

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				
АНАЛИЗ СПОСОБОВ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ ИЗ НЕОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМ РАЗМЕЩЕНИЯ СКВАЖИН				

УДК 622.276(571.51)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Плаксина Милена Умхаевна		

Руководитель ВКР

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

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Креницына Зоя Васильевна			

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		

Томск – 2023г.

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
2Б95	Плаксина Милена Умхаевна

Тема работы:

АНАЛИЗ СПОСОБОВ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ ИЗ НЕОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМ РАЗМЕЩЕНИЯ СКВАЖИН	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	39–67/с от 08.02.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	16.06.2023
--	------------

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>Изучение методов оценки коэффициента извлечения нефти, коэффициента охвата пласта заводнением. Определение эффективных систем размещения скважин на эксплуатационном объекте в условиях неоднородных коллекторов. Обоснование применения проектирование горизонтальных и многозабойных скважин для выработки остаточных запасов нефти.</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	

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

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	09.02.2023
---	------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Плаксина Милена Умхаевна		09.02.2023

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

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б95	Плаксина Милена Умхаевна

Тема работы:

АНАЛИЗ СПОСОБОВ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ ИЗ НЕОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМ РАЗМЕЩЕНИЯ СКВАЖИН
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	16.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.02.2023	Оценка геологических условий неоднородных коллекторов нефтяных месторождений	30
20.03.2023	Технологические подходы, определяющие выработку запасов нефти из неоднородных коллекторов	30
24.04.2023	Повышение эффективности выработки запасов нефти в процессе разработки месторождения X ₂	20
15.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
05.06.2023	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Плаксина Милена Умхаевна		

РЕФЕРАТ

В данной выпускной квалификационной работе 123 страницы, в том числе 19 рисунков, 23 таблицы. Список использованных источников содержит 53 источника. Работа не содержит приложений.

Ключевые слова: неоднородный коллектор, запасы нефти, система размещения скважин, скважина с горизонтальным окончанием, охват пласта.

Объектом исследования являются неоднородные коллектора нефтяных месторождений.

Цель исследования – повышение эффективности выработки запасов нефти на разных стадиях разработки месторождения в условиях неоднородных коллекторов для различных систем размещения скважин.

В данной работе рассматривается определение неоднородных коллекторов, от чего зависит неоднородность коллектора, как она влияет на процесс разработки месторождения. А также то, как локализуются запасы нефти при процессе заводнения в условиях геологической неоднородности. Описаны процессы фильтрации для различных видов неоднородности. Были рассмотрены методы по извлечению остаточных запасов, а конкретно то, как влияет изменение сетки скважин на процесс выработки остаточных и трудноизвлекаемых запасов. По мимо этого, было проведено исследования влияние сейсморазведочных испытаний на размещение скважин.

Был описан процесс изменения сетки скважин на эксплуатационных объектах с неоднородностями, исследованы методы выявления остаточных запасов и способы размещения скважин для их выработки.

В результате исследования был выявлен эффективный метод размещения скважин в условиях неоднородных коллекторов для рациональной системы заводнения и выработки остаточных запасов нефти.

Область применения: нефтяные и месторождения, нагнетательные скважины, добывающие скважины.

Потенциальная экономическая эффективность выражается в экономии денежных средств при проектировании строительства горизонтальных

скважин, многозабойных скважин и одновременно-раздельной эксплуатации и в целом от наиболее эффективной системы размещения скважин.

СОДЕРЖАНИЕ

1	ОЦЕНКА ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НЕОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	16
1.1	Основные закономерности выработки запасов нефти из неоднородных коллекторов.....	18
1.2	Анализ распределения фильтрационных потоков по продуктивному пласту с неоднородностью	24
1.3	Анализ динамики коэффициентов охвата, вытеснения и нефтеотдачи	30
1.4	Влияние систем сеток скважин на степень охвата пласта	45
2	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ВЫРАБОТКУ ЗАПАСОВ НЕФТИ ИЗ НЕОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ.....	55
2.1	Группы разобщенности, выделяемые при анализе пластов	55
2.2	Влияние сейсморазведки на размещение скважин на эксплуатационных объектах.....	58
2.3	Технология размещения скважин на эксплуатационных объектах с неоднородными коллекторами	64
2.4	Изменение сеток скважин с целью извлечения остаточных запасов нефти	70
3	ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X2	75
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	82
4.1	Потенциальные потребители результатов исследования	82
4.2	Анализ конкурентных технических решений	83
4.3	Swot-анализ	84
4.4	Расчёт продолжительности выполнения работ.....	86
4.5	Расчёт сметной стоимости работ	87
4.6	Определение экономической эффективности.....	89
4.7	Определение ресурсоэффективности проекта	90
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	97

Введение.....	97
5.1 Правовые и организационные вопросы	97
5.2 Производственная безопасность.....	98
5.2.1 Анализ потенциально вредных производственных факторов.....	100
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов.....	103
5.3 Экологическая безопасность.....	109
5.3.1 Защита атмосферы	109
5.3.2 Защита гидросферы.....	110
5.3.3 Защита литосферы.....	112
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	113
5.5 Выводы по разделу социальная ответственность	114
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	116

ВВЕДЕНИЕ

В современных реалиях для компаний, добывающих нефть в России, возникает необходимость освоения месторождений нефти со сложным строением залежей, имеющих многопластовые объекты разработки, пропластки, которых имеют сильное отличие между собой в пористости, проницаемости и других характеристиках. Для разработки таких объектов необходимо внедрять новые технологии и подходы. Привычные подходы к освоению могут негативно сказаться на выработке запасов нефти, возникает проблема опережающей выработки, возникает стремительный рост обводненности добываемой продукции. Образуются зоны слабодренируемых запасов в низкопроницаемых коллекторах, поэтому и необходимо использовать новые технологии добычи углеводородов.

Понятие неоднородных коллекторов объясняется сложным структурным строением залежей, отличных друг от друга фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Запасы нефти, из таких коллекторов бывает трудно извлечь, а иногда даже не рентабельно, так как необходимо использовать дополнительные технологии при добыче, отличающиеся от традиционных методов. При извлечении запасов из неоднородных коллекторов необходимо определять зоны локализации углеводородов, обеспечивать применение различных систем размещения скважин. Наличие на месторождении неоднородных коллекторов, имеющих сложное геологическое строение может негативно сказаться на добываемой продукции. При разработке таких месторождений проблемой будет являться быстрорастущая обводненность продукции, поддержание планируемого уровня добычи нефти, а также установленного высокого коэффициента извлечения нефти (КИН).

Немало важным фактором в сохранении проектного КИН является система размещения скважин. Различная плотность сетки скважин сказывается на коэффициенте охвата пласта, выбрав правильный вариант расположения скважин для конкретных участков разработки может помочь

справиться с неблагоприятными геологическими факторами, которые негативно сказываются на выработке запасов нефти из неоднородных коллекторов. Не столь актуальным является соотношение числа нагнетательных и добывающих скважин, как плотность сетки, их соотношение по площади разрабатываемого объекта, так как при подборе системы размещения скважин учитываются такие факторы как: толщина пластов, их протяженность и количество, фильтрационно-емкостные свойства, глубина залегания пластов и другое.

Для решения проблем выработки запасов нефти из неоднородных коллекторов, компании, разрабатывающие месторождение, могут применять такие технологии, как:

- гидравлический разрыв пласта для контроля движения закачиваемой воды через трещины;
- проводка скважин с горизонтальным окончанием для увеличения нефтеотдачи;
- использование оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации нескольких нефтеносных горизонтов для обеспечения изоляции некоторых пластов и эффективной добычи;
- обеспечение выработки запасов из неоднородных коллекторов, имеющих сложное геологическое строение с пластами с малым этажом нефтеносности.

Актуальность данной работы: необходимость довыработки запасов из неоднородных коллекторов, имеющих сложное геологическое строение.

Целью работы является: повышение эффективности выработки запасов нефти на разных стадиях разработки месторождения в условиях неоднородных коллекторов для различных систем размещения скважин.

Задачи, поставленные к выполнению:

1. Проанализировать распределение фильтрационных потоков по продуктивному пласту с неоднородностью;

2. Обосновать влияние сейсморазведки на размещение скважин и определить наиболее эффективную систему размещения скважин в условиях неоднородных коллекторов;

3. Оценить эффективность применения технологических решений по выработке запасов нефти в процессе разработки месторождения X₂.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

Неоднородный коллектор – это коллектор, в котором литолого-физические свойства имеют особенность изменяться (проницаемость, пористость);

КИН – Коэффициент извлечения нефти;

ОРД – Одновременно-раздельная добыча;

МУН – Методы увеличения нефтеотдачи;

НМНК – Независимые малые нефтяные компании;

ПАО – Публичное акционерное общество;

ОРЭ – Одновременно-раздельная эксплуатация;

ЮТС – Южно-татарский свод;

НИЗ – Начальные извлекаемые запасы;

НВСП – Непродольное вертикальное сейсмопрофилирование;

МЗС – Многозабойные скважины;

ГС – Горизонтальные скважины;

УГС – Условно-горизонтальный ствол;

ВС – Вертикальная скважина;

БС – Боковой ствол;

БГС – Боковой горизонтальный ствол;

СГО – Скважины с горизонтальным окончанием;

ГИС – Геофизические исследования скважин;

ГТ – Горизонтальные технологии;

ВНК – Водонефтяной контакт;

ГРП – Гидравлический разрыв пласта;

МОГТ – Метод общей глубинной точки;

МОВ – Метод отраженных волн;

ГГМ – Геолого-гидродинамическая модель;

ОГТ – Общая глубинная точка;

ПП – Пункт приёма;

ПВ – Пункт возбуждения;

ПАО – Публичное акционерное общество

1 ОЦЕНКА ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НЕОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Одной из важнейших проблем при выработке запасов нефти является присутствие на месторождении неоднородных коллекторов. Изучение геологической неоднородности пород-коллекторов помогает уточнить геологическую модель объекта разработки в целом или отдельной залежи. Понятие геологической неоднородности и её изучение началось еще в начале 60-х годов XX века, когда были замечены расхождения проектных показателей разработки, полученных с помощью гидродинамической модели, с фактическими показателями разработки [1].

Еще в СССР велись изучения неоднородных коллекторов. В 1987 году Б.К. Прошляков, Т.И. Гальянова и Ю.Г. Пименов описывали формирование неоднородных коллекторов. В своей работе они говорили о том, что формирование коллекторов происходит неравномерно, породы в разные этапы формирования имели различные литологические свойства, что дало начало формированию их неоднородности.

В Канаде примером изучения неоднородных коллекторов является «нефтяной бум», который случился в 30-е годы прошлого столетия, когда были открыты верхнедевонские отложения на западе Канады. При изучении данных коллекторов, они были обозначены как плотные. В данных коллекторах были найдены запасы нефти, однако заниматься выработкой данных запасов не представлялось возможным в силу нехватки развития технологий, позволяющих это сделать. Аналогом таких коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами являются данково-лебединские, заволжские и елецкие отложения южно-татарского свода (ЮТС), которые находятся в Республике Татарстан.

В Канаде для выработки запасов нефти из неоднородных коллекторов, обнаруженных в 30-е годы, начали активно применять технологию бурения горизонтальных стволов скважин. Данная технология начала свое активное распространение почти через 70 лет после обнаружения неоднородных коллекторов, то есть в начале 21 века.

Геологическая неоднородность характеризует изменчивость характера и степени литолого-физических свойств пород объекта по площади и разрезу.

При изучении геологической неоднородности объекта необходимо выделять однородные объекты, которые являются таковыми с точки зрения геологической истории, это помогает объективно оценить степень неоднородности, а также основные параметры пласта. Основным параметром, контролируемым при разработке месторождения является коэффициент извлечения нефти (КИН).

Важными задачами разработки месторождений являются увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН) и удержание высоких уровней ее добычи при любых условиях локализации запасов. Пути решения поставленной задачи возможны при условии применения комплекса эффективных методов воздействия на эксплуатационные объекты за счет регулирования систем разработки на разных стадиях с учётом степени выработанности запасов.

$$\text{КИН} = \frac{Q_{\text{извл}}}{Q_{\text{геол}}} \quad (1)$$

где:

$Q_{\text{извл}}$ – извлекаемые запасы нефти, тыс. т;

$Q_{\text{геол}}$ – геологические запасы, тыс. т.

Запасы нефти, неохваченные выработкой и оставшиеся в продуктивных коллекторах на конец разработки, называют остаточными.

За последние годы запасы со степенью выработанности более 50 % возросли в два раза, а более 80 % в четыре раза, при этом доля добычи с объектов, выработанных более 80 %, возросла от 4,6 до 17 % [2].

Опыт эксплуатации более трехсот объектов, находящихся на различных стадиях разработки, показал, что при проведении анализа выработки запасов для определения граничных точек стадий разработки используется методический подход, основанный на анализе зависимости темпа прироста добычи нефти от темпа отбора от начальных извлекаемых

запасов [4]. Следует отметить, что не существует корреляции между стадиями разработки и степенью выработанности залежей вследствие различия геологических условий их строения и систем разработки, поэтому точкам перехода между стадиями разработки соответствуют различные значения выработанности запасов, хотя наличие таких связей в литературе встречается достаточно часто [5]. Поэтому в данной работе стадия разработки условно будет соответствовать стадии (степени) выработанности запасов.

Оценку состояния разрабатываемых объектов по накопленной добыче нефти представляется возможным провести на основе данных государственного баланса запасов. Таким образом, из сопоставления выработанности запасов (определяется как отношение накопленной добычи нефти к начальным извлекаемым запасам) и обводненности продукции каждого объекта разработки можно делать выводы об эффективности существующей системы разработки, а также выделять перспективные объекты по дальнейшему ее совершенствованию [6].

1.1 Основные закономерности выработки запасов нефти из неоднородных коллекторов

Важнейшим параметром при разработке месторождения, в частности при выработке запасов, является величина отбора нефти от начальных извлекаемых запасов. При помощи данных государственного баланса возможно выделить степень эффективности разработки, учитывая отношение накопленной добычи к начальным извлекаемым запасам (НИЗ), а также направить вектор разработки в необходимое русло, для анализа последующих этапов освоения. Немало важным является извлечение запасов из неоднородных коллекторов, что выявляется в процессе уточнения и классификации типов неоднородности месторождений нефти.

Полнота извлечения нефти из недр и темпы добычи во многом зависят от эффективности систем разработки нефтяных месторождений с заводнением. Полнота вовлечения в разработку промышленных запасов и

характер их выработки первоначально зависит от степени охвата объекта разработки по площади и по разрезу, что определяется характером продвижения пластовой и закачиваемой воды. Этим можно объяснить особое внимание, уделяемое вопросам охвата пласта при геолого-промысловом анализе, а также особенностям продвижения воды по продуктивным пластам.

К факторам, влияющим на процесс заводнения, можно отнести фильтрационные свойства насыщенных пластов, а также характер и степень их геологической неоднородности.

Немало важным фактором, влияющим на нефтеотдачу пластов, является параметр размещения сетки добывающих и нагнетательных скважин, так как от него непосредственно зависит система заводнения, которая может при правильно подобранном размещении сетки скважин эффективно сказаться на нефтеотдаче пластов. Также на нефтеотдачу влияют: темп разработки, технология отбора жидкости, технология закачки воды, условия разработки смежных пластов, а также характер вскрытия продуктивных пластов в скважинах [9].

Система заводнения может многое сказать о положении водонефтяного контакта (ВНК). Правильная интерпретация данных наблюдения за заводнением даёт знать о местоположении ВНК, внешнего и внутреннего контуров нефтеносности в зависимости от разных этапов и времени разработки. В результате анализа данных по перемещению ВНК в пласте можно сделать вывод о его неравномерном движении и сложной геометрической форме. Это говорит о сложном литологическом строении (присутствие геологической неоднородности) на многопластовом месторождении.

Рассмотрим понятие неоднородности и от чего оно зависит, а также на что влияет. Под геологической неоднородностью понимают изменчивость литологического состава изучаемых пластов по площади, характер и степень чередования по разрезу нефтяного горизонта, проницаемых пластов с непроницаемыми, а также изменчивость физических свойств коллекторов,

обусловленную их вещественным составом, структурой и текстурой порового пространства. Неоднородность называется геологической, потому что она обусловлена в основном геологическими процессами, результатом которых являются изменение литологических, петрографических, а также физических свойств пород. В связи с многообразием форм проявления геологической неоднородности наиболее приемлемое ее определение должно учитывать неоднородность отдельного пласта, горизонта в целом, а также пород–коллекторов.

На различных этапах разработки степень изученности геологической неоднородности может быть разной, так, например на этапе бурения поисковых скважин неоднородность является лишь качественной характеристикой, так как определяется лишь в пределах разрезов отдельных скважин.

На стадии промышленной разведки неоднородность продуктивных пластов должна быть изучена с большей детальностью по всей площади залежи и графически представлена корреляционными схемами и картами литологических разностей, изопакит и другими материалами, которые должны явиться геологической основой для составления технологической схемы разработки [1].

Различают неоднородность двух типов: макронеоднородность и микронеоднородность.

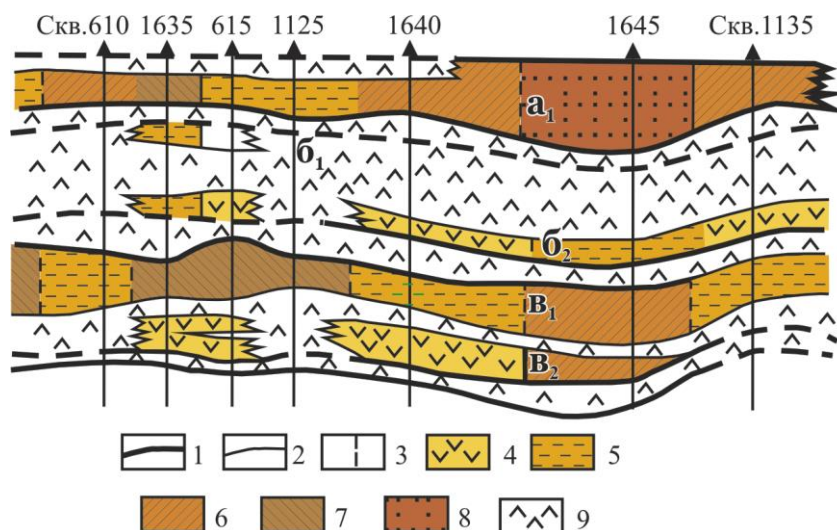


Рисунок 1 – Макро- и микронеоднородность на геологическом профиле

Кровля и подошва: 1 – пласта; 2 – прослая; 3 – условные границы между частями пласта с различной проницаемостью; проницаемость, мкм²:4 – < 0,01; 5 – 0,01 – 0,05, 6 – 0,05 – 0,1; 7 – 0,1 – 0,4; 8 – > 0,04; 9 – непроницаемые породы; а – в – индексы пластов

Макронеоднородность отражает морфологию залегания пород-коллекторов в объеме залежи углеводородов, т.е. характеризует распределение в ней коллекторов и неколлекторов.

Для изучения макронеоднородности используются материалы ГИС по всем пробуренным скважинам. Надежную оценку макронеоднородности можно получить только при наличии квалифицированно выполненной детальной корреляции продуктивной части разрезов скважин.

Особую важность детальная корреляция и изучение макронеоднородности приобретают при расчлененности продуктивных горизонтов непроницаемыми прослоями.

Исследование макронеоднородности проводят по толщине и по простиранию. По толщине макронеоднородность проявляется в присутствии в разрезе горизонта нескольких продуктивных пластов и прослоев коллекторов (обычно в разном количестве на различных участках залежей) вследствие наличия мест их слияния, отсутствия в разрезе некоторых пластов, уменьшения нефтенасыщенной толщины в водонефтяной части залежи за счет неучета водоносных нижних пластов и др. По простиранию макронеоднородность изучается по каждому из выделенных в разрезе горизонта пластов – коллекторов. Она проявляется в изменчивости их толщин вплоть до нуля, т.е. наличии зон отсутствия коллекторов (литологического замещения или выклинивания) [1]. Макронеоднородным называют пласт, который является монолитным (единым), и практически постоянным по толщине.

Под микронеоднородностью понимают изменчивость в пределах залежей фильтрационно–емкостных свойств пород–коллекторов, насыщенных углеводородами – проницаемости, пористости,

нефтенасыщенности. Микронеоднородность характерна и для терригенных, и еще более для карбонатных коллекторов [1].

Геологическая неоднородность, макронеоднородность в частности, характеризуется определенными параметрами: коэффициент расчлененности, коэффициент песчанистости, коэффициент литологической выдержанности, коэффициент литологической связанности (слияния).

$$K_{\text{пес}} = \sum \frac{h_{\text{эф}}}{h_{\text{общ}}} / n \quad (2)$$

где:

$h_{\text{эф}}$ – эффективная мощность пласта в скважине, м;

$h_{\text{общ}}$ – общая мощность пласта от кровли до подошвы в той же скважине, м;

n – число скважин.

Можно увидеть зависимость, что при увеличении количества скважин и общей мощности пласта коэффициент песчанистости будет уменьшаться, а при увеличении эффективной мощности пласта, наоборот, увеличиваться.

$$K_{\text{расчл}} = \frac{l_1 + l_2 + \dots + l_i}{n} \quad (3)$$

где:

l_1, l_2, l_i – число прослоев коллекторов в каждой скважине;

n – число скважин.

По формуле видно, что с увеличением числа скважин коэффициент расчлененности будет уменьшаться.

$$K_{\text{сл}} = \frac{\sum n_{\text{св}}}{n} \quad (4)$$

где:

$n_{\text{св}}$ – скважины, в которых установлена литологическая связь пластов (отсутствуют разобщенность глинистыми прослоями);

n – число скважин.

