования, арматуры.

В процессе освоения скважины продукты освоения (нефть, отработанная вода) должны собираться в передвижные металлические емкости по 25 м³ с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор.

После закачки химических реагентов или других вредных веществ до разборки нагнетательной системы агрегата должна прокачиваться инертная жидкость объемом, достаточным для промывки нагнетательной системы. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость. Остатки химических реагентов следует собирать и доставлять в специально отведенное.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на кустовой площадке месторождения «Х» при проведении работ по нестационарному заводнению в процессе трассерных исследований:

- нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением;
- разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину;
- нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети.

Технологические процессы, идущие под высоким давлением, и оборудование, находящееся под большими нагрузками, в определенных условиях представляют наибольшую опасность для здоровья и жизни персонала.

Этот процесс, как правило, приводит к взрыву, который в свою очередь провоцирует появление большого количества механических осколков и ударные волны. Их разрушительное воздействие может быть крайне значительным и опасным для людей, находящихся рядом во время аварии. Из этого следует, что оборудование, функционирующее в условиях избыточного давления, должно обладать высокой степенью эксплуатационной надежности.

Согласно ФНиП ПБ «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» общие требования при проведении работ по нестационарному заводнению включают в себя следующие ключевые моменты:

- работы по нагнетанию в скважину химических и других агентов проводятся в соответствии с планом, утвержденным нефтегазодобывающей организацией;

- в плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ;

- при закачке химических реагентов, пара, горячей воды на нагнетательной линии у устья скважины должен быть установлен обратный клапан;

- нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полуторакратное ожидаемое рабочее давление;

- при гидравлических испытаниях нагнетательных систем обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны, устанавливаемой планом работ;

- перед началом работы по закачке реагентов, воды и после временной остановки в зимнее время необходимо убедиться в отсутствии в коммуникациях насосных установок и нагнетательных линиях ледяных пробок [50].

Основные мероприятия по предотвращению опасностей, обусловленных повышением давления и нагрузками, включают в себя: осмотр

и испытание установок, оборудования, механизмов; применение различных средств блокировки, исключающих аварии при неправильных действиях рабочих; автоматизация производственных процессов, позволяющая вывести людей из опасных зон, и осуществлять контроль показаний приборов дистанционно.

5.5 Выводы по разделу

В результате выполнения раздела «Социальная ответственность» были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, проанализированы опасные и вредные производственные факторы, оценены экологические риски и возможная защита окружающей среды от загрязнения, а также рассмотрены возможные чрезвычайные ситуации и мероприятия по их предотвращению при проведении трассерных исследований на кустовой площадке. Выполнение представленных требований мер безопасности позволит избежать воздействия вредных и опасных факторов или значительно уменьшить их ущерб оператору по исследованию скважин, а знание правил по защите окружающей среды при проведении работ снизит вред окружающей среде.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения работы были определены особенности формирования заводнения нефтегазоконденсатного месторождения и обосновано применение трассерных исследований для повышения эффективности заводнения пластов.

Для увеличения нефтеотдачи нефтегазоконденсатного месторождения путем применения трассерных исследований было предложено два направления их применения: непосредственный контроль за заводнением и определение остаточной нефтенасыщенности пласта для выявления зон, не затронутых процессом разработки и слабодренлируемых зон.

Осуществление контроля разработки при заводнении является одним из решающих факторов для достижения эффективного вытеснения и организации целесообразной разработки месторождения. Для этого необходимо огромное количество данных полученных посредством различного рода исследований. В процессе эксплуатации скважин основными методами исследования являются ГДИС, которые позволяют произвести оценку энергетических свойств пласта и ФЕС, а также определить и спрогнозировать продуктивность скважин. Согласно проведённому анализу, применение трассерных исследований применяется в качестве дополнительных к основным гидродинамическим исследованиям с целью увеличения промысловых данных.

В качестве усовершенствования технологии проведения комплекса таких исследований может стать рекомендация по применению результатов данного комплекса исследований для блочно-факторного анализа. Возможность установления гидродинамической связи благодаря трассерным исследованиям дает возможность к делению разрабатываемой залежи на блоки для последующего их индивидуального анализа и интеграции с целью установления отклонений контрольных параметров от запланированных и последующего их устранения. Такой подход приведет к снижению

неопределенностей в данных и обеспечит наглядную связь между каждым отдельными блоками, выделяя участки, требующие повышенного внимания.

