

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки «Нефтегазовое дело»
Кафедра ГРHM

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эффективности проведенных геолого-технологических мероприятий на Урманском нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.276-047.44(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3Д	Лебедев Юрий Евгеньевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая Ольга Вячеславовна	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРHM	Чернова Оксана Сергеевна	К.Г.-М.Н.		

Томск – 2017 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации

федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт: Природных ресурсов
Направление подготовки: Нефтегазовое дело
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой
_____ Чернова О.С.
(Подпись) (Дата)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗД	Лебедев Юрий Евгеньевич

Тема работы:

Анализ эффективности проведенных геолого-технологических мероприятий на Урманском нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 2189/с от 31.03.2017 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2017 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Дополнение к технологической схеме разработки Урманского нефтяного месторождения, отчеты геолого-технического отдела с текстами и графическими материалами.
--	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Введение</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения о месторождении 2. Геолого-физическая характеристика месторождения 3. Сведения о состоянии разработки 4. Анализ эффективности ГТМ на месторождении 5. Технологический расчет ГРП 6. Расчет экономической эффективности ГРП 7 Социальная ответственность <p>Заключение</p>
--	---

<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Обзорная карта месторождений нефти и газа ОАО «Томскнефть» Геологический разрез скважин продуктивного горизонта АВ₁ Динамика разработки месторождения Динамика технологических показателей Сравнение проектных и фактических показателей разработки Распределение остаточных извлекаемых запасов</p>
--	--

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент</p>	<p>Пожарницкая О.В.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Немцова О.А.</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>10.02.2017 г.</p>
--	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Старший преподаватель</p>	<p>Пулькина Н.Э.</p>			<p>10.02.2017 г.</p>

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>2БЗД</p>	<p>Лебедев Ю.Е.</p>		<p>10.02.2017 г.</p>

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3Д	Лебедеву Юрию Евгеньевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Геологии и разработки нефтяных месторождений
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет сметной стоимости выполняемых работ, согласно применяемой техники и технологии</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Линейный график выполнения работ</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Организационная структура управления организацией</i>
2. <i>Линейный календарный график выполнения работ</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Пожарницкая О.В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3Д	Лебедев Ю.Е.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3Д	Лебедеву Юрию Евгеньевичу

Институт	Институт природных ресурсов	Кафедра	Геологии и разработки нефтяных месторождений
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	В ВКР объектом исследования являются ГТМ, все мероприятия которых, проводятся на кустовой площадке Урманского месторождения.
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу - Превышение уровня шума - Превышение уровня вибрации - Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Возможность получения механических травм - Высокая пожароопасность - Возможность поражения электрическим током - Работа с объектами находящимися под высоким давлением <p>Средства защиты:</p> <p>Для защиты от вредного химического воздействия могут быть применены противогазы и респираторы. Противошумные наушники и беруши применяются для защиты органов слуха.</p>
<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); 	<p>2. Экологическая безопасность:</p> <p>Охрана атмосферы Охрана гидросферы Охрана литосферы и животных</p>

– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: <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.	3.Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные (возможные взрывы и пожары, аварии на электроподстанциях, химические выбросы оборудования) Природные (бури, метели, нападения диких животных) экологические, биологические, социальные.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <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. 	4. Рассмотрены нормы и требования ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» ПБ 07-601-03 «Правила охраны недр» Постановление Госгортехнадзора РФ от 06.06.03 г. № 71 Постановление Госгортехнадзора России от 10.06.03 г. № 80

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова О.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3Д	Лебедев Ю.Е.		

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт: Природных ресурсов

Направление подготовки(специальность): Нефтегазовое дело

Кафедра: ГРHM

Уровень образования: бакалавр

Период выполнения: весенний семестр 2017 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

15.06.2017 г.

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.03.2017	<i>Общие сведения о месторождении</i>	10
10.03.2017	<i>Геолого-физическая характеристика месторождения</i>	15
29.03.2017	<i>Сведения о состоянии разработки</i>	15
19.04.2017	<i>Анализ эффективности ГТМ</i>	20
23.04.2017	<i>Технологический расчет ГРП</i>	10
20.05.2017	<i>Расчет экономической эффективности ГРП</i>	10
20.05.2017	<i>Социальная ответственность</i>	10
10.06.2017	<i>Оформление работы</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Н.Э.			