Для коэффициента литологической связанности также как и для коэффициента расчлененности можно установить обратную зависимость, так как при увеличении числа скважин $K_{сл}$ будет уменьшаться.

$$K_{лв} = \frac{S_k}{S_{общ}} \quad (5)$$

где:

S_k – площадь распространения коллекторов, m^2 ;

$S_{общ}$ – общая площадь залежи, m^2 .

Перечисленные параметры влияют на изменение неоднородности, так:

- чем выше $K_{расчл}$ и чем ниже $K_{лес}$, тем выше макронеоднородность пласта;
- чем больше коэффициент слияния, тем больше и степень связанности коллекторов по вертикали;
- чем больше $K_{лв}$ тем больше степень гидродинамической связанности коллекторов по горизонтам.

При разработке залежей постоянно опираются на коэффициент извлечения нефти, который можно найти путем перемножения трех коэффициентов: коэффициент охвата нефтенасыщенной площади пласта скважинами, коэффициент вытеснения нефти водой из пласта, коэффициент охвата пласта заводнением.

$$КИН = K_{охв} \cdot K_{выт} \cdot K_{зав} \quad (6)$$

где:

$K_{охв}$ – коэффициент охвата нефтенасыщенной площади пласта скважинами, д.ед.;

$K_{выт}$ – коэффициент вытеснения нефти водой из пласта, д.ед.;

$K_{зав}$ – коэффициент охвата пласта заводнением, д.ед.

Данные коэффициенты также рассматриваются при определении остаточных запасов, которые в неоднородных пластах занимают большой процент:

1. нефть, оставшаяся в слабопроницаемых пропластках и участках, не охваченных водой – 27% [7];
2. нефть в застойных зонах однородных пластов – 19% [7];
3. нефть, оставшаяся в линзах и у непроницаемых экранов, не вскрытых скважинами – 24% [7];
4. капиллярно-удержанная и пленочная нефть – 30% [7].

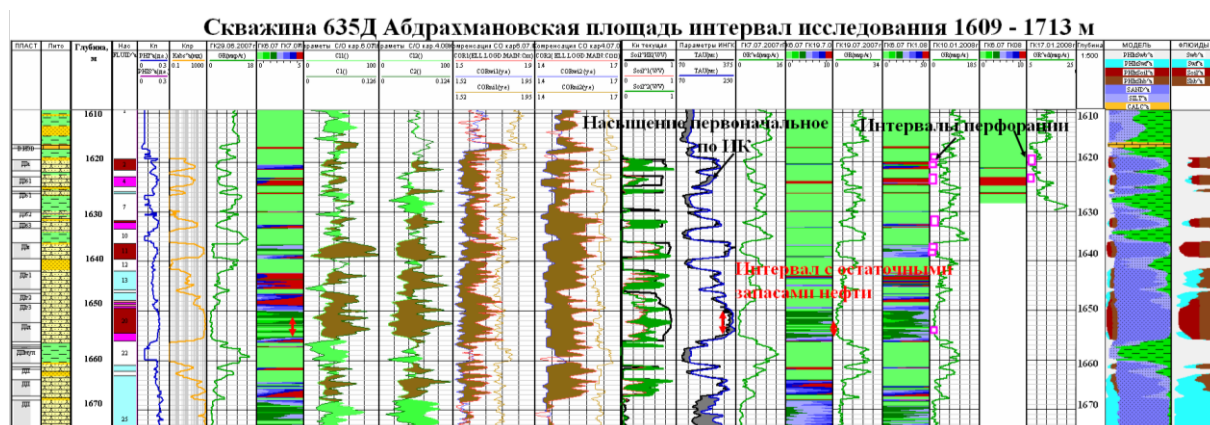


Рисунок 2 – Отображение неоднородностей и остаточных запасов в пласте на каротажной диаграмме скважины 635Д Абдрахмановской площади

Наибольшее влияние неоднородность пласта оказывает на коэффициент охвата, однако это влияние часто называют неоднозначным, так как зависит оно от коэффициента подвижности. Чем меньше коэффициент подвижности, тем большее влияние оказывает геологическая неоднородность для резко неоднородных пластов. В том случае, если коэффициент подвижности (M_0) подчиняется выражению $M_0 > 30$, то охват пласта заводнением наоборот зависит от степени неоднородности при малых значениях отклонения от стандартных значений [7]. Данное влияние сказывается на выборе методов увеличения нефтеотдачи, которые применяются для извлечения из пластов остаточной нефти. Коэффициент подвижности – это обобщение понятие, которое показывает скорость и эффективность вытеснение нефти несмешивающимися жидкостями.

1.2 Анализ распределения фильтрационных потоков по продуктивному пласту с неоднородностью

В природных условиях практически не встречаются однородные коллектора, чаще всего их фильтрационно-емкостные свойства неодинаковы.

Несмотря на это можно выделять области пласта, которые в среднем схожи по проницаемости, а значит эти области можно считать однородными по определенным характеристикам. От того, насколько однороден или неоднороден пласт можно судить по распределению фильтрационных потоков.

Определение фильтрационных потоков на практике проводят с помощью трассерных исследований. Суть данного исследования заключается в том, что используется меченая жидкость, которая проходит путь от нагнетательной скважины, с помощью которой и осуществляется закачка данной жидкости, к добывающей. После этого происходит отбор проб с добывающей скважины и последующие лабораторные исследования.

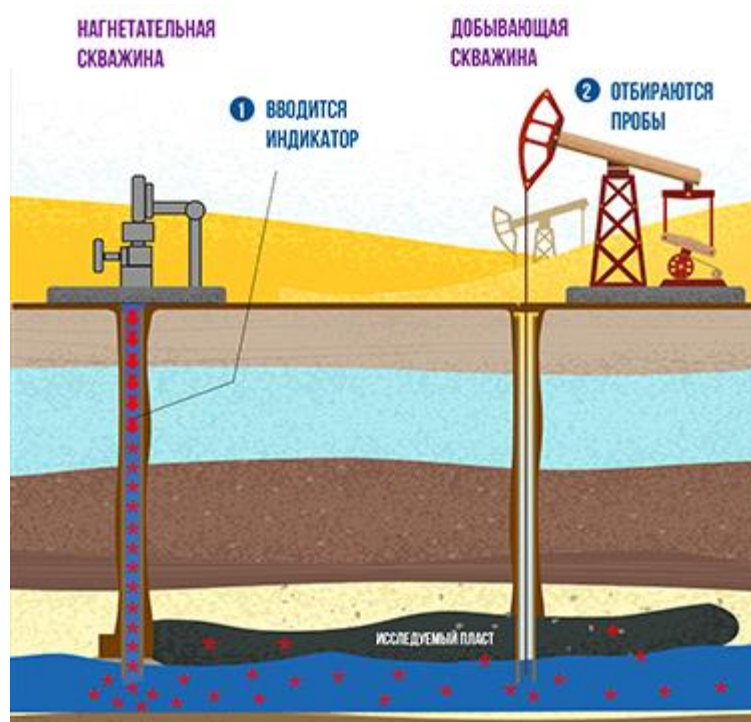


Рисунок 3 – Продвижение меченой жидкости при трассерном исследовании

Для такого рода исследований используются специальные индикаторы, такими могут быть флуоресцентные жидкости (уранин А, родамин С), ионные жидкости (карбамид, калиевая селитра) или органические жидкости (спирты, органические кислоты).



Рисунок 4 Этапы трассерного исследования

Также существует ряд требований к используемым индикаторам:

- растворимость в воде;
- отсутствие или минимизация адсорбции на породах;
- длительный срок годности (от года и более);
- отсутствие влияния на естественный поток;
- высокая точность количественного определения при сильном разбавлении;
- отсутствие негативного воздействия во время применения;
- доступность и легкость в использовании.

Формула для расчета необходимого количества индикаторной жидкости:

$$M_0 = 12,56 \cdot m \cdot K_{\text{выт}} \cdot h \cdot \sqrt{L \cdot A} \cdot C_{\text{min}} \quad (7)$$

где:

m – пористость, д.ед.;

$K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения нефти водой, д.ед.;

h – средняя мощность пласта на участке исследования, м;

L – расстояние от нагнетательной до контрольной добывающей скважины, м;

A – постоянная, характеризующая интенсивность разбавления меченой жидкости при её движении в горных породах (принимается равной 0,02 м), м;

C_{min} – чувствительность прибора, кг/м³.

На практике чаще всего встречаются пласты с геологической неоднородностью, которые отличаются друг от друга по фильтрационно-емкостным характеристикам, их называют макронеоднородными. При проектировании и формировании фильтрационных потоков в таких пластах пользуются схематизацией геометрии движения и ищут эквивалентные значения коэффициентов фильтрационного сопротивления, которые можно использовать в формулах для расчета фильтрационных потоков в однородных пластах.

В пластах-коллекторах выделяют следующие основные типы макронеоднородности [8].

1. Слоистая неоднородность. При таком типе макронеоднородности пласт делится на некоторое количество слоев, в каждом слое фильтрационные характеристики считаются однородными, но отличаются между собой. В модели пласта со слоистой неоднородностью предполагается, что пористость, проницаемость и другие характеристики пласта изменяются только по толщине. Помимо этого считается, что пропластки разделены между собой непроницаемыми границами. В таком случае формирование фильтрационных потоков идет по принципу одномерных схем течения.

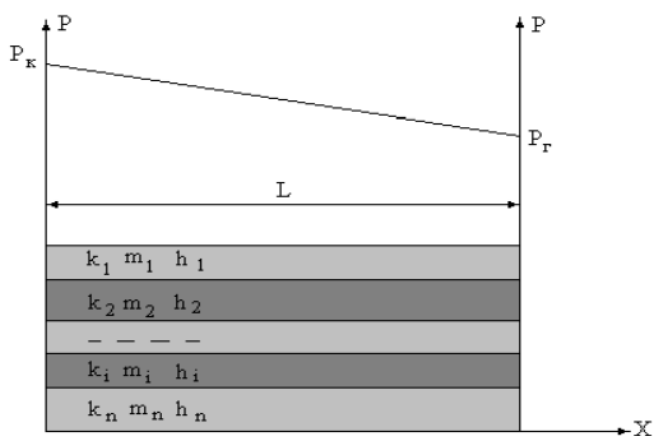


Рисунок 5 – Распределение давления одномерного потока при слоистой неоднородности пласта

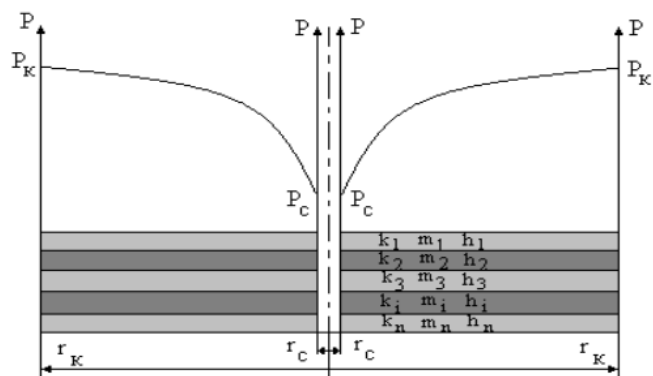


Рисунок 6 – Распределение давления плоскорадиального потока при слоистой неоднородности пласта

2. Зональная неоднородность. В модели пласта, где присутствует такой тип макронеоднородности фильтрационные свойства меняются в плоскости залегания, то есть пласт разделен на однородные зоны. В пределах границ каждой зоны фильтрационные свойства считаются однородными, однако на границе двух зон они меняются скачкообразно.

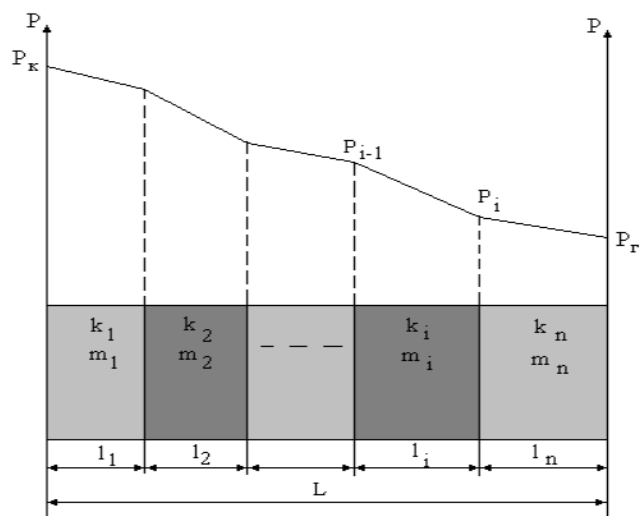


Рисунок 7 – Распределение давления одномерного потока при зональной неоднородности пласта

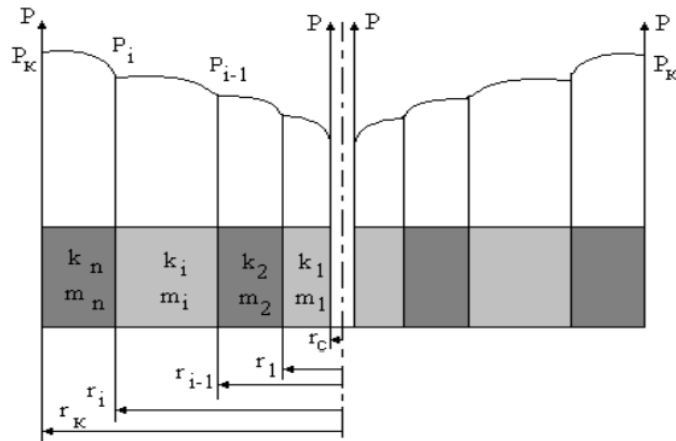


Рисунок 8 – Распределение давления плоскорадиального потока при зональной неоднородности пласта

3. Пласты с непрерывной или случайной неоднородностью. В природных реалиях фильтрационно-емкостные свойства при таком типе макронеоднородности меняются случайно или непрерывно от одной точки пласта к другой. При формировании такой модели пласта фильтрационно-емкостные свойства являются случайной или непрерывной функцией, поэтому формирование потоков можно рассматривать как:

- прямолинейно-радиальное, плоскорадиальное и радиально-сферическое;
- прямолинейно-параллельное, плоскорадиальное и радиально-сферическое;
- прямолинейно-параллельное, плоскорадиальное и радиально-сферическое.

Примером месторождения с неоднородными коллекторами может послужить Арланское нефтяное месторождение, расположенное на территории северо-западе Башкирии. На геологическом профиле данного месторождения можно увидеть сложность геологического разреза с неоднородностью.

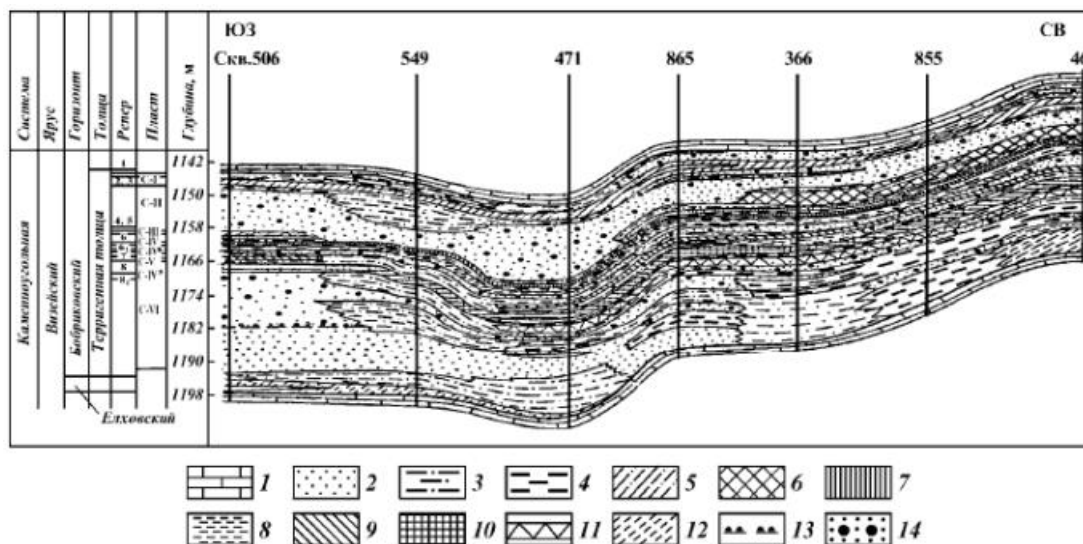


Рисунок 9 – Геологический профиль Арланского месторождения
 1 – известняки; 2 – песчаные коллекторы; 3 – алевролиты; 4 – углисто-глинистые породы; 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12 – репер; 13 – ВНК; 14 – нефтенасыщенные песчаники

1.3 Анализ динамики коэффициентов охвата, вытеснения и нефтеотдачи

Темп отбора — это отношение годовой добычи нефти к начальным извлекаемым или геологическим запасам, данное отношение выражается в процентах. Степень выработки запасов из пласта можно определить при помощи двух коэффициентов: текущий коэффициент нефтеотдачи, коэффициент охвата пласта заводнением, производимым через нагнетательные скважины. Текущий коэффициент извлечения нефти в свою очередь показывает отношение накопленного количества нефти к геологическим запасам на конкретную дату подсчета.

Коэффициент извлечения нефти и темп отбора определяются как по годам разработки, так и на дату подсчета, данные коэффициенты рассчитываются для залежи в целом, отдельных участков и площадей, блоков и участков пластов.

Подсчет геологических запасов нефти в процессе разработки проводят с целью определения наиболее точного КИН, а значит и для извлекаемых запасов нефти. Также эти коэффициенты необходимы для анализа разработки месторождения в соответствии с другими.

В процессе разработки необходимо отслеживать воздействие на залежь, такое воздействие можно отследить при помощи отслеживания изменения дебита и условий эксплуатации скважин на данном участке разработки [9]. К примеру, при понижении пластового давления, можно сказать, что оказываемое воздействие на пласт считается неэффективным, а при повышении пластового давления, такое воздействие можно считать эффективным. При понижении пластового давления необходимо менять методы и степень воздействия на пласт в целом или залежь конкретно.

При составлении проектных документов регламентируются определённые задачи, которые будут выполняться на протяжении всего периода разработки, в этих задачах специально подбирается количество зон влияния на пласт, с помощью задачи производится построение карт влияние закачки воды через нагнетательные скважины на разрабатываемый объект. Построение данных карт проводят для качественной оценки воздействия системы нагнетания на объект.

По своей физической сущности карты влияния закачки близки к картам изобар. В то же время показатель охвата пластов влиянием закачки характеризует условия выработки запасов нефти на конкретном участке и в определённый промежуток времени может меняться в зависимости от осуществления мероприятий [9].

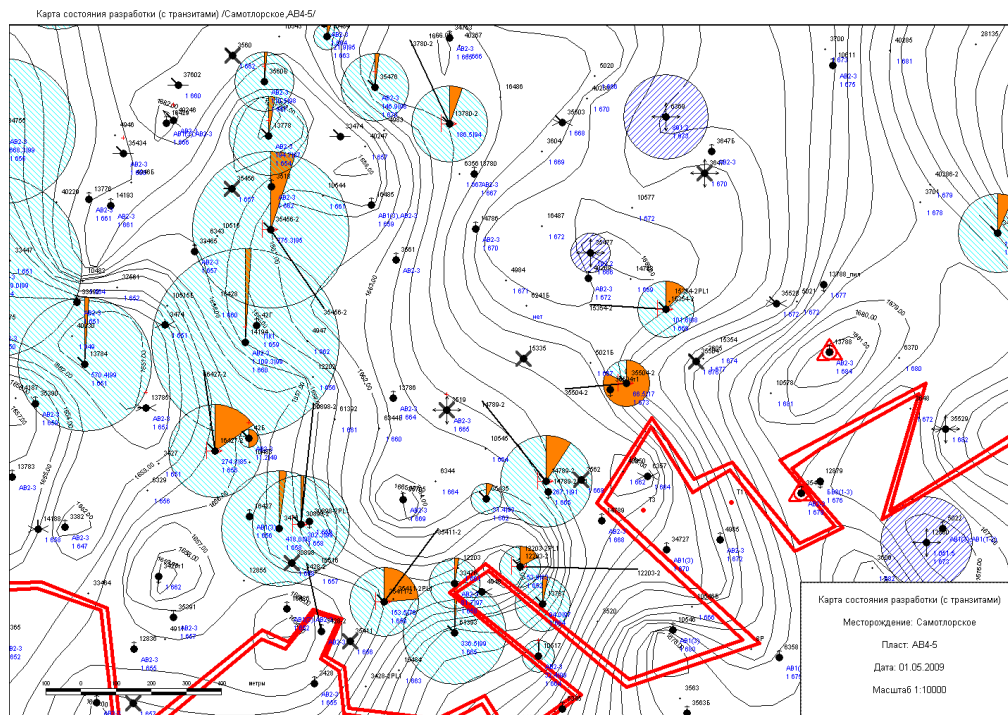


Рисунок 10 – Карта суммарных отборов и закачки Самотлорского месторождения

Карты влияния систем заводнения через нагнетательные скважины строят на основе уже готовых карт распространения коллекторов, где дополнительно указываются данные о текущей закачке воды в систему нагнетательных скважин.

Следующим этапом построения карт является выделения зон с гидродинамической связью с нагнетательными скважинами, по такому воздействию могут быть выделены три группы коллекторов, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Выделяемые по степени связи с нагнетательными скважинами группы коллекторов

Номер группы	Определение	Воздействие на пласт
I	Коллекторы, выходящие на линии нагнетания, т.е. имеющие прямую гидродинамическую связь зоны эксплуатации с нагнетательными скважинами	При закачке хорошо передается воздействие, и его увеличение может быть достигнуто увеличением объема закачиваемой воды на тех же линиях нагнетания
II	Коллекторы, вскрытые только добывающими	В этом случае нельзя осуществить воздействие на

	скважинами и не имеющие прямой гидродинамической связи с линиями нагнетания	пласт через имеющиеся линии разрезания и требуется либо бурение новых нагнетательных скважин, либо перевод под закачку пробуренных в этой зоне добывающих скважин
III	Коллекторы, вскрытые только нагнетательными скважинами и не имеющие связи с зоной отбора	Для выработки запасов из таких коллекторов требуется бурение добывающих скважин, так как такие зоны, по существу, представляют тупики

Следующим этапом построения карт воздействия заводнения является нанесения пластовых или забойных давлений, дебитов скважин и другое, что позволяет более точно определить влияние зон закачки на определённые участки разработки. Главным аспектом отслеживания по картам является отслеживание изменения давления, так как оно может уменьшаться, что будет говорить о неэффективном заводнении, также давление может увеличиваться, что покажет об эффективно проводимой закачке.

