

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Выбор оптимальных геолого-технических мероприятий для интенсификации притока нефти на X нефтяном месторождении

УДК 622.276.6

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Брыксин Максим Радиславович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Орлова Ю.Н.	к.ф.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Сечин А.И.	д.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

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 21.04.01. Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации <small>(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)</small>
--

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Брыксин Максиму Радиславовичу

Тема работы:

Выбор оптимальных геолого-технических мероприятий для интенсификации притока нефти на X нефтяном месторождении
Утверждена приказом директора (дата, номер) №117-11/с от 27.04.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-геофизическая характеристика месторождения, проект разработки нефтяного месторождения X и дополнение к нему.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Введение 1. Современный подход к геолого-техническим мероприятиям на нефтяных месторождениях. 2. Обоснование применения геолого-технических мероприятий на нефтяном месторождении X. 3. Расчет технологической эффективности применения комплекса геолого-технических мероприятий. Глава 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

	Глава 5 Социальная ответственность. Заключение Список публикаций Список использованных источников ПРИЛОЖЕНИЕ А. 1.2 Analysis of geological and technical activities in various geological conditions
Перечень графического материала	Схема дорожных путей между кустовыми площадками на исследуемом объекте, отчет о проведение ГРП на объекте исследования, дизайн трещины разрыва, фотографии последствий выноса проппанта из трещины ГРП на исследуемом объекте, лабораторные исследования применения нитинола, структурные карты, геологические разрезы
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Романюк В.Б., к.э.н, доцент ОНД ИШПР
Социальная ответственность	Сечин А.И., д.т.н, профессор ООД ШБИП
Иностранный язык	Болсуновская Л.М., к.ф.н, доцент ОИЯ ШБИП
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
<i>Раздел на английском языке:</i> Приложение А. 1.2 Analysis of geological and technical activities in various geological conditions	
<i>Разделы на русском языке:</i> реферат, введение, заключение, главы 1-5	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.03.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н.		15.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Брыксин Максим Радиславович		15.03.2020

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Брыксину Максиму Радиславовичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»</u>

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

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Количество проводимых операций; Сложность проводимых операций.</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Стоимость проведения комплекса геолого-технических мероприятий (ЗБС, ГРП, полимерного заводнения)</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30,5%; Налог на добавленную стоимость 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<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 комплекса ГТМ</i>
<i>Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	<i>Расчет срока окупаемости, оценка рентабельности инвестиций.</i>
<i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	<i>Отчисления бюджета проводятся на научные исследования</i>
<i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	<i>Выявлено, что эффективность проведения комплекса ГТМ зависит от прироста дебита в результате проведения операций, от курса цен на нефть, и от валютного соотношения доллар-рубли</i>

Перечень графического материала:

<i>График безубыточности реализации комплекса геолого-технических мероприятий</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	07.03.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		27.03.2021г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Брыксин Максим Радиславович		27.03.2021г

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Брыксину Максиму Радиславовичу

ШКОЛА	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема дипломной работы: «Выбор оптимальных геолого-технических мероприятий для интенсификации притока нефти на X нефтяном месторождении»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<ul style="list-style-type: none"> Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения) <p>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>Объект исследования – нефтяное месторождение X Область применения – геолого-технические мероприятия по интенсификации притока нефти</p> <p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 27.12.2018 N 542-ФЗ ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 N 116-ФЗ. 4156-86 «Санитарные правила для нефтяной промышленности».</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p>Анализ показателей шума и вибрации</p> <ul style="list-style-type: none"> установление соответствие показателей нормативному требованию; <p>Анализ показателей микроклимата</p> <ul style="list-style-type: none"> показатели температурные, скорости движения воздуха, запыленности. <p>Анализ освещенности рабочей зоны</p> <ul style="list-style-type: none"> типы ламп, их количество, соответствие нормативному требованию освещенности; при расчете освещения указать схему размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету. <p>Анализ электробезопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> наличие электроисточников, характер их опасности; установление класса электроопасности помещения, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления. при расчете заземления указать схему размещения заземлителя согласно проведенному расчету. <p>Анализ пожарной безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> присутствие горючих материалов, тем самым, присутствие повышенной степени пожароопасности. категории пожароопасности помещения, марки 	<p align="center">Для всех случаев вредных и опасных факторов на рабочем месте указать ПДУ, ПДД, допустимые диапазоны существования, в случае превышения этих значений:</p> <ul style="list-style-type: none"> перечислить средства коллективной и индивидуальной защиты; привести классы электроопасности помещений, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления, категорию пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение. <p>При отклонении показателя предложить мероприятия.</p>

<p>огнетушителей, их назначение.</p> <ul style="list-style-type: none"> Разработать схему эвакуации при пожаре. 	
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> защита селитебной зоны анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Наличие отходов (металлическая стружка, абразивная пыль, черновики бумаги, отработанные картриджи принтера, обрезки электромонтажных проводов) потребовали разработки методов (способов) утилизации перечисленных отходов.</p> <p>Наличие радиоактивных отходов также требует разработки их утилизации.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; выбор наиболее типичной ЧС; разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Рассматриваются 2 ситуации ЧС:</p> <p>1) природная – сильные морозы зимой;</p> <p>2) техногенная – исключить несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (большая вероятность проведения диверсии).</p> <p>Предусмотреть мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.</p>
<p>4. 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>Приведены:</p> <ul style="list-style-type: none"> перечень НТД, используемых в данном разделе, схема эвакуации при пожаре, схема размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.02.2021 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Сечин Александр Иванович	Д.т.н.		26.02.2021 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Брыксин Максим Радиславович		26.02.2021 г.

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 21.04.01. Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

Период выполнения весенний семестр 2020/2021 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы: 07.06.2021

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
17.01.2021	Введение	5
05.02.2021	Постановка цели и задач исследования	10
18.02.2021	Выбор объекта и предмета исследования	5
07.03.2021	Характеристика объекта исследования	10
18.03.2021	Аналитический обзор методов крепления проппанта	10
29.04.2021	Результаты исследований и их обсуждение	15
03.04.2021	Разработка рекомендаций по применению метода	15
13.04.2021	Финансовый менеджмент	5
28.04.2021	Социальная ответственность	5
03.05.2021	Заключение	5
15.05.2021	Раздел на иностранном языке	10
21.05.2021	Подготовка и оформление доклада	5
	Итого	100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

№	Результаты обучения
1	2
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
<i>Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений</i>	
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 170 страниц, 12 рисунков, 34 таблицы, 84 литературных источников и 9 приложений.

Ключевые слова: высокая обводненность, геологические условия, геолого-технические мероприятия, гидроразрыв пласта, дебит, зарезка боковых стволов, интенсификация притока, комплексное решение, коэффициент вытеснения, коэффициент извлечения нефти, коэффициент охвата, месторождение, методы увеличения нефтеотдачи, нефть, нефтяное месторождение, остаточные запасы углеводородов, пласт, полимерное заводнение, последняя стадия разработки, разработка, технологические показатели разработки, третичные методы увеличения нефтеотдачи, углеводороды.

Актуальность магистерской диссертации обусловлена тем, что в настоящее время большинство месторождений углеводородов находятся на заключительных этапах разработки, а новые зачастую имеют трудноизвлекаемые запасы углеводородов, что делает процесс разработки данных месторождений затруднительным, соответственно необходимо заниматься исследованием и дальнейшим внедрением различных геолого-технических мероприятий на таких месторождениях, а также проводить планирование, учёт ГТМ и прогнозировать их эффективность.

Предметом исследования являются предлагаемые геолого-технические мероприятия. Объектом исследования является нефтяное месторождение X.

Цель работы – выбор оптимальных геолого-технических мероприятий для интенсификации притока нефти на X нефтяном месторождении.

Рассматриваемое месторождение находится на завершающем этапе разработки. На основании анализа его геологических условий и технологических показателей разработки и анализа выработки запасов нефти были определены факторы, негативно влияющие на процесс разработки

месторождения: высокая обводненность, неравномерный профиль вытеснения, наличие высокопроницаемых высокообводненных каналов и слабопроницаемых участков пласта с невыработанными целиками нефти.

Методы исследования: работа выполнена с использованием пакета программ Microsoft Office.

В соответствии с условиями месторождения предложен комплекс геолого-технических мероприятий, направленный на борьбу с выявленными негативными факторами разработки: зарезка боковых стволов с многостадийным гидроразрывом пласта на добывающих скважинах, полимерное заводнение – на нагнетательных скважинах.

Предложенный комплекс ГТМ может быть рекомендован к использованию на аналогичных месторождениях, со схожими геологическими условиями и технологическими показателями разарботки.

Положительные значения расчета технологической и экономической эффективности проведения комплекса ГТМ показали целесообразность осуществления проекта.

Обозначения и сокращения

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения
ВНК – водо-нефтяной контакт
ГДИС – гидродинамические исследования скважин
ГИС – геофизические исследования скважин
ГПП – гидropескоструйная перфорация
ГРП – гидроразрыв пласта
ГТМ – геолого-технические мероприятия
ЗБС – зарезка бокового ствола
ИД – индикаторная диаграмма
ИННК – импульсный нейтрон-нейтронный каротаж
КВД – кривая восстановления давления
КИН – коэффициент извлечения нефти
МУН – методы увеличения нефтеотдачи
НИЗ – начальные извлекаемые запасы
ПАВ – поверхностно-активные вещества
ПЗ – полимерное заводнение
ПЗП – призабойная зона пласта
ПЗС – призабойная зона скважины
ОИЗ – остаточные извлекаемые запасы
ОПЗ – обработка призабойной зоны
РИР – ремонтно-изоляционные работы
УСШН – установки скважинных штанговых насосов
УЭЦН – установка электро-центробежного насоса
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	15
1 СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИМ МЕРОПРИЯТИЯМ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	17
1.1 Определение остаточных запасов нефти на поздней стадии разработки месторождений.....	17
1.1.1 Анализ характеристик вытеснения по продуктивному пласту, участку пласта и тд	30
1.2 Анализ геолого-технических мероприятий в различных геологических условиях	36
2 ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ X	55
2.1 Анализ геологических условий и технологических показателей разработки нефтяного месторождения X	55
2.1.1 Нефтегазоносность	56
2.1.2 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов, вмещающих пород и покрышек	59
2.1.3 Свойства и состав нефти, газа и воды	69
2.2 Анализ выработки запасов нефти объекта БС ₁₀ ²⁺³ месторождения X и оценка эффективности реализованной системы разработки.....	70
2.3 Анализ проведенных на месторождении геолого-технических мероприятий	77
3 РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСА ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ.....	81
3.1 Технологии проведения комплекса геолого-технических мероприятий	81
3.1.1 Зарезка боковых стволов.....	81

3.1.2	Полимерное заводнение	84
3.1.3	Гидравлический разрыв пласта	87
3.2	Выбор скважин-кандидатов для ГТМ.....	88
3.3	Прогноз технологического эффекта от применения комплекса ГТМ на основе характеристик вытеснения	92
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	99
4.1	Исходные данные для расчета эффективности внедрения комплекса геолого-технических мероприятий	100
4.1.1	Выручка от реализации	101
4.1.2	Затраты на проведение комплекса ГТМ.....	102
4.1.3	Прибыль от реализации.....	103
4.2	Расчет экономических показателей проведения комплекса ГТМ	104
4.3	Экономическая оценка комплекса геолого-технических мероприятий	106
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	109
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	109
5.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	109
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны ...	112
5.2	Производственная безопасность	112
5.2.1	Анализ выявленных вредных и опасных факторов и мероприятия по их предупреждению и предотвращению	114
5.3	Экологическая безопасность.....	122
5.3.1	Анализ влияния на окружающую среду	122
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	125
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	127

Список публикаций студента.....	129
Список использованных источников	131
Приложение А	142
Приложение Б.....	158
Приложение В.....	159
Приложение Г	161
Приложение Д.....	163
Приложение Е.....	165
Приложение Ж.....	166
Приложение И	167
Приложение К.....	168

ВВЕДЕНИЕ

Россия является одной из стран лидеров в добыче и транспортировке углеводородного сырья, и не секрет, что нефтегазовая промышленность – ключевой сектор для экономики нашей страны. Первые нефтяные скважины были введены в эксплуатацию еще в XIX веке, однако и по сей день у нашей страны имеются огромные запасы как газа, так и нефти, которые еще не включались в разработку.

Современная нефтегазодобыча характеризуется уменьшением доли легко извлекаемых запасов углеводородов: многие старые месторождения находятся на завершающем этапе жизненного цикла, а новые месторождения преимущественно имеют трудноизвлекаемые запасы углеводородов. Соответственно на сегодняшний день одной из самых важных задач в нефтегазовой отрасли является поддержание высокого уровня добычи углеводородов.

Месторождения поздних стадий разработки характеризуются малыми дебитами скважин и снижением пластового давления при резком нарастании обводненности добываемой продукции. В то же время запасы нефти новых месторождений, в большинстве своем, приурочены к залежам с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов, ухудшенными коллекторскими свойствами.

Из этого следует, что важно, а зачастую и необходимо, проводить различные геолого-технические мероприятия по интенсификации притока флюида, направленных, в конечном счете, на увеличение конечного нефтеизвлечения. И от того, насколько оптимальными будут мероприятия для условий конкретного месторождения, зависит итоговый положительный экономический эффект.

Предметом исследования являются предлагаемые геолого-технические мероприятия. Объектом исследования является нефтяное месторождение X.

Цель работы – выбор оптимальных геолого-технических мероприятий для интенсификации притока нефти на X нефтяном месторождении.

Задачи данной работы:

1. Представить современный подход к геолого-техническим мероприятиям на нефтяных месторождениях.
2. Обосновать применение геолого-технических мероприятий на нефтяном месторождении X на основании анализа геологических условий и технологических показателей разработки.
3. Представить комплекс оптимальных геолого-технических мероприятий для нефтяного месторождения X.
4. Рассчитать технологическую и экономическую эффективность применения комплекса геолого-технических мероприятий.

Методы исследования: работа выполнена с использованием пакета программ Microsoft Office.

Актуальность магистерской диссертации обусловлена тем, что в настоящее время большинство месторождений углеводородов находятся на заключительных этапах разработки, а новые зачастую имеют трудноизвлекаемые запасы углеводородов, что делает процесс разработки данных месторождений затруднительным, соответственно необходимо заниматься исследованием и дальнейшим внедрением различных геолого-технических мероприятий на таких месторождениях, а также проводить планирование, учёт ГТМ и прогнозировать их эффективность.

1 СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИМ МЕРОПРИЯТИЯМ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

1.1 Определение остаточных запасов нефти на поздней стадии разработки месторождений

Эффективность систем разработки нефтяных месторождений с заводнением во многом определяется полнотой вовлечения в разработку промышленных запасов нефти и характером их выработки. От этого зависят как темпы добычи, так и полнота извлечения нефти из недр [1].

В условиях заводнения полнота выработки продуктивных пластов в первую очередь зависит от степени охвата объекта разработки как по площади, так и по разрезу, что во многом определяется характером продвижения закачиваемой воды и пластовой. Поэтому основное внимание при геолого-промысловом анализе должно уделяться вопросам охвата пластов воздействием закачиваемой воды и особенностям продвижения воды по продуктивным пластам.

К числу геолого-физических факторов, влияющих на процесс заводнения, относятся фильтрационные свойства продуктивных пластов, характер и степень их неоднородности, вязкостные свойства насыщающих пласты и закачиваемых в них жидкостей и др.

К числу основных технологических факторов, влияющих на показатели заводнения и нефтеотдачу пластов, относятся: параметры сетки добывающих скважин, схема системы заводнения, темп разработки, технология отбора жидкости и закачки воды, условия разработки смежных пластов, характер вскрытия продуктивных пластов в скважинах.

Обработка данных наблюдений за заводнением залежи дает возможность установить текущее положение водонефтяного контакта, внешнего и внутреннего контуров нефтеносности на разные даты разработки, в том числе и

на дату анализа разработки. Зная положение ВНК, можно установить текущее положение контура нефтеносности и объем промытой части пласта.

В настоящее время в связи с развитием методов контроля за разработкой нефтяных месторождений значительно расширились представления о характере перемещения ВНК. Выделяются две основные формы перемещения ВНК: подъем ВНК по вертикали и послонное обводнение нефтяной залежи.

В результате совместного действия большого числа факторов ВНК в процессе перемещения по пласту движется неравномерно и принимает обычно очень сложную геометрическую форму. На многопластовом месторождении из-за различия литологического строения объекта по толщине формируется несколько самостоятельных фронтов вытеснения с различными скоростями движения.

Текущее положение ВНК можно установить следующими методами:

- 1) Метод электрометрических исследований скважин.
- 2) Методы радиометрических исследований скважин.
- 3) Косвенные методы определения текущего положения ВНК.
- 4) Метод прослеживания обводненных интервалов.
- 5) Метод определения остаточных запасов нефти в зоне дренирования скважин с помощью характеристик вытеснения.

1) Метод электрометрических исследований скважин

Позволяет на любой стадии разработки нефтяных залежей с достаточной точностью определять положение ВНК и расчленять разрез пласта на нефтенасыщенные и водонасыщенные или заводненные интервалы по различию их электрических сопротивлений.

На практике применение метода на поздней стадии разработки нефтяных пластов ограничивается тем обстоятельством, что электрометрические исследования возможно проводить только во вновь пробуренных, необсаженных эксплуатационной колонной скважинах, и поэтому основная информация, получаемая с помощью метода электрометрии, поступает по

соседним скважинам и главным образом в период разбуривания залежей эксплуатационными скважинами, т.е. характеризует в основном начальное состояние геологических запасов нефти.

2) Методы радиометрических исследований скважин

Разработаны и внедрены в практику позднее методов электрометрии и по сравнению с ними обладают рядом преимуществ: могут проводиться в обсаженных колонной скважинах и поэтому позволяют проводить многократные исследования нефтяных пластов, что очень важно для контроля подъема ВНК и характера выработки запасов нефти во времени. Радиометрических исследования скважин имеют следующие модификации: нейтронно-гамма-метод (НГМ); нейтрон-нейтронный метод (ННМ); импульсный нейтрон-нейтронный метод (ИННМ) и др.

В пластах, вскрытых перфорацией, и в случае вытеснения нефти пресной водой эффективность радиометрических исследований снижается, что ограничивает применение метода. Однако при закачке в пласт порции флюидов, отличающихся по минерализации от пластовых, или закачке меченых жидкостей можно с успехом прослеживать процесс их проникновения и распространения по пласту.

В практике методы радиометрии широко применяются в основном на многопластовых месторождениях для контроля за подъемом ВНК по верхним объектам, где имеются сетки неперфорированных скважин, пробуренных на нижележащие горизонты.

3) Косвенные методы определения текущего положения ВНК

При отсутствии геофизических данных о перемещении ВНК в процессе разработки или малом количестве геофизических исследований приходится использовать косвенные методы исследования перемещения ВНК, основанные на данных по обводнению эксплуатационных скважин.

а) Метод определения начала обводнения эксплуатационной скважины

В момент начала обводнения эксплуатационной скважины положение ВНК принимается на абсолютной отметке нижней дыры фильтра. Здесь обязательным условием является обводнение пласта с подошвы и постепенный подъем ВНК, а также отсутствие процесса конусообразования.

б) Метод определения текущего положения ВНК по степени обводненности скважин.

Обводненную толщину пласта рекомендуется определять по следующей формуле:

$$h_{\text{зав}} = \frac{f_{\text{в}} H}{K_{\text{в}} \mu_0 (1 - f_{\text{в}}) + f_{\text{в}}} \quad (1.1)$$

где H – эффективная толщина пласта, вскрытая перфорацией, м; $h_{\text{зав}}$ – заводненная часть эффективной толщины пласта, вскрытой перфорацией, м; $\mu_0 = \frac{\mu_{\text{н}}}{\mu_{\text{в}}}$ – соотношение вязкостей нефти и воды; $f_{\text{в}}$ – доля воды в добыче жидкости в пластовых условиях; $K_{\text{в}}$ – фазовая проницаемость для воды в заводненной (промытой) части пласта.

Величину фазовой проницаемости для воды в промытой зоне пласта необходимо определять для каждой залежи нефти по мере вытеснения нефти водой из кернов. В том случае, когда таких исследований не проводится, $K_{\text{в}}$ следует принимать с учетом следующих соображений. По данным исследований, проведенных для условий различных пластов, $K_{\text{в}}$ изменяется от 0,1 до 0,6. Опыт определения величины обводненной части залежей с терригенными и карбонатными пластами показал, что $K_{\text{в}}$ можно принимать равным 0,6. Такое значение $K_{\text{в}}$ было получено по данным исследований Д.А. Эфроса (ВНИИ).

Отметка текущего положения ВНК:

$$T_{\text{ВНК}} = T_{\text{НФ}} - h_{\text{зав}}, \quad (1.2)$$

где $T_{\text{ВНК}}$ – абсолютная отметка текущего положения ВНК; $T_{\text{НФ}}$ – абсолютная отметка нижней дыры фильтра.

Следует отметить, что при этом также обязательным условием является обводнение нефтяного пласта с подошвы. Таким образом, для многопластовых месторождений с четко изолированными пластами, эксплуатируемыми одним фильтром, косвенные методы не применимы.

Косвенные методы определения текущего положения ВНК используются для построения кривой идеального подъема ВНК (а) или карты поверхности ВНК (б). Оба метода служат основой для построения карты остаточной нефтенасыщенной толщины на дату анализа разработки.

4) Метод прослеживания обводненных интервалов

Метод заключается в определении поглощающих и ранее поглощавших прослоев в нагнетательных скважинах по профилям приемистости и прослеживании их от скважины к скважине. При этом особое внимание обращается на наличие интервалов замещения коллекторов и интервалов с ухудшенными коллекторскими свойствами, которые оказывают экранирующее влияние на продвижение жидкости.

5) Метод определения остаточных запасов нефти в зоне дренирования скважин с помощью характеристик вытеснения

Метод основан на использовании характеристик вытеснения, построенных для добывающих скважин. По каждой скважине, находящейся в эксплуатации, а также по скважинам, эксплуатация которых прекращена в течение последних 5 лет, используя фактические данные по добыче нефти, воды и жидкости строятся характеристики вытеснения различного типа (по Камбарову, Назарову-Сипачеву, Сазонову и т.д.). Необходимо использовать не менее 4 типов характеристик вытеснения. Затем, используя полученные характеристики вытеснения, выполняется расчет добычи нефти и воды при продолжении эксплуатации скважин. Расчет продолжается до некоторого предела эксплуатации скважины – это либо достижение скважиной некоторой предельной обводненности, либо достижение скважиной некоторого минимального дебита по нефти. При достижении скважиной этих пределов

расчет прекращается, а накопленная добыча нефти к этому моменту, начиная с даты, на которую выполняется анализ разработки нефтяной залежи, представляет собой остаточные запасы нефти в зоне дренирования скважины.

Так как расчет осуществляется по нескольким типам характеристик вытеснения, то для использования принималось среднее значение по всем использованным характеристикам вытеснения. Если по одной из характеристик вытеснения рассчитанные остаточные запасы резко отличаются от запасов по другим характеристикам, то эти данные исключаются из расчета средних значений. По тем скважинам, которые на момент анализа разработки уже достигли предельной обводненности или предельного дебита, фиксируются нулевые остаточные запасы нефти. Аналогично, нулевые остаточные запасы нефти фиксируются по нагнетательным скважинам пласта.

По этим данным строятся карты остаточных запасов нефти по пласту. Эти карты следует использовать при построении карт остаточных нефтенасыщенных толщин.

Определение степени воздействия и охвата пластов нагнетанием

О состоянии выработки запасов нефти можно судить по динамике темпа отбора, текущего коэффициента нефтеотдачи и охвату воздействием на залежь нагнетания воды. Под темпом отбора понимается отношение годовой добычи нефти к начальным извлекаемым или геологическим запасам нефти, выраженное в процентах.

Текущий коэффициент нефтеотдачи определяется отношением накопленного количества добытой нефти к геологическим запасам на определенную дату.

Темп отбора нефти и текущая нефтеотдача анализируются в динамике по годам разработки и на дату анализа. Эти показатели определяются для залежи в целом и для отдельных площадей, блоков, участков и пластов разработки в зависимости от их начальных геологических запасов.

Выработка запасов нефти характеризуется также темпом отбора и текущей нефтеотдачей от начальных извлекаемых запасов нефти. Геологические запасы нефти используются чаще всего при стремлении исключить ошибки в определении коэффициента конечной нефтеотдачи и, следовательно, извлекаемых запасов нефти, а также при сопоставительном анализе разработки с другими месторождениями.

О степени воздействия на залежь можно судить по изменению дебитов и условиям эксплуатации скважин на данном участке. В работе скважин со стабильным или растущим пластовым давлением воздействие на залежь достаточно эффективно. На участках, где пластовое давление снижается, воздействие на пласт неэффективно или вообще отсутствует.

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.

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.

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.

Анализ динамики текущих коэффициентов охвата, вытеснения и нефтеотдачи в обводненной зоне пласта

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.

Знание характера распределения остаточных геологических запасов нефти особенно важно для эффективного применения так называемых третичных методов повышения нефтеотдачи пластов (физико-химические, газовые, тепловые, механические методы – ГРП, ГС).

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 $V_{нач}$ равна начальному нефтесодержащему объему залежи V :

$$V = V_{ост} + V_{нач} \quad (1.3)$$

Баланс запасов нефти (приблизительно) можно записать

$$N = N_{ост} + N_{нач} + Q, \quad (1.4)$$

где N – начальные геологические запасы нефти в залежи; $N_{ост}$ – начальные геологические запасы нефти в объеме $V_{ост}$; $N_{нач}$ – остаточные геологические запасы нефти в объеме $V_{нач}$; Q – накопленная добыча нефти из объема $V_{зав}$.

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

$$V_{ост} = V_{ост.пр} + V_{ост.неопр}, \quad (1.5)$$

где $V_{ост.пр}$ – объем прерывистой части первоначально нефтенасыщенного объема пласта; $V_{ост.непр}$ – объем непрерывной части с "подвижной" (подверженной заводнению) нефтью. Следовательно, и $N_{ост}$ можно представить как сумму

$$N_{ост} = N_{ост.пр} + N_{ост.неопр}. \quad (1.6)$$

Объем прерывистой части пласта $V_{ост.пр}$ 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. 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. $V_{\text{ост.пр}} = V_{\text{нач.пр}}$, где $V_{\text{нач.пр}}$ – начальный объем прерывистой части пласта.

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 $V_{\text{ост}}$ и $V_{\text{нач}}$, 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:

$$K_H = K_{\text{выт}} K_{\text{охв}} = K_{\text{выт}} K_{\text{оз}} K_{\text{ов}}, \quad (1.7)$$

где $K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения; $K_{\text{охв}}$ – коэффициент охвата; $K_{\text{оз}}$ – коэффициент охвата заводнением; $K_{\text{ов}}$ – коэффициент охвата вытеснением.

Под коэффициентом вытеснения понимается отношение объема нефти, вытесняемого после продолжительной, многократной промывки образца породы, к начальному нефтенасыщенному объему. Этот коэффициент устанавливается по результатам лабораторных исследований на образцах породы и по своей физической сущности характеризует максимальную нефтеотдачу при длительной промывке из непрерывной части пласта

$$K_{\text{выт}} = \frac{V_0 m (1 - \rho_{\text{св}} - \rho_{\text{он}})}{V_0 m (1 - \rho_{\text{св}})} = \frac{\rho_{\text{нач}} - \rho_{\text{он}}}{\rho_{\text{нач}}}, \quad (1.8)$$

где V_0 – объем образца породы; m – пористость; $\rho_{св}, \rho_{он}$ – насыщенность связанной водой и остаточной нефтью соответственно; $\rho_{нач}$ – начальная нефтенасыщенность.

Коэффициент охвата заводнением $K_{оз}$ (часто называется коэффициент заводнения) – это отношение объема промытой части пласта – $V_{пром}$ к объему пласта, занятому подвижной нефтью, т.е. непрерывному объему пласта – $V_{ост.непр}$. 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 $K_{охв}$ (коэффициент потерь нефти из-за прерывистости пласта) определяется как отношение объема (запасов), охваченного воздействием (объема продуктивного пласта), ко всему (начальному) нефтесодержащему объему (запасам) пласта (залежи):

$$K_{охв} = \frac{V_{охв}}{V} = 1 - \frac{V_{ост.пр}}{V}. \quad (1.9)$$

Определения текущих коэффициентов охвата заводнением и нефтеотдачи

Первый способ. На поздней стадии разработки нефтяных залежей большое значение имеет определение участков, уже промытых водой, и зон, занятых по-прежнему нефтью, а также оценка уменьшения эффективных нефтенасыщенных толщин на нефтенасыщенных участках в результате перемещения ВНК в процессе разработки. Для этого используется карта остаточных эффективных нефтенасыщенных толщин, построенная на дату анализа разработки, по которой определяют остаточные запасы нефти.

Нефтеотдача в обводненной части пласта определяется по следующей формуле

$$K_{но} = \frac{Q_n}{N_{нач.зав}}, \quad (1.10)$$

где Q_n – суммарная с начала разработки добыча нефти из заводненной части залежи; $N_{нач.зав}$ – начальные геологические запасы в заводненном объеме.

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

Если карты остаточных нефтенасыщенных толщин строить на различные даты разработки нефтяной залежи с интервалом, например, в два-три года, то можно определить серию значений достигнутой нефтеотдачи в обводненной части пласта и получить динамику этого показателя в процессе разработки нефтяной залежи. Полученные описанным способом кривые хорошо характеризуют эффективность выработки продуктивных пластов.

Второй способ определения нефтеотдачи в обводненной части пласта связан с процессом внутриконтурного заводнения.

При внутриконтурном заводнении в период безводной добычи нефти вся закачиваемая вода идет на вытеснение нефти, то есть каждый кубометр закачиваемой воды вытесняет ровно столько же нефти из пласта. После прорыва воды в добывающие скважины по наиболее проницаемым пропласткам часть закачиваемой воды проходит по промытым пропласткам.

Если из общего количества закачанной воды вычесть объем воды, добытой попутно с нефтью из добывающих скважин, расположенных в зоне обводнения, то есть вблизи внутриконтурных скважин, получим количество воды, которое совершило полезную работу, вытеснив равное по объему количество нефти

$$Q_{\text{зак.эф}} = Q_{\text{зак}} - Q_{\text{в}}. \quad (1.11)$$

По данным о времени появления пресной воды в ближайших к нагнетательным добывающих скважинах можно приблизительно определить границу фронта обводнения.

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.

После этого строится карта эффективных толщин обводненной зоны пласта. В зоне полного обводнения скважин эффективные толщины обводненной зоны равны начальным эффективным нефтенасыщенным толщинам. В зоне, ограниченной фронтом обводнения и линией полного обводнения скважин, строятся линии равных текущих эффективных толщин.

Замерив объем обводненной части пласта, можно определить геологические запасы нефти в обводненной зоне, которые закачиваемая вода промыла и вытеснила в добывающие скважины.

Зная обводненный объем пласта и количество вытесненной из пласта нефти, равное объему эффективной закачки, можно определить достигнутую нефтеотдачу в обводненной части пласта

$$K_0 = \frac{Q_{\text{зак.эф}}}{N_{\text{зав}}}, \quad (1.12)$$

где $Q_{\text{зак.эф}}$ – объем эффективной закачки; $N_{\text{зав}}$ – геологические запасы нефти в обводненной части пласта.

При использовании этого метода целесообразно строить карты эффективных толщин обводненной части пласта в процессе разработки.

Третий способ фактически является вариантом первого способа определения эффективности выработки продуктивного пласта. Здесь, как и во втором способе, строится карта эффективных толщин обводненной части пласта, но для расчета достигнутой нефтеотдачи и обводненной части пласта используется количество добытой из пласта нефти

$$K_0 = \frac{Q_{\text{н}}}{N_{\text{зав}}}, \quad (1.13)$$

где $Q_{\text{н}}$ – суммарная добыча нефти из пласта; $N_{\text{зав}}$ – геологические запасы в обводненной части пласта.

Здесь желательно получить динамику значений коэффициента нефтеотдачи в обводненной части пласта. Если остаточные эффективные

нефтенасыщенные толщины пласта по тем или иным причинам определить не удастся, то целесообразно определять нефтеотдачу в обводненной зоне пласта, то есть геологические запасы в зоне между начальным положением ВНК и условной границей между обводненными и безводными скважинами. В остальном метод определения достигнутой нефтеотдачи остается без изменения.

Имеется и **четвертый способ** определения нефтеотдачи в обводненной части пласта, исходящий из средней отметки текущего положения ВНК. На основе всех имеющихся данных определяется среднеарифметическое значение абсолютной отметки текущего ВНК на дату анализа. На предварительно построенный график распределения начальных геологических запасов по высоте залежи наносится отметка среднего значения текущего ВНК и находятся соответствующие ей заводненные запасы нефти. Способ может быть использован для залежей, обводненных подошвенной водой.

Анализ эффективности разработки нефтяной залежи методом сравнения характеристик вытеснения

Характеристика вытеснения, построенная в целом по залежи, служит хорошей иллюстрацией эффективности разработки нефтяной залежи, она не только показывает величину достигнутой нефтеотдачи пласта в любой момент времени, но и показывает за счет какого расхода рабочего агента (воды) на вытеснение получена та или иная нефтеотдача пласта.

В настоящее время в Урало-Поволжье и в Западной Сибири имеется большое количество нефтяных залежей, находящихся в поздней или даже завершающей стадии разработки, по которым могут быть построены соответствующие характеристики вытеснения. Из этих нефтяных залежей должны быть выбраны залежи-аналоги, и проведено сравнение характеристик вытеснения залежи-аналога и анализируемого месторождения с целью определения какая из сравниваемых залежей разрабатывается более эффективно, и попытаться выяснить причины этого.