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРHM	Чернова О.С.	к.г.-м.н., доцент		

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

РЕФЕРАТ

Данная выпускная квалификационная работа состоит из 115 страниц, 7 рисунков, 16 таблиц и 11 источников.

В данной работе была рассмотрена и проанализирована эффективность проведения геолого-технических мероприятий на Урманском нефтяном месторождении.

Ключевые слова: месторождение, нефть, геолого-технические мероприятия, гидроразрыв пласта, соляно-кислотная обработка, методы увеличения нефтеотдачи, интенсификация притока, химреагенты, нагнетательная скважина, увеличение дебита.

Объектом исследования являются: продуктивные пласты М+М₁, Ю₁₄₋₁₅, Ю₇ Урманского нефтяного месторождения.

Цель работы: изучить и провести анализ эффективности применяемых ГТМ на Урманском нефтяном месторождении.

Задачи: Изучить проводимые на месторождении ГТМ, оценить их эффективность, выявить наиболее эффективные методы, а также найти причины недостижения проектных показателей добычи после проведения мероприятий.

В процессе выполнения работы были рассчитаны: технологический расчет ГРП и его экономическая эффективность.

В результате исследования: были выявлены наиболее эффективные, и наиболее часто проводимые ГТМ, а также рассчитана примерная экономическая эффективность от проведения гидроразрыва пласта.

Для выполнения выпускной работы использовались: текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel. Презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

Обозначения и сокращения

- ГТМ – геолого-технические мероприятия;
- ГРП – гидроразрыв пласта;
- МУН – методы увеличения нефтеотдачи;
- СКО – соляно-кислотная обработка;
- РИР – ремонтно-изоляционные работы;
- КИН – коэффициент извлечения нефти;
- ГИС – геофизическое исследование скважин;
- ГДИС – гидродинамическое исследование скважин;
- ФЕС – фильтрационно-емкостные характеристики
- ОПЗ – обработка призабойной зоны;
- ПВЛГ – перевод на вышележащий горизонт;
- ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация;
- ГНО – глубинно-насосное оборудование;
- БГС – бурение горизонтальных скважин;
- ВСП – вертикальное сейсмическое профилирование;
- УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;
- ВНК – водонефтяной контакт;
- ГНК – газонефтяной контакт;
- МОВ – метод отраженных волн;

Содержание

Введение.....	13
1 Общие сведения о месторождении.....	14
2 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	16
3 Сведения о состоянии разработки.....	17
3.1 Общие сведения о состоянии разработки.....	17
3.2 Сведения о состоянии фонда скважин.....	20
3.3 Состояние разработки эксплуатационных объектов.....	24
3.4 Анализ энергетического состояния пластов.....	28
4 Анализ эффективности геолого-технологических мероприятий.....	34
4.1 Анализ эффективности применяемых.....	35
4.2 Анализ эффективности ГРП.....	38
4.3 Технология проведения работ.....	42
4.4 Анализ эффективности других методов.....	43
4.5 Анализ существующей системы ППД.....	45
4.6 Обоснование применения методов повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов.....	49
5 Технологический расчет ГРП.....	53
6 Расчет экономической эффективности ГРП.....	58
7 Социальная ответственность.....	64
7.1 Производственная безопасность.....	64
7.2 Охрана окружающей среды.....	71
7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	79
7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	83
Заключение.....	90
Список используемой литературы:.....	92

Введение

При разработке нефтяных месторождений, современные компании всегда стремятся максимально возможно извлечь природные запасы нефти и газа из недр земли. Добиться повышения нефтеотдачи, увеличения темпа отбора, можно с помощью проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Геолого-технические мероприятия — это комплекс мер различного характера, проводимых с целью обеспечения максимальной добычи углеводородов. Эти мероприятия проводятся на всех стадиях разработки месторождения, наиболее интенсивно – на поздних.