Усложняющим параметром в построении и анализе карт заводнения является отслеживание охвата пласта при закачке в совместно разрабатываемые пласта, изолированные участки, разобщенные горизонты. При таких осложненных условиях наблюдается различие коллекторских и фильтрационно-емкостных свойств может оказаться, что воздействие на пласт эффективно только для определённой части наблюдаемого объекта, когда другая часть объекта либо же не подвергается воздействию совсем, либо воздействие для неё неэффективно.

Для более обоснованного выделения зон пласта с разной степенью влияния закачки на карту распространения коллекторов наносятся данные о пластовом или забойном давлении, дебитов скважин, способе эксплуатации и другие вспомогательные материалы, причем важны не абсолютные значения, а, главным образом, в какую сторону (увеличение или уменьшение)

произошли их изменения. Только комплекс всех материалов позволяет выделить с достаточным основанием различные зоны влияния закачки. Границы между зонами проводятся с учетом геологического строения залежи и, в частности, распространения коллекторов различной продуктивности. Сложнее определить охват воздействием закачки продуктивных горизонтов, расчлененных на отдельные изолированные прослои, и объектов разработки, в которые объединено несколько пластов. Как правило, при многопластовых и расчлененных объектах в силу различия коллекторских свойств разных прослоев и по другим причинам только часть продуктивной толщины оказывается подвержена воздействию закачки, причем степень этого воздействия по каждому из прослоев может сильно отличаться от других.

В таких условиях по замеренному в скважине пластовому давлению или по ее дебиту (приемистости) в большинстве случаев нельзя судить о работе отдельных пластов и прослоев, так как здесь обычно фиксируется давление пласта или прослоя, в котором оно наиболее высокое, а дебит складывается из дебитов нескольких работающих пластов. В подобных случаях продуктивный горизонт (объект разработки) следует рассматривать в трехмерном измерении, уделяя вертикальной составляющей (по разрезу) не меньше внимания, чем горизонтальным (по площади).

Для этой цели следует использовать материалы исследований, проводимых методом радиоактивных изотопов, глубинными дебитомерами и расходомерами. При этом следует иметь в виду, что метод радиоактивных изотопов позволяет главным образом проследить движение закачиваемой воды по прослоям, но не дает понять их приемистость, а дебитометрия и расходометрия предоставляют более или менее достоверную информацию при надежном разобщении проницаемых пластов и прослоев друг от друга за колонной. Так как данные дебитометрии и расходометрии в основном дают распределение общего дебита или приемистости между перфорированными пластами или прослоями, для определения охвата пластов воздействием нагнетания эти данные нужно использовать совместно с другими методами -

радиометрией, термометрией, фотоколориметрией нефтей и др. Рекомендуется при работе с материалами замеров дебитомерами-расходомерами пользоваться не профилями приемистости и притока, а картограммами.

В связи с большим разнообразием геолого-физических условий и применяемых систем разработки не может быть универсальных методических рекомендаций по обобщению и анализу геолого-промысловой информации для оценки охвата залежи воздействием. В каждом конкретном случае может потребоваться свой методический подход.

В зависимости от степени разобщенности пластов и прослоев, а также имеющейся информации об их работе, принимается решение о количестве и границах выделяемых для анализа пластов и строятся (используются ранее построенные) карты распространения коллекторов. Затем обобщаются все имеющиеся данные о работе пластов и скважин. При этом часто бывает полезным разделить имеющиеся данные по степени их достоверности на несколько групп [9]. К первой группе следует отнести самую достоверную информацию по скважинам, в которых перфорирован только один пласт. Ко второй группе отнести скважины, в которых перфорировано два-три и большее число прослоев, но работает только один пласт. Наименьшей достоверностью обладает третья группа, куда относятся скважины, в которых работает одновременно два и большее число пластов. В начале необходимо определить какие из перфорированных пластов работают, какие не работают, а потом распределить суммарный дебит (приемистость) между ними, используя как прямые методы (дебитометрия, расходометрия), так и косвенные (всесторонние исследования скважин).

Методика построения карт влияния закачки для пластов многопластового месторождения та же, что и для однопластового. Необходимо иметь в виду, что если на каком-либо участке однопластовой залежи нет влияния закачки, то при механизированной добыче его запасы все

же разрабатываются на режиме истощения, а на многопластовом объекте обычно запасы такого участка не разрабатываются.

Практически, при построении карт влияния закачки в пределах трех ранее выделенных групп выделялись три степени воздействия. В первой группе (прямая связь зон закачки и отбора) выделялись зоны фонтанной добычи, механизированной добычи и отсутствия воздействия. Во второй группе (прямая связь между зонами закачки и отбора отсутствует) выделены зоны влияния через слияние смежных пластов и зона отсутствия связи с нагнетанием. В третьей группе - зона вскрытия только нагнетательными скважинами и зона отсутствия влияния на малопродуктивные коллекторы.

Выделение различных зон, подверженных неодинаковому влиянию нагнетания, позволяет дифференцировать запасы залежи и определить запасы, активно участвующие в разработке, и не охваченные разработкой при существующей системе и подлежащие разбуриванию, то есть определить структуру запасов нефти на дату анализа разработки [9].

Совершенствование систем разработки должно идти по пути повышения охвата воздействием продуктивных пластов, ликвидации зон и участков пластов, на которые не распространяется или слабо распространяется влияние нагнетания.

Одной из важнейших задач, возникающих при анализе разработки нефтяных месторождений в поздней стадии, является выявление характера распределения оставшихся геологических запасов нефти в пределах начального нефтесодержащего объема залежи.

Это необходимо, в первую очередь, для правильной оценки остаточных извлекаемых запасов нефти при обычных методах разработки и известных способах интенсификации добычи нефти.

Если удалось определить распределение остаточных геологических трудноизвлекаемых запасов нефти в пласте, то можно применить третичные методы увеличения нефтеотдачи, чтобы произвести эффективную выработку запасов. Практическое применение третичных методов увеличения

нефтеотдачи на примере месторождений Пермского края и Республики Коми с отслеживанием изменения КИН [23] представлены в таблице 2.

Исходя из данных таблицы, можно сделать вывод о том, что третичные методы увеличения нефтеотдачи позволяют повысить коэффициент нефтеотдачи пласта на 0,05-0,30 д.ед., так как при первоначальных данных да применения третичных методов коэффициент извлечения нефти составлял порядка 0,30-0,50 д.ед.

Таблица 2 – Третичные методы увеличения нефтеотдачи

Название	Принцип действия	Методы воздействия	КИН после воздействия, д.ед.
Третичные методы			
Химический	Применение поверхностно-активных веществ, полимеров	Воздействие через систему нагнетательных скважин	0,40-0,80
Тепловой	Воздействие на пласт теплоносителей и внутрипластовые окислительные реакции		
Газовый	Закачка углеводородных газов, углекислого газа и жидких растворителей		
Микробиологический	Закачка бактериальной продукции		

Определение остаточных запасов нефти $N_{ост}$, находящихся на дату анализа в нефтенасыщенном объеме $V_{ост}$, можно производить по следующим формулам.

Сумма объемов залежи $V_{ост}$ и $V_{зав}$ равна начальному нефтесодержащему объему залежи V :

$$V = V_{ост} + V_{зав} \quad (8)$$

Баланс запасов нефти (приблизенно) можно записать как:

$$N = N_{ост} + N_{зав} + Q \quad (9)$$

где:

N – начальные геологические запасы нефти в залежи;

$N_{\text{ост}}$ – начальные геологические запасы нефти в объеме $V_{\text{ост}}$;

$N_{\text{зав}}$ – остаточные геологические запасы нефти в объеме $V_{\text{зав}}$;

Q - накопленная добыча нефти из объема $V_{\text{зав}}$.

Объем $V_{\text{ост}}$ можно представить состоящим из двух частей:

$$V_{\text{ост}} = V_{\text{ост.пр}} + V_{\text{ост.неопр}} \quad (10)$$

где:

$V_{\text{ост.пр}}$ – объем прерывистой части первоначально нефтенасыщенного объема пласта;

$V_{\text{ост.непр}}$ – объем непрерывной части с "подвижной" (подверженной заводнению) нефтью.

Исходя из этого, $N_{\text{ост}}$ можно представить как сумму:

$$N_{\text{ост}} = N_{\text{ост.пр}} + N_{\text{ост.неопр}} \quad (11)$$

Объем прерывистой части пласта $V_{\text{ост.пр}}$ зависит как от геологического строения (наличия линз и полулинз, тупиковых зон, слоистости, разломов, выклиниваний и др.), так и от системы воздействия на пласт и расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами. Этот объем для разбуренных залежей определяется по зональным картам нефтенасыщенных толщин или путем вычисления невырабатываемых объемов по профилям [9]. Если нет других данных, то обычно принимается, что объем прерывистой части пласта, а также геологические запасы в этом объеме, не изменяются в процессе разработки, т.к. на этот объем нет воздействия и из него не извлекается нефть, т.е.

$$V_{\text{ост.пр}} = V_{\text{нач.пр}} \quad (12)$$

где:

$V_{\text{нач.пр}}$ – начальный объем прерывистой части пласта.

Для неразбуренных залежей на начальной стадии проектирования $V_{\text{нач.пр}}$ определяется по аналогии с подобными залежами или в соответствии с рекомендациями, содержащимися в руководствах по проектированию разработки.

Основным методом определения остаточных запасов нефти является объемный метод. Однако на поздней стадии разработки условия для его применения сильно усложняются по сравнению с начальными условиями из-за сложной конфигурации текущей границы между $V_{ост}$ и $V_{зав}$, то есть сложность заключается в определении текущего положения фронта заводнения (текущего ВНК) и текущих контуров нефтеносности.

Как известно, при вытеснении нефти водой коэффициент нефтеотдачи рассматривается как произведение трех коэффициентов:

$$K_H = K_{выт} \cdot K_{охв} = K_{выт} \cdot K_{оз} \cdot K_{ов} \quad (13)$$

где:

$K_{выт}$ – коэффициент вытеснения;

$K_{охв}$ – коэффициент охвата;

$K_{оз}$ – коэффициент охвата заводнением;

$K_{ов}$ – коэффициент охвата вытеснением.

Коэффициент вытеснения нефти при применении системы заводнения определяется в лабораторных условиях на образце породы как отношение объема нефти, вытесненного из анализируемого объекта в следствие продолжительной неоднократной промывке к начальной нефтенасыщенности образца породы [9]. Определяется по формуле:

$$K_{выт} = \frac{V_0 \cdot m \cdot (1 - p_{св} - p_{он})}{V_0 \cdot m \cdot (1 - p_{св})} = \frac{p_{нач} - p_{он}}{p_{нач}} \quad (14)$$

где:

V_0 – объем образца породы;

m – пористость;

$p_{св}$, $p_{он}$ – насыщенность связанной водой и остаточной нефтью соответственно;

$p_{нач}$ – начальная нефтенасыщенность.

Коэффициент охвата заводнением $K_{охв}$ (часто называется коэффициент заводнения) – это отношение объема промытой части пласта - $V_{пром}$ к объему пласта, занятому подвижной нефтью, т.е. непрерывному объему пласта –

$V_{\text{ост.непр}}$. Этот коэффициент зависит в основном от проницаемостной неоднородности пласта, соотношения вязкостей нефти и воды, степени обводненности продукции добывающих скважин при их отключении.

Коэффициент охвата вытеснением K_v определяется как отношение объема запасов нефти, охваченного воздействием, к начальным геологическим запасам нефти в пласте или залежи. Определяется при помощи формулы:

$$K_{\text{ов}} = \frac{V_{\text{охв}}}{V} = 1 - \frac{V_{\text{ост.пр}}}{V} \quad (15)$$

Так как одной из частей проектного документа на разработку нефтяного месторождения [10] является обоснование конечной нефтеотдачи пластов, задачей анализа разработки является проверка правильности выбранных коэффициентов, входящих в формулу нефтеотдачи, а именно коэффициентов вытеснения нефти водой, коэффициентов охвата вытеснением и заводнением. Для определения этих коэффициентов можно пользоваться различными способами, ниже будут рассмотрены четыре способа. В сущности, данные коэффициенты необходимо определять на каждой стадии разработки, но наиболее значимыми они являются на поздних стадиях разработки месторождения.

Первый способ. На третьей-четвёртой стадиях разработки необходимо определять участки уже охваченные заводнением и участки, ещё содержащие нефть, помимо этого важно проводить отслеживания положения водонефтяного контакта, так как это влияют на изменение нефтенасыщенной толщины в исследуемом участке пласта или пласте в целом. Чтобы это отследить необходимо проанализировать карту эффективных нефтенасыщенных толщин, которая была построена на дату анализа разработки, по ней можно судить об остаточных запасах нефти.

Коэффициент нефтеотдачи в обводненной части пласта рассчитывается как:

$$K_{\text{но}} = \frac{Q_{\text{н}}}{N_{\text{нач.зав}}} \quad (16)$$

где:

$Q_{\text{н}}$ – суммарная с начала разработки добыча нефти из заводненной части залежи;

$N_{\text{нач.зав}}$ – начальные геологические запасы в заводненном объеме.

Под обводненной частью пласта понимается объем (запасы нефти), заключенный между начальным и текущим положением ВНК.

Для того, чтобы отследить динамику изменения такого параметра, как нефтеотдача пласта необходимо периодически строить карты нефтенасыщенных толщин. Это можно делать для отслеживания участков с обводненностью в определенные периоды времени (раз в два-три года). С помощью таких карт можно эффективно отслеживать динамику выработки разрабатываемого участка.

Вторым способом для определения является сопоставление закачиваемой воды в пласт и вытесненной нефти, это связано с внутриконтурным заводнением. Данный способ хорош при безводной добыче жидких углеводородов. Суть данного метода заключается в том, что каждый закачанный объем воды вытесняет такой же объем нефти. После прорыва воды в добывающие скважины по наиболее проницаемым пропласткам часть закачиваемой воды проходит по промытым пропласткам [9].

Для подсчета эффективного объема воды, которая совершила полезную работу при внутриконтурном вытеснении необходимо из общего объема закачанной в пласт воды вычесть ту часть воды, которую добыли вместе с нефтью из добывающих скважин, находящихся вблизи тех нагнетательных скважин, которые были использованы при внутриконтурном заводнении. Рассчитать это можно с помощью формулы:

$$Q_{\text{зак.эф}} = Q_{\text{зак}} - Q_{\text{в}} \quad (17)$$

Помимо этого, можно рассчитать границу фронта обводнения. Для этого необходимо проверить за какое время пресная вода, закачанная в пласт через систему нагнетательных скважин, окажется в добывающих скважинах [11].

Как уже отмечалось, при внутриконтурном заводнении обычно наблюдается весьма компактный фронт вытеснения, который при первом приближении можно считать вертикальным. Если наблюдается значительная «размазанность» фронта вытеснения, то желательно определить по добывающим скважинам, работающим с водой, остаточные эффективные нефтенасыщенные толщины аналогично предыдущему методу [9].

После определения всех необходимых параметров строят карты эффективных толщин, с помощью которых можно отследить полную выработку нефтенасыщенной толщины, так как на карте она будет замещена такой же по размеру водонасыщенной толщиной. В зоне, ограниченной фронтом обводнения и линией полного обводнения скважин, строятся линии равных текущих эффективных толщин [9].

После построения карт эффективных толщин можно подсчитать какое количество запасов нефти осталось в части пласта, уже охваченной заводнением, где вода уже вытеснила всю или большую часть нефти через нагнетательные скважины к добывающим.

С помощью формулы для определения коэффициента нефтеотдачи в обводненной части пласта можно определить достигнутую нефтеотдачу. Рассчитывается как отношение объема воды, которую закачали в пласт к объему вытесненной нефти с помощью этой системы заводнения:

$$K_o = \frac{Q_{\text{зак.эф}}}{N_{\text{зав}}} \quad (18)$$

где:

$Q_{\text{зак.эф}}$ – объем эффективной закачки;

$N_{\text{зав}}$ – геологические запасы нефти в обводненной части пласта.

В третьем способе вычисления эффективной выработки нефти из пласта фактически дублируется первый способ, но, как и во втором необходимо построение карт эффективных толщин, однако для вычисления эффективной нефтеотдачи пользуются отношением суммарной добычи нефти к количеству геологических запасов в обводненной части пласта:

$$K_o = \frac{Q_n}{N_{зав}} \quad (19)$$

где:

Q_n – суммарная добыча нефти из пласта;

$N_{зав}$ – геологические запасы в обводненной части пласта.

В данном случае необходимо определить нефтеотдачу в промежутке между ВНК и условно выбранной границей между безводными и уже обводненными скважинами. В этом способе отслеживают динамику коэффициента нефтеотдачи пласта в участке пласта, охваченном заводнением.

Четвертым способом можно пользоваться и в случае заводнения пласта подошвенной водой. В данном способе вычисляют среднюю отметку водонефтяного контакта в его текущем положении. Как среднеарифметическое вычисляется абсолютная отметка положения водонефтяного контакта на дату проведения исследования. На предварительно построенный график распределения начальных геологических запасов по высоте залежи (рисунок 10) наносится отметка среднего значения текущего ВНК и определяются соответствующие ей запасы нефти в обводненной части пласта.

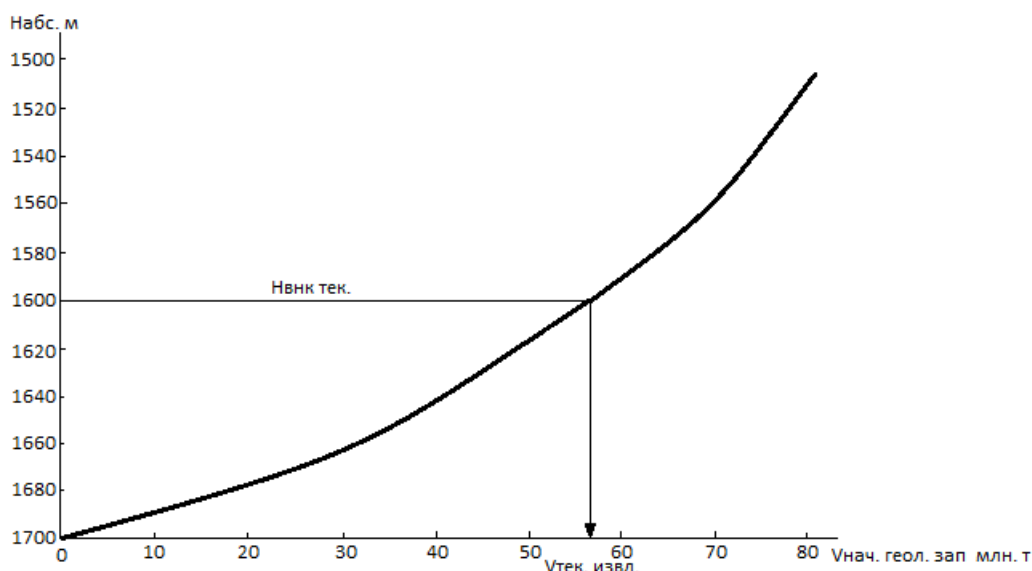


Рисунок 11 – Распределение начальных геологических запасов по высоте залежи

Построенная по характеристике вытеснения кривая наглядно может продемонстрировать какое количество воды эффективно влияющего на запасы. По такой характеристике отслеживают величину достигнутой нефтеотдачи залежи на определённую дату разработки объекта.

Для обеспечения эффективной системы заводнения на новых месторождениях необходимо отслеживать характеристики вытеснения по месторождениям, находящимся на поздней стадии разработки. Для этого используются залежи-аналоги, которых в наши дни много в Западной Сибири, а также можно рассмотреть месторождения, находящиеся в Урало-Поволжье. На месторождениях выделяется несколько залежей-аналогов, среди них выбираются те, которые имеют наиболее высокие показатели разработки, выясняют причины такой эффективности, которые и будут адаптированы к новым месторождениям, или месторождениям, где требуется ввести системы вытеснения нефти водой.

При подборе нефтяной залежи-аналога необходимо отслеживать следующие параметры, которые должны дублироваться в двух залежах или быть максимально схожими, эти параметры будут характеризовать эффективность проведения заводнения [11]:

- значение вязкостей нефти и воды в пластовых условиях;

- проницаемость пласта;
- коэффициент песчаности;
- начальная нефтенасыщенность;
- доля запасов нефти, расположенных в зоне ВНК.

Для отслеживания эффективности исследований, проводимых в рамках геолого-технических мероприятий по заводнению, строят специальный график в полулогарифмических координатах в больших масштабах, что позволяет наиболее точно определить влияние этих мероприятий на исследуемый объект [22]. Изломы на графике говорят об эффективности проводимых мероприятий, в зависимости от направления излома можно сделать вывод, что эффективность низкая или высокая. Сами же изломы говорят об увеличении или уменьшении расхода закачиваемого в пласт реагента, который необходим для осуществления заводнения и вытеснения остаточной нефти к фонду добывающих скважин.

1.4 Влияние систем сеток скважин на степень охвата пласта

Для уточнения информации о геологическом строении месторождения на различных этапах разработки необходимо пользоваться дополнительными геофизическими исследованиями пластов и скважин. Первоначально такие исследования проводят на этапе разведки, промышленной эксплуатации.