При подборе нефтяной залежи-аналога следует руководствоваться близостью следующих параметров залежей нефти, которые в значительной степени определяют ход характеристики вытеснения:

- соотношения вязкостей нефти и воды в пластовых условиях;
- проницаемости пласта;
- коэффициента песчаности;
- начальной нефтенасыщенности пласта;
- доли запасов нефти, расположенных в водонефтяной зоне.

Если построить характеристику вытеснения анализируемой залежи в полулогарифмических координатах в достаточно большом масштабе, то большая часть характеристики вытеснения становится линейной, и в большинстве случаев на ней фиксируются изломы в сторону уменьшения или, наоборот, увеличения расхода воды на процесс вытеснения. Необходимо выяснить причины, которые приводят к наблюдаемым изломам, установив какие изменения в системе разработки залежи, или какие геолого-технические мероприятия проводились на месторождении. Характер (направление) изломов укажет, привели ли эти мероприятия к повышению эффективности разработки нефтяной залежи или, наоборот, к снижению ее эффективности.

1.1.1 Анализ характеристик вытеснения по продуктивному пласту, участку пласта и тд

Основная задача разработки – достижение утвержденного значения коэффициента извлечения нефти (КИН) [2]:

$$\text{КИН} = \frac{Q_{\text{изв}}}{Q_{\text{геол}}}, \quad (1.14)$$

где $Q_{\text{изв}}$ – запасы извлекаемые, $Q_{\text{геол}}$ – запасы геологические (балансовые).

В то же время коэффициент извлечения нефти описывается произведением двух коэффициентов – вытеснения и охвата (1.7). Коэффициент

охвата $K_{\text{охв}}$ характеризует степень вовлечения запасов залежи в разработку и зависит от реализуемой системы разработки.

Коэффициент вытеснения $K_{\text{вт}}$ характеризует полноту вытеснения нефти из пустотного пространства пород-коллекторов и определяется соотношением объема вытесненной из порового пространства нефти $V_{\text{н.выт}}$ к ее начальному объему $V_{\text{нн}}$:

$$K_{\text{выт}} = \frac{V_{\text{н.выт}}}{V_{\text{нн}}}. \quad (1.15)$$

Коэффициент вытеснения зависит от физико-химических свойств самой нефти (вязкость, содержание смол и асфальтенов) и вытесняющего агента (вязкость, плотность) и фильтрационно-емкостных свойств вмещающих пород-коллекторов (проницаемость, пористость, флюидонасыщенность, характер смачиваемости породы, структура порового пространства и др.) [2–4]. На величину нефтewытеснения влияют вытесняющий агент и технологические параметры закачки вытесняющего агента, например, нестационарная, циклическая закачка.

На сегодняшний день в литературе описано несколько методов определения и оценки коэффициента вытеснения нефти.

Метод «сушки»

В основе метода «сушки» лежит определение поправочных коэффициентов (коэффициентов сушки нефти), учитывающих потери нефти из-за выветривания [2]. Для этого в момент извлечения керна из скважины подготовленный сухой образец керна пропитывается поверхностной (дегазированной) пробой нефти того же эксплуатационного объекта, что и только что извлеченный керн. Пропитанный нефтью образец выветривается при комнатной температуре, при этом его взвешивают до пропитки, сразу после пропитки и периодически в процессе выветривания. Коэффициент сушки определяют, как отношение массы нефти в образце в начальный момент к ее текущей массе. Опыт продолжается до резкого снижения интенсивности потери

массы (закончилось выветривание легких фракций). Полученные коэффициенты используются для приведения текущей нефтенасыщенности извлеченного из скважины керна, определенной в лаборатории экстракционно-дистилляционным методом, к пластовым условиям промытого фильтратом бурового раствора.

Экстракционно-дистилляционный метод

Основан на экстракции керна от насыщающих его флюидов (нефти и воды) в процессе многократного омывания образцов породы растворителями в аппаратах Закса (ЛП-4) и Сокслета. Определение насыщенности керна флюидами осуществляется в два этапа. На первом этапе образцы керна помещаются в аппарат Закса, где из них отгоняется вода. После этого керн экстрагируется в аппаратах Сокслета, высаливается, высушивается в сушильном шкафу до постоянной массы. По значениям массы насыщенного флюидами образца керна до экстракции, объема содержащейся воды, массы сухого экстрагированного образца и плотностей дегазированной нефти и пластовой воды вычисляется его нефтенасыщенность. По значениям начальной (пластовой) и определенной экстракционно-дистилляционным методом остаточной (или текущей) нефтенасыщенности рассчитывается коэффициент вытеснения как

$$K_{\text{выт}} = \frac{K_{\text{нн}} - K_{\text{но}}}{K_{\text{нн}}} = 1 - \frac{K_{\text{но}}}{K_{\text{нн}}}, \quad (1.16)$$

где $K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения нефти, доли ед.; $K_{\text{но}}$ – остаточная (текущая) нефтенасыщенность, доли ед.; $K_{\text{нн}}$ – начальная нефтенасыщенность породы, доли ед.

Метод лабораторного определения коэффициента вытеснения при «бесконечной» промывке модели пласта водой (ОСТ)

В настоящее время данный метод является основным и регламентируется ОСТ 39-195-86 [5]. Согласно этому методу $K_{\text{вт}}$ определяется лабораторным

путем на модели пласта, составленной из цилиндрических образцов керна с созданной в них начальной нефтенасыщенностью, отобранных из продуктивной части разреза скважин. Вытеснение нефти производится прокачкой через модель вытесняющего агента (воды) в достаточно большом (теоретически бесконечном) объеме до полного обводнения выходящей из модели жидкости. По объему вытесненной нефти и ее первоначальному содержанию в модели рассчитывается $K_{\text{выт}}$ по формуле (1.16).

Для объекта разработки определение коэффициента вытеснения проводится на нескольких моделях, проницаемость которых охватывает весь диапазон ее изменения в пласте. Это не всегда может быть выполнимо по причине неполного выноса керна, значительной неоднородности разреза по проницаемости и как следствие отсутствие в необходимом количестве кернов с близкими значениями проницаемости для формирования составных образцов. В то же время, при открытии мелких месторождений с геологическими запасами менее миллиона тонн объема бурения для них, в том числе с отбором керна, значительно ограничены с точки зрения финансовой отдачи разработки. В такой ситуации актуальны становятся другие методы оценки $K_{\text{выт}}$, например, расчетным способом.

По данным геофизических исследований скважин

Определение коэффициента вытеснения нефти участков пласта, охваченных разработкой, возможно методами ГИС, позволяющими определить величины начальной и остаточной (текущей) нефтенасыщенности продуктивных отложений.

Начальная нефтенасыщенность пласта достаточно точно определяется по данным метода сопротивлений в необсаженных разведочных и оценочных скважинах, пробуренных на нефилтующемся в пласт растворе, до начала разработки залежи [2].

При определении текущей и остаточной нефтенасыщенности участков пласта в необсаженных оценочных или эксплуатационных скважинах с

открытым забоем необходимо учитывать минерализацию пластовых вод. Снижение соленосодержания в результате прорыва нагнетаемой в пласт пресной воды создает дополнительные трудности при определении нефтенасыщенности методом сопротивления. В этих условиях необходимо знать удельное сопротивление смеси пластовых вод с нагнетаемыми. В обсаженных эксплуатационных скважинах определение текущей нефтенасыщенности пород возможно методами импульсно-нейтронного каротажа при условии соленосодержания пластовых вод не менее 150 г/л.

Метод аналогии

Метод аналогии основывается на проецировании геолого-физической информации хорошо изученных отложений на «аналогичные» менее изученные. В этой ситуации основной задачей является правильный подбор объектов-аналогов. Одиночные месторождения нефти и газа встречаются достаточно редко. Как правило, они образуют группы месторождений, расположенные в границах одного геоструктурного элемента, либо одно месторождение может быть осложнено несколькими поднятиями. Часто эти месторождения характеризуются схожим строением и свойствами пород-коллекторов, промышленной нефтеносностью отложений одного возраста и могут считаться аналогичными. Обществом инженеров-нефтяников, Американской ассоциацией геологов-нефтяников, Всемирным нефтяным советом и Обществом инженеров по оценке нефти подготовлены были составлены основные требования, предъявляемые к продуктивным отложениям, соответствие которым позволяет говорить об их аналогичности [7,8]:

- объекты должны принадлежать одной геологической формации,
- нефтеносность приурочена к отложениям одного возраста и условий их формирования,
- объекты относятся к структурам одного типа,

- механизмы вытеснения нефти из продуктивных отложений одинаковые,
- геолого-физические свойства объекта-аналога представлены в более широком диапазоне, чем изучаемый объект.

Получение геолого-физической информации, в том числе о коэффициенте вытеснения, по вновь открытым месторождениям или залежам (особенно небольших размеров) может быть затруднено в связи с их слабой освещенностью керновым материалом. В случае подбора объекта-аналога для таких залежей необходимая для проектирования разработки информация о коэффициенте вытеснения нефти может быть получена по его зависимостям от проницаемости, пористости, коэффициента подвижности и других параметров, построенным для объекта-аналога, или приниматься по аналогии с ними.

При построении зависимостей для исследуемой залежи экспериментальная база может быть увеличена за счет привлечения данных по объектам-аналогам в диапазонах значений проницаемости, не представленных керновым материалом, но фиксируемым на изучаемой территории по материалам ГИС и гидродинамическим исследованиям скважин [9].

По аналитическим зависимостям

Обоснование объема извлекаемых запасов месторождения невозможно без определения коэффициента вытеснения, которое, как описано выше, производится преимущественно в лабораторных условиях. В случае, если лабораторное определение коэффициента вытеснения по каким-либо причинам затруднено или невозможно, то его оценка может производиться расчетным способом по зависимостям от параметров пласта и свойств флюидов [2]. Такие зависимости обычно строятся для группы месторождений, расположенных в пределах одной площади, или целого района нефтеносности и носят обобщающий характер. Для построения привлекаются результаты лабораторных определений $K_{\text{выт}}$, рассматриваются его зависимости от

параметров, характеризующих свойства пласта и флюидов и ведется поиск наиболее тесных связей коэффициента вытеснения с этими параметрами.

Связи с тем, что зависимости коэффициента нефтевытеснения и остаточной нефтенасыщенности являются не физическими, а статистическими, они не имеют четко определенного вида. Для регионов с различными геолого-физическими условиями эти зависимости различаются. Так продуктивные отложения Татарстана хорошо аппроксимируются зависимостями экспоненциального вида, для территории Западной Сибири связи имеют линейный характер, в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции отложения описываются логарифмической функцией.

Кроме вида корреляционной зависимости для различных территорий отличаются и параметры, с которыми $K_{\text{выт}}$ и $K_{\text{он}}$ имеют тесные корреляционные связи. Полнота вытеснения нефти наиболее часто связана с проницаемостью коллектора и его начальной нефтенасыщенностью. Реже ее связывают с пористостью, подвижностью нефти, скоростью вытеснения, относительной вязкостью. Влияние вязкости нефти на степень ее вытеснения из породы по сей день однозначно не определено, но многие исследователи склоняются к отсутствию непосредственного влияния этого параметра на коэффициент вытеснения.

1.2 Анализ геолого-технических мероприятий в различных геологических условиях

Геолого-технические мероприятия (ГТМ) – это мероприятия по интенсификации добычи нефти и газа в результате осуществления воздействия на продуктивные пласты (восстановление или увеличение проницаемости, охват пласта притоком и закачкой; регулирование депрессии, отборов жидкости; изоляция обводненных пластов и их интервалов) и применения технико-технологических способов улучшения (облегчения) условий

транспортирования нефти с забоя на устье скважины в целях регулирования разработки месторождений и поддержания целевых уровней добычи нефти [10].

Проведение мероприятий ГТМ позволяет нефтяным компаниям обеспечивать достижение проектных показателей при осуществлении разработки месторождений [11].

Отличие геолого-технических мероприятий от остальных состоит в том, что после их осуществления чаще всего достигается повышение добычи нефти, т.е. достигается технологический эффект. Существуют различные классификации ГТМ, и на деле каждая нефтегазовая компания самостоятельно выбирает какие мероприятия относить к ГТМ, а какие к иным. Например, компания «Мангистаумунайгаз» (Казахстан) использует для подбора скважин методику, основанную на критериях применимости, которая основывается на статистическом анализе эффективности ранее проведенных геолого-технических мероприятий [12].

Поскольку появление технологического эффекта не всегда сопровождается одновременным экономическим эффектом, необходимо рассмотрение всевозможных вариантов разработки месторождения, которые будут учитывать как геолого-физические, так и технико-технологические характеристики месторождения.

Без проведения геолого-технических мероприятий, направленных на увеличение текущего коэффициента нефтеизвлечения и сокращение сроков разработки месторождения, а значит и на сокращение затрат на его разработку, невозможна эффективная разработка месторождений, которая характеризуется достижением проектного КИН. В соответствии с этим, выбор применяемых ГТМ в первую очередь зависит от особенностей геологического строения месторождений. Геолого-физические характеристики месторождения и характеристики применяемых ГТМ – основные параметры, оказывающие непосредственное влияние на величину конечной нефтеотдачи.

Достижение целей увеличения и сохранения уровня добычи нефти являются невозможными без дальнейшей интенсификации разработки нефтяных месторождений.

Существует множество методов воздействия на пласт с целью увеличения его продуктивности и увеличения нефтеотдачи. Одна группа методов направлена на стимулирование работы скважин, вторая – на повышение их дебита (интенсификации притока), третья – на повышение КИН, кроме того, существуют комплексные методы, направленные на решение комплекса задач.

Подбор оптимального варианта ГТМ зависит от строения продуктивных пластов и слагающих их пород, от причин снижения продуктивности, снижение которой может начаться уже на начальном этапе строительства скважины, после чего продолжаться уже в процессе её эксплуатации. Причинами данного явления могут быть как загрязнение прискважинной зоны пласта разного вида кольматантом, так и изначальные низкие коллекторские свойства продуктивных пластов. Разного рода негативные факторы, сказывающиеся на величинах дебита нефтяных и газовых скважин, могут возникать на всем протяжении периода эксплуатации скважин до их полной выработки.

Классификация причин ухудшения проницаемости призабойной зоны скважин при первичном и вторичном вскрытии продуктивного пласта выглядит следующим образом [13]:

1. Физико-химическая – обусловлена разбуханием глинистой составляющей пласта и ПЗП, которое происходит при контакте с растворами глушения на водной основе, либо при ремонтных работах после вторичного вскрытия пласта в процессе эксплуатации скважины.

2. Механическая – вызвана загрязнением призабойной зоны скважины цементным раствором или раствором бурения при первичном вскрытии пласта и креплении ствола скважины.

3. Термохимическая – связана с изменением термодинамического равновесия, возникающего в призабойной зоне скважины посредством

отложения солей и образование весьма стабильных эмульсий, снижающих проницаемость призабойной зоны, либо в результате отложения АСПО на скелете пласта на участках с низкой пластовой температурой.

Проведение ГТМ является необходимым в случаях:

1) если проницаемость пласта имеет слишком низкие значения, чтобы позволить поддерживать режим работы скважины, который своевременно окупит инвестиции в бурение и заканчивании скважины;

2) если проницаемость пласта достаточна, однако его призабойная зона повреждена либо сильно загрязнена в процессе бурения, заканчивания или эксплуатации;

3) необходимости увеличения коэффициента продуктивности скважины.

При необходимости вовлечения в разработку ранее не задействованных пропластков и трудно извлекаемых запасов углеводородов, добыча которых ранее была нерентабельной, а также возвращения в эксплуатацию нефтяных скважин эта задача приобретает особую актуальность [14].

Для месторождений на поздней стадии разработки на выбор оптимальных геолого-технических мероприятий оказывают влияние наиболее сложные аномальные геолого-технические условия, вызванные техногенным происхождением: высокий перепад значений давления между разноглубинными газоконденсатными и разнонасыщенными нефтяными пластами; дифференциация текущего пластового давления по разрезу и по площади; наличие промытых зон в продуктивных пластах, фильтрационные показатели которых на два-три порядка выше проницаемости поровой части терригенного коллектора; высокая обводненность добывающих скважин и их продукции; межпластовые перетоки различной интенсивности и направления, повышение плотности и вязкости остаточной нефти. Показатели эффективности и качества промысловых работ существенно снижаются при проявлении отмеченных выше факторов, существенно осложняющих технологию этих работ [15, 16].

Основания для проведения геолого-технических мероприятий: необходимость улучшения эксплуатационных параметров, неудовлетворительное техническое состояние скважины, скважинного оборудования, результаты газогидродинамических и промыслово-геофизических исследований, проведения плановых и профилактических мероприятий, выполнение предписаний надзорных органов, проектные решения [16, 17].

В зависимости от целевой направленности все геолого-технические мероприятия, проводимые на месторождениях, можно разделить на две группы [10]:

- мероприятия по увеличению производительности скважин (Гидравлический разрыв пласта (ГРП), обработки призабойной зоны (ОПЗ) ремонтно-изоляционные работы (РИР), бурение горизонтальных скважин, и др.);
- мероприятия по обеспечению безопасной работы оборудования (ликвидация межколонных проявлений, ревизия подземного оборудования, ревизия устья – демонтаж трубных головок для диагностирования, ликвидация обрыва насосно-компрессорных труб и др.).

Оценить эффективность проведенных ГТМ можно на основании улучшения основных технико-экономических показателей эксплуатации скважин, когда должен расти межремонтный период их работы. Одна из существующих классификаций ГТМ представлена на рисунке 1.1.

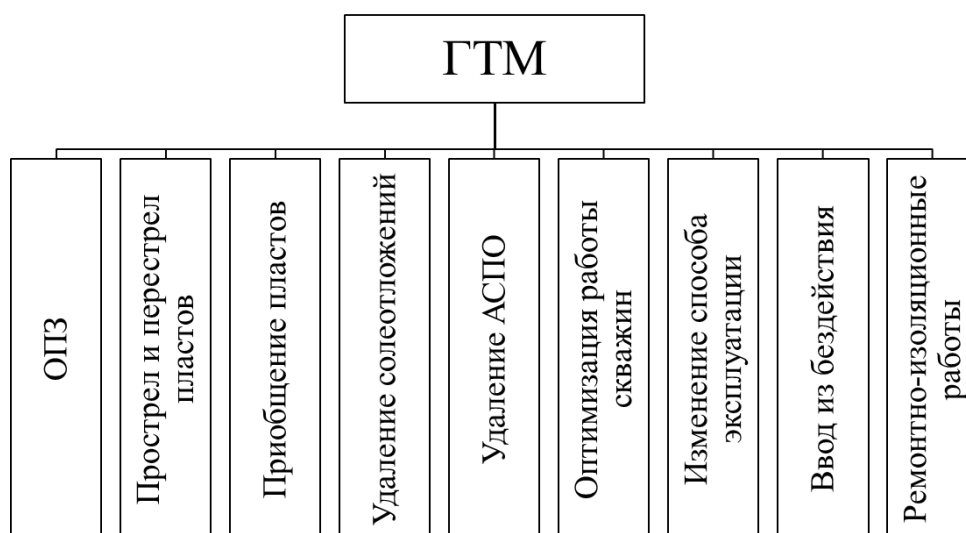


Рисунок 1.1 – Классификация геолого-технических мероприятий [10]

В многообразии способов обработки призабойной зоны (ОПЗ) одними из самых эффективных и широко применяемых являются механические методы: торпедирование скважин, все виды повторной перфорации, имплозионные методы очистки забоя и призабойной зоны скважин, гидравлический разрыв пласта (ГРП) и др. Механические методы показывают наибольшую эффективность использования применительно к твердым породам, в которых создают дополнительные сети трещин или расширяют существующие в ПЗП, в результате чего к процессу фильтрации приобщаются новые удалённые и малопроницаемые участки пласта [18].

Одним из наиболее эффективных ГТМ в условиях низко проницаемых пластов является гидравлический разрыв пласта (ГРП), способствующий более эффективной разработке месторождений и более полной выработке запасов из недр. Гидравлический разрыв пласта – искусственный метод образования новых или раскрытия уже существующих трещин в породах призабойной зоны путем закачки жидкости в пласт под высоким давлением [19].

ГРП является универсальным и не заменимым методом повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов и позволяет не только выравнивать темпы выработки пластов и вовлекать в разработку гидродинамически не связанные нефтеводонасыщенные пласты, но

и разрабатывать малопродуктивные коллекторы, ввод в разработку которых без ГРП технологически невозможен [20–22].

Таким образом, на сегодняшний день сложно переоценить важность и значимость метода гидроразрыва пласта. Однако эта технология не достигла максимума своего развития и продолжает совершенствоваться.

В настоящее время наиболее передовой технологией механических методов воздействия на призабойную зону скважины в нефтяной промышленности является многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП), которая наиболее эффективна для горизонтальных скважин, и которая может использоваться как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах [19, 23]. МГРП представляет собой несколько циклов гидроразрыва пласта, что, в свою очередь, в отличие от обычного, одностадийного ГРП, позволяет сократить время и ресурсы (как экономические, так и человеческие) и, одновременно, увеличить площадь воздействия на пласт при проведении одной операции.

В декабре 2011 г. ОАО «Самотлорнефтегаз» провело первый в российской и мировой практике многостадийный ГРП через хвостовик диаметром 102 мм в боковом стволе скважины с использованием разрывных муфт BPS. [20]. По данным многочисленных исследований и опытов применения технологии установлено, что чем больше стадий ГРП, тем больше среднесуточный дебит скважин [20].

Эффективность метода гидроразрыва пласта также доказана многочисленными исследованиями: в 2012–2015 годах была пробурена 31 горизонтальная скважина с МГРП, в результате чего было достигнуто увеличение дебитов на 50% по сравнению с обычными горизонтальными скважинами без ГРП [19, 24, 25].

Однако применение метода ГРП также имеет некоторые проблемы [25]:

- 1) Мировой опыт применения ГРП показал, что мероприятие имеет низкую эффективность для пластов с высокой проницаемостью:

увеличивает начальный дебит и практически не влияет на конечную нефтеотдачу.

- 2) Комплекс задач проектирования технологии гидроразрыва сложен и полностью не решен. Образование трещины наперед заданных параметров зависит от многих факторов, которые недостаточно поддаются определению и контролю, в том числе по вопросу направления распространения трещины. Следовательно, возможности определения ограничены выбором соответствующих материалов (жидкостей, присадок и закрепителей трещин), а также объемов, темпов и режимов их закачки.
- 3) Экономическая задача, которая имеет связь с первыми двумя задачами и предполагает решение задачи оптимизации. Оптимизация проектирования ГРП заключается в следующем: если математическая модель гидроразрыва позволяет достаточно точно прогнозировать дебит при различных длинах и проводимостях трещин, то по этим данным оценивают годовой доход при создании соответствующей трещины. Зависимость годового дохода от длины трещины обычно нелинейная, кривая выполаживается с ростом длины трещины.

Анализируя вышесказанное, можно сделать вывод, что технология ГРП не является идеальным универсальным геолого-техническим мероприятием, и нуждается в усовершенствованиях для увеличения своей эффективности и минимизации негативных последствий от использования.

Химический метод воздействия на ПЗП основывается на реакции взаимодействия закачиваемых химических веществ, как правило, кислот, с некоторыми породами (карбонатными породами и песчаниками, содержащими карбонатные вещества) пласта и привнесенными отложениями, загрязняющими пласт.

Применение химических методов направлено на борьбу с загрязнениями призабойной зоны пласта, растворения АСПО, снижения фазовой

проницаемости породы для воды (закачка кислот, ПАВ, растворителей и др.), уменьшения набухаемости глин и т.д. Применение водных растворов кислот является одним из распространенных способов обработки призабойной зоны скважин [26, 27].

Цель соляно-кислотной обработки заключается в расширении микротрещин и каналов посредством закачки кислоты в пласт на значительное расстояние от стенки скважины, в результате чего увеличивается проницаемость системы и дебит скважины [28]. Соляная кислота способна растворять карбонатные породы на основании реакций с известняком, доломитом (CaMgCO_3), продукты которых имеют хорошую растворимость в воде, а также сравнительно легко удаляются из призабойной зоны пласта. Реакция наиболее эффективно протекает в поровых каналах, которые в ее результате расширяются и приобретают форму узких и длинных каверн.

Эффективность кислотного воздействия определяется многими параметрами: неоднородность строения коллектора, наличие неработающих зон и пропластков, кратность проведенных обработок на скважине, степень обводненности продукции и др. Для достижения наибольшего положительного эффекта от применения кислотного воздействия, необходимо по каждой скважине, по которой планируется проведение ГТМ по обработке призабойной зоны, проводить тщательный анализ геолого-промысловых данных с целью выбора наиболее эффективного метода соляно-кислотного воздействия в условиях конкретной скважины [29].

Практическое применение кислотных обработок осуществлялось в многочисленных исследованиях, например, в результате обработки статистических промысловых данных по скважинам Вахского месторождения с карбонатным типом коллектора, подвергавшимся кислотному воздействию, была получена зависимость дебитов нефти до и после соляно-кислотной обработки (рисунок 1.2) [30].

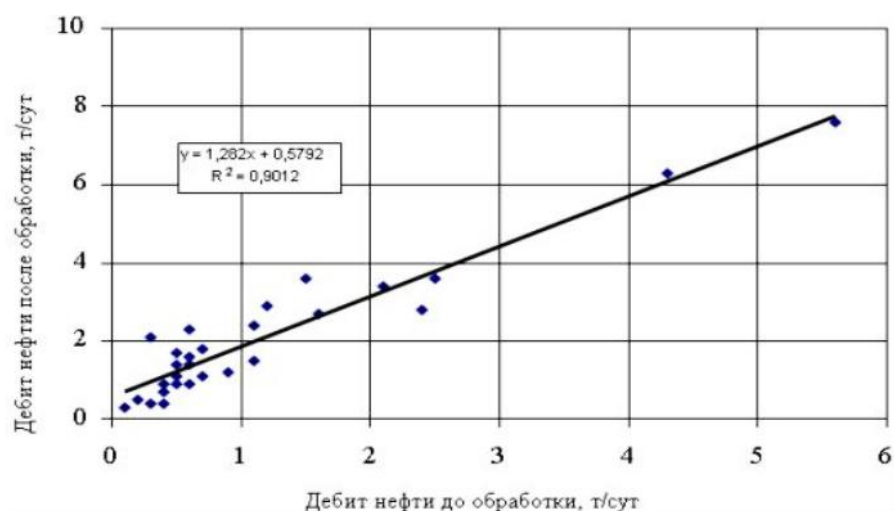


Рисунок 1.2 – График зависимости дебитов нефти до и после соляно-кислотной обработки [30]

Как видно из рисунка 1, после обработки дебит нефти стал в среднем на 30–50% больше по сравнению с дебитом до соляно-кислотной обработки. Также на Вахском месторождении были проведены иные виды кислотных обработок: пено-, термо-пено- и гипано-кислотные обработки. Увеличение дебита нефти после обработки составило от 90 до 150% в зависимости от типа кислотной обработки, что подтверждает эффективность кислотных обработок (таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Успешность кислотных обработок и результаты интенсификации притока нефти к скважинам [30]

Вид кислотной обработки	Количество успешных обработок	Успешность обработок, %	Интервал обводнения скважин для эффективного применения, %	Среднее значение на одну обработку	
				Увеличение дебита, %	Дополнительная добыча нефти, т
СКО	32	88,9	0-30	90	274,2
ПКО	40	88,9	0-40	120	386,0
ТПКО	46	90,2	0-25	110	282,1
ГКО	17	86,0	50-99	150	771,3

Наибольший эффект от обработки призабойной зоны достигается от применения нефтевытесняющих кислотных композиций: «ГАЛКА», «МЕТКА», «НИНКА», «ГБК» и др. [31]. Гелеобразующая композиция «Галка» представляет собой маловязкий водный раствор с pH 2,5 – 3,5 Основными

компонентами являются алюмохлорид и карбамид. В пласте под действием температуры в результате протекающих эндотермических химических реакций образуется гель гидроксида алюминия, блокирующий интервалы прорыва воды, в объеме раствора. Образование геля и снижение проницаемости обработанных интервалов приводит к выравниванию профиля приемистости нагнетательных скважин, перераспределению фильтрационных потоков и снижению обводненности продукции добывающих скважин.

Кроме того, одним из самых эффективных химических методов является комплексная обработка призабойной зоны, заключающаяся в проведении циклов обработки и «отдыха». В каждом цикле могут применяться различные химические составы, например, в первом цикле – соляная кислота и раствор ПАВ, во втором цикле – гипанокислотная обработка + ПАВ + растворитель НЕФРАС и т.д. Именно обработка комплексом различных реагентов позволяет достичь максимального положительного эффекта.

К физическим методам относят вибровоздействие и тепловые обработки, механизм действия которых основан на физических явлениях.

Тепловое воздействие на ствол скважины и ПЗП способствует расплавлению АСПО, что облегчает последующий вынос этих отложений на поверхность. В результате пульсирующего давления на продуктивный коллектор, вызываемым вибровоздействием, в призабойной зоне пласта образуется сеть разветвленных трещин.

Тепловые методы применяют для повышения эффективности эксплуатации месторождений, содержащих нефть с высоким содержанием парафина, асфальтенов и смол (более 5–6 %) или нефть с высокой плотностью или вязкостью. Тепловые методы включают: закачку пара посредством передвижных парогенераторных установок; закачку нагретой воды, в которую также могут добавляться поверхностно-активные вещества; закачку нагретой нефти или нефтепродуктов (дизельного топлива, керосина, конденсата); электротепловую обработку с помощью специальных самоходных установок.

Прогрев ПЗС осуществляется посредством нагревателей, которые различаются как по конструкции, так и по способам получения тепла, в результате эффективной теплопередачи по скелету породы и насыщающей жидкости. Тепловое воздействие осуществляется, как правило, периодическими циклами на глубину скважины не более 1300 м, в целях последующей откачки жидкости при достаточно высокой температуре после извлечения нагревателя [32, 33].

Прогрев призабойной зоны, как правило, осуществляется одним из двух способов:

- 1) закачкой в пласт теплоносителя на некоторую глубину, в качестве которого могут выступать горячая нефть и вода, насыщенный или перегретый пар, растворитель и др.;

- 2) спуском нагревательного устройства на забой скважины (парогазогенератора, специальной газовой горелки или электронагревателя).

Опыт применения тепловых обработок достаточно богат. Шахмеликьян М.Г. в своей работе привел анализ применения паротепловой обработки скважины месторождения Катангли в Сахалинской области. Автор поясняет, что «метод паротепловой обработки скважины (ПТО) наиболее эффективен при площадном нагнетании пара в пласт и затем проталкиванием паровой оторочки холодной водой. В результате обработки скважины улучшаются коллекторские свойства призабойной зоны пласта» [33].

Тепловая обработка скважин на месторождении Катангли (Сахалинская область) проводилась вследствие содержания там высоковязких нефтей и битумов посредством передвижных парогенераторных установок (ППУ).

Метод обработки паром был выбран из других вариантов тепловой обработки, поскольку он оказался наиболее эффективным: движение горячей воды по трубопроводам и пласту сопровождается её охлаждением, чего не наблюдается при движении пара благодаря изменению его сухости и скрытой теплоте парообразования [34].

Эффективность теплового метода была подтверждена конечными результатами: экономический эффект составил более 280 млн. руб. в результате проведения ГТМ, в том числе прирост чистой прибыли составил более 216 млн. руб, и сопровождался одновременным падением себестоимости добычи на 31,5% и увеличением добычи нефти на 77%. Несмотря на значительные затраты на реагент (пар), данный вид геолого-технических мероприятий является по-прежнему одним из самых актуальных и эффективных методов добычи высоковязкой нефти [34].

В современное время с целью восстановления продуктивности скважины начинается широкое применение физико-механических методов импульсно-волнового воздействия на скважину: методы циклического воздействия на призабойную зону пласта с применением струйных насосов и устройств для гидравлического и гидрокислотного удара, а также импульсный метод обработки скважин с применением пульсаторов и гидромониторов, работающих от потока скважинной жидкости.

К волновым гидроимпульсным методам воздействия на ПЗП относятся: бароциклические (метод мгновенных и циклических депрессий и репрессий, имплозия и др.), виброударные (основаны на применении устройств золотникового типа и др.), а также акустические методы. Импульсные методы воздействия на призабойную зону пласта воздействуют в широком диапазоне длин волн – от сотых долей до десятков и сотен тысяч герц [35–37].

Успешное исследование волнового воздействия на призабойную часть скважины проводилось на Мордово-Кармальском месторождении высоковязкой нефти в Республике Татарстан для условий горизонтальных скважин, в результате которого были получены практические выводы [38, 39]:

- воздействие упругими колебаниями на процесс добычи нефти приводит к увеличению притока горизонтальной скважины;
- эффект повышения дебита тем больше, чем выше частота колебаний и мощность воздействия;

- чем выше начальная вязкость нефти в пласте, тем больше проявляется эффект волнового воздействия;
- более эффективным режимом воздействия оказался режим на частотах колебаний более 2,5 кГц.

Таким образом, волновой метод можно считать перспективным для районов с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов, в частности с высоковязкой нефтью. Кроме того, опыт Мордово-Кармальского месторождения подчеркивает эффективность применения горизонтального бурения как геолого-технического мероприятия, поскольку дебиты горизонтальных скважин оказались выше дебитов вертикальных на 50–120%.

Зарезка боковых стволов (ЗБС) – одна из эффективных технологий, позволяющих увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами. Путём бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной.

Применение технологии зарезки боковых стволов фактически заменяет уплотняющее бурение новых скважин, помогает сохранить старую скважину, сэкономить затраты на её освоение и способствует увеличению нефтеотдачи пластов.