Список использованных источников

1. Каяниди, А. В., Сохошко, С. К. Анализ факторов, влияющих на процесс поддержания пластового давления путём заводнения. История применения метода / А. В. Каяниди, С. К. Сохошко [Текст] // Современные инновации: теоретический и практический взгляд. — Тюмень: Проблемы науки, 2018. — С. 140-141. URL: elibrary_32636055_75123879.pdf
2. Трофимук А.А. 60 лет развития геологии нефти и газа в СССР // ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА . - 1982. - №12 – С.5-9. URL:Библиотека Дамирджана - Геология нефти и газа - 1982 - №12 (geolib.ru)
3. Разработка нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений и пластов с аномальными свойствами // Нефтемагнат URL: <https://www.neftemagnat.ru/enc/46> (дата обращения: 08.05.2023).
4. Тер-Саркисов Р.М., Гриценко А.И., Шандрыгин А.Н. Разработка газоконденсатных месторождений с воздействием на пласт . - Москва: Недра, 1996. - 239 с.
5. Мустафинов А.Н. Классификация залежей углеводородов по фазовому состоянию и соотношению объемов газообразной и жидкой фаз в пласте // ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. - 1962. - №12. - С. 47-50.
6. Маринин В. И., Кошелев А. В., Рассохин С. Г., Троицкий В. М., Ваньков В. П., Соколов А. Ф., Мизин А. В. Физическое моделирование процессов вытеснения на примере нефтяной оторочки Ен-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения // Вести газовой науки. 2011. №2 (7). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/fizicheskoe-modelirovanie-protssessov-vytesneniya-na-primere-neftyanoj-otorochki-en-yahinskogo-neftegazokondensatnogo> (дата обращения: 08.05.2023).
7. Желтов Ю.В., Мартос В.Н., Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Разработка нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений и пластов с аномальными свойствами . - Москва: Недра, 1977. - 254 с.

8. Моделирование расформирования нефтяной оторочки в условиях первоочередной разработки газовой шапки Кряжев Всеволод Александрович https://elar.urfu.ru/bitstream/10995/103793/1/978-5-91951-593-7_2020_214.pdf

9. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. - Москва: Струна, 1998. - 628 с.

10. Баженов, Е. А. Образование конусов воды и газа в добывающих скважинах / Е. А. Баженов. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2023. — № 8 (455). — С. 36-38. — URL: <https://moluch.ru/archive/455/100303/> (дата обращения: 24.04.2023).

11. Г. Пол Уиллхайд Заводнение пластов. - Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. - 788 с.

12. М.М. Иванова, Л.Ф. Деменьтьев, И.П.Чоловский Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. - Москва: Недра, 1985. - 422 с.

13. Амелия И.Д. Особенности разработки нефтегазовых залежей. - Москва: Недра, 1978. - 136 с.

14. Геолого-промысловые методы прогноза нефтеотдачи: Учеб. Пособие / В. А. Савельев, М. А. Токарев, А. С. Чинаров.— Ижевск: Издательский дом «Удмуртский университет», 2008.

15. Черемисин Н.А., Сонич В.П., Батурин Ю.Е. и др. Условия формирования остаточной нефтенасыщенности в полимиктовых коллекторах при их заводнении // Нефтяное хозяйство. – 1997. №9. С. 40-45

16. РД 39-01470035-214-86. Методическое руководство по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр. Миннефтепром СССР; вниинефть; ВНИГНИ. М., 1986.

17. Коротенко В. А. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: учебное пособие / Коротенко В. А.,

18. Шахриёр Шукрулло Ўғли Шавкатов, Мирвохид Олимович Сатторов Исследование факторов, влияющих на нефтеотдаче пластов на местных

месторождениях // Science and Education. 2022. №5. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/issledovanie-faktorov-vliyayuschih-na-nefteotdache-plastov-na-mestnyh-mestorozhdeniyah> (дата обращения: 08.05.2023).

19. ГУРЬЯНОВ А., КАТАШОВ А., ОВЧИННИКОВ К. Диагностика и мониторинг притоков скважин с помощью трассеров на квантовых точках // Технологии. - 2017. - №№2(060). - С. 40-49.

20. Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков Ю.И. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов, Москва.: Недра, 1986. – 158 С.

21. Т.В. Бондаренко АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ПРОВЕДЕНИЯ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ // ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР. - Томск: ТПУ, 2020. - С. 41-43.