Результаты сейсморазведочных исследований не дают полного понятия о глубинном строении исследуемой области, интерпретируя такие виды исследований можно получить недостоверную информацию о его строении, так как сейсморазведка относится к наземным испытаниям.

Составление проектного документа по разработке месторождений нефти на начальном этапе проектирования включает в себя построение структурного плана продуктивного пласта и определение для каждого эксплуатационного объекта рационального размещения добывающих и нагнетательных скважин [12].

Для большей полноты получения достоверной информации о строении исследуемой области помимо сейсморазведки необходимо дополнительно

проводить испытания непродольного вертикального сейсмопрофилирования (НВСП). Такие испытания слагают более точную картину о внутреннем строении участка, а также о фильтрационных течениях, проходящих внутри пласта. Данный метод достаточно детально изучался ученым Е.И. Гальпериным еще в 1994 г. [13], такой метод по сей день используется для изучения структуры месторождения как на начальных, так и на поздних стадиях разработки, так как является наиболее эффективным среди имеющихся.

При составлении проектного документа по разработке месторождений нефти при анализе геологического строения необходимо в первую очередь учитывать результаты детализационных сейсмоисследований [14]. При проведении непродольного вертикального сейсмопрофилирования уточняется ряд факторов, которые дают более широкое понятие о внутреннем строении исследуемого объекта: зоны глин, зоны песчаности в неоднородных коллекторах, структурный план по кровле пласта, трещиноватость пласта и распространение трещин в неоднородных коллекторах. На ранних стадиях разработки нередко прибегают к повторному разбуриванию залежей, а в таком случае необходимо детально уточнить строение залежи, в таких случаях и хорош метод НВСП, так как позволяет представить более полную картину продуктивного пласта, где можно отследить выклинивание пласта, сдвиги и так далее, анализирование полученных с помощью НВСП данных позволяет более точно составить карты, необходимые для отслеживания изменения эффективных толщин и другое.

Даже учитывая все современные технологии, используемые в сейсморазведке, возникает необходимость к их усовершенствованию и применению новых технологий. Данная необходимость возникает из-за повышения необходимости выработки трудноизвлекаемых запасов, а также повышения сырьевой базы государственного баланса. На протяжении всей разработки месторождения очень сложно сохранять проектные темпы

добычи, так как на практике может возникнуть ряд трудностей с освоением и извлечением запасов, а поддерживать запланированный КИН необходимо как для компании, занимающейся освоением месторождения, так и для государства в целом. Однако помимо дополнительных исследований на изучение структуры пласта, доразведки остаточных запасов и исследования фильтрационных потоков необходимым этапом освоения месторождения является выбор систем оптимального количества скважин. Усложняют обнаружение локальных структур для сейсморазведки их относительно маленькие размеры, поэтому и необходимо внедрение новых технологий и изменение системы размещения нагнетательных и добывающих скважин. Так, например, на месторождениях Республики Татарстан в пределах Мелекесской впадины имеется скопление мелких и средних месторождений по количеству запасов, а проводить их эффективное освоение нужно, для таких месторождений и будут актуальны вопросы об оптимальном размещении системы скважин.

Поскольку месторождения считаются маленькими по количеству запасов, то и проектирование их необходимо соблюдать максимально экономически выгодным, каждая пробуренная скважина должна быть эффективна, то есть должна вскрыть нефтенасыщенный коллектор, если же пробуренная скважина не вскроет коллектор, то это может привести к большим денежным затратам, а значит и к снижению экономического аспекта освоения месторождения.

Практика показывает, что эффективными методами достижения запроектированной величины КИН в настоящее время является бурение и эксплуатация скважин сложных конструкций: горизонтальных скважин (ГС) и многозабойных скважин (МЗС) [15]. Данные скважины считаются наиболее эффективными, чем просто вертикальные для многопластовых месторождений, так как в условиях совместной эксплуатации нескольких пластов стандартная система заводнения может оказаться неэффективной, так как закачиваемая вода наиболее вероятно пойдет по пласту с самой большой

проницаемостью, а не по всем пластам равномерно, что приведет к возникновению остаточных трудноизвлекаемых запасов с высокой обводненностью. Отсюда можно проследить за связью между рациональной системой размещения скважин, так как при классическом варианте заводнения коэффициент охвата пласта заводнением ниже и составляет порядка 0,10-0,30 д. ед. Именно поэтому предпочтения в условиях многопластового месторождения отдают в пользу многозабойных скважин и скважин с горизонтальным окончанием, они эффективно решают вопросы довыработки трудноизвлекаемых запасов.

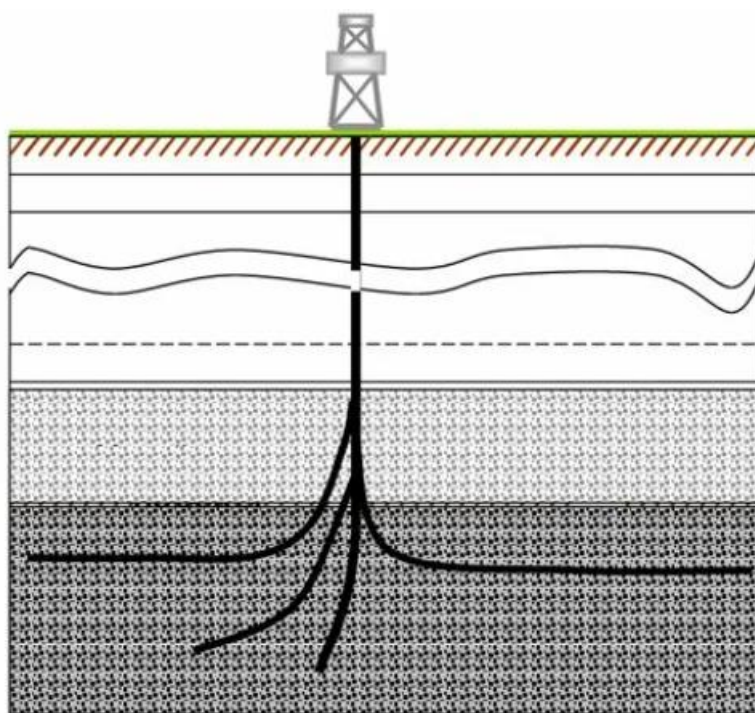


Рисунок 12 – Схематическое представление многозабойной разветвленной скважины

Зачинателем технологии бурения горизонтально-разветвленных (многоствольных и многозабойных) скважин считается Александр Михайлович Григорян. Эффективное бурение скв. 66/45 под его руководством повлекло за собой дальнейшее изучение и совершенствование этой технологии. Многозабойная технология бурения скважин в России зародилась на Карташевском месторождении Башкортостана в 1953 г. [16].

В процессе закачки воды в пласт для эффективной выработки запасов решается ряд задач. Необходимо рассчитать достаточный объем для закачки

воды в пласт, а если речь идет о многопластовом месторождении, то необходимо рассчитать такое количество закачиваемого реагента, которого хватит на все пропластки для того, чтобы весь объем был захвачен заводнением; помимо этого необходимо поддерживать определенное нагнетательное давление и забойное давление, которые будут поддерживать распределение всего объема закачиваемой жидкости по всем пропласткам. В этих вопросах может помочь 3D моделирование, с помощью него можно отследить процесс фильтрации в неоднородных коллекторах, воздействие разработанной системы заводнения, а также отбор жидкости.

Область применения многозабойных горизонтальных скважин (МЗГС) может быть расширена по мере совершенствования техники и технологии при разработке многопластовых объектов. Переход к широкому внедрению МЗГС на таких объектах может способствовать значительному увеличению КИН при любых геологических условиях разработки неоднородных месторождений [17]. Существующая практика проектирования МЗГС для пластов с частым чередованием прослоев при проводке горизонтального ствола параллельно напластованию обычно считается нецелесообразной. Такие выводы были сделаны на основании того, что условно горизонтальный ствол (УГС) может пройти по непроницаемому прослою и привести к низким технологическим показателям разработки [18]. Однако не все работает так эффективно, как хотелось бы, строительство многозабойных горизонтальных скважин еще недостаточно развито в технологическом плане, необходим ряд усовершенствований для такой технологии строительства, по мнению экспертов нужно внедрять технологию условно горизонтальных стволов во всех разрабатываемых пластах, чтобы производить наиболее полную выработку запасов из слабодренлируемых участков, эта технология позволит избежать появления остаточных запасов.

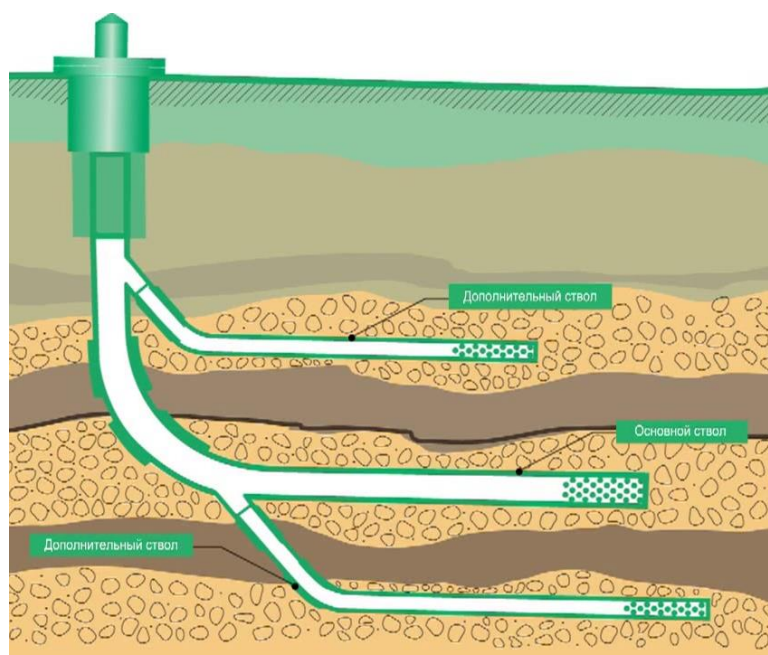


Рисунок 13 – Схематическое изображение многозабойной горизонтальной скважины (МЗГС)

В условиях падения добычи нефти, роста обводненности продукции, увеличения доли трудноизвлекаемых запасов и возрастания неработающего фонда все более проявляется интерес специалистов к возможностям восстановления нерентабельных вертикальных скважин (ВС) путем проводки боковых стволов (БС) [19]. Так как бурение боковых стволов в уже существующих вертикальных скважинах ставится в приоритет большинством современных специалистов по всему миру, то с помощью совместного труда они стараются решить все технические и технологические вопросы, возникающие при таком виде бурения. Ученые стараются определить необходимые условия для сопровождения такого вида бурения, что удается эффективно, так как уже существует ряд условий для бурения боковых стволов в зависимости от используемого при этом оборудования.

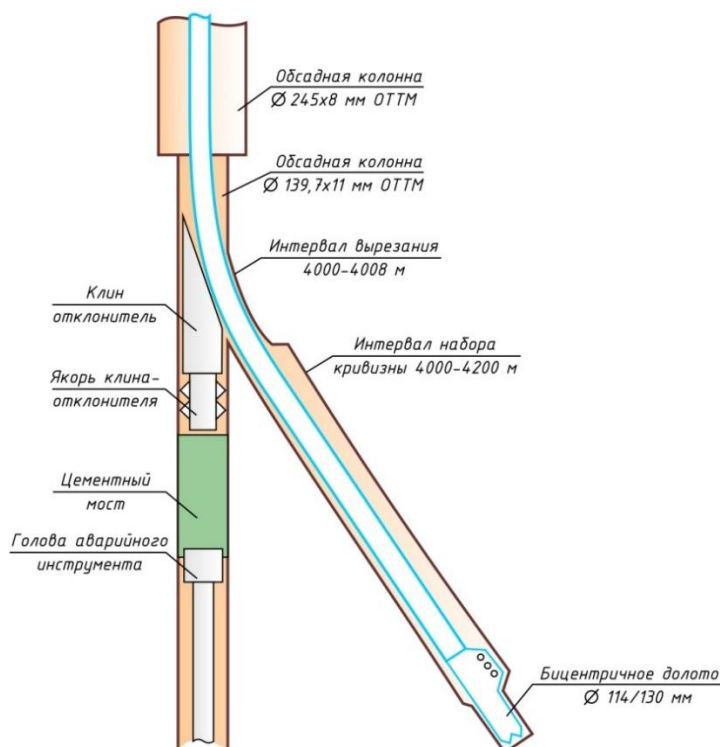


Рисунок 14 – Схематическое представление зарезки бокового ствола скважины №468 Краснозаярская

В каждом нефтяном регионе страны данная технология имеет свои нюансы и особенности. Так, например, на месторождениях Республики Башкортостан, где используется бурение вторых стволов из старых скважин в основном в карбонатных коллекторах, выбор объектов базируется на следующих условиях [20]: наличии рентабельных извлекаемых запасов; приросте дебита скважины после бурения бокового ствола больше предельно допустимого; параметре пластового давления в районе бурения равным или лишь чуть ниже начального.

На месторождениях Удмуртии при бурении ГС и БГС предпочтение также отдается карбонатным коллекторам [21]. Тем не менее, замечается, что при определении конкретного профиля горизонтальных стволов используются лишь примерные параметры, так как каждое нефтяное месторождение по-своему уникально, а значит для каждого профиль ГС будет иметь свои особенности в проектировании.

Рассмотрим на примере Мишкинского нефтяного месторождения, для которого были определены зоны с невыработанными запасами в области

кровли пласта. На этом месторождении были выдвинуты следующие рекомендации для проводки условно горизонтальных стволов скважин, которые позволили снизить процент обводненности фонда добывающих скважин:

- длиной УГС 50-100 м в целях предупреждения быстрого обводнения за счет подтягивания конусов пластовой и закачиваемой воды;
- в кровельной части продуктивного пласта.

Однако, несмотря на достаточно большое внимание, которое уделялось многими исследователями проблемам геологического обоснования по выбору объектов для бурения скважин с горизонтальным окончанием (СГО) и проводке вторых стволов, до сих пор не выработано целостной методики по обоснованию выбора направления по бурению горизонтального окончания в карбонатных и терригенных коллекторах, находящихся на разных стадиях разработки. Месторождения, которые разрабатываются с применением горизонтальных технологий (ГТ) требуют детального подхода к выбору объектов и ориентации БГС, поскольку в этих условиях традиционные схемы по треугольной, квадратной и другим сеткам обычно являются неприемлемыми из-за значительной рассредоточенности запасов [22].

С середины двадцатого века в Республике Татарстан наблюдалось множество месторождений, на которых практиковалась фонтанная эксплуатация скважин, так как тогда была наиболее объективным и актуальным методом добычи жидких углеводородов, в тоже время проводилось постепенное и стремительное внедрение технологии одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ). С развитием технологий добычи нефти добывающие скважины перевели на механизированный способ добычи, соответственно и технология ОРЭ начала активно меняться. В реалиях современных технологий добычи углеводородов технология ОРЭ для многопластовых месторождений приобрела высокую популярность, так

как позволила эффективно добывать нефть с минимальными рисками возникновения остаточных запасов.

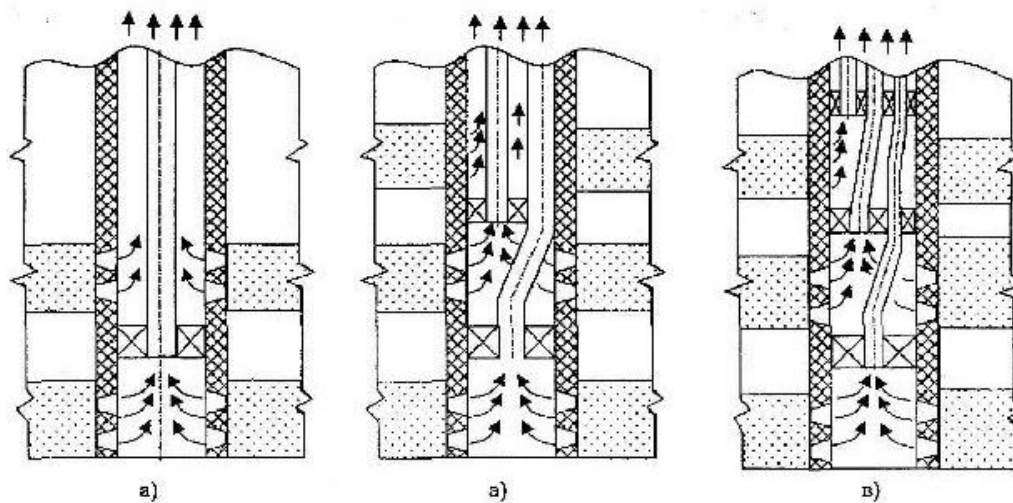


Рисунок 15 – Принципиальные схемы одновременно-раздельной эксплуатации скважин: а) эксплуатация двух пластов с одним пакером; б) эксплуатация трех пластов с двумя пакерами; в) эксплуатация трех пластов с тремя пакерами

Рассмотрим плюсы технологии одновременно-раздельной эксплуатации:

1. С помощью данной технологии возможно освоение сразу нескольких пластов, имеющих отличные друг от друга фильтрационно-емкостные и коллекторские свойства.

2. Одновременно-раздельная эксплуатации позволяет сэкономить деньги, так как не требуется бурение дополнительных добывающих скважин, с помощью одной пробуренной скважины удастся извлекать нефть из разных пластов одной сетки скважин.

3. Одновременно-раздельная добыча (ОРД) позволяет сэкономить время на разработку месторождения, так как в этом случае в эксплуатацию вводятся такие объекты, которые до этого могли быть только объектами возврата или перевода в следствие невозможности их совместной эксплуатации.

4. Возможна эксплуатация скважин с разными давлениями, глубинами залегания нефти и отличиями в других параметрах.

5. Технология позволяет повысить рентабельность скважин за счет улучшения показателей со стороны экономического аспекта разработки.

Для многопластовых месторождений важно отслеживать показатели разработки, так как при вводе в работу технологий одновременно-раздельной добычи для добывающих скважин о одновременно-раздельной закачки для нагнетательных скважин повышается уровень эффективного воздействия на пласт. А значит легче поддерживать постоянный проектный дебит, темп отбора, коэффициент извлечения нефти и другие немало важные показатели, которые характеризуют эффективность разработки месторождения и комплекса проводимых мероприятий.

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ВЫРАБОТКУ ЗАПАСОВ НЕФТИ ИЗ НЕОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

2.1 Группы разобщенности, выделяемые при анализе пластов

Рассмотрим систему построения карт влияния закачки на охват пласта.

Данные карты необходимы для детального анализа системы заводнения. Карты строятся на основе уже имеющихся карт распределения коллекторов.

Влияние системы заводнения на пласт характеризуют при помощи отслеживания эффективной толщины. Если заводнение прошло удачно, то вместо эффективной нефтенасыщенной толщины получают такое же значение эффективной водонасыщенной толщины, значит реагент вытеснил все необходимые запасы нефти из пласта.

Предложили отслеживать систему заводнения с помощью карт на Ромашкинском месторождении. Тогда были построены карты для центральных площадей месторождения. В современных же реалиях для построения карт заводнения существуют некоторые требования. Так для того, чтобы карты получились с достоверной информацией, по которой можно проводить анализ, необходимо обозначать все работающие на данном объекте нагнетательные скважины для отслеживания процесса закачки, а также указывают объем закачиваемой жидкости. По фонду добывающих скважин приводится объем добытой продукции, а также характер работы самих скважин [22].

Как уже было сказано ранее при анализе эффективности разработки выделяют различные объекты в зависимости от разобщенности пластов и прослоев. Полученную информацию разделяют на несколько групп, которые целесообразно выделили в три группы достоверности.

К первой группе относят самую достоверную и точную информацию. К этой группе относят число скважин, в которых перфорирован только один пласт. Для построения карт влияния закачки на пласт из первой группы берут

информацию о фонтанной добыче, механизированной добыче и отсутствии воздействия на пласт. Присутствует прямая связь между зонами закачки жидкости и отбора продукции.

Первоначально определяют пласты, которые принимают закачиваемую жидкость через систему нагнетания. Для отслеживания продвижения воды применяют трассерные исследования с закачкой меченой жидкости и последующим её отбором из добывающих скважин. Помимо этого, пользуются методом радиоактивных изотопов.

Метод радиоактивных изотопов заключается во внедрении в пласт радиоактивных частиц, которые при радиоактивном каротаже скважин имеют определенную интенсивность гамма-излучения в стволе. Однако данный метод осложняется наличием в пласте осадочных горных пород с радиоактивностью [24].

В осадочных горных породах уран и торий присутствуют в виде продуктов разрушения первичных минералов, многочисленных вторичных минералов – силикатов, сульфатов, фосфатов, карбонатов и так далее. Среди таких пород наибольшей радиоактивностью обладают глубоководные илы, битуминозные глины. В таких условиях происходит выпадение урана, что непосредственно влияет на образование гамма-излучения при радиоактивном каротаже. Для песчано-глинистых и карбонатных пород характерно увеличение гамма-активности с возрастанием их глинистости. При исследовании обсаженных скважин интенсивность гамма-излучения зависит от толщин цементного кольца, стенок обсадных колонн, гамма-активности самого цемента и коэффициентов поглощения излучения в цементе и колонне [24].

Вторую группу выделяют по принципу скважин, в которых перфорированы два-три прослоя, но в работе находится только один пласт [9]. У второй группы отсутствует прямая связь зон закачки жидкости и зон отбора продукции. Выделяют зоны влияние через слияние смежных пластов.

Вторую группу выделяют на основе нейтронного каротажа. К примеру, несколько прослоев оказываются нефтеносными, а значит работающими, остальные нет, соответственно в работе находится один пласт, который содержит в себе эти прослои [9]. Если нижний прослой в данном примере работать не будет, это может означать, что данный пласт является нефтеносным, а так как скважина добывает безводную нефть, то предполагается, что этот пласт загрязнен фильтратом и приток из него не вызван.