ЗБС стала одной из наиболее инвестиционно-привлекательных технологий, направленных на стабилизацию и дальнейший рост нефтедобычи на месторождениях компании ООО «РУ-Энерджи КРС-МГ» [40]. Предпосылками этому послужило наличие значительного фонда высокообводнённых, аварийных, малодебитных скважин, на проведение капитального ремонта которых требовались существенные затраты. Одновременно с тем, иные предлагаемые на данных месторождениях

технологии показали кратковременный экономический эффект, или вообще его отсутствие.

В целях восстановления сетки скважин логично производить бурение новых скважин взамен старых, вышедших из эксплуатации, однако данное мероприятие является нецелесообразным для большинства месторождений на завершающей стадии разработки. Выходом из данной ситуации может быть альтернативный вариант – зарезка вторых стволов у существующих старых скважин.

Продолжительность жизни большинства обычных вертикальных скважин составляет 10–50 лет на месторождениях западной Сибири. На протяжении осуществления эксплуатации данных скважин проводятся различные операции капитального ремонта: гидроразрыв пласта, кислотная обработка или дополнительные виды перфорации, которые зачастую приводят к увеличению добычи нефти. Однако в некоторых случаях, особенно на поздних стадиях разработки, наиболее эффективным решением является проведение зарезки горизонтальных стволов на таких скважинах.

Широкое применение данное геолого-технологическое мероприятие получило на Приобском месторождении (ХМАО). К 2016 году было пробурено 197 боковых стволов. ЗБС проводится на скважинах как действующего, так и бездействующего фондов. Критериями для ЗБС на действующих скважинах является дебит нефти скважин менее 5 т/сут, резкий скачок обводненности в последние месяцы, либо обводненность более 60-70%, а также значительные объемы остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) по области (не менее 100 тыс.т.) [41]. Дополнительная добыча за пять лет от ЗБС составила – 3,7 млн.т. Удельная дополнительная добыча составила 22 тыс.т./скв.опер. Кроме того, метод показал эффективность как для высокопроницаемого обводненного пласта АС₁₁, так и для низкопроницаемого расчлененного пласта АС₁₂.

Высокую эффективность зарезка боковых стволов показала также на Приразломном месторождении (ХМАО), где все операции проведены

совместно с ГРП. За пятилетний период к 2016 году было пробурено 64 боковых ствола на объекте БС₄₋₅, дополнительно добыто 4,56 млн. т нефти, что свидетельствует о введении в работу невовлеченных ранее в разработку запасов углеводородов (целиков нефти). Удельная дополнительная добыча составила 71,2 тыс. т./скв.опер [42].

Одним из распространенных факторов ухудшения фильтрации в призабойной зоне скважины является отложение солей. Для борьбы с данным негативным фактором разработки применяются различные методы: химические обработки с применением различных растворителей; механические способы, заключающиеся в применении скребков для очистки НКТ, проведение разбуривания, осуществление термогазохимического воздействия – создания в течение короткого времени высокого давления в результате горения порохового заряда; применение комбинированных обработок (химическая обработка с термогазохимическим воздействием и др.).

ГТМ включают также дострел, перестрел, приобщение пластов, изменение способа добычи нефти, оптимизацию режима работы скважин, ремонтно-изоляционные работы и ввод скважин из бездействия.

Дострел пласта осуществляется посредством различных перфораторов в целях вовлечения в разработку максимальной нефтенасыщенной толщины пласта, перестрел – в целях увеличения или восстановления проницаемости призабойной зоны скважины после проведения различных ремонтных работ.

Мероприятия по приобщению пластов – осуществление перфорации и освоения пластов в скважине, которая уже эксплуатирует другие пласты. Основание проведения приобщения пластов – проекты совместной разработки многопластовых месторождений.

Мероприятия по оптимизации режима работы скважин направлены на увеличение добычи нефти при использовании минимальных затрат (при минимальном значении себестоимости нефти), которые могут зависеть от

установленного режима эксплуатации и режима откачивания жидкости из скважин, условий эксплуатации скважин.

Условия эксплуатации скважин включают их геолого-физическую характеристику: компонентный состав откачиваемой нефти, воды, газа; глубина залегания продуктивного пласта; наличие песка в жидкости; уровень подъема жидкости др.

Режим эксплуатации скважины определяется её дебитом – скоростью притока флюида в скважину из пласта, и может меняться в зависимости от условий притока жидкости из пласта в скважину, остановки для ремонта оборудования, снижения производительности насоса по мере его износа и других причин.

Режим откачивания определяется режимом используемого механизированного способа добычи нефти, будь то электроцентробежный, штанговый глубинный насос, газлифт и др. Корректность подбора УЭЦН к определенной скважине определяется на основании выбора из стандартного ряда такого насоса, характеристика которого соответствует условной характеристике скважины по напору и дебиту, и одновременных минимальных затратах. Одним из самых важных параметров при подборе электроцентробежного насоса и определении режима его работы является величина развиваемого им давления. Поэтому на практике исходят из реального процесса откачивания жидкости при заданном режиме работы скважины для осуществления расчета параметра напора.

Существуют ситуации, когда оптимизация подбора оборудования для добычи нефти является достаточным, одновременно и менее капиталоемким, и наиболее эффективным мероприятием, следовательно, вначале необходимо рассчитать максимально возможный дебит, на основании величины которого далее можно планировать геолого-технические мероприятия по увеличению дебита скважины. В качестве критерия оптимизации при условии

ограниченности дебита скважины, принимают иные, оказывающие наибольшее влияние на себестоимость добываемой продукции, параметры.

Оценка эффективности эксплуатации скважин посредством механизированных способов осуществляется на этапах проектирования системы разработки нефтяного месторождения, и последующего процесса его эксплуатации. В целях осуществления экономической оценки определяют такие параметры, как годовые эксплуатационные расходы и капитальные вложения.

К геолого-техническим мероприятиям относятся определенные виды ремонтно-изоляционных работ, которые направлены на непосредственное увеличение добычи углеводородов – технологические виды ремонтно-изоляционных работ. Необходимость проведения технологических РИР обоснована требованиями технологии разработки как отдельных продуктивных пластов, так и месторождения в целом.

Работы по регулированию объемов закачки воды по толщине заводняемых пластов в нагнетательных скважинах, а также по изоляции отдельных высокообводненных интервалов продуктивного пласта в добывающих скважинах, способствуют сокращению добычи воды и одновременному увеличению добычи нефти, что также достигается путем проведения мероприятий по отключению отдельных обводненных пластов в добывающих и нагнетательных скважинах, осуществляющих одновременную эксплуатацию нескольких пластов.

Технологический эффект по увеличению дебита и сокращению обводненности добывающих скважин может быть также достигнут за счет проведения работ по исправлению некачественного цементного кольца (аварийно-восстановительные РИР).

Мероприятия, связанные с вводом скважин из бездействия, заключаются в проведении в них ремонтных работ различной сложности. На любом месторождении имеется значительный резерв по увеличению добычи нефти, который заложен в сокращении бездействующего фонда скважин.

Таким образом, виды геолого-технических мероприятий и решаемые ими задачи очень обширны и разнообразны, следовательно, для выбора оптимальных ГТМ необходимо изначально проводить анализ геологических условий месторождений и технологических показателей их разработки.

2 ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ X

2.1 Анализ геологических условий и технологических показателей разработки нефтяного месторождения X

Нефтяное месторождение X открыто в 1973 году, в разработке находится с 1976 г., с тех пор пробурено более трех тысяч скважин, в том числе более двух тысяч добывающих, более тысячи нагнетательных и около 100 водозаборных.

В разрезе месторождения на основании геологоразведочных работ выделено 6 пластов, содержащих запасы нефти: БС₁, БС₁₀¹, БС₁₀², БС₁₀³, ЮС₁, ЮС₂ и ЮС₃. Запасы нефти и растворенного газа нефтяного месторождения X, числящиеся на государственном балансе составляют: начальные геологические 580,1 млн.т, начальные извлекаемые – 225,7 млн.т. Годовая добыча нефти составляет 2,3 млн.т, жидкости – 19,8 млн.т, среднегодовая обводненность – 88,3 % [43, 44].

В юго-восточной части месторождения выявлено осложнение в виде структурного носа, к которому приурочены залежи нефти в юрском пласте ЮС₁ и меловом пласте БС₁₀³⁻¹. Указанное осложнение отделяется от центральной приподнятой части месторождения узким прогибом, ориентированным в направлении с юго-запада на северо-восток. Данный прогиб контролирует границы южных залежей в пластах ЮС₁ и БС₁₀³⁻¹.

Вторая геологическая особенность строения месторождения заключается в выявленном клиноформном залегании меловых продуктивных пластов. Заполнение бассейна осадконакопления происходило в направлении с востока на запад. Песчаные тела начинают развиваться вблизи восточной границы, в центральной части месторождения накопленные толщины песчаников достигают максимальных значений, вблизи западной границы происходит резкое замещение песчаников глинистыми алевролитами и глинами.

2.1.1 Нефтегазоносность

На нефтяном месторождении X установлена промышленная нефтеносность продуктивных пластов (снизу-вверх): ЮС₂, ЮС₁ (юрские отложения), горизонта БС₁₀ (пласты БС₁₀³⁻², БС₁₀³⁻¹, БС₁₀², БС₁₀¹ и БС₁₀¹⁻¹) мегийонской свиты (рисунки 3.1 и 3.2). Кроме того, промышленный приток нефти получен в скважине 84Р из отложений ачимовской толщи – пласт БС₂₀. В скважине 93 по результатам опробования получен приток нефти из пласта ЮС₃. В северной части лицензионного участка месторождения X установлена нефтеносность пласта БС₁ (вартовская свита), основная площадь залежи которого находится в пределах Сайгатинского лицензионного участка.

Геологические модели залежей месторождения основаны на материалах сейсмических исследований, данных бурения и испытания поисково-разведочных скважин, результатах работы эксплуатационных скважин, комплексной интерпретации данных ГИС и других первичных геолого-геофизических материалах [43, 44].

Для дальнейшего исследования выбран горизонт БС₁₀.

Горизонт БС₁₀

Нефтенасыщенные отложения пластов горизонта БС₁₀ являются основными объектами разработки нефтяного месторождения X. Наличие зон слияния пластов БС₁₀¹ и БС₁₀² в южной части месторождения, и гидродинамическая сообщаемость пластов БС₁₀² и БС₁₀³⁻¹ в северной части месторождения приводят к образованию единой («основной») залежи с одним ВНК на а.о. -2346 м. Помимо основной залежи на территории месторождения к пластам горизонта БС₁₀ приурочены еще три самостоятельные нефтяные залежи. Геологические разрезы приведены на рисунках 2.1 (Приложение Б) и 2.2.

Пласт БС₁₀³⁻²

Залежь в пласте БС₁₀³⁻² локализуется в пределах восточного участка месторождения. Необходимость выделения залежи обусловлена различными уровнями раздела нефть–вода в отложениях БС₁₀³ в пределах центральной части месторождения и Восточного участка. Залежь приурочена к песчаным отложениям БС₁₀³⁻² в нижней части разреза БС₁₀³. По комплексу данных о насыщенности пласта по ГИС, результатам опробования и работы скважин ВНК в залежи принят на а.о. -2320 м. В 6 скважинах опробование пласта БС₁₀³⁻² проводилось совместно с пластом БС₁₀³⁻¹, во всех получены притоки безводной нефти и в двух скважинах 1252 и 1255 проведено поинтервальное испытание, из проницаемых пропластков получена вода на более низких чем ВНК, абсолютных отметках. В скважине 510_ву пласт БС₁₀³⁻² испытан совместно с пластом БС₁₀³⁻¹ в интервале глубин 2524–2528 м (а.о. –2316–2320 м), получен приток нефти дебитом 20 т/сут. По ГИС пласт нефтенасыщен до глубины 2527,5 (а.о. -2319,5 м).

Залежь массивная, литологически экранированная с северо-востока, ее размеры составляют 4,5 x 3,5 км. Высота залежи около 18 м.

К отложениям пласта приурочены две нефтяные залежи – основная и южная. Основная залежь приурочена к куполовидному поднятию в северной и северо-восточной частях месторождения X.

Основную залежь пласта БС₁₀³⁻¹ условно можно разделить на две части - западную и восточную, разделенные между собой зоной выклинивания пласта в северной части месторождения. Одинаковый уровень ВНК, принятый на а.о. - 2346 м, для обеих частей основной залежи свидетельствует о наличие гидродинамической связи между ними.

Залежь пластовая сводовая, литологически экранированная. Размеры западной части основной залежи составляют 18 x 10,5 км, в пределах Восточного участка основная залежь имеет размеры 9 x 7,5 км. Высота залежи около 60 м.

Южная залежь приурочена к куполовидному поднятию в виде структурного носа и вскрыта 263 скважинами. Уровень ВНК принят на а.о. - 2356 м. Залежь массивная, ее размеры 7,5 x 8 км, высота 42 м.

Пласт BC_{10}^2

В отложениях пласта BC_{10}^2 выделена одна залежь. Залежь занимает практически всю территорию месторождения и приурочена к куполовидному поднятию в центральной части площади. ВНК в залежи принят на а.о. -2346 м. В северной части месторождения имеется область слияния пласта BC_{10}^2 и нижележащих отложений BC_{10}^{3-1} . На юге наблюдается гидродинамическая связь с вышележащим пластом BC_{10}^1 . На северо-западе залежь ограничена зоной замещения коллекторов BC_{10}^2 . На северо-востоке границей залежи является линия выклинивания пласта BC_{10}^2 .

В юго-восточной части месторождения имеется небольшое локальное поднятие, отделяющееся от основной структуры узким прогибом. Эта особенность структурного плана сохраняется от нижнеюрских отложений. На уровне пласта BC_{10}^2 основная залежь распространяется в пределах юго-восточного купола. В области прогиба в ряде скважин отложения пласта BC_{10}^2 водонасыщены, что приводит к появлению внешнего контура нефтеносности внутри залежи. Гидродинамическая связь двух частей основной залежи осуществляется через небольшие узкие перемычки, вскрытые единичными скважинами.

Размеры основной залежи составляют 23 x 22 км в пределах лицензионного участка. Высота залежи в центральной части месторождения около 80 м, в юго-восточной части – около 40 м. Залежь пластовая сводовая, литологически ограниченная.

Пласт BC_{10}^1

В отложениях пласта BC_{10}^1 выделена одна залежь нефти. В пласте BC_{10}^1 выделена основная залежь, в пласте BC_{10}^{1-1} – самостоятельная залежь, ранее относимая к отложениям BC_{10}^2 .

ВНК залежи пласта BC_{10}^1 принят на абсолютной отметке -2346 м. Размеры залежи составляют 23,5 x 17,5 км в пределах внешнего контура нефтеносности, а высота – около 100 м. Залежь пластовая сводовая, литологически экранированная.

Пласт BC_{10}^{1-1}

Развит в северо-западной части месторождения. К песчаным отложениям BC_{10}^{1-1} приурочена самостоятельная залежь нефти.

ВНК в залежи принят на а.о. -2342 м. Залежь пластовая сводовая литологически экранированная с севера и востока.

Размеры залежи пласта: 16,5 x 9,8 км, высота – около 80 м. На настоящее время основные объекты BC_{10}^{1-1} , BC_{10}^1 , BC_{10}^2 , BC_{10}^{3-1} и $ЮС_1$ практически полностью разбурены.

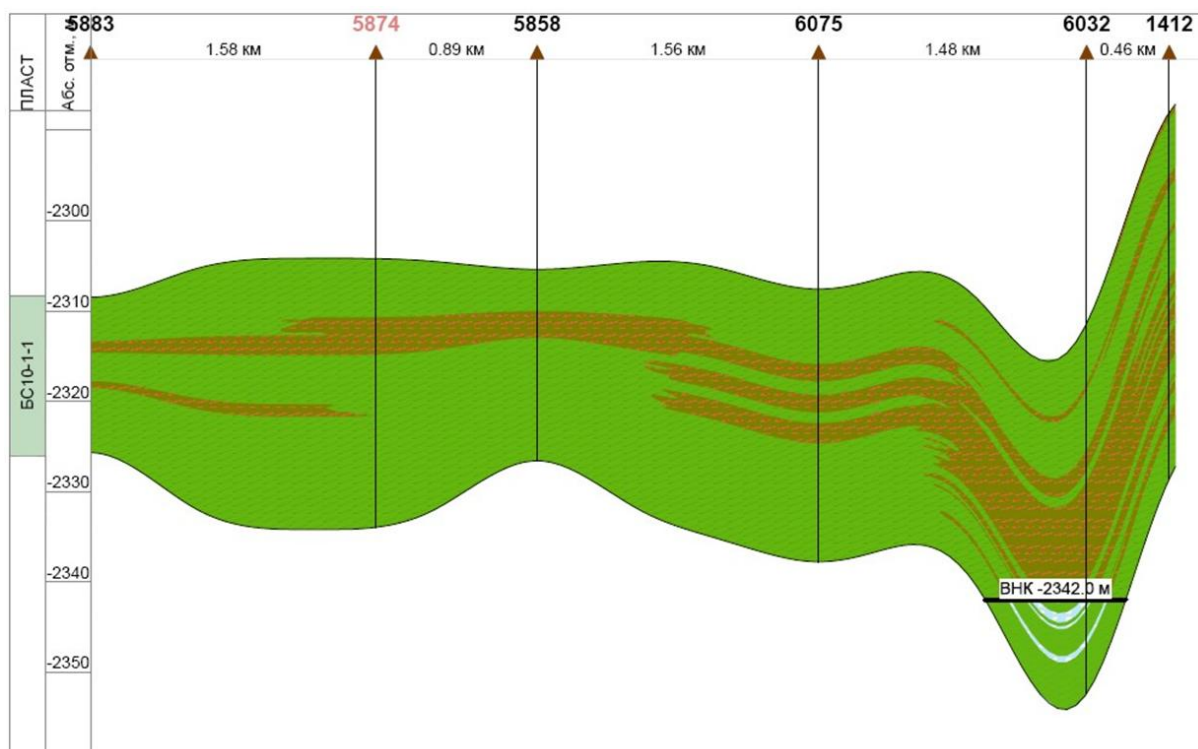


Рисунок 2.2 – Геологический разрез по линии скважин 5883-1412. Пласт BC_{10}^{1-1}

2.1.2 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов, вмещающих пород и покрышек

Фильтрационно-емкостные свойства по керну

Для характеристики коллекторских свойств пластов использованы данные, как представленные в подсчете запасов, так и результаты исследований, полученные в лаборатории физики пласта в последующие годы.

Гранулометрический анализ выполнялся гидравлическим способом по методу АзНИИ, по этим исследованиям определялись коэффициенты отсортированности (S_o). Открытая пористость определялась методом насыщения. Абсолютная проницаемость определялась методом фильтрации газа на модернизированной установке ГК-5. Остаточная водонасыщенность определена центрифугированием.

Пласты горизонта БС₁₀ сложены песчаниками, алевролитами и уплотненными глинами. Коллекторами являются песчаники и алевролиты. Песчаники серые, с буроватым оттенком в случае нефтенасыщенности, мелкозернистые, алевролитистые, тонкослоистые, часто плохо отсортированные, с массивными прослоями глин с косоволнистой текстурой. Песчаники аркозовые с хлорит-гидрослюдистым цементом. Обломочная часть песчаников составляет 85–90%, количество цемента 5–10%, пустые поры 2–7, до 10%. Преобладающий размер обломков 0,1–0,15 мм. Сортировка зерен часто плохая, иногда послойная – по размеру зерен. Форма зерен полуугловатая, чаще – полуокатанная.

Породообразующими минералами являются кварц (35–40%) и полевые шпаты (45–50%), обломки пород составляют 10–20%, слюда и хлорит 1–3%. Цемент порово-пленочный, сложного состава. На обломках зерен характерны хлоритовые пленки, прерывистые или сплошные, часто с радиально-рустификационной структурой.

Пласты БС₁₀¹⁻¹ и БС₁₀¹

Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности пластов БС₁₀¹ БС₁₀¹⁻¹ приведена в таблице 2.1 (Приложение В).

Открытая пористость. В целом пористость нефтенасыщенных пород изменяется от 16,4 до 28,3 %, в среднем по пластам по чисто нефтяной зоне – 23,8%, по водонефтяной – 23,5%.

Абсолютная проницаемость пород. Коллекторы пластов имеют высокие фильтрационно-емкостные свойства. Проницаемость изменяется в широком диапазоне от 0,1 до 2700 мД.

Среднее значение проницаемости по пласту – 266 мД, в т.ч. по чистонефтяной зоне – 246 мД, по водонефтяной – 399 мД.

Остаточная водонасыщенность. Водоудерживающая способность по чисто нефтяной зоне – 30,7%, по водо-нефтяной зоне – 27,5%, в целом по пласту составляет 30,4%.

Пласт БС₁₀²

Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности пласта БС₁₀² приведена в таблице 2.2 (Приложение Г).

Открытая пористость. В целом пористость нефтенасыщенных пород изменяется от 15,1 до 27 %, коэффициент пористости по чистонефтяной зоне – 23,7%, по водонефтяной зоне 22,3 %, среднее значение открытой пористости в целом по пласту составляет 23,3%.

Абсолютная проницаемость пород. Среднее значение проницаемости по пласту – 101 мД, причем по чистонефтяной зоне – 114 мД, по водонефтяной – 76 мД. Остаточная водонасыщенность. Водоудерживающая способность изменяется от 19,3 % до 8,6 %, среднее значение составляет 39,4%.

Пласты БС₁₀³⁻¹, БС₁₀³⁻²

Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности пластов БС₁₀³⁻¹, БС₁₀³⁻² представлена в таблице 2.3 (Приложение Д). Открытая пористость. В целом пористость нефтенасыщенных пород изменяется от 16,5 до 26,2 % (среднем 22,8 %). Характеристика песчано-алевролитовых пород нефтяного месторождения X приведена в таблице 2.4

Таблица 2.4 – Гранулометрическая характеристика песчано-алевролитовых пород нефтяного месторождения X

Пласт	Характер насыщения	Количество анализов	Общая карбонатность	Содержание фракций, (%) с размером зерен, мм				Медианный диаметр зерен, мм	Коэффициент отсортир.
				0,25	0,25-0,1	0,1-0,01	0,01		
БС ₁₀ ¹⁻¹ , БС ₁₀ ¹	н	38	0,6 (0-4,7)	1,1 (0-5,5)	49,1 (6,6-75,6)	41,4 (16,4-80,6)	8,3 (4-15,6)	0,09 (0,03-0,136)	2,15 (1,34-2,81)
БС ₁₀ ²	н	38	2,3 (0-9,2)	0,8 (0,1-4)	44,2 (6,3-80,4)	46,5 (7,3-78,7)	8,5 (3,6-16,6)	0,08 (0,3-0,15)	2,19 (1,31-2,82)
БС ₁₀ ³⁻¹ , БС ₁₀ ³⁻²	вн	16	2,1 (0-7,8)	0,4 (0,1-1,7)	45,3 (13,8-81)	41,6 (10,9-78,7)	12,7 (5,4-22,6)	0,09 (0,03-0,15)	2,46 (1,34-3,06)
всего по горизонту БС ₁₀		92	1,6 (0-9,2)	0,8 (0-5,5)	46,4 (6,3-81)	43,6 (7,3-80,6)	9,2 (3-22,6)	0,09 (0,03-0,15)	2,22 (1,313,06)
нефтенасыщенная часть		76	1,4 (0-9,2)	0,9 (0-5,5)	46,7 (6,3-80,4)	44 (7,3-80,5)	8,4 (3,6-16,6)	0,09 (0,03-0,15)	2,17 (1,31-2,82)

Фильтрационно-емкостные свойства пластов по данным ГИС

Анализ промыслово-геофизического материала в совокупности с керновыми данными, промысловыми испытаниями и результатами разработки нефтяных залежей позволил достаточно однозначно определить характер насыщения, коэффициенты нефтенасыщенности, пористости и проницаемости по всем продуктивным пластам месторождения.

Пласты БС₁₀¹⁻¹ и БС₁₀¹

Открытая пористость пласта по ГИС изменяется от 18,7 % до 27,3 %, составляя в среднем 24 %.

Проницаемость пласта по ГИС чистонефтяной зоны составила в среднем 366,7 мД, изменяясь в пределах 0,6 – 1405 мД. Проницаемость водонефтяной зоны изменяется в пределах от 1 мД до 1379 мД, составляя в среднем по ВНЗ 327,4 мД.

Начальная нефтенасыщенность пласта по ГИС в ЧНЗ составила 64%, изменяясь в пределах 30,1–83,4%. По ВНЗ начальная нефтенасыщенность изменяется в пределах от 30,1% до 72%, составляя в среднем 53%.

Пласт БС₁₀²

Открытая пористость пласта по ГИС по ЧНЗ изменяется в пределах от 18,7% до 27,3%, составляя в среднем 22,8 %. По ВНЗ коэффициент открытой пористости составил в среднем 24 %, изменяясь в том же диапазоне что и по ЧНЗ.

Проницаемость пласта по ГИС чисто нефтяной зоны составила в среднем 169 мД, изменяясь в пределах 1–1445 мД. Проницаемость водонефтяной зоны изменяется в пределах от 1 мД до 1398 мД, составляя в среднем 142 мД.

Начальная нефтенасыщенность пласта по ГИС в ЧНЗ составила 53,3%, изменяясь в пределах 30–78,9%. По ВНЗ начальная нефтенасыщенность изменяется в пределах от 25% до 75,6 %, составляя в среднем 49%.

Пласты БС₁₀³⁻¹ БС₁₀³⁻²

Открытая пористость пласта по ГИС по изменяется в пределах от 18,7 % до 27,6 %, составляя в среднем 24 %.

Проницаемость пласта по ГИС составила в среднем по ЧНЗ 176 мД, ВНЗ – 169,4 мД, изменяясь в пределах 1–1450мД. Начальная нефтенасыщенность пласта по ГИС изменяется в пределах от 25 до 78,2 %, составляя в среднем 56,8 % для ВНЗ, для ЧНЗ среднее значение 60%.

Фильтрационно-емкостные свойства пластов по данным гидродинамических исследований скважин

Гидродинамические исследования проведены методами кривой восстановления давления (КВД) и индикаторной диаграммы (ИД).

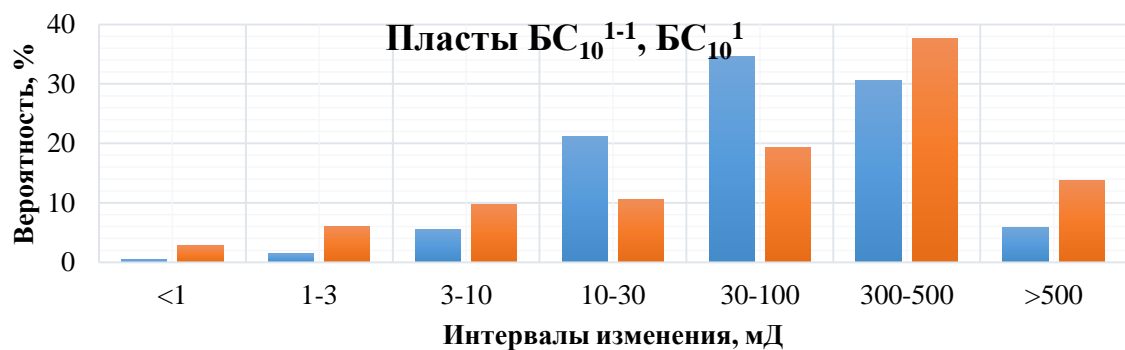
Пласты БС₁₀¹⁻¹ БС₁₀¹. Проницаемость определена по 132 исследованиям скважин. Величина коэффициента проницаемости изменяется в пределах от 11 мД до 1708 мД, в среднем составляет 414 мД. Ряды распределения проницаемости представлены в таблице 2.5 (Приложение Д).

Таблица 2.5 – Статистические ряды распределения проницаемости

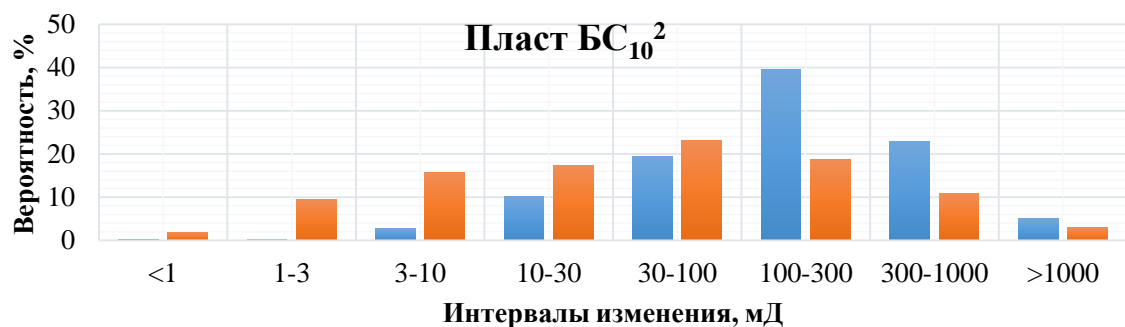
Пласт	По данным лабораторного изучения керна		По данным геофизических исследований	
	Интервал измерения, 10^3 мД	Число случаев, %	Интервал измерения, 10^{-3} мД	Число случаев, %
BC_{10}^{1-1} , BC_{10}^1	<1	0,5	<1	2,8
	1-3	1,5	1-3	6,1
	3-10	5,6	3-10	9,7
	10-30	21,2	10-30	1,6
	30-100	34,7	30-100	19,4
	300-500	30,6	300-500	37,7
	>500	5,9	>500	13,7
BC_{10}^2	<1	0,2	<1	1,8
	1-3	0,3	1-3	9,5
	3-10	2,7	3-10	15,7
	10-30	10,1	10-30	17,3
	30-100	19,4	30-100	23,2
	100-300	39,5	100-300	18,7
	300-1000	22,8	300-1000	10,8
	>1000	5	>1000	3
BC_{10}^{3-1} , BC_{10}^{3-2}	<1	–	<1	4,3
	1-3	–	1-3	7,9
	3-10	–	3-10	12,5
	10-30	–	10-30	14,7
	30-100	–	30-100	20,3
	100-300	–	100-300	20
	300-1000	–	300-1000	17,6
	>1000	–	>1000	2,7

Пласт BC_{10}^2 . Проницаемость определена по 198 исследованиям. Величина коэффициента проницаемости изменяется в пределах от 14 мД до 2000 мД, в среднем составляет 325 мД.

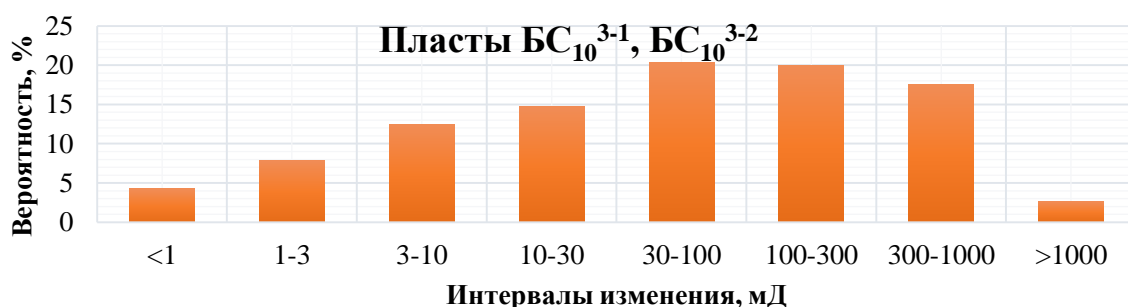
По пластам BC_{10}^{3-1} и BC_{10}^{3-2} гидродинамические исследования скважин не проводились.



■ По данным лабораторного изучения керна ■ По данным геофизических исследований



■ По данным лабораторного изучения керна ■ По данным геофизических исследований



■ По данным геофизических исследований

Рисунок 2.3 – Статистические ряды распределения проницаемости по данным исследования керна и ГИС

Сопоставление коллекторских свойств объектов, определенных различными методами.

В таблице 2.6 приведено сопоставление средних значений открытой пористости, определенные по керну и ГИС в целом по продуктивным пластам.

Таблица 2.6 – Сравнение результатов определения открытой пористости по керну и ГИС по продуктивным пластам месторождения X

Пласт	Зона	По керну			По ГИС			Принятые Кп
		кол-во скважин	кол-во анализов	средневз. значение Кп, %	кол-во скважин	кол-во анализов	средневз. значение Кп, %	
BC ₁₀ ¹⁻¹	Н	40	780	23,8	10211	2756	25	23/25
	ВН	7	49	23,5	51	133	23,8	23
BC ₁₀ ²	Н	19	819	23,7	569	2406	22,8	–
	ВН	9	99	22,3	290	1226	24	24/25
BC ₁₀ ³⁻¹	Н	–	–	–	206	1380	25,1	19
	ВН	4	85	22,8	276	1656	23,9	16,4

Из таблицы видно, что средневзвешанные значения открытой пористости, определенные по керну и ГИС по продуктивным пластам практически совпадают.

В таблице 2.7 приведено сопоставление средних значений проницаемости, определенной по керну, ГИС и ГДИС в целом по продуктивным пластам.

Таблица 2.7 – Результаты определения проницаемости различными методами

Пласт	Зона	По керну			По ГИС			по ГДИС		Принятые Кп
		кол-во скважин	кол-во анализов	средневз. значение Кп, мД	кол-во скважин	кол-во анализов	средневз. значение Кп, мД	кол-во скважин	средневз. значение Кп, мД	
BC ₁₀ ¹⁻¹	Н	38	400	246	1008	2714	366,7	132	414	410
	ВН	6	33	399	51	125	327,4			
BC ₁₀ ²	Н	19	308	114	565	2390	169	198	325	330
	ВН	9	34	76	278	1176	142			
BC ₁₀ ³⁻¹	Н	–	–	–	202	1321	176	–	–	170
	ВН	4	41	192	270	1621	169,4	–	–	

Таким образом, при построении фильтрационных моделей по пластам месторождения X принимались значения пористости, определенные по ГИС и проницаемости, скорректированной с учетом промысловых данных.