22. Методические рекомендации по планированию, проведению, приемке и контролю качества выполняемых работ, интерпретации, документированию и формированию баз данных и использованию результатов трассерных исследований. ООО “Лукойл”, М. 2012 г.

23. Кухленкова Н.О. Отчет по химическому анализу на совместимость индикаторов для определения нефтенасыщенности призабойной зоны с пробамми воды скважины 2101 и нефти со скважины 2105 пласта d3fm-III Висового месторождения. – Томск, 2021. – 16 с.

24. Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков Ю.И. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов. – М. Недра, 1986. – 157 с.

25. Болотов А.В. МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ХИМИЧЕСКИХ ТРАССЕРНЫХ ТЕСТОВ // Международная научно-практическая конференция "Перспективы применения химических методов увеличения нефтеотдачи пластов (ХМУН) на поздней стадии разработки". - Казахстан: ТОО «КМГ Инжиниринг», 2022. - С. 14-20.

26. Царев Н.И., Царев В.И., Катраков И.Б. Практическая газовая хроматография: Учебно-методическое пособие для студентов химического

факультета по спецкурсу «Газохроматографические методы анализа». – Барнаул: Изд-во Алт. Ун-та, 2000 – 156 с.

27. Gary R. Jerauld et. Al. Interpreting Single Well Chemical Tracer Tests (SPE-129724) // SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA 24-28 April 2010.

28. Clara Hernandez et. Al. Single Well Chemical Tracer Test to Determine ASP Injection Efficiency at Lagomar VLA-6/9/21 Area, C4 Member, Lake Maracaibo, Venezuela (SPE-75122) // SPE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, 13-17 April 2002.

29. P.L. mcguire et. Al. Low Salinity Oil Recovery: An Exciting New EOR Opportunity for Alaska's North Slope (SPE-93903) // SPE Western Regional Meeting held in Irvine, CA, U.S.A., 30 March -1 April 2005

30. ФЕДОРЧУК М.Ю., АНИСИМОВ Л.А., ВОРОНЦОВА И.В., ВАЛИУЛЛИНА Н.В., ТРУНОВ Н.М. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ СЛОЖНО ПОСТРОЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ КОМПЛЕКСОМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ И ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН // Геология, география и глобальная энергия.. - 2013. - №3. - С. 69-79.

31. Л.А. Анисимов, И.В. Воронцова, В.С. Левченко, К.И. Банькин, М.Ю. Поликарпов, П.Ф. Попова, Н.В. Булеева, С.Ю. Штунь АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ И ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ИМ. Ю. КОРЧАГИНА В СЕВЕРНОМ КАСПИИ // Геофизические исследования. - 2019. - №12. - С. 48-55.

32. Коробейникова, Т. В. Индикаторные исследования как метод выявления техногенной трещиноватости, влияющей на процесс равномерного заводнения пласта, на примере одного из месторождений Нижневартовского свода / Т. В. Коробейникова, П. П. Дударик, В. Б. Маркелов, Ю. Д. Куприянов. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2017. — № 39 (173). — С. 14-17. — URL: <https://moluch.ru/archive/173/45739/> (дата обращения: 15.06.2023).

33. Хребтова Е.А. ТРАССЕРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН // НАУКА, ОБРАЗОВАНИЕ, ИННОВАЦИИ: АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ И СОВРЕМЕННЫЕ АСПЕКТЫ: сборник статей VIII Международной научно-практической конференции. - Пенза: МЦНС «Наука и Просвещение», 2021. - С. 56-58.

34. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина З.В. Криницына; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с

35. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

36. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

37. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

38. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность): учебник для академического бакалавриата / С.В. Белов. – 5-е изд., перераб., М.: Издательство Юрайт; ИД Юрайт, 2016. – 702 с. Серия: Бакалавр. Академический курс

39. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности

40. СП 51.13330.2011. Защита от шума

41. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность.

42. ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».

43. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

44. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

45. ГОСТ Р 12.1.019-2009 «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»

46. Калыгин В.Г. Промышленная экология. - Москва: МНЭПУ, 2000. - 240 с.
47. ГОСТ 12.0.004-90 Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения.
48. ГН 2.1.7.2041-06 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве. Гигиенические нормативы».
49. СНиП 11-01-95 «Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений».
50. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.