Суть нейтронного метода заключается в том, что размеры зон исследования нейтронными методами в редких случаях превосходят глубину проникновения фильтрата промывочной жидкости. Нейтронные методы исследования разрезов скважин основаны на способности горных пород в зависимости от их вещественного состава с различной интенсивностью замедлять быстрые нейтроны, рассеивать их и поглощать. Нейтроны, излучаемые источниками исследований скважин, обладают определённой энергией. Проходя через среду, окружающую источник, нейтроны в процессе взаимодействия с ядрами элементов замедляются и теряют энергию до энергии теплового движения молекул. В тепловом состоянии нейтроны диффундируют и за промежуток времени, исчисляемый долями миллисекунды, захватываются одним из ядер элементов, составляющих породу [15].

К третьей группе относят скважины, работающие по типу одновременно-раздельной эксплуатации, так как в данной группе скважин работает два и больше пластов. В данной группе присутствует только зона вскрытия пласта нагнетательными скважинами, исключается зона влияния на малопродуктивные объекты. Определение различных зон позволяет выявить запасы, активно участвующие в разработке и остаточные запасы, которые в разработке не участвуют из-за применяемой системы заводнения пласта, а значит такие запасы подлежат дальнейшему разбурированию.

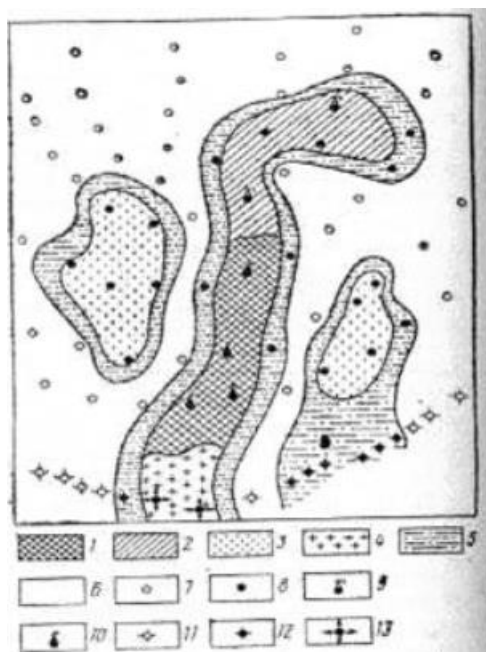


Рисунок 16 – Карта влияния закачки: 1– область влияния, достаточного для фонтанной добычи; 2 – область влияние, достаточного для механизированной добычи; 3 – область, не охваченная заводнением; 4 – область, заполненная закачанной жидкостью; 5 – коллекторы с низкой проводимостью; 6 – неколекторы; 7 – не перфорированный пласт; 8 – перфорированный, но не работающий пласт; 9 – эксплуатация ведется при помощи насоса; 10 – дает фонтан нефти; 11 – пласт перфорирован; 12 – пласт перфорирован, но закачиваемую жидкость не поглощает; 13 – поглощает воду

2.2 Влияние сейсморазведки на размещение скважин на эксплуатационных объектах

Поскольку систему размещения скважин выбирают в зависимости от индивидуального строения эксплуатационного объекта, так как строение объектов изменчиво, а в большинстве своем еще и неоднородно, то, чтобы определить это строение необходимо заранее проанализировать данные геофизических исследований скважин, в частности данные сейсморазведки.

Сейсморазведка – геофизический метод изучения геологических объектов с помощью упругих колебаний - сейсмических волн. Этот метод основан на том, что скорость распространения и другие характеристики сейсмических волн зависят от свойств геологической среды, в которой они распространяются: от состава горных пород, их пористости, трещиноватости, флюидонасыщенности, напряженного состояния и температурных условий

залегания. Геологическая среда характеризуется неравномерным распределением этих свойств, т.е. неоднородностью, что проявляется в отражении, преломлении, рефракции, дифракции и поглощении сейсмических волн. Изучение отраженных, преломленных, рефрагированных и других типов волн с целью выявления пространственного распределения и количественной оценки упругих и других свойств геологической среды - составляет содержание методов сейсморазведки и определяет их разнообразие [25].

Последнее время активно применяется метод непродольного вертикального сейсмопрофилирования (НВСП), который является необходимым при бурении поисковых и разведочных скважин на эксплуатационных объектах, так как позволяет с высокой точностью уточнить структуру исследуемого объекта. Суть метода заключается в возбуждении упругих колебаний, возникающих при помощи вибраторов, которые не оказывают разрушающего воздействия на исследуемый объект.

Наиболее целесообразно проводить НВСП на участках, подтвердившихся бурением, так как полученные новые уточненные данные помогут определить рациональную схему размещения нагнетательных и добывающих скважин [31]. НВСП считается достаточно дорогостоящим методом, но затраты окупаются за счет высокоточных изображений структуры эксплуатационного объекта за кратчайшие сроки.

Результатами непродольного вертикального сейсмопрофилирования является выбор бурения скважин, которые принесут эффективность в период разработки и исключение заведомо «сухих» скважин, что экономит затраты на бурение неэффективных скважин [31].

Основной задачей сейсморазведки является выявление благоприятных структур в пласте, которые способствуют нефтенакоплению. Эти структуры принято называть ловушками. Ловушки – это зоны осадочных пород, в которых имеются коллекторы (проницаемые породы с порами), к таким породам относят, например пески, алевролиты и так далее. Коллекторы

имеют перекрытия, которые образованы непроницаемыми породами – глинами.

При помощи проведение сейсморазведочных испытаний определяют мощность пласта, а также её изменение по исследуемой области.

Наиболее распространённым методом сейсморазведки является метод общей глубинной точки (МОГТ). Данный метод является частным метода отраженных волн (МОВ) [25]. Его суть заключается в том, чтобы фиксировать многократные отражения волн от геологической граница, впоследствии данные суммируются.

Преимуществами метода общей глубинной точки является:

- получение максимально достоверных данных в области с геологической неоднородностью;
- распознавание волн, которые отражены от границы исследуемого объекта на фоне волн-помех.

Полевые сейсморазведочные работы МОВ в последние годы проводятся обычно по методике общей глубинной точки (многократных перекрытий), которую часто сокращенно называют МОВ ОГТ или МОГТ. При их проведении от каждой точки отражающей границы регистрируют записи (трассы) отраженных волн при разных положениях пунктов возбуждения и приема. Набор трасс, выбранный для каждой точки ОГТ из всей совокупности полученных трасс по профилю или площади, составляет сейсмограмму ОГТ [33]. Число полученных трасс будет соответствовать числу проводимых наблюдений.

В современных реалиях при проведении сейсморазведочных исследований применяют профильные (2D технология) или площадные (3D технология) системы наблюдений. В первом случае регистрация отраженных волн проводится по сети пересекающихся профилей линейной расстановкой пунктов приема. И если вдоль каждого профиля, особенно при большой кратности наблюдений, регистрируется информация о поведении отражающих горизонтов (время T_0) с большой детальностью, то между

профилями эта информация отсутствует. Отсутствие данных между профилями (необходимость проведения интерполяции) и является основным недостатком наблюдений 2D [33].

При работах 3D наиболее широко используется система наблюдений типа «крест». В этом случае полевая расстановка пунктов приема (ПП) часто состоит из нескольких активных линий приема (от 4 до 12 и больше). Вдоль каждой линии установлены 50 - 100 каналов регистрации (например, через 50 м). Расстояния между линиями приема в условиях Пермского края часто составляет 250 м. Пункты возбуждения (ПВ), которые часто следуют также через 50 м, располагаются вдоль линии, перпендикулярной линиям приема. Колебания, возбуждаемые каждым ПВ, регистрируются активными каналами всех линий приема [33].

При цифровой обработке данных 3D вся площадь исследований разбивается на отдельные ячейки (бины) размером 25 на 25 м, или 25 на 50 м, или 50 на 50 м. Все сейсмические трассы, общие глубинные точки отражения которых располагаются в пределах одного бина, составляют сейсмограмму ОГТ. В этом случае трассы, относящиеся к одной сейсмограмме ОГТ, соответствуют не только разным удалениям L между пунктами возбуждения и приема, но и разным азимутам этих удалений (линий на поверхности наблюдений, соединяющих соответствующие ПВ и ПП). Затем трассы одной сейсмограммы ОГТ подвергаются цифровой обработке, суммируются и суммарная трасса относится к центру каждого бина. Таким образом, создается куб суммарных сейсмических трасс для отработанной площади. Для создания систем наблюдений 3D с заранее определенными требованиями разработано специальное программное обеспечение. При наземных сейсмических наблюдениях в качестве источников упругих колебаний применяются взрывчатые вещества, которые помещаются в скважины глубиной 10 – 25 м, или невзрывные источники ударного или вибрационного типа, которые создают на поверхности Земли сейсмические колебания или сигналы заранее заданной формы. Упругие колебания (полезные –

отраженные волны и все другие колебания, относящиеся к волнам-помехам), которые возникают при возбуждении, регистрируются сейсмоприемниками (геофонами) и цифровыми сейсморегирующими системами [33].

Для определенного эксплуатационного объекта можно выявить средние значения его параметров. Данные значения не являются максимально точными, в следствие этого было принято решение о внедрении двухэтапного разбуривания.

Рассмотрим этапы сейсморазведки. Сейсмокаротаж проводится при помощи специального оборудования (каротажного подъемника, зонда и т. д.). Наблюдения проводят в момент поднятия зонда от забоя скважины. Скважину также необходимо подготовить к проведению сейсмокаротажа. Сначала необходимо промыть и прошаблонировать скважину, чтобы избежать заклинивания зонда в стволе скважины, спуск необходимо проводить со скоростью не более 3 км/ч в случае, если скважина обсажена, со скоростью 2 км/ч, если не обсажена. Нельзя спускать зонд на расстояние менее 10 м от забоя, также зонд не должен находиться на одном месте в необсаженной скважине более 10 минут. Необходимо производить отсчет времени с момента взрыва, для этого у устья скважины, на расстоянии 50-100 метров или 20-30 метров глубже точки возбуждения устанавливаются специальные сейсмоприёмники [34].

Особое значение сейсморазведки можно оценить для месторождений крайних западных районов Республики Татарстан. Компания ПАО «Татнефть» проводила сейсморазведочные исследования, что позволило произвести прирости перспективных ресурсов нефти категории С3 на 4,59 млн. т. Проводились 2D исследования МОГТ.

В период первого этапа разбуривания пользуются строго выбранной геометрической сеткой скважин, с помощью неё бурятся проектные скважины основного фонда. Форму сетки определяют в зависимости от выбранной системы воздействия на пласт [22]. Густоту сетки выбирают на основе параметров эксплуатационного объекта, полученных в ходе

детальной сейсморазведки. На данном этапе разбуривания разрабатывают скважины порядка 50-80 % от общего проектного фонда скважин, остальное прилагается на второй этап разбуривания.

На втором этапе осуществляется разбуривание скважин резервного фонда, их расположение не регламентируется в первом проектном документе. Решение о бурении и расположении сетки скважин резервного фонда проводится на основе уточненных данных о строении и параметрах эксплуатационного объекта, полученных на первом этапе бурения и эксплуатации скважин проектного фонда [26].

Осуществление бурения резервных скважин необходимо в связи с анализом геологопромысловой информации. По данной информации можно выявить эффективность разработки объекта. Если присутствуют участки не охваченные заводнением (о чем говорит коэффициент заводнения), если не поддерживается проектный коэффициент извлечения нефти, если присутствуют участки, недостаточно вовлеченные в разработку фондом, пробуренным на первом этапе бурения [30].

Расположение скважин резервного фонда определяют на основе проблем, возникающих при разработке эксплуатационного объекта. Так, например если при заводнении пласта происходит стягивание контуров нефтеносности, то некоторое количество резервных скважин необходимо пробурить в центре блоков, уже высоко обводненных участков скважин, находящихся на периферии [22]. Таким образом можно поддерживать запланированный уровень годовой добычи.

В результате двухэтапного бурения на эксплуатационном объекте появляется геометрически неравномерная сетка, которая будет отвечать всем необходимым особенностям и геологическим неоднородностям.

Геометрию сеток проектного фонда при первом этапе бурения всегда необходимо обосновывать, сетки различают по характеру размещения скважин, форме, плотности, постоянству расстояний между скважинами.

В ходе анализа всех данных сейсморазведки о структуре эксплуатационного объекта, его параметров принимают наиболее эффективную систему размещения сетки скважин, её называют оптимальной. Оптимальная сетка скважин может обеспечить равномерный охват пласта заводнением, высокую нефтеотдачу, увеличить период добычи безводной нефти.

2.3 Технология размещения скважин на эксплуатационных объектах с неоднородными коллекторами

Основываясь на опыте ведущих нефтяных компаний, можно заметить, что для месторождений с неоднородными коллекторами чаще всего используют треугольную по форме сетку скважин.

Рассмотрим на примере месторождений Татарстана, которые характеризуются большим наличием неоднородных коллекторов, что осложняет процесс разработки.

Наиболее актуальными для месторождений Республики Татарстан является использование трехрядной и пятирядной системы заводнения, которые со временем при повышении обводненности продукции, падении уровня добычи перекомплектовываются в однорядные и блочные системы за счет бурения резервного фонда скважин и при переводе некоторых добывающих скважин в фонд нагнетательных [30].

Поскольку месторождения данного региона характеризуются наличием трудноизвлекаемых запасов, а также образованием остаточных запасов, то компаниям приходится прибегать к бурению горизонтальных скважин, боковых стволов, боковых горизонтальных стволов, скважин с горизонтальным окончанием или многозабойных скважин [22].

В процессе выбора системы размещения скважин для послойно-неоднородного пласта можно отслеживать эффективность осуществляемой системы заводнения как зависимость коэффициента извлечения нефти от отношения накопленной добычи жидкости к начальным геологическим

запасам, а также среднего дебита нефти по всем добывающим скважинам в анализируемой сетке [24].

Для неоднородных коллекторов существует несколько видов эффективного размещения скважин, сетка, как уже говорилось ранее, зависит от ряда характеристик пласта. Так, для низкопродуктивных, сильно неоднородных по проницаемости, небольшой песчанистостью и слаборасчлененных залежей принято использовать площадную пятирядную систему размещения скважин. В случае неоднородных залежей с низкой продуктивностью, высокой плотностью сбросов и небольшой расчлененностью применяют семиточечную площадную систему размещения скважин. Для слаботрещиноватых, низкопродуктивных залежей со средней нефтенасыщенной мощностью более 5 м применяют девятиточечную площадную систему размещения скважин [35].

Существует специальный перечень параметров для определения системы размещения скважин и плотности сетки, он включает в себя ряд геолого-физических характеристик залежи и виды сеток (таблица 3).

Таблица 3 – Критерии выбора системы размещения скважин по геолого-физическим характеристикам залежи [35]

Критерий	Площадная			Рядная			Законтурная
	5-точ.	7-точ.	9-точ.	1-ряд.	3-ряд.	5-ряд.	
Площадь залежи, км ²	>1,0	>1,0	>1,0	>10,0	>16,0	>16,0	>10,0
μ_0 , ед.	1-30	1-30	1-15	1-30	1-15	1-10	1-30
Расчлененность пласта	1-2	1-4	1-4	1-10	1-6	1-4	1-8
Песчанистость, д.ед.	0,1-1	0,1-1	0,4-1	0,1-1	0,4-1	0,6-1	0,5-1
Прерывистость	высокая	средняя	низкая	высокая	средняя	низкая	низкая
Густота сбросов	высокая	высокая	средняя	средняя	низкая	низкая	низкая
Эффективная толщина, м	1-20	1-20	5-40	1-20	5-40	20-100	20-100
Количество	1	1	1-2	2-5	1-3	1-2	2-5

о пластов в экспл. об.							
Соотноше ние продуктив ности пластов в экспл. об.	-	-	1-2	1-3	1-2	1-2	1-3
Коэффици ент продуктив ности, т/(сут·Мпа)	1-300	1-300	1-300	1-300	20-300	100- 300	20-300
Коэффици ент гидропров одности, м ³ /(Па·с) 10 ¹⁰	0,1-40	0,1-40	0,1-40	0,1-40	3-40	15-40	3-40
Линейная направлен ность трещин	неблагоп риятная	неблагоп риятная	неблагоп риятная	-	-	-	неблагоп риятная
Неоднород ность по проницаем ости	неодноро дная	неодноро дная	неодноро дная	неоднор одная	неоднор одная	одноро дная	однородн ая
Осадконак опление	речная, дельтовая , золовая, озерная	речная, дельтовая	речная, дельтовая	дельтов ая, глубоко водно- морская	мелково дная, прибре жная, глубоко водно- морская	мелков одная	мелковод ная

К примеру, с условием всех особенностей месторождений Республики Татарстан наиболее эффективной системой размещения скважин для неоднородного коллектора является трехрядная система с веерным расположением горизонтальных стволов, которые чередуются с вертикальными скважинами, трехрядная система заводнения с горизонтальными скважинами в трех рядах, параллельно ряда нагнетательных скважин и пятирядная система с горизонтальными скважинами в пяти рядах также расположенных параллельно нагнетательного ряда [22].

Опираясь на характеристики вытеснения и эффективность разработки пласта можно сказать, что наиболее интенсивно уровень разработки идет при использовании однорядных площадных систем разработки с горизонтальными скважинами, однако характеристики вытеснения в этом случае показывают значения менее эффективные.

Немало важными параметрами при выборе сетки скважины для эксплуатационного объекта с неоднородными коллекторами являются: КИН, начальный дебит, способность системы заводнения восстанавливать и поддерживать пластовое давление до первоначального показателя.

Как бы не казалось, что в условиях неоднородных коллекторов увеличение плотности сетки может привести к наиболее эффективной выработке запасов, не для всех параметров это может оказаться правдой. Так, при увеличении плотности сетки увеличится интенсивность и эффективность работы системы заводнения, что приведет к увеличению коэффициента извлечения нефти, а вот начальный дебит, наоборот, уменьшится [29]. Исходя из этого можно сделать вывод о том, что чрезмерно плотная сетка обеспечит высокие дебиты и пластовое давление, но негативно повлияет на коэффициент извлечения нефти и поддержание запроектированного уровня добычи.

Проанализировав вышеупомянутое, можно сделать вывод, что существует два варианта, на которые нужно опираться при выборе сетки скважин на эксплуатационном объекте с неоднородными коллекторами. В первом варианте наиболее эффективным относительно экономического аспекта и суммарного дебита можно использовать более плотную сетку скважин для более интенсивной системы заводнения, а значит для более эффективного вытеснения нефти. Во втором варианте относительно коэффициента извлечения нефти плотность сетки необходимо уменьшить, что приведет к более стабильным дебитам и более продолжительному периоду добычи безводной нефти в процессе разработки.

На практике выбор сетки скважин происходит по анализу сейсморазведочных испытаний, однако все параметры, полученные при испытаниях, усредняются по всему эксплуатационному объекту, поэтому можно сказать, что такая система выбора сетки не является достоверной и не всегда может оказаться эффективной. Часто сетку скважин в условиях неоднородных коллекторов делают недостаточно плотной, а уплотнения наблюдаются на участках зон с низкой проницаемостью. В таких случаях нередко используют гидравлический разрыв пласта (ГРП), который увеличивает приток нефти из низкопроницаемых участков за счет образования трещин в призабойной зоне пласта. ГРП проводят с помощью закачки жидкости под высоким давлением, что сопровождается образованием новых или увеличением уже имеющихся трещин в пласте, далее в трещины закачивается песчано-жидкостная смесь или кислотный раствор, которые позволяют сохранить высокую пропускную способность образовавшихся трещин за счет их расклинивания [28].

В современных реалиях можно говорить о том, что гидравлический разрыв пласта применяется очень часто как для пластов с низкой, так и высокой проницаемостью. В случае низкой проницаемости ГРП позволяет увеличить приемистость, улучшить продвижение флюида по пласту, а значит и увеличить добычу. Для пластов с высокой проницаемостью ГРП обеспечивает изменение радиального характера притока жидкости из пласта к забою скважины [22].

Несмотря на все плюсы ГРП при его проведении в зонально-неоднородных и послойно-неоднородных коллекторах может возникнуть ухудшения параметров разработки. Поскольку применяемые методы разработки эксплуатационных объектов с неоднородными коллекторами не учитывают возможность изменения отбора продукции и закачки вытесняющего агента относительно проницаемости залежи, то и мероприятия по увеличению отбора будут негативными, так как коэффициент извлечения нефти объекта будет значительно снижаться.

Был разработан метод, который позволяет интенсифицировать отбор из зон низкой и высокой проницаемости через изменение сетки скважин [22].

В данном методе основываются на разделении участков эксплуатационного объекта на низко-, средне- и высокопроницаемые. После окончания разбуривания необходимо установить границы на любой сетке скважин и разделить на три вышеперечисленные зоны. Далее рассмотрим два варианта разработки.

В первом варианте для низкопроницаемых коллекторов в выделенных зонах необходимо уплотнить сетку скважин с соотношением нагнетательных к добывающим от 1:3 до 1:1, а в зонах высокой проницаемости размещают многорядную систему заводнения с соотношением нагнетательных скважин к добывающим от 1:5 и менее, в зонах среднепроницаемых участков соотношение будет менять как 1:3 до 1:5. Для нагнетательных скважин тоже присутствует условие, что закачиваемая жидкость для зон с различной проницаемостью будет отличаться по вязкости. Для низкопроницаемых зон необходимо проводить гидравлический разрыв пласта, а с высокой проницаемостью необходимо бурение горизонтальных скважин. Ряд нагнетательных скважин располагают перпендикулярно ряду с горизонтальными скважинами [22].

В таком случае эффективность разработки будет заключаться в том, что вырастет добыча, так как увеличится коэффициент охвата пласта заводнением, будет возможна регуляция отбора, коэффициент извлечения нефти будет расти.