Определение коэффициентов вытеснения нефти водой

В лабораторных условиях объектом испытания является составной образец породы в виде цилиндров длиной 30–40 мм и диаметром 30 мм, который приготавливается из керна изучаемого пласта и ориентируется параллельно напластованию. Допускается применять в испытании образцы, ориентированные перпендикулярно напластованию, при малой анизотропии породы (менее чем в 1,5 раза). Для определения коэффициента вытеснения составной образец породы должен иметь общую длину не менее 150 мм. Различие проницаемости отдельных элементов в пределах составного образца не должно превышать 50% от среднего значения. Компоновка составного образца происходит таким образом, чтобы по направлению вытеснения нефти водой каждый последующий образец имел меньшую проницаемость.

При определениях используются модели пластовой воды и нефти. Приготовление последней осуществляется из безводной дегазированной нефти с добавлением керосина, количество которого не должно превышать 30%. Остаточная водонасыщенность образцов создается методом капиллярного вытеснения.

Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой предусматривает определение полноты извлечения нефти из образца за счет фильтрации через него воды до практически полной обводненности продукции.

Вытеснение нефти из образцов производится при постоянной заданной скорости подаче вытесняющей воды 1–1,3 м/сут, нагнетание которой проводят непрерывно до полного обводнения выходящего флюида, но не менее 3–5 объемов пустотного пространства. На заключительной стадии через образец прокачивают два объема пустотного пространства вытесняющей воды при скорости в десять раз превышающей скорость, выбранную для вытеснения.

После проведения испытания отдельные образцы помещают в экстракционные приборы для определения остаточной нефтенасыщенности

методом сухой дистилляции. Температура дистилляции составляла 140–150°C, продолжительность 4–5 часов.

Остаточную нефтенасыщенность определяют по формуле:

$$K_{\text{но}} = 1 - \frac{V_{\text{в}}}{V_{\text{п}}} \quad (2.1)$$

где $K_{\text{но}}$ – коэффициент остаточной нефтенасыщенности, дол.ед.; $V_{\text{в}}$ – объем воды, см³; $V_{\text{п}}$ – объем пор образца, см³.

И затем рассчитывают коэффициент вытеснения по формуле (1.17).

Коллекция для определения остаточной нефтенасыщенности и коэффициентов вытеснения состояла из 31 образца. Диапазон измерения ФЕС по пластам и скважинам указан в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Диапазон измерения ФЕС по пластам и скважинам

Пласт	БС ₁₀	ЮС ₁	ЮС ₂
Образцов, шт	15	6	10
Скважины, №	1251, 1263, 1276, 2078	1260, 1263, 1353	1260
Диапазон измерения ФЕС			
Проницаемость, мкм ²	0,0171–1,2600	0,0059–0,0330	0,0032–0,0148
Пористость, %	18,1–27,9	13,2–18,0	11,1–14,7

При расчете коэффициента вытеснения величина остаточной нефтенасыщенности принята по горизонту БС₁₀ на уровне 23,6%.

Начальная нефтенасыщенность коллекторов определялась на основе данных интерпретации промыслово-геофизических исследований скважин.

Результаты определения остаточной нефтенасыщенности и коэффициентов вытеснения приведены в таблице 2.9 (Приложение Е).

В таблице 2.10 приведены данные по значениям коэффициента вытеснения нефти водой продуктивных пластов нефтяного месторождения Х.

Таблица 2.10 – Определение коэффициентов вытеснения нефти водой

Наименование параметров	Пласт		
	БС ₁₀ ¹	БС ₁₀ ²	БС ₁₀ ³
Начальная нефтенасыщенность, %	60,5	54,9	53
Остаточная нефтенасыщенность, %	23,6	23,6	23,6
Коэффициент вытеснения нефти водой	0,61	0,57	0,555

2.1.3 Свойства и состав нефти, газа и воды

Свойства и состав нефти и растворенного газа

Пластовые нефти залежи БС₁₀ по своим свойствам близки между собой (таблица 2.11).

Таблица 2.11 – Свойства нефтей пластов БС₁₀¹ и БС₁₀².

Показатель	БС ₁₀ ¹	БС ₁₀ ²
Давление насыщения, МПа	7,8–11,35	8,8–10,3
Газосодержание, м ³ /т	32,57–58,72	33,9–56,2
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	815–839	811–840
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	2,9–5,7	1,39–5,39

Данные о свойствах пластовых нефтей в целом по горизонту БС₁₀ представлены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Свойства пластовой нефти месторождения X

Наименование	Горизонт БС ₁₀			
	Кол-во исслед.		Диапазон измерения	Среднее значение
	скв.	проб		
Давление насыщения газом, МПа	22	40	7,8–11,35	9,58
Газосодержание при однократном разгазировании, м ³ /т	23	41	37,7–62,38	51,12
Объемный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед.	23	41	1,2–1,2	1,136
Суммарное газосодержание, м ³ /т	18	19	32,57–58,78	46,04
Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли.ед.	17	18	1,082–1,137	1,114
Плотность, кг/м ³	23	41	811–840	822,14
Вязкость, мПа*с	22	32	1,39–5,39	3,19
Температура насыщения парафином, °С	46	46	23,5–35,6	30,3

В таблице 2.13 (Приложение Ж) представлены данные компонентного состава нефтяного газа. разгазированной и пластовой нефтей пластов БС₁₀¹ и БС₁₀². Данные физико-химических свойств и фракционного состава разгазированной нефти приведены в таблице 2.14 (Приложение И).

Таким образом, по товарной характеристике пластовая нефть горизонта БС₁₀ месторождения X – сернистая, малосмолистая, парафинистая, а

разгазированная – средней плотности, маловязкая, смолистая, сернистая, парафинистая, с выходом фракций до 350 °С от 44 до 58%.

Свойства и состав пластовых вод

Химический состав и свойства пластовых вод месторождения X изучены по 21 образцу устьевых проб, отобранных при опробовании 15 скважин из них 12 проб по горизонту БС₁₀ (таблица 2.15).

Таблица 2.15 – Содержание ионов и примесей в пластовой воде

Содержание ионов, мг/л и примесей, г/м ³	Горизонт БС ₁₀			
	Кол-во исслед.		Диапазон измерения	Среднее значение
	скв.	проб		
Cl ⁻	8	12	6170,0 – 10496,4	9192,01
SO ₄ ⁻	2	2	4,0 – 67,0	35,5
HCO ₃ ⁻	8	12	299,5 – 1061,0	677,08
Ca ₂ ⁺	8	12	124 – 440,0	276,91
Mg ₂ ⁺	8	12	19,0 – 48,8	31,25
Na ⁺ +K ⁺	8	12	4172,0 – 6451,0	5878,53
Примеси	8	12	–	–
pH	8	12	7,05 – 8,7	7,92

Пластовые воды продуктивного горизонта БС₁₀ можно охарактеризовать, как хлоркальциевого и гидрокарбонатнонатриевого типа с минерализацией 11,4 – 17,5 г/л.

2.2 Анализ выработки запасов нефти объекта БС₁₀²⁺³ месторождения X и оценка эффективности реализованной системы разработки

Анализ выработки запасов объекта БС₁₀²⁺³

Объект БС₁₀² разрабатывается с 1976 г. Геологические запасы нефти 229713 тыс.т, утвержденные начальные извлекаемые 86024 тыс.т, утвержденный КИН 37,4 %.

На начало 2021 года накопленная добыча нефти составила 64443,9 тыс.т, что составляет 74,9% от начальных извлекаемых запасов, текущий коэффициент извлечения нефти – 28,1%. В 2020 году при обводненности продукции в 95,5% добыто 219,1 тыс.т нефти. Фонд скважин с начала разработки – 1591.

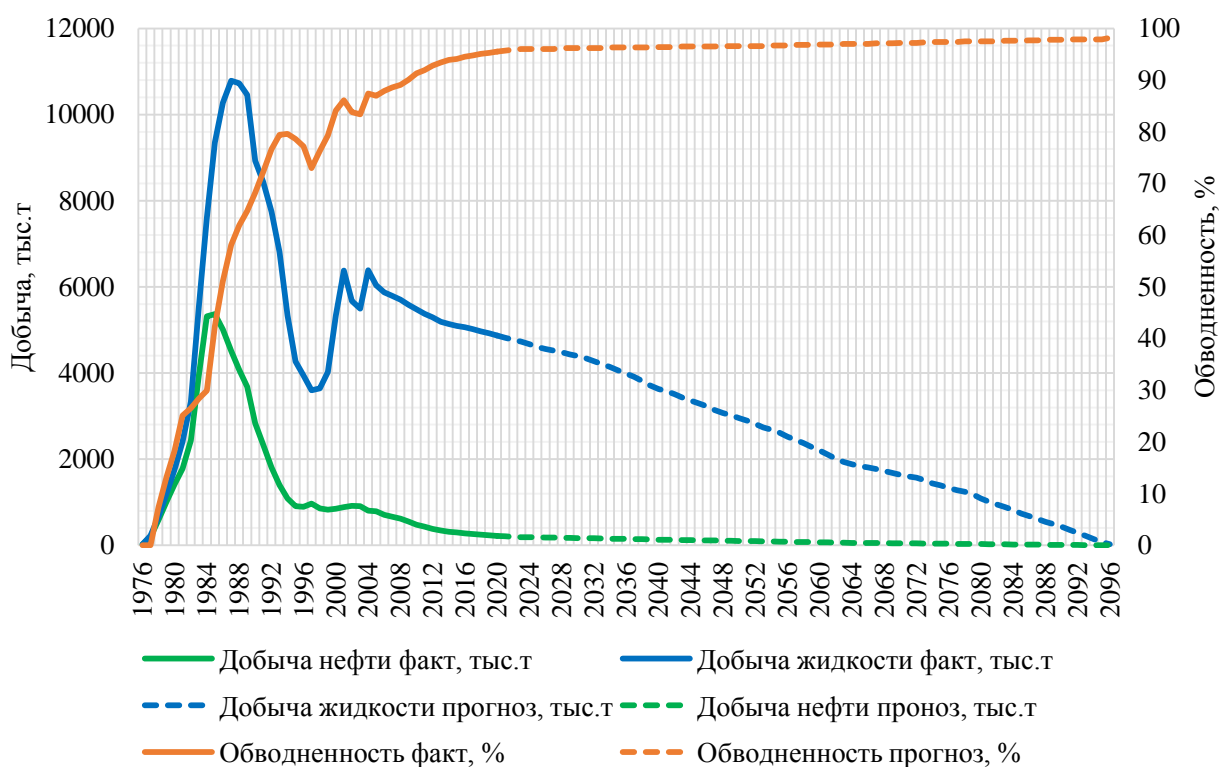


Рисунок 2.4 – Динамика добычи нефти, жидкости и обводненности продукции (фактические данные и прогнозные)

На рисунке 2.4 представлена динамика фактических и прогнозных значений добычи нефти, жидкости и обводненности до 2096 года, из которого подтверждается, что месторождение находится на завершающей стадии разработки, когда добыча нефти достаточно мала по сравнению с предыдущими годами и с каждым годом продолжает падать, а обводненность приближается к 100%.

Залежь является водоплавающей. Промысловые показатели и имеющиеся данные ГИС говорят о том, что на начальном этапе скважины обводняются от ВНК. В процессе образования промытого конуса, скважина обычно обводняется до 60–80 % воды, затем наступает некоторая стабилизация обводненности.

Одновременно в пласте идет латеральное вытеснение. Подход воды по высокопроницаемым интервалам вызывает резкие скачки дальнейшего обводнения, которые в свою очередь, приводят к выбытию скважин из эксплуатации.

Наблюдается аналогичная пласту БС₁₀¹ тенденция отставания выработки низкопроницаемых пропластков. На поздних стадиях разработки доминирующим фактором, влияющим на структуру текущих запасов нефти, является неоднородность по проницаемости, и зависимости, полученные для оценки вероятности обводнения пропластков для объектов БС₁₀² и БС₁₀¹ являются аналогичными.

Таким образом, обводнение скважин объекта БС₁₀²⁺³, согласно результатам эксплуатации скважин и геофизическим исследованиям, происходит за счет подъема ВНК, а также закачиваемыми водами по латерали.

Основную информацию для осуществления контроля за разработкой на месторождении обеспечивают промыслово-геофизические методы исследований скважин (ПГИС).

Анализ результатов интерпретации промыслово-геофизических данных, полученных при исследовании 111 скважин, показал, что подавляющая часть исследованных скважин (это более 70 % или 83 ед.) имеют высокий коэффициент вскрытия перфорацией (Крт), который изменяется от 0,7 до 1,0 и только около 7% скважин (7 ед.) имеют низкий Крт (интервал изменения от 0,3 до 0,4), в среднем по скважинам его величина составляет 0,89.

На объекте БС₁₀²⁺³ в среднем коэффициент вскрытия перфорацией составляет 0,92. Если учесть Крт равный 0,89, получается что 18 % всего интервала разреза разработкой не охвачено. Для вовлечения в разработку данных интервалов возможно проведение ряда мероприятий по дострелу. Таким образом, на объекте БС₁₀²⁺³ в большей части скважин отмечена работа всего интервала перфорации.

В пласте имеется наличие остаточных потенциальных извлекаемых запасов в окрестностях стягивающего ряда, также непромытые участки пласта имеются и в местах, непосредственно прилегающих к нагнетательному ряду, что присуще и пласту БС₁₀¹.

Для контроля за характером обводнения пластов BC_{10}^1 и BC_{10}^{2+3} проведены трассерные исследования на 10 опытных участках, включающих 11 нагнетательных скважин. Выполненный комплекс индикаторных исследований позволил оценить текущую фильтрационную обстановку в исследуемой части пласта, определить параметры пласта, выявить промытые зоны, рассчитать объем каналов фильтрации.

Результаты индикаторных исследований свидетельствуют о наличии в продуктивной толще сверхпроводящих каналов. Генезис подобных образований может быть связан как с техногенным воздействием на продуктивные пласты в процессе разработки, так и с особенностями осадконакопления и диагенеза.

Развитая система трещиноватости на пластах BC_{10}^1 и BC_{10}^{2+3} может быть следствием от проведенных мероприятий по гидроразрыву пластов, и создания избыточного давления на пласты посредством нагнетательных скважин, о чем свидетельствуют быстрый приход индикатора. Высокие скорости фильтрации обусловлены высокой проницаемостью, значения которой варьируются от 367 мД до 1000 мД. Максимальная скорость отмечается по пласту BC_{10}^1 – 962 м/сут, по пласту BC_{10}^2 – 462 м/сут.

Таким образом, в результате анализа контроля выработки запасов показал, что процесс заводнения в объеме пластов нефтяного месторождения X идет неравномерно в связи с его высокой неоднородностью. Для равномерности выработки пласта необходимы мероприятия по усилению воздействия на слабодренируемые интервалы разреза.

Характеристика обводнения пласта в виде зависимости накопленной добычи нефти от обводненности приведена на рисунке 2.5.

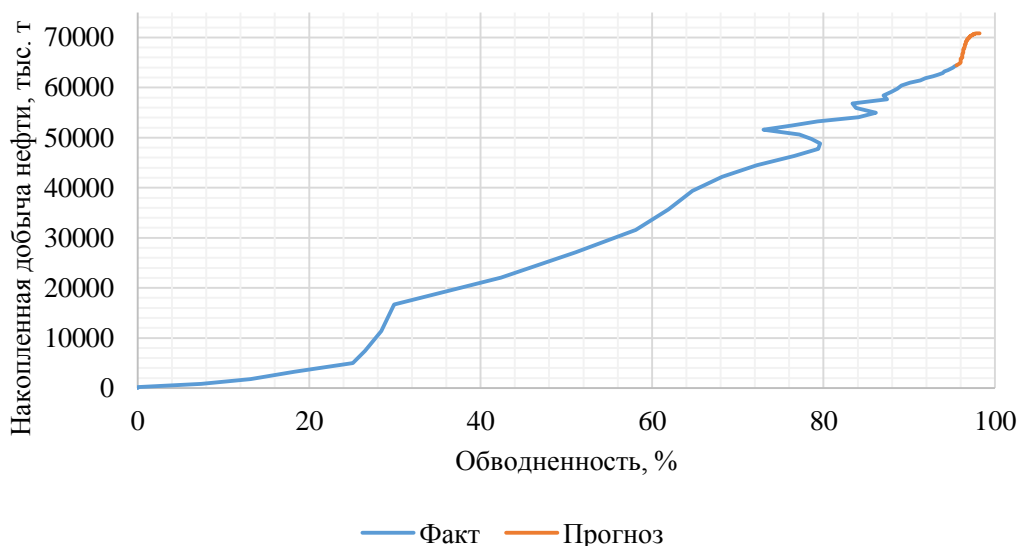


Рисунок 2.5 – Характеристика обводнения пласта в виде зависимости накопленной добычи нефти от обводненности

В настоящее время при отборе 74,9 % от НИЗ текущий коэффициент охвата составляет 0,547, при постановке запасов на государственный баланс величина прогнозного коэффициента охвата вытеснением оценивалась величиной 0,658. Учитывая большой процент бездействующего фонда (30 %) и высокую обводненность, по прогнозу, при сложившихся в настоящее время условиях разработки величина фактического КИН будет ниже утвержденного значения.

По прогнозу, при сложившейся системе разработки по характеристикам вытеснения потенциально извлекаемые запасы нефти оцениваются в объеме 71 млн.т, что ниже утвержденных НИЗ на 18% (15 млн. т).

Для выявления структуры текущих запасов нефти для пласта БС₁₀² проводилось трехмерное гидродинамическое моделирование. Результаты моделирования процесса вытеснения нефти в данных условиях показывают, что на конечных этапах оставшиеся запасы остаются в низкопроницаемых коллекторах межскважинного пространства в кровле пласта, а в разрезе продуктивного пласта БС₁₀²⁺³ находится около 88,3 млн. т подвижных запасов нефти.

Результаты гидродинамического моделирования полностью подтверждают описанный ранее механизм выработки запасов нефти: зоны максимальной концентрации остаточных запасов нефти, где еще можно получать сравнительно благоприятные показатели разработки, сосредоточены в окрестности стягивающего ряда. Области максимальной выработки запасов (там, где пласт максимально промыт) сосредоточены в местах, прилегающих к нагнетательным рядам.

В настоящее время по основному горизонту БС₁₀ реализована блочно-замкнутая система разработки с отдельными элементами очагового заводнения плотностью сетки 14,4 га/скв., размеры ячеек 1800x2400. По разрезу горизонта выделены объекты БС₁₀¹ и БС₁₀²⁺³. Разработка объектов ведется совместно-раздельным способом.

Промысловые данные показывают, что совместные скважины, имея более высокий дебит, работают более устойчиво, чем самостоятельные. В результате, удельная накопленная добыча нефти на метр нефтенасыщенной толщины каждого из объектов по совместным скважинам больше, чем по самостоятельным, находящимся в аналогичных условиях.

Отрицательной стороной совместной эксплуатации является преждевременное отключение скважин пласта БС₁₀²⁺³ по причине опережающего движения фронта воды по высокопродуктивным интервалам пласта БС₁₀¹.

Как отмечалось, на месторождении реализована блочно-замкнутая система. Такая система на практике требует жесткого регулирования объемов закачки в соответствии с реализуемыми отборами жидкости.

Ввиду недостаточности мер по регулированию процесса разработки, реализация блочно-замкнутой системы привела к значительному превышению пластовых давлений по сравнению с первоначальными.

Жесткость системы ППД приводила к оттокам нефти в соседние элементы пласта и оттеснению нефти от забоев скважин при их остановках. Все это послужило причиной преждевременного отключения скважин.

Допущенные по технико-экономическим причинам высокие темпы отключения скважин привели к более резкому падению добычи нефти. При сложившейся динамике выбытия фонда скважин будут снижаться годовые отборы жидкости.

По состоянию на начало 2021 г. накопленная прокачка жидкости составила 0,79. Ожидаемая накопленная прокачка жидкости на момент прекращения разработки при сложившихся тенденциях не превысит 1,77.

Как отмечалось ранее, согласно данным геолого-промыслового анализа конечный коэффициент нефтеизвлечения ожидается существенно ниже утвержденного, если не предпринять дополнительных мер.

На месторождении имеются резервы, позволяющие увеличить коэффициент нефтеотдачи пластов и стабилизировать уровни добычи нефти.

Проведение необходимых геолого-технологических мероприятий по работе с пробуренным фондом позволят увеличить продолжительность работы скважин за счет оптимизации дебитов, широкомасштабного применения физико-химических МУН, использование выбывающих скважин одного объекта на других объектах и т.д.

Запроектированные технологии строительства скважин обеспечивают их нормальную эксплуатацию, однако, в отдельных скважинах отмечаются факты некачественного цементаж, что ведет к нерегулируемому массообмену между пластами (заколонные перетоки) и является дополнительным источником обводнения скважин.

Согласно проведенному геолого-промысловому анализу, основным источником поступления воды в скважины являются промытые высокопродуктивные интервалы пласта.

С учетом необходимости изоляции водоносных интервалов и заколонных перетоков, целесообразно проведение РИР по всему эксплуатационному фонду скважин.

Оставшийся на месторождении действующий фонд добывающих скважин на данном этапе разработки месторождения не обеспечивает достижение утвержденного КИН. Необходимо усиление системы разработки путем увеличения коэффициента охвата пласта воздействием, однако бурение новых скважин считается экономически неэффективным мероприятием для месторождений на завершающей стадии разработки. Альтернативным решением является зарезка боковых стволов на уже имеющихся скважинах.

Таким образом, реализованная система разработки требует усиления в направлениях:

- интенсификации добычи нефти за счет проведения необходимых геолого-технологических мероприятий;
- замедление темпов обводнения;
- выравнивание профиля вытеснения;
- поддержание фонда скважин;
- выработке неразработанных участков пласта;
- увеличение охвата пласта воздействием.

Работа в данных направлениях позволит стабилизировать добычу нефти на месторождении и достигнуть утвержденных значений КИН.

2.3 Анализ проведенных на месторождении геолого-технических мероприятий

Программа проведенных и запланированных ГТМ на месторождении X представлена в таблице 2.16.

Таблица 2.16 – Программа геолого-технических мероприятий на нефтяном месторождении X

Применяемые МУН	Зарезка горизонтальных стволов	ГРП	Перев. добыв. скважин с др. объем.	Ввод доб. скважин из других кат-ий	Вывод добыв. скважин из б/д	РИР, ремонт подземного и наземного оборудования (КРС)	ОПЗ	МУН	перфорационные методы	Смена насоса
2006	3	0	10	3	15	15	36	34	0	21
2007	0	8	7	3	37	14	67	45	5	21
2008	0	6	12	0	33	18	85	55	4	20
2009	0	0	12	0	26	18	74	53	2	21
2010	0	0	0	0	0	15	81	57	3	18
2011-2015	7	83	3	0	0	52	367	313	3	62
2016-2020	40	442	2	0	0	49	458	330	0	19
2021-2030	135	245	0	0	0	45	880	664	0	0
2031-2040	77	0	0	0	0	38	747	576	0	0
2041-2050	0	0	0	0	0	25	529	462	0	0
2051-2090	0	0	0	0	0	0	903	586	0	0
Сумма	262	511	46	6	111	289	4227	3175	17	182

Как видно из таблицы, на месторождении применяются различные виды ГТМ, наиболее популярными из которых являются обработки призабойных зон скважин и использование методов увеличения нефтеотдачи.

В таблице 2.17 (Приложение К) представлены результаты опыта применения геолого-технических мероприятий на нефтяном месторождении X, из которой заметно увеличение количества геолого-технических мероприятий за последние пять лет почти в два раза по сравнению с прошлым периодом.

На основании таблицы 2.17 (Приложение К) составлена круговая диаграмма соотношения прироста КИН за счет проведенного ГТМ (рисунок 2.6). Из рисунка видно, что наибольший прирост КИН достигнут за счет ГРП, применения потокоотклоняющих технологий, зарезке боковых стволов (зарезка вторых стволов + зарезка горизонтальных стволов) и бурения горизонтальных скважин, что логично, поскольку, как было указано ранее, главные уязвимые направления разработки связаны с доизвлечением остаточных запасов, находящихся в слабопроницаемых частях пласта, выравниванием профиля

вытеснения и борьба с увеличением обводненности. Наименьшую эффективность показали перфорационные методы, поскольку коэффициент вскрытия перфорацией изначально был высок (89%), и замена насоса, которая почти никак не отразилась на эффективности разработки месторождения на поздней стадии.

Если смотреть соотношение дополнительной добычи нефти на одну операцию ГТМ, то наиболее эффективно себя показали мероприятия по бурению горизонтальных скважин и ЗБС (рисунок 2.7), однако в данном случае для более точной оценки необходимо учитывать также соотношение стоимости проведения одной операции ГТМ и экономического эффекта от дополнительной добычи нефти. Всего проведенные геолого-технические мероприятия за 1976–2020 года позволили увеличить КИН на 2,3% и дополнительно добыть 13,5 млн. т нефти.

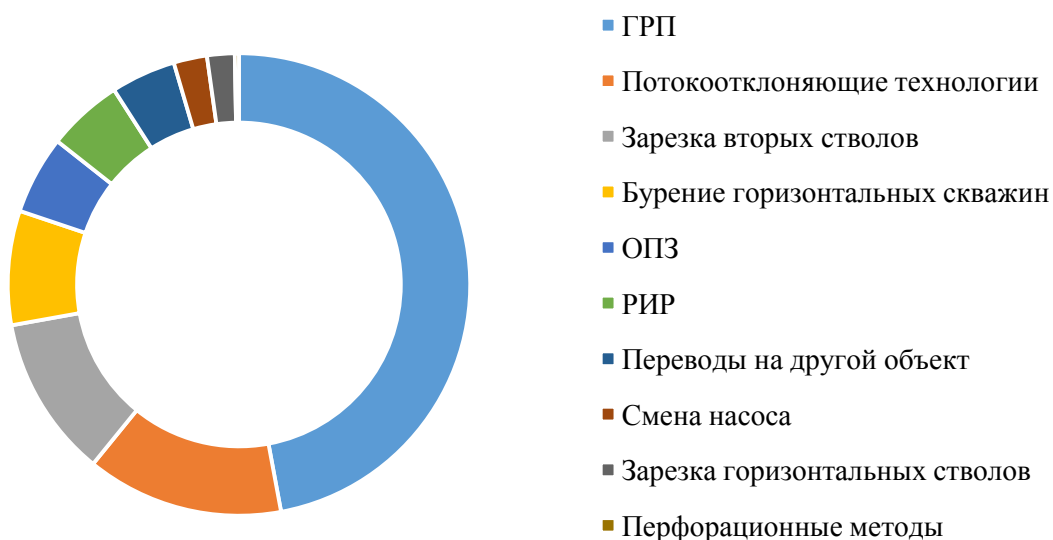


Рисунок 2.6 – Прирост КИН за счет применения ГТМ



Рисунок 2.7 – Добыча нефти на 1 операцию ГТМ, тыс.т/скв.-операцию

Таким образом, опыт применения геолого-технических мероприятий на нефтяном месторождении X достаточно богат и разнообразен. Наиболее эффективно показали себя мероприятия, направленные непосредственно на проблемные места разработки находящегося на завершающем этапе разработки месторождения. Таким образом, в дальнейшем предполагается сфокусироваться именно на этих геолого-технических мероприятиях.

3 РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСА ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ

3.1 Технологии проведения комплекса геолого-технических мероприятий

3.1.1 Зарезка боковых стволов

Зарезка боковых стволов (ЗБС) – одна из эффективных технологий, позволяющих увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами [40].

Путём бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной.

Применение технологии зарезки боковых стволов фактически заменяет уплотняющее бурение новых скважин, помогает сохранить старую скважину, сэкономить затраты на её освоение и способствует увеличению нефтеотдачи пластов. В отличие от уплотняющего бурения, применение технологии ЗБС обычно намного выгоднее с экономической точки зрения и целесообразно для месторождений на завершающей стадии разработки.

Мероприятия по зарезке горизонтальных боковых и наклонно-направленных стволов служат для интенсификации системы разработки месторождений и содействуют повышению коэффициента извлечения нефти из продуктивных коллекторов, фондоотдачи инвестированного капитала.

Осуществление бурения боковых стволов производится по специальному индивидуальному плану работ на зарезку и бурение бокового ствола с горизонтальным участком из обводнённой или бездействующей эксплуатационной скважины. Индивидуальный план включает в себя технико-технологические решения по осуществлению данных мероприятий.

Операции по бурению производятся с учётом текущего состояния структуры остаточных запасов нефти и в соответствии с технологическими решениями проектных документов на разработку месторождения. Преимуществом данного вида ГТМ является то, что к зарезке пригодны практически любые скважины.

Существуют следующие основные цели ЗБС:

1) Выработка недренируемых участков (краевые зоны месторождений). Запасы краевых зон месторождений или вблизи границы выклинивания пласта, как правило, характеризуются малыми толщинами и высокими коэффициентами нефтенасыщенности. Для таких участков имеется возможность зарезки бокового ствола из пробуренной скважины, и тем самым получения дополнительной добычи нефти, которую невозможно извлечь иными методами. А заложение на этих участках новых скважин, как правило, экономически нецелесообразно.

2) Вывод скважин из бездействия.

3) Переход на другой (нижележащий) пласт или доразведка.

4) Снижение процента обводнённости добываемой продукции. Как известно, на месторождениях поздней стадии разработки остаются участки с высокой нефтеносностью в высокообводнённых пластах. При зарезке горизонтальных боковых стволов в подкровельную часть таких пластов открывается возможность существенно повысить КИН. Другими словами, по факту осуществляется уплотняющее бурение, но с более низкими затратами.

5) Интенсификация добычи из малопроницаемых коллекторов. Высокую эффективность по малопроницаемым юрским отложениям показала зарезка горизонтальных боковых стволов из старых наклонно-направленных скважин.

6) Уход от фронта обводнения (нагнетания). При прорыве фронта закачиваемых вод при разработке месторождений с использованием жёстких систем заводнения добывающие скважины быстро обводняются. Как правило, обводнённые интервалы пласта не удаётся надёжно изолировать, а самым

эффективным методом в данном случае является ЗБС с уходом от фронта нагнетания.

Задачи, выполняемые компаниями для реализации поставленных целей [45]:

- а) учет критериев при выборе скважин-кандидатов для проведения ЗБС в зависимости от поставленной цели;
- б) анализ технологических особенностей проведения ЗБС;
- в) выявление проблематики при реализации ЗБС;
- г) оценка экономической эффективности и востребованности метода ЗБС.

Одним из главных условий для эффективной зарезки боковых стволов является правильный выбор скважины, который предполагает необходимость учета следующих моментов:

- 1) Ожидаемый дебит скважины должен обеспечить требуемый отбор углеводородов на определенный период времени.
- 2) Информация о продуктивности планируемого бокового отверстия должна совпадать с информацией промышленных запасов нефти.
- 3) Выбор скважины определяется существующим вскрытием более одного продуктивного пласта или планируемым вскрытием нескольких продуктивных пластов в дальнейшем для обеспечения длительной эксплуатации скважины.

После учета основных критериев выбора скважины под ЗБС, возникает необходимость более детального изучения основных геолого-технологических параметров системы пласт-скважин, при которой следует руководствоваться следующими критериями:

- 1) имеется возможность перевода ствола скважины под закачку вытесняющего агента;
- 2) мощность пласта составляет не менее 3 м для зарезки горизонтального ствола;

3) величины текущего давления обеспечивают эффективный процесс вытеснения нефти, либо имеется система поддержания пластового давления;

4) азимут бурения скважины направляется в сторону залегания величины максимально извлекаемых запасов;

5) остаточные запасы должны быть сопоставимы для окупаемости затрат на зарезку.

При других равных условиях предпочтение отдается скважинам, уже пересекшим невыработанные запасы.

3.1.2 Полимерное заводнение

В настоящее время на рассматриваемых объектах нефтяного месторождения X существует необходимость применения технологий увеличения нефтеотдачи на пластах, где организована система поддержания пластового давления, на что указывает текущее состояние разработки и степень реализации проектных решений.

Наиболее доступной и эффективной технологией воздействия на пласт, способствующей активной выработке запасов нефти и обеспечивающей поддержание необходимого пластового давления, является заводнение.

Эксплуатация рассматриваемых объектов нефтяного месторождения X, согласно проектным документам, осуществляется с применением ППД, причем закачка воды, общий накопленный объем которой на начало 2021 года превысил 578 млн. м³, производится с 1978 года.

Существуют различные схемы и технологии заводнения: непосредственная закачка воды в пласт и закачка водных растворов с содержанием различных химических реагентов (щелочное, полимерное, и мицеллярное заводнение, водогазовое воздействие и др.). Добавление реагентов способствует увеличению коэффициента вытеснения нефти и увеличение охвата пласта воздействием.

В настоящее время имеются актуальные проблемы, связанные с использованием обычного заводнения на месторождении X – крайне высокая обводненность добываемого флюида в результате языкообразования и неравномерного фронта вытеснения, в результате которого в слабопроницаемых каналах осталась значительная часть нефти.

Для борьбы с данными проблемами целесообразно использование одного из таких вариантов геолого-технических мероприятий, как полимерное заводнение, ПАВ-полимерное заводнение, мицеллярное заводнение и др.

Необходимо учитывать возможные дополнительные негативные последствия при закачке в пласт химреагентов, вызванные взаимодействием реагентов с породами пласта: набухание глинистых минералов; кольматация порового пространства нефтепродуктами и мехпримесями; отложение солей при смешении пластовых и закачиваемых водных растворов и др.

Однако объекты нефтяного месторождения X в большинстве случаев обладают средними значениями ФЕС. Таким образом, кольматация проницаемых интервалов призабойной зоны пласта нагнетательных скважин должна быть минимальной при условии соблюдения содержания рекомендованных концентраций реагентов в закачиваемой воде, что, однако, не исключает возможности проведения дополнительных мероприятий в процессе эксплуатации по увеличению приемистости на определенных скважинах.

Полимерное заводнение – это технологически простой и высокоэффективный метод повышения нефтеотдачи пластов, основанный на добавке к воде небольшого количества водорастворимых полимеров при обычном заводнении нефтяных пластов [46]. При полимерном заводнении в большинстве случаев используют реагент полиакриламид, который отличается невысокой стоимостью по сравнению с зарубежными полимерами.

По сравнению с традиционными технологиями заводнения полимерное заводнение дает гораздо более заметное повышение нефтеотдачи. Технология осуществления полимерного заводнения заключается в первоначальном

смешивании и последующем закачивание полимера, которое производится на протяжении длительного периода времени, пока полимер не заполнит до половины порового объема пласта.

Отрицательной стороной обычного заводнения является тот факт, что при закачивании в коллектор воды в силу градиента давления она идет по пути наименьшего сопротивления – по высокопроницаемым каналам в сторону от нагнетательных к соседним добывающим скважинам. Причем при наличии в пласте высоковязкой нефти (с вязкостью выше вязкости воды) нагнетаемая вода просачивается через пластовую нефть и обходит ее, что приводит к снижению процесса вытеснения и степени охвата коллектора, а значит и к снижению уровня извлечения нефти. Добавка полимера позволяет улучшить соотношения вязкостей воды и нефти и частично выровнять профили приемистости и отдачи.

За счет содержания в воде высокомолекулярных полимеров происходит увеличение её вязкости и снижение подвижности в высокопроницаемых зонах, благодаря чему выравнивается фронт вытеснения и уменьшается вязкостное языкообразование. Данные факторы приводят к повышению коэффициентов охвата и вытеснения при заводнении.

Опыт применения полимерного заводнения по всему миру показал его высокую эффективность. Для полимерного заводнения обычно применяются высокомолекулярные полимеры трех типов:

- на основе акриламида,
- полиэтиленоксиды
- полисахариды.

Сохранять фазовую проницаемость для нефти и снижать её для воды – главное свойство полимерных растворов. Поступая преимущественно в высокопроницаемые пропластки (чем выше проницаемость пропластка, тем больше поступает в него реагента), полимер приводит к значительному повышению фильтрационного сопротивления высокопроницаемых слоев. Для

выравнивания профилей приемистости и отдачи описанное выше свойство растворов полимеров широко используется на любой стадии разработки нефтяных месторождений.

Технологическая и экономическая целесообразность применения полимерного заводнения на любой стадии разработки месторождения несомненна. Однако существуют оптимальные условия использования полимерного заводнения, при которых основные показатели разработки месторождения наилучшие.

Также возможно использование улучшенной технологии полимерного заводнения – ПАВ-полимерное заводнение. Включение такого реагента, как ПАВ поможет резко снизить межфазное натяжение до сверхнизких значений (около 0,001 мН/м), в результате чего минимизируется действие капиллярных сил, тем самым увеличится процент доизвлечения остаточной нефти. Однако применение ПАВ-полимерного заводнения необходимо оценивать с экономической точки зрения – насколько рентабельно будет закачивать в пласт вместо одного уже два реагента, учитывая завершающую стадию разработки месторождения и выработку запасов в 74,9% от начальных извлекаемых запасов.

3.1.3 Гидравлический разрыв пласта

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – искусственный метод образования новых или раскрытия уже существующих трещин в породах призабойной зоны путем закачки жидкости в пласт под высоким давлением [19].

В настоящее время используется усовершенствованная технология – многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП), которая наиболее эффективна для горизонтальных скважин, и которая может использоваться как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах [19, 23]. МГРП представляет собой несколько циклов гидроразрыва пласта, что, в свою очередь, в отличие от

обычного, одностадийного ГРП, позволяет сократить время и ресурсы (как экономические, так и человеческие) и, одновременно, увеличить площадь воздействия на пласт при проведении одной операции.

ГРП позволяет улучшить фильтрацию флюида из слабопроницаемых частей пласта путем создания новых и увеличения уже существующих каналов.

Применение ГРП на месторождении X на настоящее время целесообразно только в местах высокого скопления остаточных запасов нефти и низкопроницаемых участках пласта, причем возможно применение данного ГТМ совместно с зарезкой боковых стволов скважин. Полимерное заводнение в этом комплексе мероприятий поможет минимизировать возможные нежелательные последствия от операции ГРП путем блокирования возможных образовавшихся высокопроницаемых высокообводненных каналов.

3.2 Выбор скважин-кандидатов для ГТМ

Критерии выбора скважин для проведения ГТМ:

- большая текущая нефтенасыщенная толщина;
- большое расстояние до добывающих скважин (эффективный радиус дренирования);
- извлекаемые запасы нефти на 1 метр нефтенасыщенной толщины;
- высокая проницаемость;
- наличие неперфорированных интервалов пласта в скважине;
- отсутствие гидродинамической связи с перфорированным пластом;
- большой прогнозный дебит;
- технико-экономическая оценка эффективности выполнения ГТМ должна иметь положительную характеристику.

Мероприятия по зарезке боковых стволов (в т.ч. ЗБС + МГРП), направлены, главным образом, на выработку остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ). Поэтому основной задачей при планировании ГТМ является поиск

участков с низкой выработкой ОИЗ, в которых прогнозная обводненность, проницаемость и текущее пластовое давление позволят получить рентабельный прирост добычи нефти. Для решения описанной задачи необходимо выполнить следующие мероприятия [46]:

1) Построение карты остаточных нефтенасыщенных толщин. Очень важным моментом является учет наличия трещин ГРП, отбора и закачки по направлению этих трещин, отбора запасов и закачки по траектории горизонтального ствола. Влияние этих факторов дает возможность более точно определить наличие остаточных запасов в межскважинном пространстве.

2) Построение карты выработки запасов. Наличие остаточных запасов в межскважинном пространстве не позволяет утверждать, что эти запасы извлекаемые. Как известно, достигаемый коэффициент извлечения нефти месторождений составляет в среднем 0,3. Поэтому очень важно оценить выработку запасов и найти такие участки, где имеются ОИЗ, но текущая выработка низкая.

3) Построение карты прогнозной обводненности с учетом фактических данных по существующим скважинам и по расчетным данным в проектных целях. Каждой проектной цели в межскважинном пространстве соответствует своя текущая выработка, и, если учитывать влияние пусковой обводненности в существующих скважинах на нулевую выработку запасов, то можно рассчитать влияние прогнозной обводненности в межскважинном пространстве на текущую выработку. Скважины с негерметичностью эксплуатационной колонны и перетоками исключаются из прогноза.

4) Расчет и подбор скважин для ЗБС по проектным целям.

Структура подбора и расчета включает пять основных операций:

- выбор потенциального фонда скважин для ЗБС;
- выбор потенциальных проектных целей;
- оценка критериев и рисков ЗБС для проектных целей;

- расчет эффективности: оценка потенциала, определение профиля дополнительной добычи нефти, оценка экономических показателей;
- формирование рейтинга скважин-кандидатов.

При выборе объекта для полимерного заводнения необходимо провести эксперимент на небольшом участке с меньшими затратами прежде чем внедрять данную технологию на всем месторождении. Выбор такого объекта в основном зависит от минимизации времени отклика пласта для получения информации для решения о применении ПЗ на всем месторождении.

Время отклика зависит от многих факторов, таких как: толщина пласта, скорость закачки реагента, история разработки и др. В основном, общие принципы выбора объекта для ПЗ следующие [47]:

1. Сначала необходимо выбрать такой участок, на котором можно отделить и изолировать добычу нефти от закачки полимера. Это можно осуществить для вертикальных скважин, используя пятиточечную систему разработки с центральной добывающей скважиной, и для горизонтальных – используют 1 добывающую скважину и 2 нагнетательные.

2. Подобрать оптимальный интервал для максимизации эффекта. Для вертикальных скважин данное расстояние составляет 100-150 м, для горизонтальных – 100 м. Максимальная длина для горизонтальных скважин 1 км. Если же расстояние будет меньше возможен прорыв воды, что отрицательно скажется на эффективности технологии ПЗ.

3. С помощью трассерных исследований установить, есть ли гидродинамическая связь между добывающей и нагнетательной скважинами.

4. Если пласт, на котором собираются проводить ПЗ, многопластовый, то следует изолировать зону закачки реагента. Если зона закачки расположена вблизи водонефтяного контакта (ВНК), то также следует изолировать эту зону.

5. Также необходимо проверить состояние и чистоту скважины. В вертикальных скважинах должно быть минимум 12 перфорационных отверстий на 31 см, чтобы свести сдвиг к минимуму.

Можно выделить несколько стадий подготовки ПЗ. В первую очередь произвести отбор объекта для ПЗ, который должен удовлетворять 3 основным ГФУ: пластовой температуре, проницаемости пласта и минерализации пластовой воды. Выбрать тип полимера, который характеризуется некоторыми свойствами такими, как хорошая загущающая способность, устойчивость к сдвигу, низкая степень удерживания, термоустойчивость, а также химическая и биологическая устойчивость. Рассчитать концентрацию и количество полимера. Разработать оборудование, которое будет использовано для смешивания, фильтрации и закачки полимера в пласт. Можно сформулировать некоторые шаги для эффективного применения ПЗ:

- детально изучить ГФУ пласта;
- провести исследования для определения концентрации полимера;
- произвести моделирование процесса для определения оптимального объема закачиваемого реагента;
- постоянно отслеживать процесс, а именно следить за фронтом вытеснения, качеством закачиваемого агента и воды.

Однако, как и многие процессы, ПЗ имеет свои недостатки. Основным недостаток данной технологии является потеря приемистости нагнетательной скважины. Происходит это в результате того, что при ПЗ повышается вязкость, которую не всегда возможно компенсировать увеличением давления нагнетания из-за деструкции полимера. Из-за различных факторов (например, сдвиг, температура, минерализация воды) полимер может разрушаться. Данный процесс приводит к снижению молекулярной массы и, как следствие, загущающей способности, которая является основой процесса ПЗ. Также возможны потери полимера из-за адсорбции или реакции с солями в пласте.

Таким образом можно выделить три категории для выбора объекта для ПЗ:

- геолого-физические – свойства пластовой жидкости и особенности коллектора;

- технологические – концентрация полимера в растворе, давление нагнетания, объем оторочки и т.д.;
- материально-технические – обеспеченность месторождения нужным оборудованием и химическими реагентами.

3.3 Прогноз технологического эффекта от применения комплекса ГТМ на основе характеристик вытеснения

Прогноз дополнительной добычи нефти за счет применения комплекса геолого-технических мероприятий осуществлялся на основании характеристик вытеснения. Характеристика вытеснения, предложенная Сазоновым Б.Ф.:

$$Q_n = A + B \cdot \ln Q_{ж},$$

где Q_n , $Q_{ж}$ – накопленная с начала разработки добыча нефти и жидкости соответственно; A , B – коэффициенты, определяемые статистической обработкой фактических данных [1].

Алгоритм решения задачи прогноза накопленной добычи нефти на основе характеристики вытеснения Сазонова Б.Ф.

1) Перейти к интегрированной модели добычи нефти вида:

$$\begin{cases} y_i = \alpha_1 + \alpha_2(x_i - x_{cp}) + \xi_i, & i = \overline{1, n} \\ \bar{\alpha}_1 = \alpha_1 + \eta_1, \\ \bar{\alpha}_2 = \alpha_2 + \eta_2, \\ \bar{y}_{n+j} = \alpha_1 + \alpha_2(\bar{x}_{n+j} - \bar{x}_{cp}) + \xi_j, & j = \overline{1, m} \end{cases}$$

где $x_{cp} = \sum_{i=1}^n \frac{x_i}{n}$, $\bar{x}_{cp} = \sum_{j=1}^m \frac{\bar{x}_{n+j}}{m}$, $y = V_n^*$, $x = \ln V_{ж}^*$, $\bar{y} = \bar{V}_n^*$, $\bar{x} = \ln \bar{V}_{ж}^*$.

2) Для интегрированной модели оценки параметров α_1 и α_2 определяются по формулам:

$$\alpha_1^*(\omega_1, \omega_2) = \frac{\sum_{i=1}^{n-3} y_i + \omega_1 \bar{\alpha}_1 + \omega_2 \sum_{j=1}^m \bar{y}_{n+j}}{n-3+\omega_1+\omega_2},$$

$$\alpha_2^*(\omega_1, \omega_2) = \frac{\sum_{i=1}^{n-3} y_i(x_i - x_{cp}) + \omega_1 \bar{\alpha}_2 + \omega_2 \sum_{j=1}^m \bar{y}_{n+j}(\bar{x}_{n+j} - \bar{x}_{cp})}{\sum_{i=1}^{n-3} (x_i - x_{cp})^2 + \omega_1 + \omega_2 \sum_{j=1}^m (\bar{x}_{n+j} - \bar{x}_{cp})^2},$$

где n – объем выборки базового интервала разработки.

3) В качестве управляющих параметров ω_1, ω_2 выбираются такие значения ω_1^*, ω_2^* , при которых средний квадрат ошибки достигает минимального значения:

$$J = \sum_{j=1}^3 (y_{n-3+j} - \alpha_1^*(\omega_1, \omega_2) - \alpha_2^*(\omega_1, \omega_2)(x_{n-3+j} - x_{cp}))^2 = \min_{\omega_1, \omega_2}.$$

Решение задачи проводится путем «ручной адаптации», т.е. подбора подходящих значений управляющих параметров. В качестве начальных значений управляющих параметров рекомендуется выбирать значения от $\omega_1 = 0,01, \omega_2 = 0,01$ до $\omega_1 = 0,2, \omega_2 = 0,3$.

4) Прогноз накопленной добычи нефти на пять последующих лет разработки осуществляется по формуле:

$$y_{n+j}^* = \alpha_1^*(\omega_1^*, \omega_2^*) + \alpha_2^*(\omega_1^*, \omega_2^*)(x_{n+j} - x_{cp}), \quad j = \overline{1,5}.$$

5) Расчет относительной ошибки прогноза добычи нефти производится по формуле:

$$\delta_j = \left| \frac{\alpha_1^*(\omega_1^*, \omega_2^*) + \alpha_2^*(\omega_1^*, \omega_2^*)(x_{n+j} - x_{cp})}{y_{n+j}^*} \right|, \quad j = \overline{1,5}.$$

Решение задачи

Объем выборки базового интервала составлял 10 лет. Экспертные оценки параметров исходной характеристики вытеснения: -97386 и 11351. Исходные данные представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Исходные данные, тыс. т.

Накопленная добыча жидкости	Накопленная добыча нефти	Экспертные оценки накопленной добыча жидкости	Экспертные оценки накопленная добыча нефти	Фактическая добыча нефти после проведения ГТМ
172239,5	59127,0	172349,5	59237,0	
178031,1	59787,2	178181,1	59887,2	
183729,5	60408,4	183799,5	60608,4	
189309,0	60960,7	189409,0	60990,7	
194789,9	61437,6	194889,9	61547,6	
200166,6	61873,1	200266,6	61973,1	
205459,2	62254,2	205559,2	62354,2	
210647,5	62596,6	210747,5	62696,6	
215785,0	62910,0	215985,0	63210,0	

Окончание таблицы 3.1.

220880,4	63210,6	220980,4	63410,6	
225942,3	63489,0	225982,3	63589,0	865,3
230962,2	63750,0	231082,2	63799,0	847,9
235931,8	63993,5	235991,8	64183,5	830,4
240851,1	64224,8	240951,1	64324,8	818,1
245720,3	64443,9	245810,3	64533,9	806,0

Для обучающей выборки накопленной добычи нефти используется формула:

$$y = V_n.$$

Для обучающей выборке функции от накопленной добычи жидкости используется формула:

$$x = \ln V_{ж}.$$

Экспертные оценки накопленной добычи нефти в прогнозируемом периоде рассчитываются по формуле:

$$\bar{y} = \bar{V}_n.$$

Экспертные оценки функции накопленной добычи жидкости в прогнозируемом периоде:

$$\bar{x} = \ln \bar{V}_{ж}.$$

Квадрат разности от функции накопленной добычи жидкости и среднего значения по формуле:

$$\sum_{i=1}^{n-3} (x_i - x_{cp})^2.$$

Произведение накопленной добычи нефти на разность функции от накопленной добычи жидкости и среднего значения:

$$\sum_{i=1}^{n-3} y_i (x_i - x_{cp}).$$

Квадрат разности экспертной оценки накопленной добычи жидкости и среднего значения от функции экспертной оценки накопленной добычи жидкости:

$$\sum_{j=1}^m (\bar{x}_{n-3+j} - \bar{x}_{cp})^2.$$

Произведение экспертной оценки накопленной добычи нефти на разность функции от накопленной добычи жидкости и среднего значения:

$$\sum_{j=1}^m \bar{y}_{n+j} (\bar{x}_{n-3+j} - \bar{x}_{cp}).$$

Таблица 3.2 – Расчетные данные

Обучающая выборка накопленной добычи нефти	Обучающая выборка функции от накопленной добычи жидкости	Экспертные оценки накопленной добычи нефти в прогнозируемом периоде	Экспертные оценки функции накопленной добычи жидкости в прогнозируемом периоде	Квадрат разности от функции накопленной добычи жидкости и среднего значения	Произведение накопленной добычи нефти на разность функции от накопленной добычи жидкости и среднего значения	Квадрат разности экспертной оценки накопленной добычи жидкости и среднего значения от функции экспертной оценки накопленной добычи жидкости	Произведение экспертной оценки накопленной добычи нефти на разность функции от накопленной добычи жидкости и среднего значения
59127,00	12,06			8,41E-03	-5421,16		
59787,20	12,09			3,44E-03	-3504,39		
60408,40	12,12			7,35E-04	-1637,55		
60960,70	12,15			7,88E-06	171,18		
61437,60	12,18			9,83E-04	1926,00		
61873,10	12,21			3,43E-03	3624,36		
62254,20	12,23			7,17E-03	5271,36		
		63589,00	12,33			1,83E-03	-2720,31
		63799,00	12,35			4,19E-04	-1305,50
		64183,50	12,37			3,14E-07	35,99
		64324,80	12,39			4,56E-04	1373,83
		64533,90	12,41			1,71E-03	2666,79
Итого							
425848,20	12,15	320430,20	12,37	2,42E-02	429,80	4,41E-03	50,80

Выбираются такие значения в качестве управляющих параметров ω_1^* , ω_2^* , при которых квадрат ошибки прогноза накопленной добычи нефти по контрольной выборке будет минимальным.

Путем «ручной адаптации» проводится решение задачи. В качестве начальных значений управляющих параметров подобраны значения: $\omega_1 = 0,001$, $\omega_2 = 0,0$.

Таблица 3.3 – Значения управляющих параметров и оценок параметров

Экспертная оценка параметра номер 1 преобразованной характеристики вытеснения	40509,67
Экспертная оценка параметра номер 2 преобразованной характеристики вытеснения	11351,00
Управляющий параметр номер 1	1,00E-03
Управляющий параметр номер 2	0,00
Оценка первого параметра характеристики вытеснения по обучающей выборке	60832,55
Оценка второго параметра характеристики вытеснения по обучающей выборке	17527,94

Далее можно рассчитать прогнозную добычу нефти по истории разработки до ГТМ, фактическую добычу в прогнозируемом периоде после проведения ГТМ и технологическую эффективность ГТМ (таблица 3.4).

Таблица 3.4 – Результаты расчетов технологической эффективности ГТМ

Года	заданных значений накоплен	накоплен ной добычи нефти по	добычи нефти на пять последующих лет	ошибка прогноза накоплен ной добычи	добыча нефти по истории разработ	добыча в прогнозируемом периоде после	Технологическая эффективность ГТМ
13	62762,17	4299,66					
14	63192,45	307,94					
15	63593,23	33353,33	63593,23	2,88E-03			
16			63985,55	6,24E-03	392,32	865,26	472,94
17			64376,72	9,06E-03	391,17	847,86	456,69
18			64745,22	8,75E-03	368,50	830,36	461,86
19			65109,75	1,22E-02	364,53	818,06	453,53
20			65459,71	1,43E-02	349,96	805,96	456,00
Итого		37960,94					2301,02

На основании таблицы были построены графики фактической и прогнозной накопленной добычи нефти на 5 лет (рисунок 3.1) и графики фактической добычи нефти после проведения ГТМ и прогнозной добычи до ГТМ (рисунок 3.2).

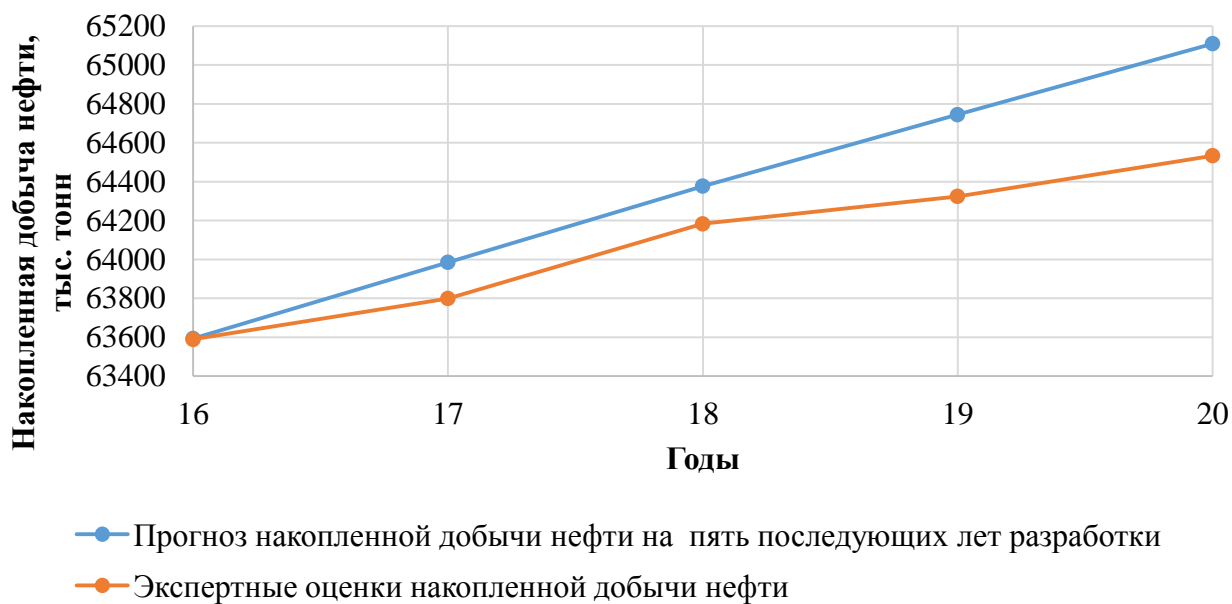


Рисунок 3.1 – Прогноз накопленной добычи на 5 лет и фактической накопленной добычи

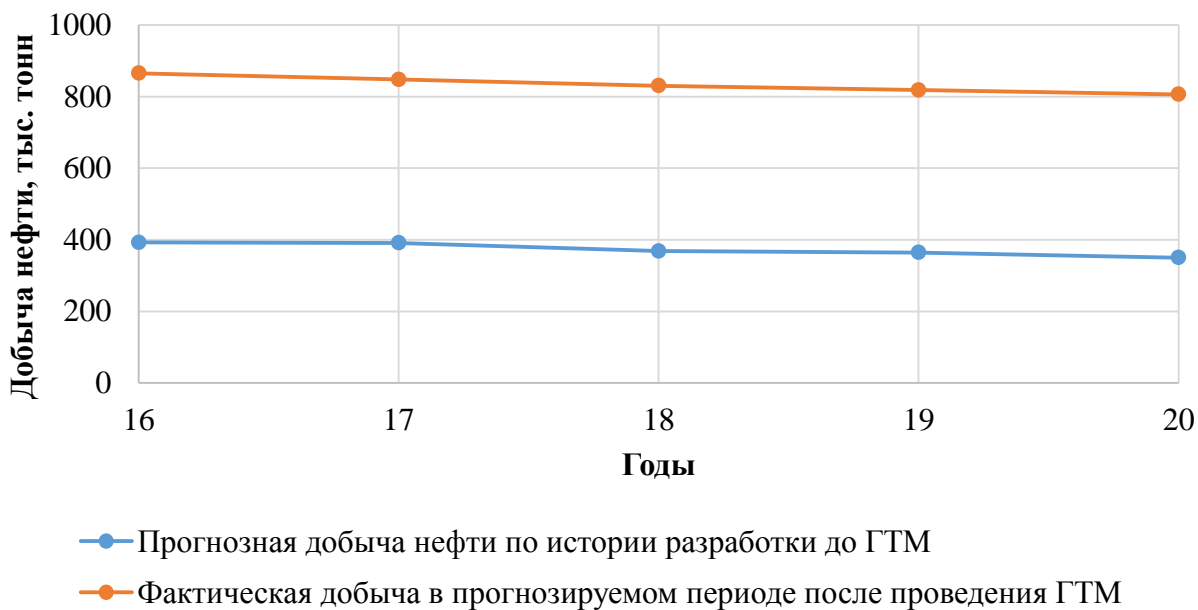


Рисунок 3.2 – Фактическая добыча нефти в прогнозируемом периоде после ГТМ и прогнозной добычи до ГТМ

В результате проведенных ГТМ по характеристике вытеснения Сазонова Б.Ф. оценочная дополнительная добыча нефти составила 2,3 млн. тонн, что соответствует приросту КИН на 1%.

Далее был рассчитан прогноз дополнительной добычи нефти за счет применения комплекса геолого-технических мероприятий на основании других

характеристик вытеснения: Камбарова Г.С., Пирведяна А.М., метода постоянного нефтесодержания, а также Говоровой–Рябининой. Результаты расчетов по данным методам, а также средние значения прогнозируемой дополнительной добычи нефти представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчетов технологической эффективности ГТМ по характеристикам вытеснения

Автор	Вид характеристики вытеснения	Технологическая эффективность ГТМ, тыс.т нефти	Прирост КИН
Сазонов Б.Ф.	$Q_n = A + B \cdot \ln Q_{ж}$	2301,018	0,010
Камбаров Г.С.	$Q_n = A + \frac{B}{Q_{ж}}$	2638,156	0,011
Пирведян А.М.	$Q_n = A + \frac{B}{\sqrt{Q_{ж}}}$	2511,598	0,011
Метод постоянного нефтесодержания	$Q_n = A + B Q_{ж}$	1828,258	0,008
Говорова–Рябининая	$\ln Q_n = A + B \cdot \ln Q_{ж}$	2149,547	0,009
Среднее значение		2285,715	0,010

Исходя из величины минимального квадрата ошибки прогноза накопленной добычи нефти наиболее оптимально себя показали характеристики Камбарова Г.С. и Пирведяна А.М.

В результате обработки полученных данных по пяти характеристикам вытеснения среднее значение технологической эффективности проведенного комплекса ГТМ оценивается в 2,29 млн. тонн дополнительно добытой нефти, что соответствует приросту коэффициента извлечения нефти на 1%.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью данного раздела является экономическое обоснование предлагаемого комплекса геолого-технических мероприятий для нефтяного месторождения X, поскольку только на основании экономических показателей, таких как показатель экономического эффекта, дисконтированный поток денежной наличности, прибыль от реализации продукции, период окупаемости можно судить об экономической эффективности предлагаемых мероприятий.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- рассчитать выручку от реализации дополнительно добытой нефти;
- произвести подсчет капитальных вложений, необходимых на проведение комплекса геолого-технических мероприятий;
- рассчитать прибыль от реализации с учетом всех затрат на проведение ГТМ;
- рассчитать экономические показатели проекта: поток денежной наличности, индекс доходности, период окупаемости;
- произвести экономическую оценку проведения комплекса геолого-технических мероприятий.

Комплекс ГТМ связан с получением дополнительной добычи нефти по рассматриваемому объекту разработки. Предлагаемые геолого-технические мероприятия для получения дополнительной добычи нефти: на добывающих скважинах – зарезка боковых стволов (ЗБС), с последующим проведением на них мероприятий многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП), на нагнетательных скважинах – осуществление полимерного заводнения путем применения технологии БПС (большеобъемных полимерных систем).

Экономическая эффективность проекта выражается в расчете прибыли от дополнительной добычи нефти, при этом должны быть учтены все статьи затрат.

4.1 Исходные данные для расчета эффективности внедрения комплекса геолого-технических мероприятий

Исходные данные для расчета экономических показателей осуществления комплекса геолого-технических мероприятий приведены в таблицах 4.1 и 4.2.

Таблица 4.1 – Исходные данные для расчета

Показатели	Единицы измерения	Значение
Кол-во проведенных операций ЗБС+ГРП	скв.-операций	100
Кол-во проведенных операций БПС	скв.-операций	100
Дополнительная добыча нефти	тыс.т.	2301,02
Стоимость операции ЗБС	тыс. руб.	39 411,30
Стоимость операции ГРП	тыс. руб.	3244,056
Стоимость полимера полиакриламида (ПАА)	тыс.руб/тонну	140
Расход полиакриламида (ПАА)	тонн/1 скв.-операцию	3
Цена реализации нефти на внутреннем рынке	руб/т.	36284,61
Норма дисконта	%	15
Расчетный период	лет	5

Таблица 4.2 – Исходные показатели технологической эффективности мероприятий ГТМ, тыс. тонн нефти

Год	Прогнозная добыча нефти по истории разработки до ГТМ	Фактическая добыча в прогнозируемом периоде после проведения ГТМ	Технологическая эффективность ГТМ
16	392,32	865,26	472,94
17	391,17	847,86	456,69
18	368,50	830,36	461,86
19	364,53	818,06	453,53
20	349,96	805,96	456,00
Итого			2301,02

На дату анализа средняя стоимость нефти марки Urals составила 66,99 долларов за 1 баррель нефти (или 36284,61 руб/тонну нефти) [53].

Экономическая оценка производится на пятилетний период при норме дисконта 15%.

При проведении расчетов по оценке экономической эффективности геолого-технических мероприятий использованы показатели для оценки проектных технологических решений в соответствии со следующими методическими материалами:

- «Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» (утвержденных приказом МПР РФ №61 от 21.03.07);
- «Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов» (Экономика, Москва, 2000г.);
- «Временные методические рекомендациями по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» (Москва, 2016 г.);
- «Правила разработки месторождений углеводородного сырья» (г. Москва, 2015г.).

4.1.1 Выручка от реализации

Выручка от реализации продукции (B_t) рассчитывается как произведение цены реализации нефти и дополнительной добычи нефти после комплекса ГТМ за годичный период:

$$B_t = (C_n * Q_n), \quad (4.1)$$

где C_n – цена реализации в t-ом году, руб./т; Q_n – дополнительная добыча нефти за t год.

Принимаем цену реализации продукции постоянной на протяжении 5-ти лет. Расчет выручки от реализации нефти за каждый прогнозный год добычи представлена в таблице 5.3.

Таким образом, прирост выручки за 5 лет разработки месторождения благодаря дополнительной добыче нефти в результате положительного эффекта применения комплекса ГТМ составил 83,5 млрд. руб.

Таблица 4.3 – Выручка от реализации дополнительно добытой нефти

Год	Дополнительная добыча нефти от ГТМ, тыс.т.	Выручка от реализации дополнительно добытой нефти, тыс. руб
2016	472,94	17160367,05
2017	456,69	16570897,66
2018	461,86	16758414,69
2019	453,53	16456241,54
2020	456,00	16545618,77
Итого		83491539,7

4.1.2 Затраты на проведение комплекса ГТМ

В соответствии с исходными данными (таблица 5.1.) капитальные вложения будут состоять из суммы затрат на осуществление операций зарезки боковых стволов (39 411,3 тыс. руб./скв.-операцию), операций гидроразрыва пласта (3244,056 тыс. руб./скв.-операцию) и затрат на реагент для полимерного заводнения – полиакриламид (ПАА) (140 тыс. руб/тонну). Стоимость операции ЗБС предоставлена проектным институтом нефти и газа [54], стоимость операции ГРП (за неимением собственных данных) взята из работы [55], где расчет операции проводился на основании сметы затрат и нормативов, стоимость реагента ПАА взята из каталога компании-поставщика «Дацин Кемикал» [56].

Условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в i-м году принимаются в размере 500 руб/т, налог на прибыль предприятия принят в размере 20 %, НДС составляет 20%.

Налоги и платежи, учитываемые в составе эксплуатационных затрат:

- отчисления в фонд обязательного медицинского страхования – 5,1%;
- отчисления в фонд социального страхования – 2,9%;

- тариф на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профзаболеваний – 0,5%;
- отчисления в Пенсионный фонд – 22,0%,

Таким образом, страховые взносы в сумме составляют 30,5% от условно-переменных затрат.

Все описанные выше затраты на проведение комплекса ГТМ представлены в сводной таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Затраты на проведение комплекса ГТМ, руб

Год	Капитальные затраты на ГТМ	Условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти	НДС	Страховые налоги
2016	861507120	236468947,1	3432073409	72123028,87
2017	861507120	228346090,2	3314179531	69645557,51
2018	861507120	230930064,9	3351682937	70433669,8
2019	861507120	226766135	3291248308	69163671,18
2020	861507120	227997748,5	3309123754	69539313,3
Итого	4307535600	1150508986	16698307940	350905240,7

4.1.3 Прибыль от реализации

Прибыль от реализации – совокупный доход предприятия, рассчитанный как разность выручки от дополнительной добычи нефти в результате положительного эффекта от проведения ГТМ и затрат на проведения этих самых мероприятий.

Расчет прибыли производится с обязательным приведением разновременных доходов и затрат к первому в расчетном году.