Для второго варианта разработки уплотнение сетки скважин будет производиться только в зонах с низкой проницаемостью (соотношение нагнетательных скважин к добывающим от 1:1 к 1:3), а в зонах с высокой проницаемостью соотношение нагнетательных скважин к добывающим будет 1:5 и более, в участках среднепроницаемых пластов от 1:3 до 1:5. В процессе разработки будет происходить падение дебита, в данный период будет необходимо применение метода ГРП, который может изменить

проницаемость участка, а значит и соотношение скважин необходимо будет поменять [22].

В условиях реального месторождения необходимо будет регулярно отслеживать изменение проницаемости участков и подбирать соотношение нагнетательных скважин к добывающим с помощью данных сейсморазведки.

Такой метод имеет два варианта разработки и позволяет увеличить эффективность со стороны экономического аспекта, рационального подбора системы размещения сетки скважин и выработки запасов нефти в условиях неоднородных коллекторов.

2.4 Изменение сеток скважин с целью извлечения остаточных запасов нефти

Остаточные запасы нефти образуются вследствие неэффективной работы системы заводнения на сложных по геологическому строению эксплуатационных объектах. Остаточные запасы образуются из-за того, что закачиваемый в пласт реагент не всегда проникает во все прослой, поэтому не способен вытеснить все необходимые запасы нефти. Это возникает вследствие послойной неоднородности пласта по ряду факторов. Так из-за различных проницаемостей пластов закачиваемая жидкость должна иметь различную вязкость, но на практике не всегда имеется возможность обеспечить закачку жидкости разной вязкости.

На основании опыта разработки нефтяных месторождений неэффективная система размещения скважин может привести к прорыву пластовой воды, преждевременного продвижения контура нефтеносности, а также повышает уровень обводненности продукции до 70-98 %, происходит образование остаточных запасов в диапазоне от 30 до 90 % [20].

В качестве технологий, обеспечивающих эффективное извлечение запасов, продление периода добычи безводной или малообводненной продукции можно менять сетку скважин, а также добавлять в сетку многозабойные горизонтальные скважины. Такие скважины рационально бурить на месторождениях с неоднородной геологической структурой, а

также если они позволяют увеличить выработку запасов нефти в разумных количествах, так как со стороны экономического аспекта бурение таких скважин очень ресурсозатратно [18].

Наиболее эффективным методом извлечения запасов нефти является совместная работа по строительству ГС и изменении сетки.

Говоря об изменении сетки имеется ввиду её уплотнение в зависимости от проницаемости отдельного участка, что описывалось в предыдущих главах. Плотность сетки выбирается в зависимости от того, как меняется проницаемость зоны (рационально разделить эксплуатационный объект на зоны различной проницаемости), соотношение нагнетательных скважин к добывающим меняется от того, какой проницаемостью обладает участок. Выделяют три зоны проницаемости: низкопроницаемый участок, среднепроницаемый участок и высокопроницаемый участок.

Основанием применения многозабойных скважин является изменение фильтрационных потоков жидкости, постепенного и равномерного вытеснения жидкости через систему нагнетательных скважин, а также выравнивание профиля приемистости.

При бурении многозабойных скважин необходимо обеспечить приток из каждого горизонтального участка ствола в параллель с поддержанием пластового давления на начальных уровнях [30].

При бурении МЗГС необходимо соблюдать особый порядок сетки скважин. Бурение проводят по квадратной сетке, включающее вертикальные и горизонтальные скважины, в центре должна присутствовать нагнетательная скважина с вертикальным или наклонно-направленным стволом. Далее бурят МЗГС по сторонам элементов, проводится закачка вытесняющей жидкости и отбор проб из добывающих скважин для отслеживания эффективности работы системы заводнения пласта [29].

Для эффективной выработки запасов предлагается размещать две многозабойные скважины с горизонтальным окончанием в каждом пласте по двум противоположным сторонам элемента длиной примерно 80-96 % от

стороны элемента. Также размещают дополнительную добывающую скважину (МЗГС), забои которой расположены в каждом пласте по направлению к нагнетательным скважинам в пластах.

В процессе бурения и изменения сетки необходимо произвести уточнение геологического строения пласта, для этого проводят дополнительные сейсморазведочные исследования непродольного вертикального сеймопрофилирования, дальше строят геолого-гидродинамическую модель (ГГМ). После всех исследований производят расстановку фонда добывающих скважин с расположением горизонтальных стволов ортогонально направлению трещиноватости пласта [22].

Описанный метод изменения сетки скважин с внедрением горизонтальных стволов и многозабойных скважин активно внедрялся на пластах башкирского яруса и позволил интенсифицировать добычу нефти, сократить время разработки месторождения и увеличить коэффициент извлечения нефти в условиях неоднородных коллекторов. В ходе использования такого метода в перспективе на 10 лет можно будет добыть на 50,9 тыс. т нефти больше, а текущий КИН составит 0,16 д. ед., то есть увеличиться в 1,55 раза [30].

Для эксплуатационных объектов с геологической неоднородностью стоит задача определения запасов нефти сложнее, чем для однородных объектов, так как неоднородность влияет нба процесс выработки нефти, а точнее затрудняет её.

Существует несколько методик оценки остаточных запасов нефти: Сазонов Б.Ф. основывается на оценке коэффициента охвата пласта заводнением, методика Баклея-Лаверетта определяет остаточную водонасыщенность, Лозин Е.В. акцентирует внимание на выработке запасов по толщине продуктивного пласта [37].

Также распространенным методом подсчета остаточных запасов нефти является построение карт локальной составляющей, которые основываются на изучении литолого-фациальной неоднородности и структуры залежи, с

помощью этого можно отследить влияние изменения и особенности геометрии залежи на распределение остаточных запасов нефти. Такой метод был применен на Осташковическом месторождении Республики Беларусь [36]. На месторождении была проведена оценка локализованных запасов остаточной нефти на основе геологического строения, геолого-промыслового анализа, трехмерного геологического моделирования и анализа разработки месторождения. Были построены карты эффективных нефтенасыщенных толщин для различных зон выработанности запасов, это позволило оценить распределение остаточных запасов, определить необходимые мероприятия для увеличения нефтеотдачи.

Для построения карт распределения остаточных запасов необходимо учитывать ряд параметров: коэффициент песчаности (определяет характерные зоны неоднородности объекта), эффективная нефтенасыщенная толщина (отражает неоднородность распределения свойств объекта), коэффициент начальной нефтенасыщенности (отображает зональную неоднородность), коэффициент проницаемости (является мерой фильтрационной проводимости), коэффициент пористости. Перечисленные параметры являются основой статистической обработки геолого-физических параметров пласта, при помощи этих параметров определяются характерные зоны неоднородности. Однако, для определения локализации остаточных запасов необходимо изучить изменение свойств по разрезу [37].

Существует ряд параметров изменения геофизических свойств по вертикали. Такие параметры определяются при помощи геофизических исследований скважин и строят профиль приемистости [37]. Анализ результатов таких исследований позволяет определить интенсивность выработки пласта и каждой отдельной пачки, коэффициент охвата пласта как аналог коэффициента работающих толщин, который необходим для определения $K_{охв}$ через отношение:

$$K_{охв} = \frac{H_{раб}}{H_{эфф}} \quad (20)$$

где:

$H_{\text{раб}}$ – работающая толщина пласта, м;

$H_{\text{эфф}}$ – эффективная толщина пласта, м.

Такой метод исследования проводился для месторождения X_1 , коэффициент охвата пласта заводнением по данным геолого-промысловых исследований нагнетательных скважин оказался равным 0,42 д.ед., запасы верхней пачки были в наибольшей степени охвачены процессом заводнения, а в работы были вовлечены только высокопроницаемые пропластки [37].

Были сделаны следующие выводы:

1. выработка запасов нефти происходит неравномерно для нижней и верхней пачки;
2. наблюдается опережающая выработка для верхней пачки;
3. остаточные запасы нефти локализованы в подошвенной части пласта,
4. рекомендуется применение одновременно-раздельной эксплуатации для разных пачек.

3. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X₂

Рассмотрим конкретный пример месторождения X₂. Для данного месторождения проанализируем выработку остаточных запасов нефти из неоднородных коллекторов для различных систем размещения скважин.

Неоднородность месторождения X₂ характеризуется тем, что пласты сильно расчленены и имеют низкую проницаемость, слабая гидродинамическая связь с ППД, недостаточная компенсация закачкой, заниженные ФЕС по краевым скважинам.

Пласты AC₄₋₆ представлены отложениями мелководно-морского шельфа и характеризуются высокими ФЕС и значительной латеральной неоднородностью.

X₂ месторождение изучено достаточно подробно. Площадь месторождения равномерно покрыта разведочным бурением, отбор керна – представительен и хорошего качества. Проведены 2D и 3D сейсмические исследования, которые позволяют прогнозировать и более обоснованно проводить эксплуатационное бурение. Текущую изученность месторождения можно оценить как высокую, программа исследований выполняется в полном объеме.

В целом по месторождению наблюдается опережающее обводнение, относительно упрощенной характеристики вытеснения. Матрица разработки показывает высокую степень достижения целевого значения депрессии по месторождению в целом.

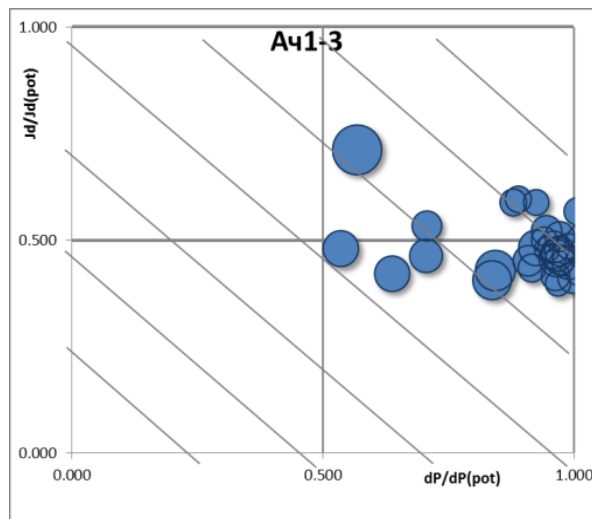


Рисунок 17 – Матрица разработки месторождения X2

По факту нескольких месяцев отслеживания отклонение добычи нефти -58,0 тыс.т, что вызвано отклонением по вводу -7 скв. (доля от общего недостижения 45%), по отработанным дням (42%) и среднегодовому приросту (13%).

Основные причины невыполнения планового ввода: и отработанных дней:

- отсутствие заявленного на тендер объема флотов ГРП;
- невозможность совместной расстановки флота ГРП и бригады КРС из-за схемы линейного размещения скважин в кусте (4 скважины через 5м).

Компенсационные мероприятия по достижению ввода скважин:

- бурение 4 дополнительных скважин;
- бурение дополнительного куста;
- изменение схемы линейного размещения скважин на текущих позициях бурения.

В целом по месторождению темпы падения не превышают плановых. Превышение интенсивности темпов падения отмечается в основном в зонах с низкопроницаемыми коллекторами.

Для эффективной выработки запасов нефти в пласте АС4 необходимо дополнительное бурение горизонтальных скважин.

Далее произошло формирование сетки в трёхрядную, расстояние между скважинами осталось прежним. На данный момент размещение скважин формируется по квадратной сетке с расстоянием 400 м, система заводнения трёхрядная. Был произведен пересчет запасов, что показало необходимость изменения системы заводнения в адаптивную с внутриконтурным заводнением. После проведения всех исследований КИН составил 0,398, коэффициент охвата – 0,822, коэффициент вытеснения – 0,484.

Обводненность продукции на протяжении всего периода разработки росла высокими темпами 6-10% в год, однако её удалось стабилизировать при помощи бурения горизонтальных скважин.

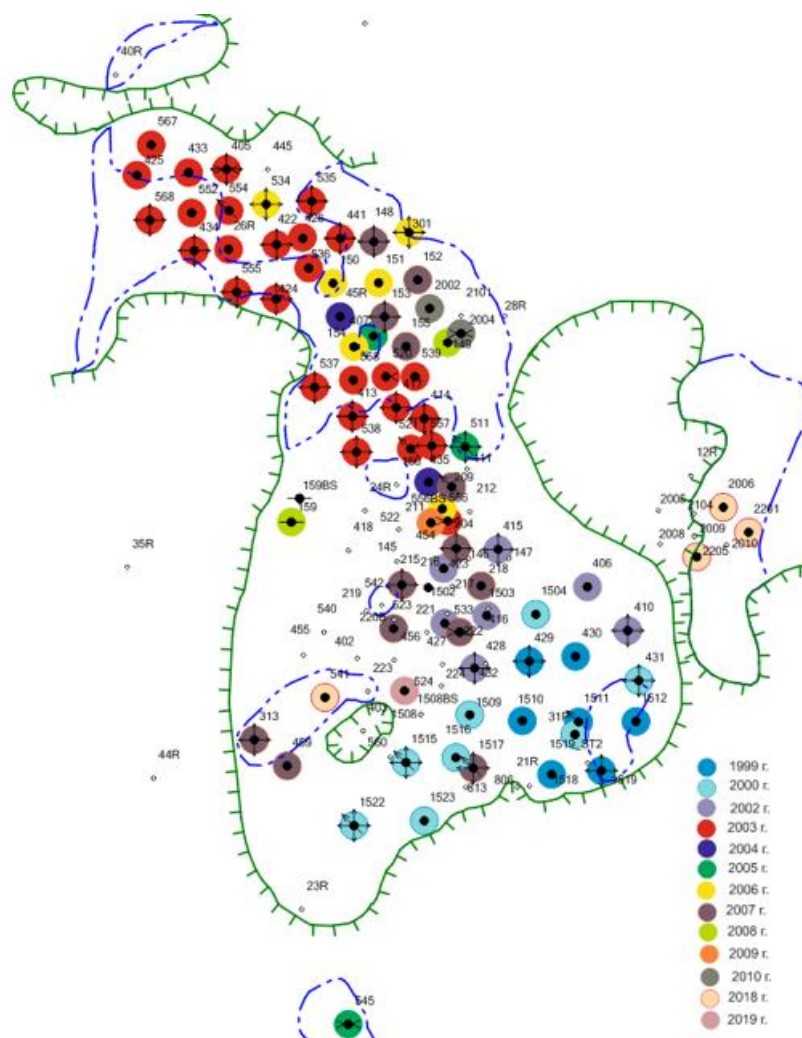


Рисунок 19 – Динамика ввода новых скважин на исследуемом объекте

Выводы по выработке запасов нефти в условиях неоднородных коллекторов для объекта АС₄.

Объект представлен четырьмя залежами нефти. Реализация проектного фонда составляет 80 %. Бурение и переводы скважин запланированы в областях локализации запасов на эксплуатационном объекте. Текущая система разработки – адаптивная с поддержанием пластового давления.

Горизонт АС₄ характеризуется высокими фильтрационно-емкостными свойствами, по классификации А.А. Ханина относится к III группе. С целью интенсификации дебитов на скважинах повсеместно проводился ГРП. Дебит жидкости по скважинам без ГРП изменяется от 30 до 95 т/сут, по скважинам с ГРП – от 240 до 450 т/сут.

Состояние разработки объекта характеризуется следующими показателями: отбор от НИЗ 51,8 %, обводненность продукции 95,8 %, кратность остаточных извлекаемых запасов 45 лет. Удельная накопленная добыча нефти на одну добывающую скважину составляет 208 тыс.т, остаточные извлекаемые запасы на одну действующую добывающую скважину составляют 132 тыс.т. Анализ сложившихся тенденций отражает низкую эффективность процесса разработки. Согласно расчетам, прогнозная величина КИН составит 0,238 д.ед., при утвержденном КИН – 0,398 д.ед. Неоптимальные режимы нагнетания (систематическое превышение давления разрыва породы) инициировали процесс образования системы трещин авто-ГРП, способствующей к быстрому росту обводненности продукции.

Факторы, осложняющие выработку запасов:

- техногенная трещиноватость в нагнетательных скважинах;
- низкий коэффициент охвата пласта заводнением.

Совершенствование технологии разработки предполагает:

- оптимизацию системы закачки воды в пласт (ограничение давления нагнетания), что позволит: снизить темпы обводнения и увеличить эффективность мероприятий по выравниванию профиля приемистости;

- оптимизацию сетки скважин: бурение боковых горизонтальных стволов в областях локализации остаточных запасов и перевод скважин с нижележащих горизонтов.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б95	Плаксина Милена Умхаевна

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»/«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами не более 1600 тыс. руб</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, инструмента, норма амортизации и т.д.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Общий налоговый режим Ставка налога на прибыль 20% Налог на добавленную стоимость 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>График выполнения работ</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегаемой), финансовой, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Креницына Зоя Васильевна	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Плаксина Милена Умхаевна		

выполнялся на основе компаний ПАО «Лукойл» (фирма А), ПАО «Татнефть» (фирма Б), ПАО «Газпромнефть» (фирма В).

Таблица 4 – Карта сегментирования рынка

		Обследование	Подбор средств реализации	Разработка проекта	Внедрение
Размер компании	Мелкие		Б	Б	
	Средние		А	В	А
	Крупные	В		В	В

А	- ПАО «Лукойл
Б	- ПАО «Татнефть»
В	- ПАО «Газпромнефть»

На приведенной карте сегментирования видно, что свободными остаются следующие сегменты рынка: обследование для мелких и средних компаний, внедрение для мелких компаний, а также подбор средств реализации для крупных компаний.

4.2 Анализ конкурентных технических решений

Помогает внести коррективы в проект, чтобы успешнее противостоять соперникам. При проведении данного анализа необходимо оценить сильные и слабые стороны конкурентов. Для этого составлена оценочная карта (таблица 5).

Таблица 5 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бф	Бк1	Бк2	Кф	Кк1	Кк2
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Надежность	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
2. Простота эксплуатации	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
3. Безопасность	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
4. Энергоэкономичность	0,1	5	4	5	0,5	0,4	0,5
5. Соответствие геолого-физическим условиям месторождений	0,2	5	5	5	0,1	0,1	0,1
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Затраты на проведение метода по увеличению нефтеотдачи пласта (МУН)	0,15	5	3	3	0,75	0,45	0,45

2. Предполагаемый срок проведения МУН	0,1	4	4	4	0,4	0,4	0,4
3. Обслуживание	0,15	4	5	4	0,6	0,75	0,6
ИТОГО	1	42	39	39	4,65	3,4	3,35

Где: Бф – циклическое воздействие; Бк1 – тепловое воздействие; Бк2 – газовое воздействие.

При оценке качества используется два типа критериев: технические и экономические. Веса показателей в сумме составляют 1. Баллы по каждому показателю оцениваются по пятибалльной шкале.

Опираясь на полученные результаты расчётов, можно сделать вывод что, циклическое воздействие является наиболее востребованным методом, позволяющий в значительной мере увеличить нефтеотдачу пластов.

Уязвимость конкурентов объясняется наличием таких причин, как высокие затраты на проведение метода увеличения нефтеотдачи и в более сложной эксплуатации.

4.3 Swot-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Он проводится в несколько этапов. Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны технологии (С)	Слабые стороны технологии (Сл)
1. Высокая рентабельности РВ-3П-1 2. Реакция гелеобразования обратима 3. Возможность адресного размещения 4. Экологически малоопасное вещество	1. Требуется точный подбор технологии 2. Гель должен формироваться за пределами трещин ГРП 3. При недостаточных объёмах закачки, возможно снижение дебита и увеличение обводнённости
Возможности (В)	Угрозы (У)
1. Увеличение охвата пласта заводнением 2. Увеличение КИН 3. Снижение обводнённости продукции	1. Неверный подбор реагента 2. Остановки процесса закачки 3. Аварии, поломки оборудования

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить, «+» или «-». Интерактивная матрица проекта представлена в таблицах 7, 8, 9, 10.

Таблица 7 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C ₁	C ₂	C ₃	C ₄
	V ₁	+	0	+	-
	V ₂	+	0	+	-
	V ₃	+	+	+	-

При анализе интерактивной таблицы 7 выявлены корреляции сильных сторон и возможностей проекта: V₁V₂C₁C₃, V₃C₁C₂C₃.

Таблица 8 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		C _{л1}	C _{л2}	C _{л3}
	V ₁	+	+	+
	V ₂	+	+	+
	V ₃	0	+	+

При анализе интерактивной таблицы 8 выявлены корреляции слабых сторон и возможностей проекта: V₁V₂C_{л1}C_{л2}C_{л3}, V₃C_{л2}C_{л3}.

Таблица 9 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C ₁	C ₂	C ₃	C ₄
	Y ₁	+	+	+	-
	Y ₂	+	+	0	-
	Y ₃	+	+	0	-

При анализе интерактивной таблицы 9 выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта: Y₁C₁C₂C₃, Y₂Y₃C₁C₂.

Таблица 10 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		C _{л1}	C _{л2}	C _{л3}
	V ₁	+	-	-
	V ₂	0	+	+
	V ₃	0	+	+

При анализе интерактивной таблицы 10 выявлены корреляции слабых сторон и угроз проекта: Y₁C_{л1}, Y₂Y₃C_{л2}C_{л3}.

Проект имеет высокую актуальность, показывает значительную эффективность в реальных условиях, что приведет к дальнейшему применению и сведению риска к минимуму. Значительной угрозой следует считать неверный подбор реагента, так как его исправление будет очень затратным.

4.4 Расчёт продолжительности выполнения работ

Планирование затрат на закачку химической композиции осуществляется согласно нормам времени на производство работ [38]. Нормы времени в свою очередь определяются подрядной организацией, исходя из своих технических и технологических возможностей, особенностей скважины, в которую производится закачка. Технологический процесс выравнивания профиля приёмистости нагнетательной скважины можно разбить на три основных этапа:

- подготовительный;
- выполнение работ по ВПП;
- заключительный.