Валовая прибыль от реализации на каждый год расчетного периода:

$$P_t = B_t - (K_t + Z_{\text{пер}} + H_t), \quad (4.2)$$

где B_t – выручка от реализации продукции; K_t – капитальные затраты; $Z_{\text{пер}}$ – условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти; H_t – сумма налогов (НДС + страховые взносы).

Прибыль предприятия на каждый год расчётного периода рассчитывается как

$$\Pi_{\text{пр}} = \Pi_t - H_{\text{пр}}, \quad (4.3)$$

где $H_{\text{пр}}$ – налог на прибыль (20%).

Чистая дисконтированная прибыль исчисляется как выручка от реализации, уменьшенная на величину затрат проведения комплекса ГТМ и общей суммы налогов, направленных в бюджетные и внебюджетные фонды, приведенная с помощью коэффициента дисконтирования к первому расчетному году:

$$\Pi_t = \sum_{t=1}^T \frac{B_t - \mathcal{E}_t - H_t}{(1 + E_H)^{t_p - t}}, \quad (4.4)$$

где Π_t – прибыль от реализации продукции; T – расчетный период оценки деятельности предприятия; B_t – выручка от реализации продукции; \mathcal{E}_t – затраты на проведение комплекса ГТМ; E_H – норматив дисконтирования, доли ед.; t_p , t – соответственно текущий и расчетный год.

Расчет описанных выше показателей приведен в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Итоговые показатели прибыли, руб.

Год	Валовая прибыль от реализации	Налог на прибыль предприятия, руб.	Прибыль предприятия	Чистая дисконтированная прибыль
2016	12558194542	2511638908	10046555634	10046555634
2017	12097219357	2419443871	9677775486	8415456944
2018	12243860894	2448772179	9795088715	7406494303
2019	12007556306	2401511261	9606045045	6316130546
2020	12077450835	2415490167	9661960668	5524257371
Итого	60984281934	12196856387	48787425547	37708894797

4.2 Расчет экономических показателей проведения комплекса ГТМ

Чистый дисконтированный доход (дисконтированный поток денежной наличности) (ЧДД, NPV) – сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году, выражается следующей формулой:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{D_t}{(1 + E_H)^{t_p-t}} = \sum_{t=1}^T \frac{\Pi_t - K_t}{(1 + E_H)^{t_p-t}} \quad (4.5)$$

где D_t – величина текущего денежного потока t -го года, которая представляет собой сумму прибыли от реализации в t -м году (Π_t), уменьшенная на величину капитальных вложений направляемых на освоение нефтяного месторождения (K_t); T – расчетный период оценки деятельности предприятия; E_H – норматив дисконтирования, доли ед.; t_p , t – соответственно текущий и расчетный год.

Таблица 4.6 – Итоговые значения чистого дисконтированного дохода

Год	Чистый дисконтированный доход (NPV), руб.
2016	16298859927
2017	13660339597
2018	12020345986
2019	10253791022
2020	8967441741
Итого	61200778272

Как видно из таблицы 4.6, итоговое значение чистого дисконтированного дохода за 5 лет разработки месторождения составит – 61,2 млрд. руб.

Положительная величина чистого дисконтированного дохода ($NPV > 0$) свидетельствует об экономической эффективности проведения геолого-технических мероприятий, поскольку величины итоговых поступлений от реализации дополнительно добытой нефти будет достаточно для того, чтобы возместить затраты и обеспечить минимально требуемый (равный норме дисконта – 15%) уровень доходности потраченных на операции ГТМ средств.

Индекс доходности (PI) – отношение суммарных приведенных чистых поступлений к суммарному объему капитальных вложений:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{\Pi_t}{(1 + E_H)^{t_p-t}}}{\sum_{t=1}^T \frac{K_t}{(1 + E_H)^{t_p-t}}} = \frac{\frac{37925837134,41}{1 + 0,15}}{\frac{4307535600}{1 + 0,15}} = 8,75. \quad (4.6)$$

Индекс доходности является положительным и удовлетворяет необходимому неравенству $PI > 1$, т.е. проведенные геолого-технические мероприятия являются экономически эффективными.

Период окупаемости ($P_{ок}$) – это продолжительность периода, в течение которого начальные негативные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются ее положительными значениями. Период окупаемости может быть определен из следующего равенства:

$$\sum_{t=1}^{P_{ок}} \frac{П_t - K_t}{(1 + E_H)^{t_p - t}} = 0, \quad (4.7)$$

где $P_{ок}$ – период возврата вложенных средств, годы.

Определим прибыль предприятия в месяц:

$$П_{ср} = \frac{48787425547,33 \text{ руб}}{12 \text{ мес} \cdot 5 \text{ лет}} = 813123759,12 \text{ руб/мес}$$

Определим период окупаемости проведенного комплекса ГТМ:

$$P_{ок} = \frac{4307535600 \text{ руб}}{813123759,12 \text{ руб/мес}} = 5,3 \text{ мес} \approx 6 \text{ мес.}$$

Вывод: Срок окупаемости проведения комплекса ГТМ составит пол года.

4.3 Экономическая оценка комплекса геолого-технических мероприятий

Экономическая оценка выполнена в соответствии с «Регламентом составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений» РД 153-39-007-96.

Экономическая оценка проведения комплекса ГТМ на 100 добывающих и 100 нагнетательных скважинах нефтяного месторождения X, приведена в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Экономическая оценка эффективности проведения комплекса ГТМ

Показатели	Значения (по годам)				
	2016	2017	2018	2019	2020
Прирост добычи нефти, тыс.т.	472,94	456,69	461,86	453,53	456,00
Прирост выручки от реализации, млн.руб.	17 160,37	16 570,90	16 758,41	16 456,24	16 545,62
Условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти, млн.руб.	236,47	228,35	230,93	226,77	228,00
Сумма налогов и платежей, млн.руб.	6 015,84	5 803,27	5 870,89	5 761,92	5 794,15
Прибыль предприятия, млн.руб.	10 046,56	9 677,78	9 795,09	9 606,05	9 661,96
Поток денежной наличности (NPV), млн.руб.	16 298,86	13 660,34	12 020,35	10 253,79	8 967,44
Индекс доходности (PI), доли ед.	8,75				
Срок окупаемости, год.	0,5				

Как показал расчет экономической эффективности проведения ГТМ, отрицательные значения отсутствуют, т.е. при существующих экономических обстоятельствах проведение комплекса окупается в течение полугода. За рассматриваемый период предприятие получило прибыль от дополнительной добычи нефти в размере 48,79 млрд. рублей.

Заключение

На основании оценки экономической эффективности проведения комплекса мероприятий ГТМ по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были сделаны следующие выводы:

- по результатам расчетов выручка от реализации составила 83,49 млрд. рублей за 5 лет расчетного периода;
- по результатам расчетов дисконтированная прибыль за 5 лет расчетного периода составила 37,71 млрд. руб.
- положительная величина чистого дисконтированного дохода ($NPV > 0$) свидетельствует об эффективности проекта, индекс доходности $PI = 8,75 > 1$, т.е. проведенные геолого-технические мероприятия являются экономически эффективными, срок

окупаемости по проектируемому варианту составит 0,5 года – период, после которого значение NPV положительно.

- как показал расчет экономической эффективности проекта, отрицательные значения отсутствуют, то есть при существующих экономических обстоятельствах проведение комплекса окупается за 6 месяцев. За рассматриваемый период предприятие получило прибыль от дополнительной добычи нефти в размере 48,78 млрд. рублей.

Все вышеперечисленное позволяет сделать вывод, что проведение комплекса геолого-технических мероприятий на месторождении X является экономически обоснованным проектом. При осуществлении комплекса ГТМ дополнительная добыча нефти составит 2,3 млн. тонн за 5 лет. Инвестор получит дополнительный дисконтированный доход в размере 61,2 млрд. руб., а государство – 29,25 млрд. руб. (сумма уплаченных налогов).

На рисунке 4.1 представлен график безубыточности реализации комплекса геолого-технических мероприятий.

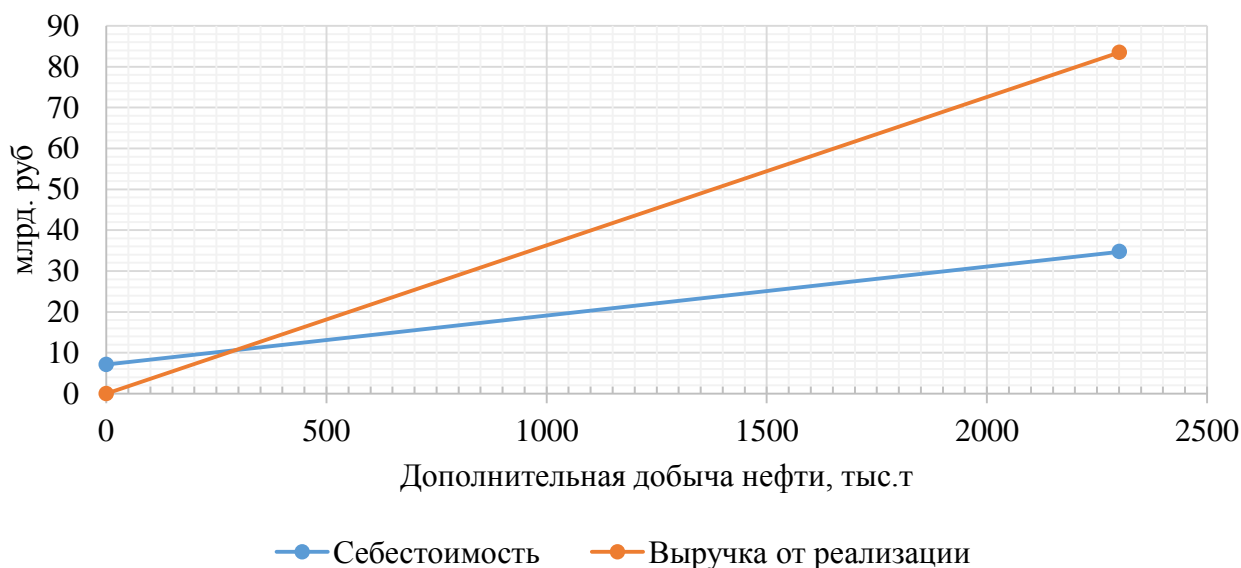


Рисунок 4.1 – График безубыточности реализации комплекса геолого-технических мероприятий

Из рисунка видно, что точка безубыточности проекта составляет около 290-ти тыс. тонн дополнительно добытой нефти.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Сущность данной магистерской диссертации заключается в выборе оптимальных геолого-технических мероприятий по интенсификации притока на нефтяном месторождении X на основании анализа геологических условий и технологических показателей на современном этапе разработки месторождения.

Представленный комплекс геолого-технических мероприятий состоит из зарезки боковых стволов с ГРП и полимерного заводнения. Данный комплекс мероприятий направлен на решение главных проблем современной разработки месторождения: выработке слабо- и недренируемых участков месторождения, интенсификации добычи из малопроницаемых коллекторов, снижения обводнённости продукции, доизвлечения остаточных запасов нефти, что, в конечном счете, должно привести к увеличению конечного коэффициента извлечения нефти и к положительному экономическому эффекту.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Трудовые отношения в нефтегазодобывающей отрасли регулируются на основе целого ряда различных договоров и нормативных документов, к которым относятся конвенции международной организации труда и их решения, ратифицированные нашей страной, конституция, трудовой кодекс, различные федеральные законы и постановления правительства РФ, региональные и локальные нормативные правовые акты. Специального отдельного документа, регулирующего только трудовые отношения в нефтегазодобывающей сфере, на данный момент не существует.

В связи с тем, что нефтегазодобыча характеризуется взаимодействием сразу нескольких отдельных производств (добыча УВ, подготовка, транспорт и хранение), специфика и реализация нормативно-правовой документации напрямую зависит от особенностей того или иного технологического процесса, что в свою очередь находит отражение на времени рабочих смен, отдыха, уровне оплаты труда и т.п. Широкое применение на нефтегазодобывающих предприятиях нашли различные локальные нормативные документы, в которых в соответствии с законодательством, урегулированы особенности составления трудовых договоров, расчета продолжительности рабочего дня и перерывов для отдыха, зафиксированы способы выплаты и размеры заработной платы, описывается технологический процесс и рекомендации по его безаварийному ведению.

Особенностью работы на нефтегазопромислах зачастую является необходимость работать вдали от дома, непосредственно на месторождениях в низкокомфортных бытовых условиях. Согласно главе 47 ТК РФ «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» [59]:

- Срок вахты не должен быть более 1 месяца, в редких случаях – до 3-х месяцев, однако с учетом мнения профсоюзной организации.
- Продолжительность смены не может быть больше 12 часов. Специфика работы и условия труда регламентируются утвержденным графиком работы.
- Продолжительность перерывов не входит в рабочее время и не оплачивается и может составлять не более 2-х часов, перерывы питания не менее 30 минут.
- Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются.

Также в соответствии с законодательством работодатель обязан обеспечить для сотрудников специальные жилые комплексы в

непосредственной близости от места работ, которые должны соответствовать всем техническим стандартам.

Отдельного упоминания заслуживает структура выплаты заработной платы для работников-нефтяников, которые исполняют свои служебные обязанности, находясь территориально в районах Крайнего Севера или приравненных к ним местностях. Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности (глава 50 ТК РФ) [1]:

- Устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате.
- Предоставляются дополнительные оплачиваемые отпуска: 24 дня в районах Крайнего Севера, 16 дней – в местностях, приравненных к ним.

ТК РФ регламентирует продолжительность рабочего времени, который не должен превышать 40 часов за одну рабочую неделю [59]. Однако, в связи со спецификой работы на нефтегазопромыслах, эта норма применительна не ко всем лицам. За работодателем оставляют право изменять общую продолжительность времени работы с учетом предельных норм, установленных законодательством, и мнения профсоюзной организации. Переработки сверх нормы должны считаться сверхурочной работой, за которую работнику выплачиваются компенсации.

В качестве компенсаций за работу в неблагоприятных условиях и различные сверхурочные работы лицам, задействованным на нефтегазопромыслах, предусмотрено сокращение продолжительности рабочего дня, дополнительные отпуска, выдача бесплатного молока и полезного питания, обеспечение средствами индивидуальной защиты и т.д. Помимо перечисленного, работодатель обязан проводить ежегодный медицинский осмотр работников, профилактические осмотры на наличие профессиональных заболеваний, в случае их обнаружения работнику полагаются больничные отпуска и денежные компенсации.

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Для безопасного обслуживания объектов нефтепромысла руководством компании проводится ряд мероприятий по компоновке рабочей зоны. Все скважины промысла оборудованы площадкой для ее удобного обслуживания, которая имеет ограждения в виде перил высотой более 1,1 м, а также основание из металлической просечки для исключения скольжения в зимний период.

Станции управления насосным оборудованием располагаются на возвышенности (площадке) с лестницами и перилами и имеют специальное освещение, фонари и прожекторы имеют взрывозащищенное исполнение. Групповые замерные установки оборудованы датчиками контроля газовоздушной среды, сблокированные с приточно-вытяжной вентиляцией.

В ходе написания данного раздела были выявлены основные вредные и опасные производственные факторы рабочей среды. Рассмотрен механизм воздействия этих факторов на человека, а также даны рекомендации по снижению рисков при выполнении производственных опасностей.

5.2 Производственная безопасность

В процессе оперативного контроля за фондом скважин нефтяного месторождения X, а также в процессе проведении комплекса геолого-технических мероприятий на организм человека оказывает действие ряд опасных и вредных производственных факторов, перечень которых приведен в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Возможные вредные и опасные факторы при выполнении комплекса геолого-технических мероприятий [60]

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Проектирование	Подготовка к выполнению	Технологический процесс	
Вредные факторы				1. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. 2. ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ Шум. Общие требования безопасности. 3 ГН 3. 2.5.3532 – 18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. 4. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны 5. ВСН 34-82. Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности 6. СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания. 7. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. 8. ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением 9. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 29.07.2017) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности". 10. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения 11. ГОСТ 12.2.003-91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности
1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	-	+	+	
2. Превышение уровня шума и вибрации	-	+	+	
3. Токсичность углеводородов нефти и химических реагентов	-	+	+	
4. Повышенная запыленность и загазованность воздуха	-	+	+	
5. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	
.Опасные факторы				
6. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	+	
7. Взрывопожарность	+	+	+	
8. Высокое давление в системах работающих механизмов	-	+	+	
9. Движущиеся	-	+	+	

машины и механизмы				12. ГОСТ 12.2.062-81. Ограждения защитные. 13. РД 08-272-99. Требования безопасности к буровому оборудованию для нефтяной и газовой промышленности. 14. ГОСТ 12.1.007-76. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
--------------------	--	--	--	---

Рабочим персоналом нефтяного месторождения X в целях безопасного и эффективного выполнения производственных операций исключено воздействие на них вредных и опасных факторов производства. Рабочая зона операторов, следящих за технологическим процессом осуществления геолого-технических мероприятий, удовлетворяет установленным требованиям безопасности и нормам воздействия вредных и опасных факторов. В случае непредвиденных ситуаций, когда по какой-то причине появляется воздействие вредных и опасных факторов на организм работника, на предприятии за минимальный срок проводятся мероприятия по выявлению и устранению данных факторов. А в случае отсутствия положительного результата, проводятся мероприятия по минимизации масштабов воздействия данных негативных производственных факторов.

5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов и мероприятия по их предупреждению и предотвращению

Анализ климатических показателей. Работникам, задействованным на нефтепромыслах, зачастую приходится находиться на открытом воздухе, в том числе и в зимнее время года. Продолжительное нахождение работника на открытом воздухе при пониженных температурах и высоком ветре приводит к обморожениям различных частей тела и организма в целом.

В соответствии с санитарными нормами [63], рассчитывается рекомендуемый режим работы в условиях низких температур воздуха и

высокой скорости ветра, который включает в себя сочетание пребывания определенного количества времени на холоде и перерывов различной продолжительности для обогрева. Не допускается работа при одновременных температурах воздуха ниже -40, -35 и -30 °С и соответствующих им силах ветра до 6, до 12 и более 12 м/с. Однако при этом объезды контролируемой территории, осмотр технологически важных объектов и контроль за аварийными ситуациями разрешаются.

В сильные морозы организация предоставляет работникам средства индивидуальной защиты: теплую спецодежду, утепленные прорезиненные рукавицы, валенки на резиновом ходу, шапку-ушанку; в летний период в пасмурную дождливую погоду – резиновые плащи, сапоги и резиновые перчатки.

Повышенный уровень шума и вибрации. Работы по зарезке боковых стволов, гидроразрыву пласта сопровождаются повышенным уровнем шума и вибраций, что оказывает негативное влияние на самочувствие работника. Уровень шума не должен превышать 80 ДБ [64, 65].

Воздействие на работающих повышенных уровней шума и вибрации осуществляется при реализации целого ряда технологических процессов. С этой точки зрения наиболее неблагоприятные условия труда создаются на некоторых рабочих местах при строительстве, текущем капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин, гидравлическом разрыве пласта и т.д. Так в машинных залах компрессорных и насосных станций уровни шума в зависимости от типа применяемых насосов и нагнетателей могут достигать 110 дБ, при этом превышая на 5–25 дБ допустимые нормы. При гидравлическом разрыве пласта уровень шума составляет 110–115 дБ.

В качестве средств борьбы с высокими уровнями шума и вибрации предусмотрены комплексные программы, исполнение которых направлено на снижение уровня шума в его источниках, а также на путях распространения шума. Производственные объекты, всевозможные установки и площадки

проектируются с учетом возможной работы в условиях повышенного шума и вибрации.

Токсичность углеводородов нефти и химических реагентов

В процессе обслуживания скважин, технологического оборудования, а также при проведении газоопасных работ работники зачастую контактируют с большими объемами нефтепродукта и их производными (газ, пары нефти), способными оказывать негативное влияние на организм человека, путем воздействия на центральную нервную систему. Полученные таким образом отравления сопровождаются болью в голове, тошнотой, слабостью и т.п.

Уровень воздействия для нефтегазовых промыслов регламентируется ПДК: нефть и ее пары относятся к четвертому классу опасности и ПДК в рабочей зоне составляет 300 мг/м^3 , содержание метанола – не более 15 мг/м^3 , диоксида серы – не более 10 мг/м^3 , бензола – 5 мг/м^3 , хлора – 1 мг/м^3 [58].

При осуществлении полимерного заводнения работники контактируют с большими объемами химических реагентов. Применение на месторождении современных технологий (на промыслах установлены специальные системы улавливания и утилизации вредных химических веществ) и рациональная планировка промышленных объектов помогает минимизировать контакт человека с химически опасными реагентами. Сами работники в целях соблюдения требований технической безопасности при необходимости используют СИЗ, проходят периодические инструктажи и медицинские осмотры.

Повышенный уровень пыли и газа в воздухе. Операция зарезки боковых стволов – операция дополнительного бурения, производимая на уже существующей скважине. При осуществлении работ на кустовых площадках, отсыпанных песочной основой, в воздух обычно поднимается большое количество пыли и газов от техники, что оказывает негативное воздействие на организм человека. Аналогичные последствия вызывают операции проведения ГРП.

В целях предупреждения отравлений на производстве осуществляется контроль за уровнем пыли и газов в воздухе и использованием средств защиты органов дыхания (респираторов или влажных марлевых повязок, противогазов).

Недостаточная освещенность рабочей зоны. При планировании ГТМ в камеральном помещении искусственное освещение осуществляется с использованием системы общего равномерного освещения. Источники искусственного освещения – люминесцентные лампы типа ЛБ 40, попарно объединённых в светильнике, мощность одной лампы – 40 Вт. Для офиса общего назначения с использованием ПК нормы освещенности составляет 200–300 лк.

При осуществлении ГТМ персонал находится и перемещается по территории месторождения. Проектирование нефтегазовых объектов осуществляется в соответствии с установленными нормами [66].

Электробезопасность. Работа персонала на производственных объектах нефтяного месторождения невозможна без использования оборудования, находящегося под высоким напряжением. Персонал на такие объекты не допускается без знания инструкции и техники безопасной работы с электрооборудованием, проверка знания которого (тестирование) проводится на предприятии каждый год. Все электроприборы проходят периодический осмотр, и в случае выявления неисправностей снимаются с эксплуатации и отправляются на ремонт/утилизацию. Все электроустановки проверяются на соответствие условиям работы и имеют необходимое заземление.

Расчет защитного заземления для электроустановки. Исходные данные: напряжение электроустановки – 360 В; мощность источника питания сети – свыше 100 кВА; сеть с заземленной нейтралью; форма вертикальных электродов – уголок с шириной полки $b = 5$ см; длина вертикального электрода $l = 2$ м; глубина размещения вертикальных электродов $h = 0,9$ м; отношение расстояний между заземлителями к их длине составляет $a/l = 2$; размеры контура заземления $L_1 = 22$ м, $L_2 = 9$ м; форма горизонтального электрода –

полоса шириной $b=12$ мм; грунт торф; характеристика климатической зоны: Средняя многолетняя низшая температура -20 °С (климатическая зона I). Ток замыкания на землю составляет $I_3=500$ А. Тип заземляющего устройства – контурный (размер контура 24x8).

Согласно правилам устройства электроустановок [67]: для установок с напряжением до 1000 В и мощностью источника питания сети свыше 100 кВА допустимое сопротивление растеканию тока (R_d) составляет 4 Ом.

Расчет параметров заземлителя

Суммарная длина горизонтального электрода $l_{\Gamma} = 2 \cdot (22 + 9) = 62$ м. Исходя из рекомендаций [66, 67], расстояние между вертикальными электродами принимают не менее 2,5–3,0 м. Примем количество вертикальных электродов $n = 10$ шт.

Расчетное значение удельного сопротивление грунта для вертикального заземлителя:

$$\rho = \rho_{\text{гр}} \cdot K_{\text{п}} = 20 \cdot 1,9 = 38 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

где $\rho_{\text{гр}}$ – удельное электрическое сопротивление грунта (для торфа – 20 Ом·м); $K_{\text{п}}$ – коэффициент сезонности (для I климатической зоны вертикальные заземлители: 1,8–2; горизонтальные: 4,5–7).

Для горизонтального заземлителя:

$$\rho = \rho_{\text{гр}} \cdot K_{\text{п}} = 20 \cdot 6 = 120 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Сопротивление одиночного вертикального заземлителя $R_{\text{в}}$ определяется по формуле:

$$R_{\text{в}} = 0,366 \frac{\rho}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + 0,51 \lg \frac{4h_1+l}{4h_1-l} \right) = 0,366 \frac{38}{2} \left(\lg \frac{2 \cdot 2}{0,95 \cdot 0,05} + 0,51 \lg \frac{4(1+0,9)+2}{4(1+0,9)-2} \right) = 14,22 \text{ Ом},$$

где $d = 0,95b$ (b – ширина полки уголка).

Сопротивление вертикального заземлителя R_{Γ} определяется по формуле:

$$R_{\Gamma} = 0,366 \frac{\rho}{l_{\Gamma}} \lg \frac{l_{\Gamma}^2}{dh} = 0,366 \frac{120}{62} \lg \frac{62^2}{0,5 \cdot 0,012 \cdot 0,9} = 4,15 \text{ Ом},$$

где для полосы шириной b следует считать $d=0,5b$.

Расчетное сопротивление заземлителя $R_з$ вычисляется по формуле:

$$R_з = \frac{R_в R_г}{R_в \eta_г + R_г \eta_в n} = \frac{14,22 \cdot 4,15}{14,22 \cdot 0,56 + 4,15 \cdot 0,76 \cdot 10} = 1,49 \text{ Ом},$$

где n – количество вертикальных электродов; $\eta_в$ – коэффициент, учитывающий взаимное экранирование вертикальных заземлителей (определяется по таблице 3.3 [68]); $\eta_г$ – коэффициент экранирования заземлителей с заземляющим проводником (таблица 3.4 [69]).

Показателем того, что расчет защитного заземления выполнен верно является выполняющееся неравенство: $R_з \leq R_г$ ($1,49 < 4,15$).

Опасное и вредное воздействия на людей электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей проявляются в виде электротравм и заболеваний, включая профессиональные и производственнообусловленные заболевания [70]. В таблице 5.2 представлены значения силы тока, и воздействие их на организм.

Таблица 5.2 – Значения силы тока и его воздействия на организм

Сила тока, мА	Воздействие
0,5–1,5	Нижняя граница ощущения человеком проходящего через него тока
20–25	Паралич рук, дыхание затруднено
50–80	Паралич дыхания
90–100	Фибрилляция сердца
≥ 300	Паралич сердца

Для обеспечения защиты от прямого прикосновения на предприятии применяются следующие технические способы и средства (основная защита): основная изоляция; защитные ограждения и барьеры; безопасное расположение и удаленность от человека токоведущих частей; ограничение напряжения, применение сверхнизкого (малого) напряжения; электрозащитные средства и другие средства индивидуальной защиты (защитные каски и очки, рукавицы и обувь с изолирующими элементами, костюмы из термостойких материалов) и др.

Установленные на предприятии нормы значений тока и напряжения прикосновения, протекающие через тело человека при нормальных режимах работы электроустановок представлены в таблице 5.3 [71].

Таблица 5.3 – Токи и напряжения прикосновения, протекающие через тело человека при нормальных режимах работы электроустановок

Род тока	I, мА	U, В
	не более	
Постоянный	1,0	8,0
Переменный, 50 Гц	0,3	2,0
Переменный, 400 Гц	0,4	3,0

Взрывопожароопасность. Нефтегазовые промыслы опасны с точки зрения возникновения пожаров и взрывоопасных ситуаций. В процессе эксплуатации производственного оборудования и трубопроводов из фланцевых соединений и утечках через корпус оборудования и стенки трубопровода при его разрушении выделяются взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества (нефть, газ, различные химические реагенты) в соответствии со СНиП 2.09.04.87 данное производство отнесено к классу В-1Г и В-1 [72]. Категории зданий, помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности согласно НПБ 105-03 [73] приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных установок

№ п/п	Наименование помещений, наружных установок и пожароопасности	Категория взрывопожарной и пожарной опасности	Степень огнестойкости здания	Классификация помещений и наружных установок по ПУЭ	
				Класс взрывоопасной зоны	Категория и группа взрывоопасных смесей
1	Кустовая пощадка	Ан	–	В-1г	ПА-Т1 ПА-Т3
2	Блочная кустовая насосная станция	А	II	В-1а	ПА-Т3
3	Автоматизированная групповая замерная установка	А	IV	В-1а	ПА-Т3

Хранение нефтепродуктов на месторождении осуществляется только в специально предназначенных для этого надежных конструкциях – резервуарах [69]. Материалы, из которых изготовлены помещения зданий, огнестойки, и не создают ядовитых облаков дыма. Противогазы располагаются в местах шаговой

доступности. Курение на территории промысла осуществляется только в строго отведенных для этого местах.

Оборудование месторождения оснащено контрольно-измерительной аппаратурой и автоматикой для контроля технологического процесса и его остановки в случае превышения параметров выше допустимых. На кустовых площадках, а также в групповых замерных установках, распределительных гребенках установлены приборы контроля загазованности. Данные приборы совмещены со световой и звуковой сигнализацией, а также с системой аварийной вытяжной вентиляции [68].

Высокое давление в системах работающих механизмов

Процесс добычи, подготовки и транспортировки нефти, газа связан с обслуживанием трубопроводов и аппаратов, работающих под высоким давлением (свыше 21 МПа).

Работа с таким оборудованием несет в себе риск для жизни человека в случае возникновения какой-либо неисправности или аварии, поэтому подобные технологические процессы строго регламентируются требованиями безопасности и правилами эксплуатации [73, 74], в соответствии с которыми не допускается подача в сосуды газов или паров масел со сжатым воздухом с целью исключения образования взрывоопасных смесей. Все сосуды имеют предохранительную арматуру от превышения максимально допустимого давления, а также приборы измерения давления, уровня и температуры.

Эксплуатация сосуда происходит только со строгим соблюдением технологических параметров. Работы непосредственно в сосудах всегда сопровождаются открытием всех люков и отверстий для полного проветривания с задействованием, как минимум, двух работников. Каждый сосуд и аппарат имеет возможность быть выведенным из работы и сдренированным в специальную емкость. Постоянный контроль и оценка технического состояния сосудов фиксируются в производственных журналах в целях предотвращения аварийных ситуаций.

Все трубопроводы и аппараты периодически проходят экспертизу промышленной безопасности [74]. Обслуживающий персонал ежемесячно проводит контрольный осмотр фланцевых соединений, наружной поверхности аппаратов и трубопроводов на наличие утечек, а также контрольно-измерительных приборов (манометров, термометров, датчиков уровня) на исправность работы.

Движущиеся машины и механизмы. Технология бурения боковых стволов и технология ГРП связаны с использованием специального оборудования. При различных аварийных ситуациях на буровых, нередко работники, задействованные в технологическом процессе, получают различные травмы, во избежание этого существуют специальные должностные инструкции по поведению в данных ситуациях и требования безопасности [75–77].

Опасное для работников оборудование имеет защитные ограждения, либо предупреждающие знаки. Площадки и лестницы соответствуют техническим нормам, имеют хорошо закрепленные поручни, не скользящую поверхность. Системы управления установкой для бурения имеют различные ограничители и системы автоблокировки, которые являются своего рода подстраховкой на случай обрывов колонны штанг и других возможных аварий.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Анализ влияния на окружающую среду

Нефтегазодобывающее предприятие, в соответствии с требованиями государственных регулирующих органов, проводят политику по защите окружающей среды от негативного воздействия своих производств. Основными источниками загрязнения окружающей среды являются: аварийные разливы нефтепродуктов в результате несоответствия технологических процессов и оборудования требуемым нормам; выброс в атмосферу вредных компонентов в результате негерметичности используемого оборудования, аварий на

производстве или во время сгорания попутных газов на факелах; загрязнение окружающей среды отходами промышленного производства; нанесение ущерба природе и ландшафту в результате возведения производственных объектов.

В целях уменьшения воздействия на окружающую среду, предприятие работает над сокращением количества выбросов и потерь углеводородной продукции, старается повышать степень утилизации попутных газов, в том числе используя их в замкнутом производстве, занимается постоянной оптимизацией всех технологических процессов с целью недопущения возникновения аварийных ситуаций, которые негативно отражаются на окружающей природе.

Загрязнение атмосферы. В результате работы предприятия, в атмосферу ежедневно выбрасываются различные вредные вещества, такие как оксиды серы, углерода, азота, сероводород, непосредственно сами углеводороды, их различные производные и твердые остатки. В основном, попадания в атмосферу вредных веществ связаны с различными авариями вследствие негерметичности используемого оборудования, прорывов трубопроводов и ненадежности различной вспомогательной техники.

Содержание определенных веществ в атмосфере устанавливается предельно-допустимой концентрацией: среднесуточной ПДК и максимальной разовой ПДК (за 20-минутное измерение) (таблица 5.5) [78].

Таблица 5.5 – Предельно-допустимые концентрации в воздухе вредных веществ, встречающихся на нефтегазопромислах

Название вещества	Класс опасности	ПДК, мг/м ³
Аммиак	IV	20
Бензин	IV	100
Диоксид азота	III	2
Диоксид серы	III	10
Метанол	III	5
Оксид углерода	IV	20
Сероводород	III	3

Защита гидросферы. Источники загрязнения гидросферы: различные промышленные стоки, нефтяные амбары или отстойники, разливы нефтепродуктов в результате технических упущений, попадания нефтепродуктов в водоносные горизонты в следствии прорывов, образованных в результате каких-либо операций (в том числе ГРП или ЗБС). Несмотря на то, что на сегодняшний день сложные технологические процессы проектируются с высокой точностью и учитывают различные тонкости, не исключено возникновение различных осложнений, которые приводят к загрязнению близлежащих водоемов или подземных вод.