Продолжительность работ определяется исходя из проекта на проведение работ по ВПП, в котором отражаются геолого-техническая характеристика участка, порядок проведения подготовительных работ, необходимое оборудование и специальная техника, подробное описание технологического процесса закачки. В таблице 11 представлены нормы времени на выполнение работ по обработке одной нагнетательной скважины.

Таблица 11 – Затраты времени выполнения технологических операций

№	Перечень работ	Продолжительность, часов	Состав бригады, чел
Подготовительный этап			
1	Ознакомление с планом работ, по	0,2	4
2	Установка агрегата	0,15	1
3	Заправка автоцистерн	0,61	1
4	Закрытие всех необходимых вентилей и задвижек	0,1	1

5	Переезд от базы к объекту	0,5	1
6	Расстановка спец. техники согласно схеме	0,5	3
7	Сборка технологической линии	2,17	3
8	Определение начальной приемистости скважины	0,6	2
Выполнение работ по ВПП			
9	Закачка и продавка состава	48	4
Заключительный этап			
10	Демонтаж нагнетательной линии, приборка инструментов	1	2
11	Уборка рабочей зоны	0,3	2
12	Гелеобразование	24	-
13	Определение приемистости скважины после ВПП	0,6	2
14	Запуск скважины в работу	0,5	1
ВСЕГО		79,3	4

4.5 Расчёт сметной стоимости работ

Стоимость материалов указана в таблице 12 (техническая вода используется из системы ППД).

Таблица 12 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала	Норма расхода, м ³	Цена за единицу, руб./м ³	Стоимость материалов, руб.
РВ-ЗП-1 (товарная форма)	37,5	31200	1170000
Техническая вода	262,5		0
ИТОГО			1170000

При проведении работ по ВПП на кустовой площадке присутствуют операторы химической обработки скважин (ХОС), машинист ЦА-320 и ответственный за проведение работ мастер повышения нефтеотдачи пластов (ПНП). Работы ведутся в дневную и ночную смены, длительность смены 11 часов. Процентная надбавка за вахтовый метод работы составляет 12 %,

районный коэффициент 1,7 к заработной плате и премии на территории Томской области севернее 60° северной широты, ежемесячная премия в размере 30 %, дополнительные выплаты за вредные условия труда 4 %.

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

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс 3 ОКВЭД с тарифом 0,4 % для предоставления услуг в области добычи нефти и природного газа [39].

Таблица 13 – Расчет страховых взносов при проведении работ по ВПП

	Заработная плата с учетом страховых взносов, руб.	ФСС (2,9%), руб.	ФОМС (5,1%), руб.	ПФР РФ (22%), руб.	Страхование от несчастных случаев (0,4%), руб.	Всего взносов, руб.	Заработная плата, руб.
Затраты	95058,2	2108,02	3707,2	15991,84	291,76	22098	72960,2

Сумма амортизационных отчислений техники и оборудования определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Средний возраст техники, используемой для проведения работ по закачке, не должен превышать 10 лет. Рассчитывая амортизационные отчисления, определяем амортизационную группу для объекта из Постановления Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 27.12.2019) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы". Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 14.

Таблица 14 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта, шт.	Стоимость, руб.	Амортизационная группа	Годовая норма амортизации, %	Период работы агрегатов за одну операцию, час.	Сумма амортизации, руб.
ЦА-320 1шт.	5 215 000	2	39	51,35	11920,9
Седелный тягач, 1шт.	4 900 000	4	16	0,5	44,76
АЦН-20 2 шт.	12 800 000	4	16	51,87	12125,13
Кран-манипулятор 1шт.	3 305 000	4	16	1,42	85,71
УАЗ-452 1шт.	730 000	3	24	53,87	1077,4
Резервуар горизонтальный 1шт.	550 000	5	12	50	376,5
ИТОГО	27 500 000			209,01	25630,4

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение мероприятия по ВПП, которая представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
Материальные затраты	1 170 000
Затраты на оплату труда	72 960,2
Страховые взносы	17 009,14
Амортизационные отчисления	25 630,4
Итого основные расходы	1 285 599,74
НДС 20%	257 119,95
ИТОГО с НДС	1 542 719,69

4.6 Определение экономической эффективности

Таблица 16 – Обоснование экономической эффективности проведения мероприятия

Цена одной тонны нефти, руб.	Затраты на проведение мероприятий, руб.	Средняя ожидаемая ДДН, тыс. т.	Максимальная необходимая ДДН, тыс. т.
15 000	1 542 719,69	1,4	0,10285

Общая сумма затрат на проведение одного мероприятия по выравниванию профиля приёмности с объемом закачки реагента 300 м³ составляет 1 542 719,69 руб. Исходя из опыта применения реагента РВ-3П-1, ожидаемая средняя технологическая эффективность от ВПП составляет 1,4

тыс. т/скв. ДДН. Соответственно, ожидаемая прибыль составит 19,46 млн руб. при цене нефти 15 000 руб./т. Для того, чтобы обработка одной скважины окупилась, нужно добыть нефти на сумму более 1 542 719,69 руб., без учета налогов. При цене нефти 15 000 руб./т мероприятие останется прибыльным при дополнительной добыче нефти не менее 102,85 тонн, что заметно ниже показателей эффективности данного вида работ. Исходя из расчётов данного мероприятия, можно сказать о высокой технологической эффективности и экономической целесообразности применения потокоотклоняющих технологий с использованием композиции РВ-3П-1 с целью выравнивания профиля приемистости и увеличения нефтеотдачи.

4.7 Определение ресурсоэффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad ()$$

где:

$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{финр}^{исп\ i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{828426}{999594} = 0,829$$

Для 2-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{финр}^{исп\ i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{879010}{999594} = 0,876$$

Для 3-его варианта исполнения имеем:

$$I_{финр}^{исп\ i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{999594}{999594} = 1$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \quad ()$$

где:

I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 17 - Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэф.	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Мощность	0,2	5	4	4

Энергоэффективность	0,2	4	5	3
Простота эксплуатации	0,1	5	4	4
Безопасность	0,2	5	4	4
Ремонтопригодность	0,1	4	4	4
Материалоёмкость	0,2	5	4	3
ИТОГО	1			

Исп.1 – исполнение 1

Исп.2 – исполнение 2

Исп.3 – исполнение 3

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_r - \text{исп1} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 = 4,7.$$

$$I_r - \text{исп2} = 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 = 3,9.$$

$$I_r - \text{исп3} = 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 = 3,6.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки (Исп_п) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{исп 1}} = \frac{I_{r-\text{исп 1}}}{I_{\text{финр 1}}}$$

$$I_{\text{исп 2}} = \frac{I_{r-\text{исп 2}}}{I_{\text{финр 2}}}$$

$$I_{\text{исп 3}} = \frac{I_{r-\text{исп 3}}}{I_{\text{финр 3}}}$$

$$I_{\text{исп1}} = 4,7 / 0,829 = 5,67,$$

$$I_{\text{исп2}} = 3,9 / 0,876 = 4,45,$$

$$I_{\text{исп3}} = 3,6 / 1 = 3,6.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность

проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта (\mathcal{E}_{cp_i})

$$\mathcal{E}_{cp\ i} = \frac{I_{исп\ i}}{I_{исп\ min}}$$

$$\mathcal{E}_{cp\ 1} = 5,67 / 3,6 = 1,575,$$

$$\mathcal{E}_{cp\ 2} = 4,45 / 3,6 = 1,236,$$

$$\mathcal{E}_{cp\ 3} = 3,6 / 3,6 = 1.$$

Показатель ресурсоэффективности проекта имеет высокое значение, что говорит об эффективности использования технического проекта.

Таким образом, проект можно считать эффективным и конкурентоспособным.

Таблица 18 - Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,829	0,876	1,0
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,7	3,9	3,6
3	Сравнительный показатель разработки	5,67	4,45	3,6
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,575	1,236	1,0

В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT – анализ. Реализация проекта позволяет получить большой экономический эффект за счет простоты использования, и как следствие, снижения затрат на её обслуживание.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б95	Плаксина Милена Умхаевна

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»/ «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения. 	<p><i>Объектом исследования:</i> неоднородные коллектора.</p> <p><i>Область применения:</i> нефтяные месторождения с неоднородными коллекторами.</p> <p><i>Рабочей зоной</i> полевые условия, производственные помещения.</p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p> <p>"Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022). ТК РФ Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. ТК РФ Статья 214.1. Запрет на работу в опасных условиях труда. ТК РФ Статья 221. Обеспечение работников средствами индивидуальной защиты.</p> <p>Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 11.06.2021) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов"</p> <p>Приложение 1. Опасные производственные объекты.</p> <p>Приложение 2. Классификация опасных производственных объектов.</p> <p>Федеральный закон от 28.12.2013 N 426-ФЗ (ред. от 30.12.2020) "О специальной оценке условий труда" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2021)</p> <p>Статья 14. Классификация условий труда.</p> <p>Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой</p>
--	---

	<p>промышленности" (Зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020 N 61888) Постановление Правительства РФ от 31.12.2020 г. № 2451 «Об Правил организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации, а также о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации»</p> <p>ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. ГОСТ Р 53713-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки. ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности. ТР ТС 032/2013 О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением. ГОСТ 356-80 Давления номинальные, пробные и рабочие</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциальных вредных и опасных факторов – Обоснование мероприятий по снижению их воздействия 	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны; – Превышение уровней шума; – Превышение уровней вибрации; – Превышение уровней ионизирующих излучений; – Недостаточная освещенность рабочей зоны; – Повышение запыленности и загазованности рабочей зоны; – Повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися; <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; – Повышенное значение напряжения; – Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением; – Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте;
<p>3. Экологическая безопасность при</p>	<p>Воздействие на биосферу: загрязнение</p>

эксплуатации:	<p>почвы и водных объектов производственными отходами;</p> <p>Воздействие на литосферу: нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение;</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение водоемов сточными водами и мусором;</p> <p>Воздействие на атмосферу: загрязнение воздуха выхлопными газами ГТУ, выбросами пыли и токсичных газов из используемых машин, выбросами природного газа;</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Пожар на территории; – Разливы нефти; – Открытое фонтанирование скважин; – Возгорание ЛВЖ и газов;

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком	
---	--

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»

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

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Плаксина Милена Умхаевна		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Эффективность выработки запасов нефти на разных стадиях разработки месторождения в условиях неоднородных коллекторов для различных систем размещения скважин может повлечь ряд чрезвычайных ситуаций, которые необходимо предупредить заранее, для этого ниже будут представлены и рассмотрены некоторые необходимые правила безопасности и условия труда в производственных помещениях и полевых условиях.

Нефтегазопромислы отличаются высоким уровнем опасности и возможностью возникновения экстремальных ситуаций, угрожающих здоровью рабочего персонала. Выполнение Многостадийного гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах – это трудоемкий, сложный и опасный процесс, требующий строгого соблюдения техники безопасности. В связи с этим необходима разработка мероприятий по оздоровлению и улучшению условий труда, главной целью которых должно быть создание благоприятных условий, необходимых для высокопроизводительного труда и устранения

профессиональных заболеваний, производственного травматизма и причин им способствующих. Это возможно только лишь при соблюдении строгой дисциплины всем персоналом при выполнении работ и следовании инструкциям по охране труда.

5.1 Правовые и организационные вопросы

Рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов. Т.к. контроль за бесперебойной работой оборудования необходимо проводить ежесекундно, работы организуются в две смены. Женщины, подростки и сотрудники, не имеющие соответствующего доступа, к работе не допускаются. Каждый работник должен получить два комплекта спецодежды, что обязательно. Оператору допускается исправлять мелкие неполадки, однако при серьезных поломках его главной обязанностью

является уведомление лиц вышестоящих, т.е. ст. инженера или его заместителя.

Работы на нефтегазопромыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для оных предусмотрены различные льготы и компенсации за причиненный ущерб. К таким относятся увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазопромышленным оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям. С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений, в конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства, и она должна обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора. Рабочая область должна соответствовать требованиям, которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя, или в обоих положениях.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385-2007 [40]. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство должно быть спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся в следствие продолжительного мускульного напряжения.

5.2 Производственная безопасность

Выполнение технологических операций не должно причинять вреда работнику предприятия. Вредные и опасные факторы, влияющие на организм трудящегося на нефтегазопромысловом предприятии, должны быть быстро выявлены и по мере возможности устранены, или же уменьшены масштабы их воздействия. Рабочая зона работника, занимающегося рассматриваемыми

работами, должна быть устроена таким образом, чтобы воздействия вредных и опасных факторов не было, либо имело место быть в допустимых масштабах.

Все работы выполняются на открытой производственной площадке круглосуточно, в две смены, в течение 7-14 дней. Основными функциями оператора по гидравлическому разрыву пласта являются: ведение процесса гидроразрыва пласта и гидропескоструйной перфорации; подготовка оборудования к проведению гидроразрыва; сборка, разборка линий высокого давления; замер и регулирование подачи закачиваемой жидкости; обслуживание и производство профилактического ремонта приборов и оборудования.

В таблице 19 приведены потенциально опасные и вредные факторы для рассматриваемой в работе технологии.

Таблица 19 – Опасные и вредные факторы при выполнении многостадийного гидроразрыва пласта

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) Отбор проб с нефтяных скважин; 2) Работа с оборудованием, находящимся под давлением; 3) Снятие показаний с приборов телеметрии; 4) Работа с машинами и механизмами 5) Закачка рабочих жидкостей в пласт.	1) Повышенная запыленность и загазованность воздуха в рабочей зоне; 2) Повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте; 3) Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; 4) Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ.	1) Чрезмерно высокая температура материальных объектов производственной среды; 2) Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов; 3) Взрывоопасность; 4) Производственные факторы, связанные с электрическим током.	1) ГОСТ 12.1.005-88; 2) ГОСТ 12.01.003-83; 3) ГОСТ 2434680; 4) ВСН34-82; 5) ГОСТ 12.4.011-89; 6) ГОСТ 12.2.003-91; 7) ГОСТ 12.2.062-81; 8) ГОСТ Р 52630-2012; 9) ГОСТ 12.1.004-91; 10) ГОСТ Р 12.1.019-2009.

5.2.1 Анализ потенциально вредных производственных факторов

5.2.1.1 Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего

Операции по интенсификации притока на скважинах сопровождаются задействованием большого количества транспортных средств и агрегатов, которые в условиях песочной среды кустов месторождения поднимают ввоздух огромное количество пыли и выделяют несметное число газов, которые воздействуют на организм человека.

Величина такого воздействия зависит от химического состава пыли, который в свою очередь характеризует такой параметр, как биологическая активность пыли. В соответствии с этим параметром, пыль бывает раздражающего действия (неорганическая и древесная пыль) и токсического (пыль хрома, мышьяка и др. веществ). В запыленном воздухе дыхание человека становится затрудненным, кислород насыщает кровь менее интенсивно, от чего могут возникнуть легочные заболевания.

Содержание вредных веществ в воздухе регламентируется системой стандартов безопасности труда с помощью предельно допустимой концентрации отдельных веществ в воздухе. В таблице 20 приведены ПДК для различных видов пыли [41].

Таблица 20 – ПДК для различных видов пыли

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Пыль, содержащая более 70% SiO ₂	2	3
Пыль, содержащая от 10 до 70% SiO ₂	2	4
Пыль растительного и животного происхождения	4	4

В случае превышения допустимого уровня пыли и загазованности в воздухе необходимо организовать меры по снижению вредного воздействия на организм человека. К таким относятся ограниченное использования токсичных веществ в технологических процессах, контроль зоны воздушной среды, герметизация оборудования, а также применение средств защиты органов дыхания: респираторов, противогазов фильтрующего типа.

Для контроля воздушной среды на производственном объекте предусмотрены датчики загазованности, звука, задымленности.

5.2.1.2 Повышенный уровень шума и вибраций

Работа операторов, выполняющих гидравлический разрыв пласта, связана с нахождением на территориях с повышенными вибрациями и уровнем шума. Предельно допустимые значения компонентов, влияющих на организм человека, должно соответствовать санитарным нормам. Согласно ГОСТ 12.01.003-83 [42], уровень шума на рабочих местах не должен превышать 80 дБА. Уровень вибраций не должен превышать 92 дБ, что регламентировано ГОСТ 24346-80 [43]. В целях борьбы с уровнем шума и вибраций на нефтегазопромыслах предусмотрена комплексная целевая программа, которая включает в себя снижение уровня шума в источнике его возникновения и на путях его распространения, рациональную планировку производственных объектов и технологических установок, рациональное планирование режимов труда и отдыха, обеспечение работников средствами индивидуальной защиты: виброизолирующей обувью, виброизоляционные перчатками, наушниками или берушами.

5.2.1.3 Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

Оператор по гидроразрыву пласта ежедневно большую часть работы перемещается по территории производственных объектов, совершая многократные подъемы на находящиеся на высоте площадки. В связи с этим в цехах применяется освещение территории и отдельных рабочих мест посредством прожекторов. С целью создания достаточного уровня

освещенности и безопасных условий труда установлена норма освещенности нефтегазовых объектов. Рекомендованные типы прожекторов представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Рекомендуемые типы прожекторов для освещения предприятий нефтяной промышленности [44]

Прожектор	Лампа	Макс. сила света, ккд
ПЗС-45	Г220-1000	130
	ДРЛ-700	30
ПЭС-35	Г220-500	50

5.2.1.4 Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ

Операторы, выполняющие гидроразрыв пласта, в процессе добычи пластового флюида подвергаются негативному влиянию со стороны выделяющихся легких фракций нефти и попутных газов в атмосферу. Их действие, главным образом, приходится на центральную нервную систему. Отравление парами нефти и продуктами ее переработки сопровождается головокружением, головной болью, сухостью во рту, тошнотой, общей слабостью, которая может достигнуть потери сознания. Также может возникнуть ощущение удушья, которое выражается в головокружении, затруднении процесса дыхания и даже потерей сознания.

В связи с содержанием в нефти ароматических углеводородов и сероводорода, работа с сырой нефтью может привести к острым или хроническим отравлениям. Работающие с сырой нефтью во время длительных промежутков времени могут получить кожное заболевание или серьезное отравление. Содержание вредных веществ в воздухе контролируется посредством измерения ПДК.

Также в процессе МГРП используют химические вещества, гели, загустители, проппант, химические примеси и т.д. Проппант привозят на МГРП в мешках и перемешивают в блендерах, при перемешивании он может просыпаться и попасть на землю.

В процессе смешивания добавляют различные гели, химические примеси, которые могут попасть в воздушную среду или на почву, что может привести к несчастным случаям. В основу геля входит поликислота, которая является эмульгированной (кислота как непрерывная фаза), содержащей 60-70% дизеля и 30-40% кислоты. Так же могут произойти разливы нефти и масел.

Класс опасности пропанта, масел и кислот – III класс [45].

ПДК опасных веществ: алкены – 100 мг/м³; диоксид азота – 2 мг/м³; углеводороды – 300 мг/м³; сероводород – 10 мг/м³; соединение сероводорода и углеводорода – 3 мг/м³ [45].

По технике безопасности предусматривается, что работник имеет при себе и использует СГГ (счет горючих газов), и перед началом любых работ, должен произвести замер воздушной среды в трех положениях: голова, грудь, колени.

Кроме всего прочего, работники на нефтегазопромислах в целях безопасности труда и профилактики заболеваний должны быть снабжены и другими средствами индивидуальной защиты. Они должны предусматривать защиту органов дыхания, слуха, рук, лица и головы, поэтому работникам должны выдаваться спецодежда и специальная обувь, респираторы или противогазы, специальные очки и другие средства, защищающие при выполнении тех или иных технологических операций.

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов

5.2.2.1 Движущиеся машины и механизмы

Как отмечалось ранее, процессы обработки призабойной зоны скважины связаны с использованием различных транспортных средств и агрегатов, выполненных на базе автомобилей, поэтому на нефтегазопромислах может возникнуть опасность для работников со стороны движущихся машин и механизмов. За осуществлением процесса гидроразрыва пласта или соляной обработки скважины следит инженерно-

технический работник. Сам процесс проводится по заранее утвержденному плану.

Агрегаты, необходимые для осуществления операций, по технике безопасности устанавливаются на расстоянии не менее 10 м от устья скважины. Между самими агрегатами должно быть не менее 1 м, кабины должны быть обращены в сторону от устья скважины.

5.2.2.2 Подвижные части производственного оборудования

До проведения гидроразрыва пласта на глубиннонасосных скважинах следует отключить привод станка-качалки, затем редуктор затормаживается и вывешивают предупредительные таблички или плакаты с информацией о проводимых работах. Подвижные части оборудования должны быть должным образом защищены, чтобы работники не получили механических повреждений.

В процессе обвязки устья скважины и монтажа трубопроводов устанавливают противовыбросовое оборудование, обратные клапаны и манометры с целью следить за повышенными давлениями. Манометры выносятся на безопасное расстояние с помощью импульсных трубок, чтобы была возможность снимать показания с них без опасности здоровью оператора.

Перед закачкой жидкости в скважину все оборудование проверяется на наличие неисправностей, исследуется надежность и правильность обвязки и их соединения с устьевой арматурой, которая в свою очередь также проходит обязательную проверку. Затем нагнетательные трубопроводы подвергаются опрессовке на давление, которое должно превышать в 1,5 раза ожидаемое максимально давление гидроразрыва. Рабочие в это время должны находиться за пределы опасной зоны.

Запуск технологических установок и начала операции по закачке жидкостей в скважину начинается только после удаления от опасной зоны всех рабочих, не связанных с непосредственной работой у агрегатов. Остатки

жидкостей из емкостей и автоцистерн сливаются в специально подготовленные емкости или в канализацию.

При проведении соляно-кислотной обработки ПЗС, в принципе, схема работы не особо отличается от приведенной выше. Стоит лишь отметить, что работа проводится с опасными для здоровья химическими реагентами, поэтому выполнение производственных инструкций является обязательным условием обеспечения безопасности рабочего персонала.