Для контроля за состоянием водных объектов, помимо ПДК, используется такой параметр, как ориентировочно допустимые уровни (ОДУ) воздействия на водные объекты различных химических веществ, разрабатываемые специальными научными учреждениями. Выделяют четыре класса опасности химических веществ по отношению к водным объектам [79].

Нефтедобывающее предприятие соблюдает требования об охране поверхностных вод [81, 84], постоянно отчитываясь в соответствующие контролирующие органы. В виду своей промышленной деятельности, предприятие постоянно разрабатывает различные мероприятия по охране водных ресурсов и контролирует выполнение данных мероприятий, а в случае загрязнения водных объектов – осуществляет работы по их ликвидации и восстановлению ресурсов.

Защита литосферы. В результате десятков лет работы нефтегазодобывающего предприятия значительно видоизменился природный ландшафт. Возведенные производственные объекты различного назначения, проложенные дороги и многокилометровые трубопроводы, созданная инфраструктура разработки нефтегазовых объектов, безусловно, оказала огромное влияние на верхние слои почвы. Непосредственная разработка нефтегазовых коллекторов (бурение и строительство скважин) сказалась на состоянии уже более глубоких слоёв литосферы.

Помимо физического воздействия, на состояние литосферы также оказывает влияние загрязнение различными химическими компонентами в результате контакта с нефтепродуктами и их производными. Для почв так же, как и в случае с атмосферой и водными ресурсами, предусмотрены ПДК для разных химических соединений [82]. В случае, если мероприятия по защите земельных ресурсов не дали желательного результата, и все-таки произошло загрязнение почвенных слоев, предприятие занимается рекультивацией затронутых участков в соответствии с регламентами контролирующих органов [83].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Главной задачей нефтегазовых предприятий является обеспечение безопасности людей в чрезвычайных ситуациях (ЧС), обусловленных техногенными аварийными ситуациями. Естественно, руководство и рабочий персонал должным образом соблюдают правила и технику безопасности в целях недопущения возникновения чрезвычайной ситуации, но зачастую человеческий фактор – не единственная причина ЧС.

В случае, если произошло какое-либо происшествие подобного характера, предприятие проводит следующие мероприятия по защите людей: укрытие рабочего персонала в специально оборудованных защитных сооружениях; быстрая организованная эвакуация персонала из зоны действия ЧС; своевременная выдача и использование средств защиты жизненно важных органов; своевременное оказание медицинской помощи пострадавшим; быстрое формирование аварийно-спасательных работ в зонах совершения ЧС [84].

Не менее важным, чем ликвидация чрезвычайных ситуаций, мероприятием является предупреждение самих ЧС. Учитывая сферу деятельности нефтедобывающего предприятия, к мерам предупреждения чрезвычайных ситуаций относят следующее: совершенствование рабочих программ, технологических

процессов и используемого оборудования с целью повышения их надежности; своевременный ремонт, оценка технического состояния, замена и обновление используемых установок и приборов, программ и материалов, которые могут стать причиной возникновения ЧС; в работах принимают участие только подготовленные высококвалифицированные работники, прошедшие все необходимые инструктажи и ознакомленные с производственным процессом и техникой безопасности.

В каждом подразделении компании имеется план ликвидации аварии, в котором строго по пунктам расписана последовательность операций по её устранению, и с которым все работники подразделения ознакомляются под личную подпись.

Заключение

В ходе работы был проведен анализ опасных и вредных факторов, которые встречаются при осуществлении геолого-технических мероприятий на предприятии, занимающимся разработкой нефтяного месторождения X, а также предложены мероприятия по их предупреждению и предотвращению, приведен расчет защитного заземления для электроустановки. Кроме того, были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, произведена оценка степени воздействия нефтегазодобывающего предприятия на окружающую среду.

В целях защиты от шума и вибрации при проведении комплекса ГТМ рекомендуется оснащать рабочий персонал различными средствами защиты (наушники, антифоны-заглушки, обувь и перчатки с виброизоляцией). Для освещения промышленной территории рекомендуется использование прожекторов типа ПЗС-45 или ПЭС-35. В целях предупреждения пожарной опасности рекомендуется использовать инструменты из материала, предотвращающего искрообразование – цветной металл, либо покрытые медью (обмедненные).

С целью снижения негативного воздействия на атмосферу от деятельности предприятия, необходимо оптимизировать все технологические процессы, чтобы уменьшить количество техногенных аварий, связанных с выбросом в воздух различных вредных компонентов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной магистерской диссертации осуществлялся выбор оптимальных геолого-технических мероприятий для интенсификации притока на нефтяном месторождении X. Все поставленные цели и задачи выполнены:

1. Представлен современный подход к геолого-техническим мероприятиям на нефтяных месторождениях.

2. Обосновано применение геолого-технических мероприятий на нефтяном месторождении X на основании анализа геологических условий и технологических показателей разработки.

3. Представлен комплекс оптимальных геолого-технических мероприятий для нефтяного месторождения X.

4. Рассчитана технологическая и экономическая эффективность применения комплекса геолого-технических мероприятий.

Рассматриваемое месторождение находится на завершающем этапе разработки. На основании анализа его геологических условий и технологических показателей разработки и анализа выработки запасов нефти были определены факторы, негативно влияющие на процесс разработки месторождения: высокая обводненность, неравномерный профиль вытеснения, наличие высокопроницаемых высокообводненных каналов и слабопроницаемых участков пласта с невыработанными целиками нефти.

В соответствии с условиями месторождения предложен комплекс геолого-технических мероприятий, направленный на борьбу с выявленными негативными факторами разработки: зарезка боковых стволов с многостадийным гидроразрывом пласта на добывающих скважинах, полимерное заводнение – на нагнетательных скважинах. ЗБС и МГРП направлены на доизвлечение остаточной нефти из нефтяных целиков и слабопроницаемых участков пласта, полимерное заводнение – на выравнивание профиля вытеснения, блокирование высокопроницаемых каналов с

одновременным введением в работу слабопроницаемых каналов фильтрации флюида.

Прогноз технологического эффекта от применения комплекса ГТМ составил 2,29 млн. тонн дополнительно добытой нефти за период 5 лет по сравнению с базовым вариантом разработки месторождения.

На основании оценки экономической эффективности проведения комплекса мероприятий ГТМ по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» был сделан вывод об экономической целесообразности проекта. Оценка показала, что за пятилетний период после проведения комплекса ГТМ инвестор получит дополнительный дисконтированный доход в размере 61,2 млрд. руб., а государство – 29,25 млрд. руб.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА

1. Брыксин М. Р. Анализ применения методов интенсификации притока флюида в условиях трудноизвлекаемых запасов / М. Р. Брыксин; науч. рук. Ю. Н. Орлова // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г. : в 2 т. – Томск : Изд-во ТПУ, 2020. – Т. 2. – [С. 49–51].

2. Брыксин М. Р. Расчет плотности для газовой и нефтяной фаз в двухфазном потоке в горизонтальных трубах / М. Р. Брыксин; науч. рук. С. Н. Харламов // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6–10 апреля 2020 г.: в 2 т. – Томск : Изд-во ТПУ, 2020. – Т. 2. – [С. 547–549].

3. Брыксин М. Р. Производственно-финансовые показатели деятельности ПАО "Саратовнефтегаз" / М. Р. Брыксин, Д. А. Ундулганов, Т. С. Глызина; науч. рук. И. В. Шарф // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г.: в 2 т. – Томск : Изд-во ТПУ, 2020. – Т. 2. – [С. 627–628].

4. Иванова (Любятинская) М. П., Брыксин М. Р. Реализация экологических программ в нефтедобывающих компаниях (на примере ПАО «Саратовнефтегаз») // Экология и управление природопользованием. На пути к устойчивому развитию: индикаторы устойчивого развития территорий: сборник научных трудов Третьей всероссийской научно-практической конференции с

международным участием, Томск, 27-29 Ноября 2019. – Томск: Литературное бюро, 2020. – С. 23–25

Список использованных источников

1. РД 153-39.0-110-01. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений: дата введения 2002-03-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200039442> (дата обращения: 02.04.2021). – Текст: электронный.
2. Гладких Е.А. Разработка моделей оценки коэффициента вытеснения нефти в различных геолого-физических условиях (на примере месторождений Пермского Прикамья): дис. ... канд. техн. наук / Гладких Евгений Александрович ; Пермский национальный исследовательский политехнический университет; науч. рук. Хижняк Г.П. – Пермь. – 2019. – 134 с.
3. Галкин В.И. О связи текущего коэффициента извлечения нефти (КИН) с некоторыми геолого-технологическими характеристиками объектов, находящихся на завершающей стадии разработки / В.И. Галкин // Проблемы геологии и разработки нефтяных залежей Пермского Прикамья: Сб. науч. тр. ООО «ПермНИПИнефть». – Пермь, 2006. – С. 20–26.
4. Галкин, В. И. Разработка статистической модели прогноза коэффициента проницаемости по совокупности геологических и технологических показателей / В. И. Галкин, В. А. Силайчева // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 9. – С. 10–12.
5. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях: дата введения 2002-12-27. – URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293836/4293836586.htm> (дата обращения: 03.04.2021). – Текст: электронный.
6. К возможности определения коэффициента вытеснения нефти терригенных пород по гамма-методу / В.М. Гусев, Б.И. Тульбович, Е.Н. Москотин [и др.] // Направления и методика поисково-разведочных работ в Пермском Прикамье: сб. науч. тр. ИГиРГИ. – М., 1984. – С. 91–93.

7. Society of Petroleum Engineers, American Association of Petroleum Geologists, World Petroleum Council, et al. Petroleum resources management system. SPE, 2007.
8. U.S. Securities and Exchange Commission. Modernization of oil and gas reporting. 2009.
9. Хижняк, Г. П. Методические подходы при обосновании коэффициента вытеснения нефти в различных геолого-физических условиях / Г. П. Хижняк, А. В. Распопов, А. А. Ефимов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 10. – С. 32–35.
10. Уметбаев В.Г. Геолого-технические мероприятия при эксплуатации скважин: Справочник рабочего. – М.: Недра, 1989. – 215 с.
11. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
12. Гусманова, А. Г. Анализ эффективности геолого-технических мероприятий на месторождении / А. Г. Гусманова, К. С. Байдильдаев, И. О. Темір // Norwegian Journal of Development of the International Science. – 2018. – № 14-1. – С. 12–17.
13. Апасов, Т. К. Комплексная технология повышения продуктивности скважин при высокой обводненности пластов / Т. К. Апасов, Р. Т. Апасов, Г. Т. Апасов. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2016. – 122 с. – ISBN 9785996113835.
14. Жерж, Н. И. Оценка эффективности ГТМ на месторождении / Н. И. Жерж // Академический журнал Западной Сибири. – 2016. – Т. 12. – № 5(66). – С. 15.
15. Булыгин В.Я. Имитация разработки залежей нефти. / Булыгин В.Я., Булыгин Д.В. – М: Недра, 1990. – 224 с.
16. Карачарова Ю.В. Рациональное обоснование выбора геологотехнических мероприятий в условиях поздней стадии разработки нефтегазовых месторождений // Научный форум. Сибирь. – 2016. – Том 2. – № 1. – С. 7–8.
17. Вахитов Г.Г. Разностные методы решения задач разработки нефтяных месторождений. – Спб.: Недра, 1970. – 180 с.

18. Апасов Т. К. Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири : Учебное пособие / Т. К. Апасов, Р. Т. Апасов, Г. Т. Апасов. – Тюмень : Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2015. – 187 с. – ISBN 9785996111794.
19. Ахметов А. А. Эффективность применения многостадийного гидравлического разрыва пласта / А. А. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2019 : сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т., Уфа, 29 марта 2019 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2019. – С. 19–21.
20. Каленов А. А. Развитие технологии гидроразрыва пласта. Применение перспективных технологий повышения продуктивности скважин на месторождениях нефтегазовых компаний Российской Федерации / А. А. Каленов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2019 : сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т., Уфа, 29 марта 2019 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2019. – С. 135–139.
21. Шамгунов Р. Методы повышения нефтеотдачи пластов: состояние и перспективы // Нефтегазовая вертикаль. – 2012. – № 17. – С. 80–85.
22. К 2018 г. «Сургутнефтегаз» планирует ввести 28 новых месторождений в Западной и Восточной Сибири / Текст : электронный // Тэкноблог : [сайт]. – 2013. – URL: <https://teknoblog.ru/2013/07/29/1598> (дата обращения: 02.06.2020).
23. Козырев И. Н. Многостадийный разрыв пласта / Козырев И. Н., Соловьев В.В., Зятиков П.Н. // Фундаментальные и прикладные проблемы современной механики: сб. тр. IX науч. конф. – Томск: НИИ ПММ ТГУ 2016. – С. 413–414.
24. Ушаков А.С. Анализ результатов ГРП в горизонтальных скважинах месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» / Ушаков А.С., Самойлов А.С. // Проблемы геологии и освоения недр: Тр. Междунар. симпозиума им. академика Усова. – Томск, 2010. – С. 337–341.

25. Мешков В.М. Оценка эффективности гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах на основе термогидродинамических исследований / Мешков В.М., Шубенок Д.С. // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 7. – С. 110–112.
26. Интенсификация добычи нефти в осложненных условиях : монография / А. А. Газизов [и др.]. – Казань : Центр инновационных технологий, 2008. – 303 с. – ISBN 9785939622646.
27. Ибрагимов Л.Х. Интенсификация добычи нефти / Л.Х. Ибрагимов, И.Т. Мищенко. – М.: Нефть и газ, 1996. – 478с.
28. Миннимухаметова, А. А. Соляно-кислотная обработка скважин / А. А. Миннимухаметова // Символ науки: международный научный журнал. – 2016. – № 8-1(20). – С. 25-27.
29. Глущенко В. Н. Кислотные обработки: составы, механизмы реакции, дизайн. / Глущенко В.Н., Пташко О.А., Харисов Р.Я. – Уфа: АН РБ, Гилем. – 2010. – 388 с.
30. Гайсин, А. Ф. Резервы повышения эффективности воздействия на ПЗП с использованием солянокислотных растворов на Вахском нефтяном месторождении / А. Ф. Гайсин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2019 : сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т., Уфа, 29 марта 2019 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2019. – С. 60-63.
31. Увеличение нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей кислотными композициями на основе поверхностно-активных веществ, координирующих растворителей и комплексных соединений / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов, Л. А. Стасьева, И. В. Кувшинов // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 4. – С. 103-113. – DOI 10.18599/grs.2019.4.103-113.
32. Кабиров М.М. Интенсификация добычи нефти и ремонт скважин: конспект лекций / М.М. Кабиров, У.З. Ражетдинов. – Уфа: Изд-во УГНТУ. – 1994. – С. 304.

33. Байбаков Н.К. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. / Байбаков Н.К., Гарушев А.Р – М.: Недра. – 1987. – с. 342.
34. Шахмеликьян, М. Г. Анализ эффективности паротеплового воздействия на II пласт II блока месторождения Катангли / М. Г. Шахмеликьян, М. Б. Хайдара, И. А. Т. Ганга // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 313–322.
35. Гадиев С.М. Использование вибрации в добыче нефти / С.М. Гадиев. – М.: Недра. – 1977. – с. 159.
36. Мельников, В.Б. Перспективы применения волновых технологий в нефтегазовой отрасли: академические чтения / В.Б. Мельников. – М.: РГУНГ им. И.М. Губкина. – 2007. – с. 20.
37. Оценка эффективности и факторный анализ волновой технологии по Хохряковскому месторождению / Т. К. Апасов, Н. Н. Салиенко, Р. Т. Апасов, Г. Т. Апасов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 3. – С. 36–41.
38. Аллаяров, И. И. Определяющие факторы повышения производительности горизонтальной скважины при волновом воздействии на пласт / И. И. Аллаяров, Г. С. Дубинский // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2019 : сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т., Уфа, 29 марта 2019 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2019. – С. 11–15.
39. Яраханова, Д. Г. О перспективах процессов освоения сверхвязких нефтей и природных битумов горизонтальными скважинами / Д. Г. Яраханова // Георесурсы. – 2015. – № 3-1(62). – С. 53–56.
40. Савченко, А. В. Техника и технология проведения зарезки боковых стволов на месторождении Самотлор / А. В. Савченко, Д. А. Березовский // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 3. – С. 97-120.
41. Гериев, Р. А. Результаты проведения зарезок боковых стволов на Приобском месторождении / Р. А. Гериев // Научный форум. Сибирь. – 2017. – Т. 3. – № 2. – С. 5.

42. Бутов, Д. С. Анализ эффективности зарезки боковых стволов / Д. С. Бутов // Академический журнал Западной Сибири. – 2018. – Т. 14. – № 6 (77). – С. 112.
43. Проект разработки нефтяного месторождения X от 16.01.2003 г.
44. Дополнение к проекту разработки нефтяного месторождения X от 01.01.2006 г.
45. Коновалов А. А. Зарезка бокового ствола как метод интенсификации добычи нефти на Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении: обоснование и оценка эффективности: магистерская диссертация / Андрей Александрович Коновалов ; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД) ; науч. рук. И. В. Шарф. – Томск, 2019.
46. Черненко И. К. Совершенствование эффективных систем заводнения и применения технологии полимерного заводнения на нефтяных месторождениях: магистерская диссертация / Игорь Константинович Черненко ; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД) ; науч. рук. П. Н. Зятиков. – Томск, 2019.
47. Формирование программ геолого-технических мероприятий с помощью цифровой информационной системы «Подбор ГТМ». / Текст : электронный // ООО «Газпромнефть НТЦ» : [сайт]. – 2017. – URL: <https://ntc.gazprom-neft.ru/research-and-development/proneft/1364/22702/> (дата обращения: 23.05.2021).
48. Вендина Д. А. Анализ эффективности применения технологии полимерного заводнения в различных геологических условиях на месторождениях Западной Сибири: бакалаврская работа / Дарья Александровна Вендина ; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД) ; науч. рук. Т. С. Глызина. – Томск, 2020.

49. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений: дата введения 2007-03-21. – URL: <https://files.stroyinf.ru/Index2/1/4293842/4293842312.htm> (дата обращения от 19.05.21). – Текст: электронный.
50. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: дата введения 1999-06-21. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200005634> (дата обращения от 19.05.21). – Текст: электронный.
51. Временные методические рекомендациями по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья: дата введения 2016-05-18. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_256461/ (дата обращения от 20.05.21). – Текст: электронный.
52. Правила разработки месторождений углеводородного сырья: дата введения 2016-09-06. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/420365257> (дата обращения от 20.05.21). – Текст: электронный.
53. Цены на нефть Юралс. / Текст : электронный // Новости и аналитика рынка валют Forex, фондовых и сырьевых рынков на ProFinance.Ru : [сайт]. – 2021. – URL: <https://www.profinance.ru/chart/urals> (дата обращения: 17.05.2021).
54. Серебрянников А. А. Повышение эффективности разработки объекта М на примере месторождения "Х" (Томская область): магистерская диссертация / Александр Александрович Серебрянников ; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД) ; науч. рук. Ю. Н. Орлова. – Томск, 2019.
55. Пецкович В. В. Обоснование применения методов интенсификации притока и повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях Западной Сибири: бакалаврская работа / Виктория Валерьевна Пецкович ; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ),

- Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД) ; науч. рук. М. Р. Цибулькинова. – Томск, 2019.
56. Высококачественная продукция на рынке технологий повышения нефтеотдачи пластов. / Текст : электронный // ООО «НПК Дацин Кемикал» [сайт]. – 2020. URL: <https://dchemical.com/> (дата обращения: 23.12.2020).
57. Экономика предприятия: Методические указания по курсу. – Томск: Изд. Томского политехнического университета, 2012. – 60 с.
58. Пучков А.Л. Правовое регулирование труда в нефтегазодобывающем секторе экономики России : автореф. дис. ... на соискание ученой степени канд. юрид. наук: 12.00.05. / Пучков Алексей Леонидович ; ГОУ ВПО Тюменский государственный университет. – Томск, 2007. – 26 с.
59. Трудовой кодекс Российской Федерации : Федеральный закон №197-ФЗ : [принят Государственной Думой 30 декабря 2001 года]. – Москва, 2021.
60. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация: дата введения 2017-03-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071> (дата обращения: 25.05.2021). – Текст: электронный.
61. Российская Федерация. Законы. О промышленной безопасности опасных производственных объектов : Федеральный закон № 116-ФЗ [принят Государственной Думой 21 июля 1997 года]. – Москва, 2020.
62. Санитарные правила для нефтяной промышленности : [4156-86] : официальное издание : утверждены Главным государственным санитарным врачом СССР от 15.10.1986 : введены в действие 15.10.1986. – Москва, 2009.
63. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений: дата введения 1996-10-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901704046> (дата обращения: 26.05.2021). – Текст: электронный.
64. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности: дата введения 2015-10-01. – URL:

- <https://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения: 26.05.2021). – Текст: электронный.
65. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы: дата введения 1996-10-31. – <https://docs.cntd.ru/document/901703281> (дата обращения: 26.05.2021). – Текст: электронный.
66. ВСН 34-82. Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности: дата введения 1982-04-26. – <https://docs.cntd.ru/document/898907454> (дата обращения: 26.05.2021). – Текст: электронный.
67. Правила устройства электроустановок: справочник / Под ред. С. Г. Королева. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 640 с.
68. Безопасность жизнедеятельности: Пособие по выполнению практической работы «Расчет защитного заземления». – М.: МГТУ ГА, 2010. – 20 с.
69. Безопасность жизнедеятельности: методические указания к самостоятельным работам. – М.: ОГТУ. – Омск. – 2007. – 24 с.
70. ГОСТ Р 12.1.019-2009. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты: дата введения 2011-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200080203> (дата обращения: 27.05.2021). – Текст: электронный.
71. ГОСТ 12.1.038-82. ССБТ. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением N 1): дата введения 1983-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200313> (дата обращения: 27.05.2021). – Текст: электронный.
72. СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания (с Изменениями N 1, 2, 3): дата введения 1989-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200093> (дата обращения: 27.05.2021). – Текст: электронный.
73. НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности: дата введения 2003-08-

01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200032102> (дата обращения: 27.05.2021). – Текст: электронный.
74. Российская Федерация. Законы. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности : Федеральный закон № 123-ФЗ [принят Государственной Думой 22 июля 2008 года]. – Москва, 2021.
75. ГОСТ 12.2.049-80. ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования: дата введения 1982-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200234> (дата обращения: 28.05.2021). – Текст: электронный.
76. ГОСТ Р 52630-2012. Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия (с Изменением N 1): дата введения 2015-02-02. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200097422> (дата обращения: 28.05.2021). – Текст: электронный.
77. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением: [ПБ 03-576-03] : официальное издание : утверждены Федеральным горным и промышленным надзором России от 11.06.2003 : введены в действие 02.07.2003. – Москва, 2003.
78. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности: дата введения 1992-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901702428> (дата обращения: 28.05.2021). – Текст: электронный.
79. ГОСТ 12.2.062-81. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1): дата введения 1982-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/9051598> (дата обращения: 29.05.2021). – Текст: электронный.
80. РД 08-272-99. Требования безопасности к буровому оборудованию для нефтяной и газовой промышленности: дата введения 1999-03-17. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200029704> (дата обращения: 29.05.2021). – Текст: электронный.

81. ГН 2.2.5.686-98. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы: дата введения 1998-02-04. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200000525> (дата обращения: 29.05.2021). – Текст: электронный.
82. ГН 2.1.5.2307-07. Ориентировочные допустимые уровни (ОДУ) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования: дата введения 2008-03-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/902081158> (дата обращения: 29.05.2021). – Текст: электронный.
83. СанПиН 2.1.5.980-00. Гигиенические требования к охране поверхностных вод: дата введения 2001-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200006938> (дата обращения: 29.05.2021). – Текст: электронный.
84. ГН 2.1.7.2041-06. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве: дата введения 2017-06-26. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901966754> (дата обращения: 29.05.2021). – Текст: электронный.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(справочное)

Literature review

1.2 Analysis of geological and technical activities in various geological conditions

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Брыксин Максим Радиславович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Болсуновская Людмила Михайловна	к.ф.н.		

Geological and technical activities (or interventions) are activities to stimulate oil and gas production by influencing productive formations (restoration or increase of permeability, coverage of the formation by inflow and injection; regulation of draw-down pressure, fluid withdrawals; isolation of watered formations and their intervals) and the use of technic-technological methods for improving the transporting oil conditions from the bottomhole to the wellhead in order to regulating field development and maintaining oil production levels [1].

Carrying out geological and technical activities allows oil companies to ensure the achievement of design indicators in the implementation of field development [2].

The difference between geological and technical activities from the rest is that after their implementation, oil production increasing as a rule, i.e. a technological effect is achieved. There are various classifications of geological and technical measures, which, in fact, each oil and gas company chooses independently. For example, the «Mangistaumunaigas» company (Kazakhstan) uses a methodology based on applicability criteria for well selection, which based on a statistical analysis of the effectiveness of previously conducted geological and technical activities [3].

Technological and economic effects do not always occur at the same time, so it is necessary to consider all possible options for field development, taking into account geophysical and technical-technological characteristics of the deposit.

Effective field development, characterized by the achievement of the design level of the oil recovery factor, is impossible without carrying out geological and technical activities, which leads to an increase in the current oil recovery factor and a reduction in the development time of fields, respectively, and a reduction in field development costs. In this regard, the choice of applied geological and technical activities primarily depends on the features of the geological structure of the deposits. The main parameters affecting the final oil recovery are the geological and physical characteristics of the field and the characteristics of the applied geological and technical activities.

The relevant task of the oil industry is to intensify the flow of fluid to wells, which will allow the continuation of the development of old oilfields and new ones with hard-to-recover reserves. At the same time, the problem of old oilfields is maintaining the rate of oil production with high level of water cut, the problem of new ones with hard-to-recover reserves is to achieve profitability of development under extremely unfavorable geological conditions and properties of reservoir oil.

There are many methods for increasing the displacement factor and conformance factor, which ultimately allows for increased oil recovery factor.

There are many methods of influencing the reservoir in order to increase its productivity and increase oil recovery. One group of methods is aimed at stimulating the operation of wells, the second – at increasing their production rate (inflow intensification), the third – at increasing the oil recovery factor, in addition, there are complex methods aimed at solving a complex of problems.

The choice of geological and technical activities depends on the structure of the productive formation, the composition of its constituent rocks and other reservoir conditions, as well as on the reasons for the decline in productivity.

The need for geological and technical activities arises in the following cases:

1) if the permeability of the formation is insufficient to allow maintaining the well operation mode, which will pay off the investment in drilling and well completion in a timely manner;

2) the well was completed in a formation with sufficient permeability, but the bottomhole formation zone is damaged or contaminated during drilling, completion or operation;

3) if it is necessary to increase the well productivity index.

This task becomes especially relevant in cases when it becomes necessary to return oil wells to production, to use previously unused interlayers in development, as well as hard-to-recover hydrocarbon reserves, the production of which was previously unprofitable [4].

At the late stage of oilfield development, the choice of optimal interventions is carried out in conditions of high water cut in wells, with an uneven displacement profile, when a small part of residual recoverable reserves remains, and oil has deteriorated properties. These factors significantly complicate the technology of oil production, require more advanced technological solutions, while reducing the level of profitability of production.

All geological and technical activities are divided into two groups depending on their target orientation:

- measures aimed at ensuring the safe operation of equipment (revision of underground equipment, elimination of annular manifestations, revision of the wellhead - dismantling of pipe heads for diagnostics, elimination of tubing breaks, etc.);
- activities to increase the productivity of wells (hydraulic fracturing treatment, treatment of the bottomhole zone, repair and isolation works, drilling of horizontal wells, etc.)..

The effectiveness of the geological and economic activities carried out is expressed in the constant improvement of the main technical and economic indicators of well operation - the overhaul period of wells is steadily increasing. The classification of interventions is shown in Figure 1.

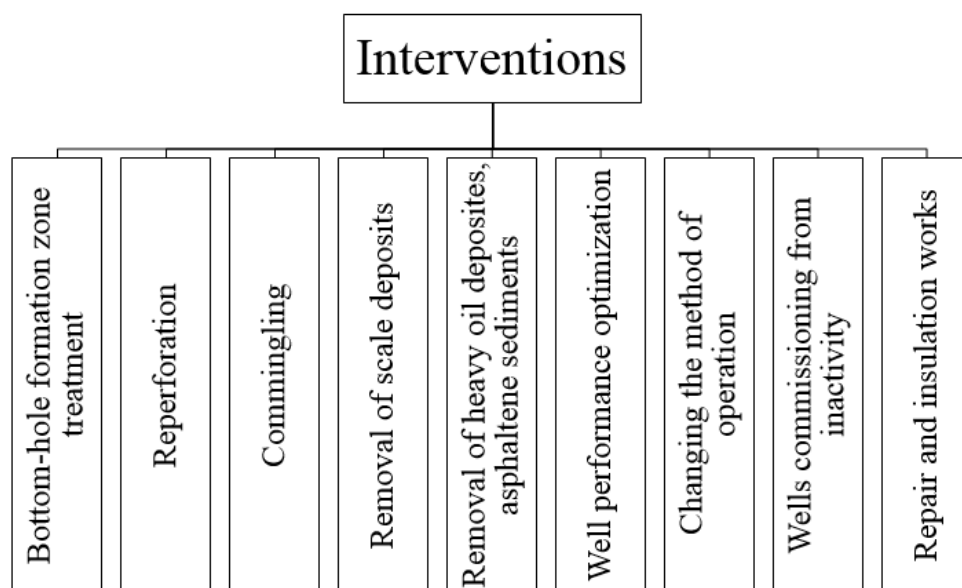


Figure 1 – The classification of interventions

In the variety of methods for treatment of the bottomhole zone, mechanical methods are distinguished, which include hydraulic fracturing treatment, sand blast perforation and squibbing.

Mechanical methods are most effective in hard rock conditions. Creation of additional fractures or expansion of existing ones in the near-wellbore zone of the well allows increasing fluid filtration and using remote and low-permeability parts of the formation. Mechanical methods include the creation of all types of cracks, re-perforation and implosive methods of cleaning the bottomhole zone.

One of the most effective geological and technical activities in the conditions of low-permeable formations is hydraulic fracturing treatment, which contributes to more efficient field development and more complete recovery of reserves from the subsoil. Hydraulic fracturing treatment is an artificial method for the formation of new or opening of existing fractures in the rocks of the bottomhole zone by injecting fluid into the formation under high pressure [14].

Hydraulic fracturing treatment is a universal and irreplaceable method of increasing the efficiency of developing hard-to-recover hydrocarbon reserves (HTR) and allows not only to equalize the rate of reservoir production and involve in the development of hydrodynamically unconnected oil-water-saturated formations, but also to develop low-productivity reservoirs, which are technologically impossible to enter into development without hydraulic fracturing treatment [15-17].

Thus, today it is difficult to overestimate the importance and significance of the hydraulic fracturing treatment method. However, this technology has not reached perfection and needs to be improved.

Currently, the most advanced technology of mechanical methods of impact on the bottomhole zone of a well in the oil industry is multi-stage hydraulic fracturing treatment, which is most effective for horizontal wells. This technology can be used in both terrigenous and carbonate reservoirs [14, 18]. Multi-stage hydraulic fracturing treatment is a series of hydraulic fracturing treatment cycles, which, in contrast to

conventional single-stage hydraulic fracturing treatment, allows to reduce time and resources (economic and human), and at the same time to increase the area of impact on the formation during one operation.

In December 2011, «Samotlorneftegaz» carried out the first in Russian and world practice multi-stage hydraulic fracturing treatment through a 102 mm liner in a sidetrack using «BPS» burst collars [15]. According to the data of numerous studies and experiments in the application of the technology, it has been established that the more stages of hydraulic fracturing treatment, the greater the average daily flow rate of wells [Kalenov AA].

The effectiveness of the hydraulic fracturing treatment method has also been proven by numerous studies: in 2012–2015, 31 horizontal wells with multistage fracturing were drilled, as a result of which an increase in production rates of 50% was achieved compared to conventional horizontal wells without hydraulic fracturing treatment [14, 19, 20].

The effectiveness of hydraulic fracturing treatment methods has also been proven by numerous studies: in 2012-2015, 31 horizontal wells with multistage fracturing were drilled, which led to increasing production rates by 50% compared to conventional horizontal wells without hydraulic fracturing treatment.

However, the application of the hydraulic fracturing treatment method also has some problems [20]:

1) The world experience of using hydraulic fracturing treatment has shown that in formations with high permeability, hydraulic fracturing treatment increases the initial flow rate and practically does not affect the final oil recovery of the formation. In low-permeability formations, hydraulic fracturing treatment can significantly affect the final gas and oil recovery.

2) The complex of tasks for designing hydraulic fracturing treatment technology is the most extensive and has not been fully resolved. The formation of a crack with predetermined parameters depends on many factors that are not amenable to definition and control, especially regarding the direction of crack

propagation. Therefore, the determination possibilities are limited, in essence, by the choice of the appropriate materials (fluids, additives and fracture sealants), as well as the volumes, rates and modes of their injection.

3) An economic problem that has a connection with the first two problems and involves the solution of the optimization problem. Optimization of hydraulic fracturing treatment design is as follows: if the mathematical model of hydraulic fracturing treatment allows for a sufficiently accurate forecast of the flow rate at different lengths and conductivities of fractures, then these data are used to estimate the annual income when creating the corresponding fracture. The dependence of the annual income on the fracture length is usually non-linear, the curve flattening with the growth of the fracture length.

Analyzing the above, we can conclude that hydraulic fracturing treatment technology is not an ideal universal geological and technical measure, and needs improvements to increase its efficiency and minimize the negative consequences of its use.