5.2.2.3 Сосуды и аппараты под давлением

Работники нефтегазопроизводств работают с сосудами и аппаратами, находящимися под большими давлениями (более 21 МПа). В случае неисправностей или непредвиденных аварий возможен риск смертельной опасности трудящихся, поэтому сосуды и баллоны для хранения нефти и газов, а также их транспортировки должны соответствовать требуемым нормам, а работники в свою очередь должны периодически проходить производственные инструктажи. По технике безопасности в сосуды недопустима подача газа или сжатого воздуха с парами масел, т.к. в случае перегрева может образоваться взрывоопасная смесь, вентили и краны устанавливаются таким образом, чтобы выходное отверстие было направлено в безопасное место, при работе работника внутри емкости должны быть открыты все люки с целью достаточного проветривания, а работников должно быть, как минимум, двое (один – внутри, второй – снаружи). Также необходим постоянный контроль за техническим состоянием сосудов: если обнаружены какие-то трещины, пропуски газов, отпотевания в местах сварочных швов, то подобные сосуды снимают с эксплуатации. Обо всех замеченных неисправностях работник должен сделать отметку в журнале.

5.2.2.4 Пожаробезопасность

Категория производственного объекта и помещений, в которых осуществляются технологические процессы, связанные с выделением горючих газов, легковоспламеняющихся жидкостей с температурой вспышки паров до 28 °С относится к категории Б [53].

Основными причинами пожаров при работе с сосудами и аппаратами на нефтегазопроизводстве являются:

- неосторожное обращение с огнем;
- неудовлетворительное состояние электротехнических устройств и нарушение правил их монтажа и эксплуатации;
- нарушение режимов технологических процессов;
- неисправность отопительных приборов и нарушение правил их эксплуатации;
- невыполнение требований нормативных документов по вопросам пожарной безопасности.

На данном производственном объекте используются различные горючие вещества и жидкости:

- спирты (температура вспышки до 61°C , 5 мг/м^3);
- бензин (температура вспышки до 61°C , ПДК 300 мг/м^3);
- масла (температура вспышки $> 61^{\circ}\text{C}$, ПДК 5 мг/м^3);
- мазут (нефть) (температура вспышки $> 61^{\circ}\text{C}$, ПДК 10 мг/м^3);
- газы (температура вспышки до 61°C , ПДК 300 мг/м^3).

Данный производственный участок относится к категории Б производства по взрывопожарной опасности [46].

Взрывоопасная зона проведения МГРП относится ко 2-му классу – это зоны, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей с воздухом только в результате аварии или повреждения технологического оборудования [47].

Степень взрывозащиты электрооборудования относится к уровню взрывозащиты 0, то есть взрывозащищенное электрооборудование, в котором по отношению к взрывобезопасному электрооборудованию приняты дополнительные средства взрывозащиты, предусмотренные стандартами на

виды взрывозащиты, используют искрогасители, взрывонепроницаемую оболочку дополнительную и т.д) [48].

К противопожарному инвентарю относят бочки с водой, ящики с песком, ломы, топоры, лопаты, багры, ведра и другие приспособления. Противопожарный инвентарь окрашивают в красный цвет. Ящики с песком должны рассчитываться на хранение 0,5 м³ песка, а на складах горючих жидкостей - до 1 м³.

Комплект первичных средств тушения пожара собирают на щитах, которые вывешивают на видных и легкодоступных местах.

При проведении МГРП используют ручные пожарные извещатели, они должны быть расположены в близости от зон наблюдения, и зон возможных пожаров; газовые в непосредственной близости от возможных проявлений газа, и тепловые.

5.2.2.5 Электробезопасность

Нефтегазовое производство должным образом электрифицировано, поэтому работник данной отрасли постоянно сталкивается с электроприборами или оборудованием, находящимся под напряжением. В связи с этим работник должен уметь пользоваться такими приборами, знать их общую конструкцию и принцип действия. При возникновении опасных ситуаций работник, неквалифицированный в области электробезопасности, не должен предпринимать опасных для своего здоровья действий, а обязан сообщить о неисправности главному инженеру-электрику. Приборы и оборудование, работающие от электричества, должны проходить периодический осмотр, в ходе которого выносятся вердикт о возможности их дальнейшего использования. Все электроустановки должны быть заземлены, пригодны к использованию в трудных погодных условиях и укомплектованы средствами защиты, пожаротушения и инструментом. Неисправное оборудование должно быть своевременно починено, либо заменено на новое.

К средствам индивидуальной защиты на случай электроопасных ситуаций относятся защитные пластиковые каски и очки, изолирующие перчатки и обувь, а также термостойкие костюмы.

Для защиты от статического электричества необходимо заземлять металлическое оборудование, резервуары, нефтепродуктопроводы, сливно-наливные устройства, предназначенные для транспортирования, хранения и отпуска легковоспламеняющихся и горючих жидкостей. Система заземления должна представлять на всем протяжении непрерывную электрическую цепь.

При эксплуатации резервуаров с металлическими или изготовленными из синтетических материалов понтонами электропроводящие элементы понтонов во избежание возникновения искровых разрядов должны быть надежно заземлены.

Автоцистерны, а также наливные суда во время операций слива-налива легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов должны присоединяться к заземлителям.

Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств необходимо проводить одновременно с осмотром и текущим ремонтом оборудования и электропроводки.

Места расположения контактных соединений оборудования с заземляющими устройствами должны быть доступны для осмотра.

Проверка заземляющих устройств, включая измерения сопротивлений растеканию тока, должна проводиться не реже одного раза в год - летом, при сухой почве. Если сопротивление растеканию тока превышает нормативное значение на 20%, необходимо установить дополнительные электроды.

Запрещается:

- допускать наличие на поверхности нефтепродуктов понтонов с незаземленными электропроводящими элементами;
- отсоединять или присоединять кабели заземления во время проведения сливноналивных операций.

Автоцистерны и железнодорожные цистерны, стоящие под сливом-наливом, должны быть заземлены с наличием блокировки, исключающей возможность запуска насосов для перекачки нефтепродуктов при отсутствии замкнутой электрической цепи "заземляющее устройство - цистерна".

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Защита атмосферы

По статистическим подсчетам около 75% [49] всех неблагоприятных воздействий на окружающую среду от нефтегазовых промыслов приходится на атмосферу. Способны выделять загрязняющие вещества в атмосферу следующие технологические объекты: буровые установки, нефтегазопромыслы, установки подготовки нефти и газа, нефтеперерабатывающие заводы, газокomppressorные станции, нефтепроводы различного уровня, станции хранения УВ и др.

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

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

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

В настоящее время для контроля за наличием определенной концентрации вещества в атмосфере установлено два норматива: среднесуточная предельно-допустимая концентрация и максимальная разовая предельно-допустимая концентрация. Под первой понимается концентрация, осредненная на какой-то продолжительный промежуток времени, под второй – за период двадцатиминутного измерения. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе на рабочем месте приведены в таблице 22.

Таблица 22 – ПДК вредных веществ в рабочей зоне [50]

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Азота диоксид	2	3
Аммиак	20	4
Бензин	100	4
Метанол	5	3
Серы диоксид	10	3
Сероводород	3	3
Углерода оксид	20	4

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

5.3.2 Защита гидросферы.

По статистическим оценкам порядка 20% от всех загрязнений углеводородным сырьем приходится на водные ресурсы. Кроме самих УВ в нефтепродуктах, поступающих в различные водные источники, содержатся

соединения кислорода, серы и азота, которые оказывают негативное влияние на водные ресурсы.

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

Любое загрязнение водоемов нефтепродуктами может привести к гибели водоплавающих птиц, некоторых видов животных, обитающих в водоемах, загрязнению околородной среды и др. Поступившая нефть в воде образует слой на поверхности, в результате чего легкие углеводороды испаряются в атмосферу. Постепенно нефть смешивается с водой и через некоторый промежуток времени сосредотачивается в водных горизонтах. Содержание растворенных нефтепродуктов в воде не должно превышать 10 мг/л.

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

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

5.3.3 Защита литосферы.

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

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

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

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

Как и в случае с атмосферой или гидросферой, для почв предусмотрены предельно-допустимые значения концентраций отдельных химических соединений, основные из которых представлены в таблице 23.

Таблица 23 – ПДК вредных химических веществ в почве [51]

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

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

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА).

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

Возможные чрезвычайные ситуации на объекте по масштабу возможных последствий относятся к локальным, это может быть взрыв, выброс химического реагента в воздушную среду с последующим разливом воды для ГРП.

МГРП проводится на кусте, где находится оборудование для ГРП.

Вид опасности объекта – взрывопожарный, класс IV.

Категория объекта по ГО – 1 [52].

Процесс добычи нефти и газа является непрерывным технологическим процессом.

Численность работающих при МГРП варьируется от 30 до 50 человек, в смену работает в среднем 10 человек.

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

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

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

На кусте имеется водозаборная скважина, которая выкачивает воду из пласта и ее подают в бассейн для ГРП, а питьевую воду привозят с месторождения.

5.5 Выводы по разделу социальная ответственность

В ходе выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать влияние на организм человека во время проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта. В условиях проведения МГРП основным негативным фактором воздействия на почву является

загрязнение ее нефтепродуктами, а наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией – возгорание и взрыв при утечке газа.

Обеспечение безопасности людей и окружающей среды на производстве является краеугольным камнем эффективности осуществления всех производственных процессов, поэтому вопросы безопасности должны быть предопределены в первую очередь.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы проводится анализ способов выработки остаточных запасов нефти из неоднородных коллекторов для различных систем размещения скважин. Рассмотрено понятие и виды геологической неоднородности, проанализировано распределение фильтрационных потоков в таких условиях. Неоднородные коллекторы характеризуются резким изменением геолого-физических свойств по пласту, а наибольшее внимание заостряется на изменении проницаемости и эффективной толщины. Это негативно влияет на охват пласта заводнением, соответственно в пласте локализуются остаточные запасы, что уменьшает темп отбора, период безводной добычи флюида, происходит несоответствие проектного КИН с текущим.

Основным способом на определение мест локализации остаточных запасов нефти является проведение сейсморазведочных исследований, которые помогают определить актуальную эффективную толщину на данном эксплуатационном объекте.

Произведен анализ зависимости размещения скважин на объекте в условиях неоднородных коллекторов для эффективной выработки остаточных запасов нефти. Были рассмотрены различные системы размещения скважин на некоторых месторождениях с неоднородностью, а также на реальном примере проанализировано проектное изменение сетки скважин с целью выработки остаточных запасов нефти.

Основным методом в изменении сетки скважин является проектирование горизонтальных и многозабойных скважин, которые способны осуществлять одновременно-раздельную эксплуатацию. Отмечается, что бурение таких скважин на эксплуатационных объектах с геологической неоднородностью повышает эффективность выработки остаточных запасов посредством увеличения коэффициента охвата пласта заводнением для нагнетательных скважин и одновременно-раздельной добычей для добывающих скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Пулькина, Н. Э. Изучение неоднородности продуктивных пластов: практикум для выполнения учебно-научных работ студентами направления «Нефтегазовое дело» / Пулькина Н. Э., Зимина С. В. // Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 79 с.
2. Шагитов, Р.Р. Разработка комплексных технологий для борьбы с гидратообразованием и интенсификации добычи нефти и газа (на примере Ванкорского месторождения) : автореферат дис. ... канд. техн. наук / Р.Р. Шагитов. - Уфа, 2012. - С. 3.
4. Бочаров, В.А. Методический подход к выделению граничных точек стадий разработки месторождения / В.А. Бочаров, М.Н. Григорьев // Нефтяное хозяйство. -2002. - № 1. - С. 24-27.
5. Григорьев, М.Н. Дифференциация НДПИ: группы факторов / М.Н. Григорьев // Бурение и нефть. - 2005. - № 11. - С. 4.
6. Карасев, В.И. Мониторинг добычи нефти в Ханты-Мансийском автономном округе / В.И. Карасев, И.П. Толстолыткин, В.И. Шпильман // Минеральные ресурсы России. - 1996. - № 6. - С. 15-24.
7. Мардашов, Д.В. Технология и техника повышения нефтеотдачи пластов/ Мардашов, Д.В.// Санкт-Петербургский горный университет. - 2016. – 65 с.
8. Дмитриев, Н.М. Введение в подземную гидромеханику/Дмитриев Н.М., Кадет В.В.// Серия «Высшее нефтегазовое образование». (2-е издание, исправленное и дополненное): М.: ЦентрЛитНефтеГаз - 2009. – 272 с.
9. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений : Руководящий документ // Министерство энергетики Российской Федерации 2002. №РД 153-39.0-110-01. Ст. -.
10. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений : Руководящий

документ // Минтопэнерго Российской Федерации 1996. №РД 153-39-007-96.
Ст. -.

11. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений : Руководящий документ // Министерство нефтяной и газовой промышленности // Всесоюзный нефтегазовый научно-исследовательский институт им. Академика А. П. Крылова 1991. №РД 39-100-91. Ст. -.

12. РД 39-0147585-232-01. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений : введен в действие 10.03.2000 г. / В.З. Гарипов, Н.Н. Лисовский ; ОАО ВНИИнефть ; ОАО «ЦГЭ» ; РГУНГ ; ИПНГ РАН ; ИГиРГИ ; НИПН ИНПЕТРО. – М., 2000. – 130с.

13. Гальперин, Е.И. Вертикальное сейсмическое профилирование / Е.И. Гальперин. – 2-е изд., доп. и перераб. – М. : Недра, 1982. – 344 с.

14. Формирование системы разработки с использованием детализационных методов сейсморазведки / Р.С. Хисамов, А.М. Евдокимов, Д.С. Данилов, В.Н. Петров, Л.М. Миронова // Научно-техническая ярмарка идей и предложений группы компаний «Татнефть», посвященная 60-летию ОАО «Татнефть». Номинация: геология и разработка нефтяных месторождений / ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2010. – С. 53-58.

15. Хакимзянов, И.Н. Новейшие технологии оптимизации систем разработки и эксплуатации нефтяных месторождений в ОАО «Татнефть» / И.Н. Хакимзянов, Р.Р. Ибатуллин, Р.Т. Фазлыев // О перспективах разработки карбонатных коллекторов и новые технологии увеличения коэффициента извлечения нефти : посвящ. добыче 3-миллиардной тонны нефти Республики Татарстан, г. Лениногорск, 26 апр. 2007 г. / ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – Казань, 2007. – С. 70-90.

16. Григорян, А.М. Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами / А.М. Григорян. – М.: Недра, 1969. – 200 с.

17. Опыт строительства и эксплуатации скважин сложной архитектуры в ОАО «Татнефть» / Р.С. Хисамов, Р.Р. Ибатуллин, И.Н. Хакимзянов, Р.Т. Фазлыев, В.Н. Петров // Технологии ТЭК. – 2004. – № 6 (дек.). – С. 19-25.

18. Бурение наклонных и горизонтальных скважин : справочник / А.Г. Калинин, Б.А. Никитин, К.М. Солодкий, Б.З. Султанов. – М. : Недра, 1997. – 647 с. : ил.

19. Строительство боковых стволов - основной путь реанимации нерентабельных скважин / Р.Р. Ибатуллин, И.Н. Хакимзянов, В.Н. Петров, Р.Т. Фазлыев // Освоение ресурсов трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей : тез. 5-й междунар. науч.-практ. конф., 3-6 окт. 2005 г., г. Геленджик / НК «Роснефть». – Краснодар, 2005. – С. 16-17.

20. Анализ эксплуатации пробуренных ГС и ВС и геолого-техническое обоснование размещения бурения новых ГС и БС на месторождениях АНК «Башнефть» на 1998-2000 гг. : отчет о НИР / рук.: Э.М. Тимашев, Р.А. Ахметшин ; БашНИПИнефть. – Уфа, 1998.

21. Кудинов, В.И. Новые технологии повышения добычи нефти / В.И. Кудинов, Б.М. Сучков. – Самара : Самар. кн. изд-во, 1998. – 368 с.

22. Петров, В.Н. Исследования способов выработки запасов нефти из неоднородных и сложнопостроенных коллекторов для различных систем размещения скважин : автореферат дис. ... канд. техн. наук / В.Н. Петров. - Бугульма, 2016. - С. 17-23.

23. Опыт применения третичных методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях высоковязкой нефти Пермского края и Республики Коми в ООО «Лукойл» / А.В. Бондаренко // – ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» – 2017. – С. 1-3.

24. Дахнов, В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин /Дахнов В.Н.//Учебник для вузов. (2-е издание, переработанное): М.: Недра - 1982. – 448 с.

25. Меркулов, В.П. Геофизические исследования скважин: учебное пособие /Меркулов В.П. // Национальный исследовательский Томский

политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 139 с.

26. Сетка скважин нефтяного эксплуатационного объекта // Студопедия : сайт. – URL: https://studopedia.ru/1_66108_setka-skvazhin-neftyanogo-ekspluatatsionnogo-ob-ekta.html (дата обращения: 02.06.2023).

27. Бакиров, И.М. Развитие систем разработки нефтяных месторождений с применением заводнения в различных геолого-физических условиях : дис. док. техн. наук: 25.00.17 / И.М. Бакиров ; ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть»; науч. конс. док. техн. наук, проф., акад. АН РТ Р.Р. Ибатуллин. – Уфа, 2012. – 301 с. : ил.

28. Бакиров И.М., Рамазанов Р.Г., Филин Р.И., Тимергалеева Р.Р., Петров В.Н. Способ разработки нефтяной залежи с водонефтяными зонами: пат. 2443853 Рос.Федерация: Е 21 В 43/20 / заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина - №2010137063/03; заяв.03.09.2010; опубл.27.02.2012, Бюл.№6 – 5с. 1 ил.

29. Хисамов Р.С., Нуриев И.А., Миронова Л.М., Рамазанов Р.Г., Шакирова Р.Т., Сайфутдинов М.А., Ханнанов Р.Г., Ханнанов М.Т. Способ разработки нефтяной залежи: пат. 2439299 Рос.Федерация: Е 21 В 43/20/, заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина - №2011100006/03; заяв.11.01.2011; опубл.10.01.2012., Бюл.№1 – 8с. 2 ил.

30. Петров, В.Н. Совершенствование системы разработки многопластовых залежей с применением многозабойных горизонтальных скважин / В.Н. Петров // Новая техника и технологии ГИС : тез. докл. XXI науч.-практ. конф. в рамках XXIII Междунар. выст. «Газ. Нефть. Технологии-2015». – Уфа, 2015. – С. 73-80.

31. Морошкин А.Н., Лукьянов Р.Ф. Применение непродольного вертикального сейсмического профилирования при оценке подтверждаемости локальных поднятий / Морошкин А.Н., Лукьянов Р.Ф. // ОАО «Пермнефтегеофизика». – Пермь: Изд-во Пермнефтегеофизика, 1999. – С. 52-53.

32. Бондарев В.И., Основы сейсморазведки. / Бондарев В.И. // Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2003. 332 с
33. Спасский Б.А., Сейсмостратиграфия: учеб.-метод. пособие / Б.А.Спасский, И.Ю.Герасимова // Перм. ун-т. – Пермь, 2007. - 267 с.: ил.
34. Потапов О.А., Инструкция по сейсморазведке / Потапов О.А., Колесов С.В., Беклемишев А.Б., Кондратьев О.К., Михальцев А.В., Мушин И.А., Аккуратов О.С., Инин В.В., Воцалевский З.С., Самойлов А.В., Панфилов В.А., Авербух А.Г., Цыпышев Н.Н., Птецов С.Н., Шайдаков В.А., Богданов Г.А. // ГВУП ВНИИГеофизика – 1986. – 149 с.
35. Умные системы размещения скважин // StudFiles : сайт. – URL: <https://studfile.net/preview/2477968/page:2/>.
36. Брайчук Р.Н. Особенности распределения остаточных запасов нефти в карбонатных коллекторах межсолевых отложений Припятского прогиба (на примере Осташковичского месторождения): диссертация на соискание ученой степени канд. минер. наук: 25.00.12 / Брайчук Руслан Николаевич. – Москва. 2011. 145 с
37. Кондратьева, А.В. Построение модели остаточных запасов на основе геолого-физического анализа особенностей нефтяной залежи: автореферат дис./ Кондратьева А.В.. - Тюмень, 2017. - С. 23-27.
38. РД 153-39.0-104-01 «Методика расчета норм расхода подготовленной нефти при выравнивании профиля приемистости нагнетательных скважин».
39. Приказ Минтруда России от 30.12.2016 N 851н "Об утверждении Классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска" (Зарегистрировано в Минюсте России 18.01.2017 N 45279).
40. ГОСТ Р ИСО 6385-2007 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.

41. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1).

42. ГОСТ 12.01.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

43. ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения.

44. ВСН34-82 Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности.

45. ГОСТ 12.0.03-74 ССБТ Опасные и вредные производственные факторы. – Введен 01.01.1976. – Москва: Госкомитет стандартов Совета Министров СССР, 76. – 12 с.

46. ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности. –

47. Введен 28.11.1985. – Москва: Министерство нефтяной промышленности СССР, 1985. – 153 с.

48. ГОСТ 12.1.002-84 "Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах. – Москва: Государственный комитет СССР по стандартам, 1986. – 8 с.

49. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введен 05.01.2009. – Москва: ВНИИПО МЧС России, 2008. – 37 с.

50. Калыгин В.Г. Промышленная экология / Курс лекций - М.: Изд-во МНЭПУ МХТИ им. Д.И. Менделеева – 2000. – 240 с.

51. ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.

52. ГН 2.1.7.2041-06 Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве.

53. ГОСТ Р 55201-2012 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Порядок разработки перечня мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера при проектировании объектов капитального

строительства» - Введен 01.07.2013 – Москва: (ФГБУ ВНИИ ГОЧС (ФЦ) – 92
с.