The chemical method is aimed at improving fluid filtration in the bottomhole zone of the well (to reduce the skin factor). The injected chemicals (acids) dissolve the carbonates in the formation and eliminate formation contaminations caused by various deposits.

Chemical methods are used to dissolve contaminants in the bottomhole formation zone, reduce the phase permeability of the rock for water (injection of acids, surfactants, solvents, etc.), dissolve asphalt, resin, and paraffin deposition, reduce the swelling of clays, etc. One of the widespread methods of bottomhole treatment in oil and gas production is the use of aqueous solutions of acids [9, 10].

The main purpose of hydrochloric acid treatment is to pump acid into the formation at a considerable distance from the wellbore wall in order to expand microcracks and channels, which increases the permeability of the system and the flow rate of the well [11]. Hydrochloric acid treatment is based on the ability of

hydrochloric acid to dissolve carbonate rocks by reactions with limestone, dolomite (CaMgCO_3). The reaction products are readily soluble in water and are relatively easy to remove from the bottomhole formation zone during the stimulation and development. The reaction proceeds most effectively in pore channels, which expand, taking the form of narrow and long caverns.

The effectiveness of acid stimulation is determined by many factors, which include the following: the frequency of treatments performed on the well, reservoir heterogeneity, water cut, the presence of idle zones and interlayers, etc. To obtain positive results from the use of acid stimulation, a thorough analysis of geological and production data for each well is required, where geotechnical measures are planned to treat the bottomhole zone in order to select the most effective method of hydrochloric acid stimulation in a specific well [12].

The practical application of acid treatments has been carried out in numerous studies. For example, as a result of processing statistical field data on wells of the Vakhskiye field with a carbonate reservoir type exposed to acid action, the dependence of the oil flow rate after treatment with hydrochloric acid and the oil flow rate before treatment was obtained (Figure 2) [13].

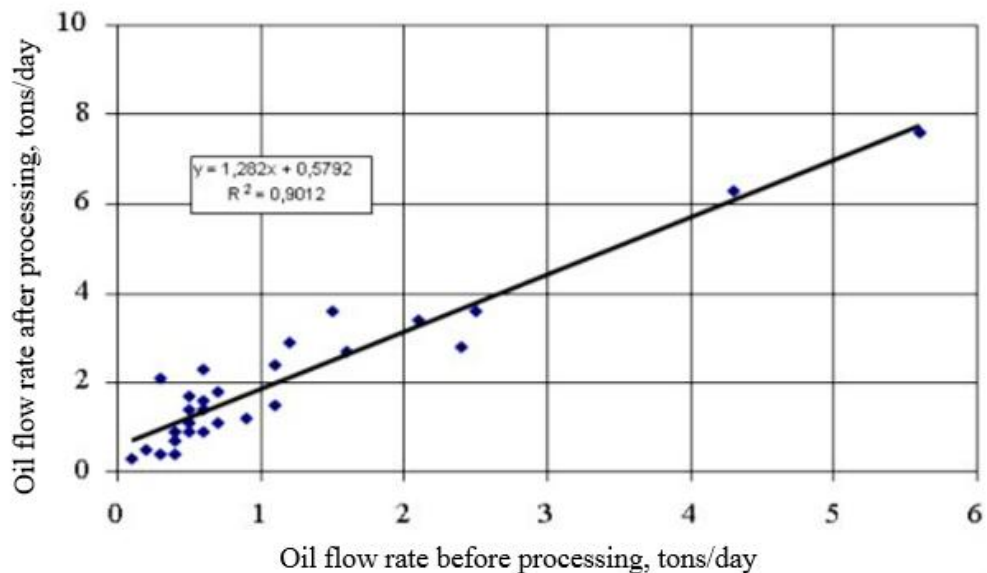


Figure 2 – Graph of the dependence of the oil production rate after RMS on the oil flow rate before RMS [13]

As can be seen from Figure 2, the oil flow rate after treatment became, on average, 30–50% higher than the flow rate before hydrochloric acid treatment. Also at the Vakhskoye field, other types of acid treatments were carried out: foam-acid, thermo-foam-acid and hydrolyzed polyacrylonitrile acid treatments. The increase in oil production rate after treatment was from 90 to 150%, depending on the type of acid treatment, which confirms the effectiveness of acid treatments (Table 1).
 Table 1 – The success of acid treatments and the results of stimulation of oil flow to wells [13]

Acid treatment	Number of successful treatments	Successful treatments, %	Well water cut interval for efficient application, %	Average value per treatment	
				Increase in production, %	Additional oil production, tons
hydrochloric acid treatment	32	88,9	0-30	90	274,2
foam-acid formation treatment	40	88,9	0-40	120	386,0
thermo-foam-acid formation treatment	46	90,2	0-25	110	282,1
hydrolyzed polyacrylonitrile acid treatment	17	86,0	50-99	150	771,3

The greatest effect of treatment of the bottomhole zone is achieved from using of oil-displacing acid compositions: "GALKA", "METKA", "NINKA", "GBK", etc. [38]. The gelling composition "Galka" is a low-viscosity aqueous solution with a pH of 2,5–3,5. The main components are aluminum chloride and urea. In the reservoir, under the influence of temperature, as a result of ongoing chemical reactions in the volume of the solution, an aluminum hydroxide gel is formed, which blocks the intervals of water breakthrough. The formation of a gel and a decrease in the permeability of the treated intervals leads to a redistribution of filtration flows, alignment of the injectivity profile of injection wells and a decrease in water cut in production wells.

In addition, one of the most effective chemical methods is the complex treatment of the bottomhole zone, which consists in carrying out cycles of treatment

and "rest". In each cycle, different chemical compositions can be used, for example, in the first cycle – hydrochloric acid and a surfactant solution, in the second cycle – hydrolyzed polyacrylonitrile acid treatment + surfactant + NEFRAS solvent, etc. The treatment with a complex of various reagents allows you to achieve the maximum positive effect.

Physical methods include vibration and heat treatment. The effect of thermal action consists in cleaning the bottomhole formation zone from asphalt, resin, and paraffin deposition, which leads to the intensification of fluid inflow. The effect of vibration action is the creation of a network of cracks in the near-wellbore zone, as a result of the creation of pulsating pressure on the formation.

To improve the efficiency of exploitation of fields containing heavy high-viscosity oils or oils with a high content of paraffin and asphaltene-resinous components (more than 5–6%), thermal methods are used: injection of heated oil, oil products (condensate, kerosene, diesel fuel) or water with surfactant; steam injection by means of mobile steam units; electrothermal treatment using special self-propelled units.

Wellbottom zone heating is carried out due to effective heat transfer along the rock skeleton and saturating liquid by means of heaters, which are distinguished by design and methods of heat generation. Heat treatment, as a rule, is carried out in periodic cycles, and the wells to be treated must be relatively shallow (up to 1300 m), so that, after removing the heater, it is possible to start pumping out the liquid at a sufficiently high temperature [22, 23].

The bottomhole zone is usually heated in two ways:

- 1) lowering a heating device to the bottom of the well: an electric heater, a special gas burner or a steam and gas generator;
- 2) injection into the formation at a certain depth of the heat carrier – saturated or superheated steam, solvent, hot water and oil, etc.

The experience of using heat treatments is quite rich. Shakhmelikyan M.G. In his work, he analyzed the use of steam-thermal treatment of a well in

the Katangli field in the Sakhalin Region. The author explains that the method of steam-thermal treatment of a well is most effective when the areal injection of steam into the reservoir and then pushing the steam rim with cold water. As a result of well treatment, the reservoir properties of the bottomhole formation zone are improved [23].

Heat treatment of wells at the Katangli field (Sakhalin region) was carried out due to the content of high-viscosity oils and bitumen there by means of mobile steam unit.

The method of steam treatment was chosen from other options for heat treatment based on its greater efficiency: when hot water moves through pipelines and the reservoir, it cools, and when steam moves, such a decrease in temperature does not occur due to the latent heat of vaporization and a change in its dryness [24].

The efficiency of the thermal method was confirmed by the results: the economic effect amounted to more than 280 million rubles, including an increase in net profit of more than 216 million rubles; oil production increased by 77%, production costs fell by 31,5%. This type of geotechnical activities is still one of the most relevant methods for the production of high-viscosity oils, despite the significant costs of such a reagent as steam [24].

In modern times, the widespread use of physical-mechanical methods of pulse-wave impact on the well begins in order to restore its productivity. Among the wave methods, the most common is the impulse method of treatment of wells with the use of pulsators and hydromonitors operating from the flow of well fluid, as well as methods of cyclic impact on the bottomhole formation zone using jet pumps and devices for hydraulic and hydroacid shock.

The wave hydraulic impulse methods of impact on the bottomhole formation zone include acoustic, vibro-impact, based on the use of spool-type devices, etc., as well as barocyclic methods (implosion, the method of instant and cyclic depressions and repressions, etc.). Pulse methods of impact on the bottomhole zone have a very

wide range of wavelengths – from hundredths to tens and hundreds of thousands of hertz [25, 26, 27].

A successful study of the wave impact on the bottomhole part of the well was carried out at the Mordovian-Karmalskoye field of high-viscosity oil in the Republic of Tatarstan for the conditions of horizontal wells, as a result of which practical conclusions were obtained [28, 29]:

- the impact of elastic vibrations on the oil production process leads to an increase in the inflow of a horizontal well, and the higher the vibration frequency and impact power, the greater the effect of increasing the flow rate;
- a more effective mode of exposure is a mode at vibration frequencies of more than 2,5 kHz;
- the higher the initial viscosity of oil in the reservoir, the more the effect of wave action is manifested.

Thereby, the wave method can be considered promising for areas with hard-to-recover hydrocarbon reserves, in particular, with high-viscosity oil. In addition, the experience of the Mordovian-Karmalskoye field emphasizes the effectiveness of horizontal drilling as a geological and technical measure, since the flow rates of horizontal wells are 1,5–2,2 times higher than those of vertical ones.

Sidetracking is an effective technology that allows you to increase oil production at old fields and increase the oil recovery factor from formations, to return to production oil wells that could not be returned to the existing stock by other methods. By drilling sidetracks, previously unused areas of the reservoir are involved in development, as well as hard-to-recover oil reserves, the production of which was not previously possible.

Application of sidetracking technology contributes to increased oil recovery and actually replaces well consolidation. Appropriate technologies help preserve the well and save on development costs.

Sidetracking has become one of the most investment-attractive technologies aimed at stabilizing and further increasing oil production at the fields developed by «RU-Energy KRS-MG» Company. This is largely due to the fact that the developed fields have accumulated a fund of emergency, high -water-cut, marginal wells that require significant capital repair costs. At the same time, the economic efficiency of other proposed technologies is insignificant, short-term, or nonexistent. Drilling new wells to replace those that have gone out of service in order to restore the well pattern in most fields at the final stage of development is impractical. Under these conditions, drilling a second borehole from an existing well can be considered as an alternative solution.

Most of the conventional vertical wells in the fields of the West Siberian region have been in operation for 10 to 50 years. Often, simple workover operations such as re-perforation, acidizing or hydraulic fracturing treatment will significantly increase production. But in some cases, an effective solution is to use wells to drill sidetracks from them with horizontal ends.

This geological and technological measure was widely used at the Priobskoye field, Khanty-Mansi Autonomous Okrug (KMAO). By 2016, 197 sidetracks had been drilled. Sidetracking is carried out on wells of both active and inactive assets. The criteria for sidetracking at operating wells is the oil production rate of wells less than 5 tons per day, a sharp jump in water cut in recent months, or a water cut of more than 60-70%, as well as significant volumes of residual recoverable reserves in the region (at least 100 thousand tons .). Additional production over five years from sidetracking amounted to 3,7 million tons. Specific additional production amounted to 22 thousand tons per well. In addition, the method has shown efficiency both for the high-permeability watered formation AC₁₁ and for the low-permeability dissected formation AC₁₂.

High efficiency kickoff sidetracks also showed Prirazlomny field (KMAO) wherein all operations performed in conjunction with hydraulic fracturing treatment. During the five years to 2016, there were drilled in the barrel 64 on the

object side BS₄₋₅, further mined 4,56 million tons of oil, which indicates the introduction of the work unengaged earlier in the development of hydrocarbons (oil pillars). Specific additional production was 71,2 thousand tons per operation .

To remove salt deposits, the following methods are used: mechanical methods (scrapers, drilling , thermogasochemical treatment (TGCT), based on the creation of high pressure for a short time as a result of the combustion of a powder charge; chemical treatments using various solvents; combined treatments (for example, a combination of chemical treatment with TGCT).

Geotechnical activities also include initiation, completion and refiring of layers, optimization of the well operation mode, changing the oil production method, putting wells out of operation and repair and isolation works.

Involvement of the formation – work on perforation and development of formations in a well that is already operating another formation. Attachment of layers is carried out on the basis of projects for joint development of multilayer fields.

Completion of the formation is carried out with the use of various perforators to bring into operation the entire oil-saturated thickness, and the reshot is performed to restore or increase the permeability of the bottom hole after various repairs.

Optimization of the well operation mode – an increase in oil production at minimal cost, i.e. at the minimum value of the cost of oil (monetary expression of the company's current costs for oil production and its sale).

Oil production costs depend on the operating conditions of the wells, the established operating mode and the mode of pumping fluid from the wells.

Well operation conditions are its geological and physical characteristics: the depth of the productive formation, the height of the fluid rise, the composition of the pumped out oil, water, gas, sand in liquid, etc.

Well operation mode – the rate of fluid inflow from the formation into the well, i.e. the well production rate. The well operation mode changes over time due to changes in the conditions of fluid flow from the formation to the well, a decrease in pump performance as it wears out, shutdown for equipment repair, etc.

Pumping mode – electrical submersible pump, gas lift, etc. The correct selection of an electric centrifugal pump for a well consists in choosing from a standard range of such a pump, the characteristic of which corresponds to the conditional characteristic of the well in terms of flow rate and head, and the costs are minimal. One of the main parameters when choosing and determining the operating mode of the installation of an electrical submersible pump is the pressure developed by the pump. Therefore, when calculating the parameter «pressure», one proceeds from the actual process of pumping out fluid at a given well operation mode.

In some cases, the choice of the optimal equipment for oil production is not only less capital intensive, but also more efficient. Therefore, before planning geotechnical activities to increase the flow rate of the well, it is necessary to calculate the maximum possible flow rate.

If the well flow rate is limited, then other parameters are taken as the optimization criterion, which most strongly affect the cost of production.

The effectiveness of the use of mechanized methods of well operation is assessed both in the design of an oil field development system and in the process of its operation.

For the economic assessment of mechanized methods of well operation in the field, capital investments and annual operating costs are determined.

Geotechnical activities for the commissioning of wells from inactivity are mainly associated with various workover operations in the wells. A significant reserve for increasing oil production at any field is laid down in reducing the idle well stock.

Certain types of repair and insulation works are also referred to geotechnical activities aimed directly at increasing oil production. These types of works are technological types of repair and insulation works, the need for which is caused by the requirements of the technology for the development of productive formations and the field as a whole.

For example, an increase in oil production and a reduction in water production is facilitated by repair and insulation by shutting down (isolating) individual watered (depleted) intervals of a productive formation in oil production wells and regulating water injection across the thickness of flooded formations in water injection wells.

An increase in oil production and a reduction in the volume of associated water is also achieved by conducting repair and insulation works to shut off individual watered reservoirs in oil production and water injection wells that simultaneously operate several reservoirs.

Among the emergency and recovery repair and insulation activities, the technological effect of increasing oil production and reducing the volume of associated water can also be achieved by carrying out work to correct the poor-quality cement ring.

Thus, the types of geological and technical activities and the tasks they solve are very extensive and diverse, therefore, in order to select the optimal geotechnical activities, it is necessary to initially analyze the geological conditions of the fields and the technological indicators of their development.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

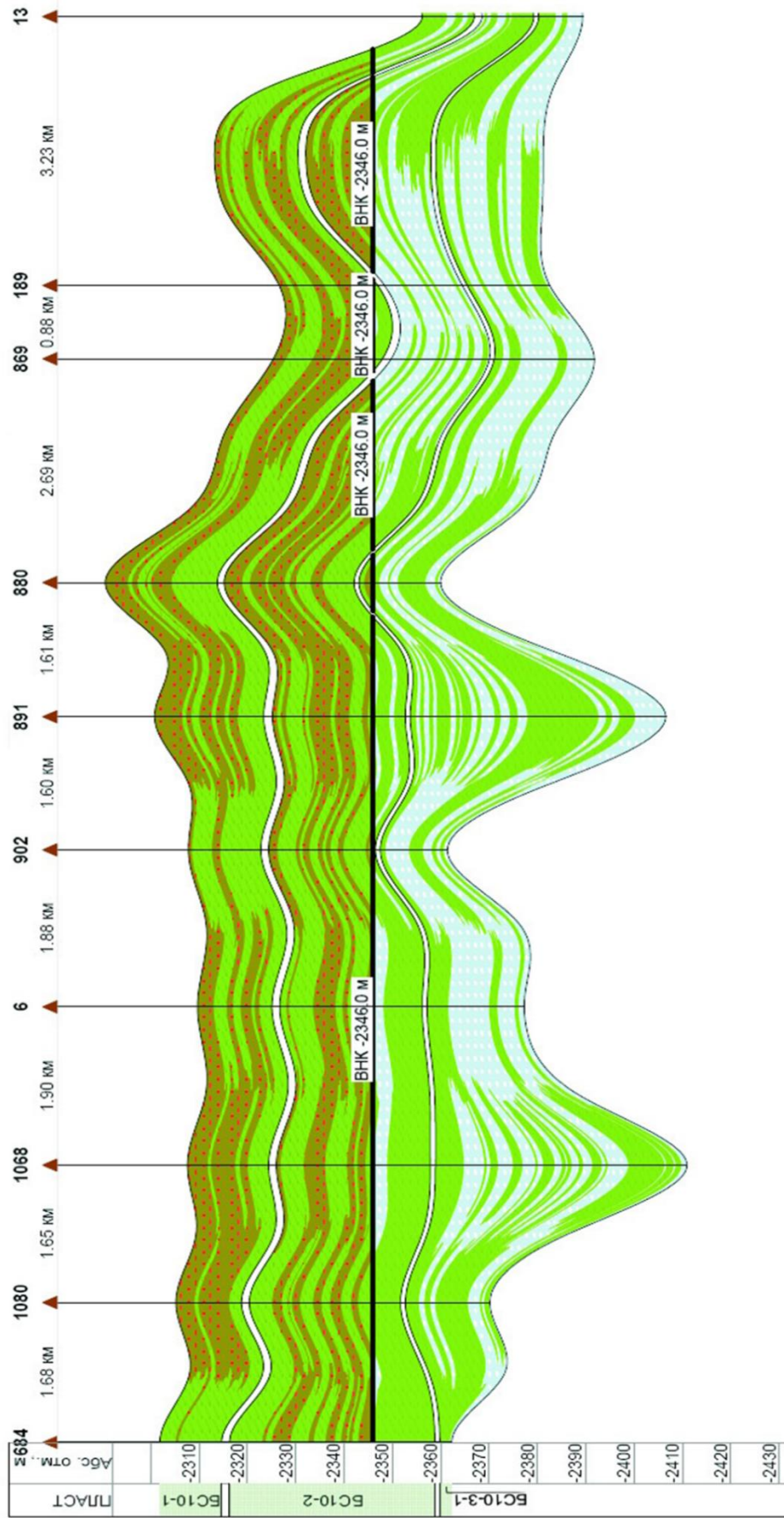


Рисунок 2.1 – Геологический разрез по линии скважин 684-13. Пласты BC₁₀¹, BC₁₀², BC₁₀³⁻¹

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица 2.1 – Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности пласта БС₁₀¹⁻¹ и БС₁₀¹

Метод определения	Зона	Наименование	Проницаемость, мД	Пористость, %	Начальная нефтенасыщенность, д.ед.	Насыщенность связанной водой, %
Лабораторные исследования керна	Нефтенасыщенная	Количество скважин, шт.	38	40	-	38
		Количество определений, шт.	400	780	-	382
		Среднее значение	246	23,8	-	30,7
		Коэффициент вариации, д.ед.	1,06	0,07	-	0,25
		Интервал изменения	0,1-1579	16,4-27,1	-	13,9-68,1
	Водонасыщенная	Количество скважин, шт.	6	7	-	6
		Количество определений, шт.	33	49	-	25
		Среднее значение	399	23,5	-	27,5
		Коэффициент вариации, д.ед.	1,16	0,12	-	0,31
		Интервал изменения	9,4-2700	17,5-28,3	-	12,6-48,6
Геофизические исследования скважин	ЧНЗ	Количество скважин, шт.	1008	1021	982	-
		Количество определений, шт.	2714	2756	5649	-
		Среднее значение	366,7	25	0,64	-
		Коэффициент вариации, д.ед.	1,38	0,1	0,23	-

Окончание таблицы 2.1

		Интервал изменения	1-1379	18,7-26,7	0,301-0,72	-
	ВНЗ	Количество скважин, шт.	51	51	48	-
		Количество определений, шт.	125	133	98	-
		Среднее значение	327,4	23,8	0,53	-
		Коэффициент вариации, д.ед.	1,18	0,1	0,24	-
		Интервал изменения	1-1379	18,7-26,7	0,301-0,72	-
Гидродинамич еские исследования скважин		Количество скважин, шт.	132	-	-	-
		Количество определений, шт.	132	-	-	-
		Среднее значение	414	-	-	-
		Коэффициент вариации, д.ед.	1,01	-	-	-
		Интервал изменения	11-1708	-	-	-
Принятые при проектировании			410	23/25	0,56/0,65	30,7/27,5

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица 2.2 – Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности пласта БС₁₀²

Метод определения	Зона	Наименование	Проницаемость, мД	Пористость, %	Начальная нефтенасыщенность, д.ед.	Насыщенность связанной водой, %
Лабораторные исследования керна	Нефтенасыщенная	Количество скважин, шт.	19	19		19
		Количество определений, шт.	308	819		292
		Среднее значение	114	23,7		37,3
		Коэффициент вариации, д.ед.	1,3	0,08		
		Интервал изменения	0,8-902	15,1-27		19,3-81
	Водонасыщенная	Количество скважин, шт.	9	9		9
		Количество определений, шт.	34	99		35
		Среднее значение	76	22,3		45,2
		Коэффициент вариации, д.ед.				
		Интервал изменения	2,3-426	18,6-25,		23,1-4,6
Геофизические исследования скважин	ЧНЗ	Количество скважин, шт.	565	569	557	
		Количество определений, шт.	2390	2406	1718	

Окончание таблицы 2.2.

		Среднее значение	169	22,8	0,533	
		Коэффициент вариации, д.ед.	2,17	0,1	0,29	
		Интервал изменения	1-1445	18,7-27,3	0,3-0,789	
	ВНЗ	Количество скважин, шт.	278	290	256	
		Количество определений, шт.	1176	1226	352	
		Среднее значение	142	24	0,549	
		Коэффициент вариации, д.ед.	1,76	0,1	0,29	
		Интервал изменения	1-1398	18,7-27,3	0,25-0,756	
Гидродинамические исследования скважин		Количество скважин, шт.	198			
		Количество определений, шт.	198			
		Среднее значение	325			
		Коэффициент вариации, д.ед.	1,45			
		Интервал изменения	14-2000			
Принятые при проектировании			330	23	0,542	37,3

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Таблица 2.3 – Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности пластов БС₁₀³⁻¹, БС₁₀³⁻²

Метод определения	Зона	Наименование	Проницаемость, мД	Пористость, %	Начальная нефтенасыщенность, д.ед.	Насыщенность связанной водой, %
Лабораторные исследования керна	Нефтенасыщенная	Количество скважин, шт.	4	4	–	4
		Количество определений, шт.	41	85	–	39
		Среднее значение	192	22,8	–	32,6
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,9	0,08	–	–
		Интервал изменения	09,-526	16,5-26,2	–	19,2-94
	Водонасыщенная	Количество скважин, шт.	202	206	153	–
		Количество определений, шт.	1321	1380	584	–
		Среднее значение	176	25,1	0,6	–
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,85	0,52	0,25	–
		Интервал изменения	1-1321,6	18,7-27,3	0,301-0,790	–
Геофизические исследования скважин	ЧНЗ	Количество скважин, шт.	270	276	180	–
		Количество определений, шт.	1621	1656	493	–
		Среднее значение	169,4	23,9	0,568	–

Окончание таблицы 2.3.

		Коэффициент вариации, д.ед.	1,5	0,1	0,29	–
		Интервал изменения	1-1450	18,7-27,6	0,25-0,782	–
	ВНЗ	Количество скважин, шт.	–	–	–	–
		Количество определений, шт.	–	–	–	–
		Среднее значение	–	–	–	–
		Коэффициент вариации, д.ед.	–	–	–	–
Интервал изменения	–	–	–	–		
Гидродинамические исследования скважин		Количество скважин, шт.	–	–	–	–
		Количество определений, шт.	–	–	–	–
		Среднее значение				
		Коэффициент вариации, д.ед.	–	–	–	–
		Интервал изменения	–	–	–	–
Принятые при проектировании			170	24/25	0,54/0,60	32,6

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Таблица 2.9 – Результаты определения коэффициентов вытеснения нефти водой на образцах X нефтяного месторождения

Лабор. номер образца	№ скважины	Место взятия керна	Пласс	Пористость, %	Пронцаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	Ост. Водонасыщенность, Кво, д.ед.	Нач. нефтенасыщенность, Кнн, д.ед.	Ост. нефтенасыщенность, Кно, д.ед.	Квыт, долю ед.	Vлин	Vпор
1176-04//	1251	2380,08	БС ₁₀	27,9	1260,4	0,161	0,839	0,337	0,598	1	5
1262-04//	2078	2378,52		27	1079	0,154	0,846	0,268	0,683		
2370-04//	1276	2401,18		27,6	919,8	0,174	0,826	0,284	0,656		
1186-04//	1251	2381,31		26,3	823,6	0,165	0,835	0,262	0,686		
2394-04//	1276	2411,43		27,9	510,5	0,195	0,805	0,336	0,583		
1249-04//	2078	2375,02		25,6	460,6	0,213	0,787	0,338	0,571		
1247-04//	2078	2373,68		24,5	221,4	0,265	0,735	0,28	0,619		
1189-04//	1251	2393,18		21,5	207,1	0,25	0,75	0,315	0,58		
1193-04//	1251	2393,6		22,8	67,1	0,29	0,71	0,286	0,597		
1275-04//	2078	2406,93		21,8	60,9	0,245	0,755	0,341	0,549		
1277-04//	2078	2407,51		19,3	46,7	0,318	0,682	0,259	0,62		
2382-04//	1276	2407,2		18,1	32,2	0,331	0,669	0,32	0,522		
1195-04//	1251	2394,13		20,3	26,2	0,35	0,65	0,281	0,567		
2373-04//	1276	2402,04		24	23,5	0,351	0,649	0,338	0,479		
1170-04//	1263	2327,95		18,7	17,1	0,361	0,639	0,35	0,452		

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Таблица 2.13 – Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти

Наименование	Пласт БС ₁₀ ¹					Пласт БС ₁₀ ²				
	При однократном разгазировании пластовой нефти в ст. усл.		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих усл.		Пластовая нефть, %% моль	При однократном разгазировании пластовой нефти в ст. усл.		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих усл.		Пластовая нефть, %% моль
	выделившийся газ, %% моль	нефть, %% моль	выделившийся газ, %% моль	нефть, %% моль		выделившийся газ, %% моль	нефть, %% моль	выделившийся газ, %% моль	нефть, %% моль	
Углекислый газ	0,08		0,15	0	0,05	0,25		0,15	0	0,05
Азот + редкие	2		1,54	0	0,53	1,84		1,56	0	0,52
в т.ч. гелий										
метан	66,74	0,12	83,61	0,14	28,75	77,48	0,1	82,36	0,13	27,38
этан	5,34	0,08	4,09	0,3	1,6	3,28	0,06	4,49	0,31	1,7
пропан	12,07	0,91	6,56	2,73	4,04	6,6	0,53	7,16	2,89	4,31
изобутан	2,46	0,52	0,94	1,18	1,1	1,81	0,42	0,95	1,16	1,09
н.бутан	6,65	2,37	2	3,68	3,11	4,51	1,61	2,13	3,83	3,27
изопентан	1,47	1,43	0,36	1,75	1,27	1,33	1,29	0,39	1,88	1,39
н.пентан	1,84	2,87	0,42	2,73	1,94	1,63	2,22	0,46	2,96	2,14
гексаны (н.гексан)	1,35	91,7	0,33	87,48	57,61	1,27	93,77	0,35	86,84	58,15
гептаны (в общем по пл БС10)	1,32	93,05	0,36	87,38	58,66					
Группа С6+ остаток										
Молек. масса	27,09	260	20,59	266	182	23,87	259	20,93	258	179
газа, кг/м ³	1,13		0,86			0,99		0,87		
газа относительная (по воздуху), доли.ед. (в общем по пл. БС ₁₀)	0,87		0,716			0,87		0,716		
нефти, кг/м ³		888		882	816		886		880	822

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Таблица 2.14 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Наименование		Горизонт БС ₁₀			
		Кол-во исслед.		Диапазон измерения	Среднее значение
		скв.	проб		
Вязкость динамическая, мПа*с					
	при 20 °С	40	48	24,6 – 98,3	35,8
	при 50 °С	40	48	8,8 – 15,0	11,1
Вязкость кинематическая, м ² /с					
	при 20 °С	44	52	28,04 – 109,52	40,23
	при 50 °С	44	52	9,78 – 16,74	12,48
Температура застывания, °С		44	28	-12,0 – 7,0	-1,21
Температура насыщения парафином, °С		38	46	23,5 – 35,6	30,3
Массовое содержание, %	Серы	44	51	1,00 – 2,56	1,64
	Смол силикагелевых	44	52	6,91 – 22,1	9,94
	Асфальтенов	44	52	0,56 – 11,00	3,07
	Парафинов	44	51	2,27 – 5,14	3,59
	Солей, мг/л	22	26	2 – 598	71
	Воды	33	38	0,0 – 30,0	3,9
	Мехпримесей				
Температура плавления парафина, °С		44	48	50 – 72	57
Объемный расход фракции	н.к. – 100 °С	24	25	0,5 – 3,5	1,26
	до 150 °С	44	51	4,0 – 12,0	8
	до 200 °С	44	51	10,5 – 20,0	15,37
	до 300 °С	44	51	26,5 – 42,0	33,1
	до 350 °С	43	28	44,0 – 58,0	48,9
Классификация нефти		II T1 П2			

ПРИЛОЖЕНИЕ К

Таблица 2.17 – Опыт применения геолого-технических мероприятий на X месторождении

Применяемые МУН	1976-2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011-2015	2016-2020	Итого за прогноз. период	Прирост КИН, доли ед.	Добыто нефти на 1 операцию, тыс.т/опер.ГТМ
1. ГРП											
а) количество проведенных операций	111		8	6			83	442	650	0,0110	9,773538462
дополнительная добыча нефти, тыс.т	432,9		35,2	40,2	12,3	5,7	2412	3414,5	6352,8		
2. Горизонтальные скважины											
а) количество пробур. скважин							5		5	0,0019	215,44
добыча нефти из всех ГС, тыс.т							428,9	648,3	1077,2		
3. Зарезка горизонтальных стволов											
а) количество пробур. скважин		3							3	0,0004	86,93333333
добыча нефти из всех скв., тыс.т		59,5	54,5	45,6	34,2	21,3	35,6	10,1	260,8		
3. Зарезка вторых стволов											
а) количество пробур. скважин	2						2	40	44	0,0026	34,67886364

Продолжение таблицы 2.17.

добыча нефти из всех скв., тыс.т	1,8						42,97	1481,1	1525,87		
4. ОПЗ										0,0013	0,274897731
а) кол-во провед. опер.	1520	36	67	85	74	81	368	458	2689		
б) дополнительная добыча нефти, тыс.т	760	14,1	27,5	35,7	38,9	49,4	257,6	316	739,2		
5. Потокотклоняющие технологии (МПДС, СПС, ТГ)										0,0032	1,113706587
а) кол-во провед. опер.	721	34	45	55	53	57	313	392	1670		
б) дополнительная добыча нефти, тыс.т	615,7	43,4	57,8	64,9	68,9	74,67	413,16	521,36	1859,89		
6. Прочие методы											
6.1. перфорационные методы										0,0001	0,711666667
а) кол-во провед. опер.	37		5	4	2	3	3		54		
б) дополнительная добыча нефти, тыс.т	20,7		4,75	3,96	2,1	3,3	2,85	0,77	38,43		
6.2. переводы на другой объект										0,0011	1,260927835
а) кол-во провед. опер.	436	10	7	12	12		3	5	485		
б) дополнительная добыча нефти, тыс.т	523,2	12,15	8,68	24,75	18,12	10,2	4,35	10,1	611,55		

Окончание таблицы 2.17.

6.3. РИР												
а) кол-во провед. опер.	522	15	14	18	18	15	52	49	703	0,0012	1,014409673	
б) дополнительная добыча нефти, тыс.т	514,17	15,75	14,98	19,8	19,98	16,8	58,24	53,41	713,13			
6.4. смена насоса												
а) кол-во провед. опер.	212	21	21	20	21	18	62	19	394	0,0005	0,798274112	
б) дополнительная добыча нефти, тыс.т	150,52	16,8	17,9	18	19,1	16,6	57,7	17,9	314,52			
Всего кол-во провед. опер.	3561	119	167	200	180	174	891	1405	6697	0,0233	2,014840974	
Всего добыто нефти, тыс.т	3018,99	161,7	221,31	252,91	213,6	197,97	3713,37	6473,54	13493,4			
Добыто нефти на 1 операцию, тыс.т/опер.	0,84779	1,35882	1,32521	1,26455	1,18667	1,13776	4,16764	4,6075	2,01484			