На данный момент, Урманское месторождение находится на второй стадии разработки, однако вместе с постепенным повышением дебита, увеличивается и обводненность. В разработку вовлекаются трудноизвлекаемые запасы нефти, приуроченные к малопроницаемым и неоднородным коллекторам.

Для повышения продуктивности скважин и увеличения темпов отбора, и достижения максимально возможного коэффициента извлечения нефти (КИН) на месторождении проводится ряд геолого-технических мероприятий. В числе этих мероприятий как химические (соляно-кислотная обработка), так и механические (гидро разрыв) пласта методы воздействия на пласт.

В данной работе были изучены все мероприятия по увеличению нефтеотдачи и интенсификации притока проводимые на Урманском месторождении, компании «Газпромнефть-Восток»

(572 км); зимой – автомобильным (около 410 км); между пос. Пудино и площадью месторождения — вездеходно-тракторным, по зимникам, которые действуют с декабря по март.

Южнее Урманского месторождения на расстоянии 1,5 км от действующей установки подготовки нефти расположен действующий нефтепровод Игольско-Таловое месторождение – Парабель, который связан с основной транспортной нефтяной магистралью Александровское – Томск – Анжеро – Судженск. Вдоль нефтепровода проложены линии электропередач [1].

Климат района резко континентальный, с продолжительной холодной зимой (до -55°C) и коротким тёплым летом (до $+35^{\circ}\text{C}$ в июле). Снежный покров лежит с ноября по май, толщина его достигает 80-100 см. Реки и болота начинают замерзать лишь к концу декабря (толщина льда на водоёмах достигает 1 метр), некоторые участки болот не промерзают всю зиму, в связи с этим возникает необходимость сооружения переездов в виде настилов.

Несмотря на обилие поверхностных вод, для водоснабжения как питьевой, так и технической водой следует бурить водозаборные скважины глубиной до 170 метров.

Растительность района таёжного и болотного типов. 15% площади работ заболочено. Рельеф местности представляет собой слабо всхолмлённую равнину, слабо расчленённую, с низкой степенью дренирования и высокой заболоченностью. Абсолютные отметки рельефа изменяются от 90 м в пойменных частях рек до 122 м – на водоразделах.

Гидрографическая сеть представлена р. Посмандар с притоком Чебачья, а также рядом мелких ручьев, длиной не превышающих 1 км. Берега рек обрывистые, заросшие мелким кустарником.

2 Геолого-физическая характеристика месторождения

Глава удалена, так как входящая в нее информация представляет собой экономическую тайну.

3 Сведения о состоянии разработки

3.1 Общие сведения о состоянии разработки

Всего в пределах лицензионного участка пробурено 80 скважин, в том числе 15 глубоких (1 – параметрическая, 6 поисковых, 8 разведочных скважин).

В эксплуатации перебивали пять разведочных скважин. Основные цели и задачи эксплуатации залежи разведочными скважинами - определение площади нефтеносности месторождения и границ залежи, изучение геолого-физических свойств продуктивных пластов (отбор керна, глубинных проб нефти, воды и газа, ГИС), испытание пластов, подготовка залежи к пробной эксплуатации и оценке промышленных запасов нефти - были выполнены.

Фактически можно выделить две стадии освоения месторождения. На первой стадии освоения происходила разработка залежи разведочными скважинами (четыре скважины №№1Р, 10Р, 11Р, 22Р). На второй стадии началась разработка эксплуатационными скважинами.

Первой в 1997 г. освоена разведочная скважина №10R на пласт М, согласно «Плану пробной эксплуатации скважины №10...», скважина проработала до стадии полного обводнения. В июне 2000 г. расконсервирована разведочная скважина №11R, в 2003 г. восстановлена скважина №1R. В 2002 году закончена бурением поисково-оценочная скважина №22R, при испытании которой установлено наличие газовой шапки. Все скважины эксплуатировали пласт М₁.

В период эксплуатации разведочными скважинами в основном проводилась оценка добывных возможностей продуктивных пластов, определение методов и способов эксплуатации скважин, оптимальных режимов работы скважин и т.п.

С 2005 г. началась стадия освоения и промышленной разработки продуктивных пластов М-М₁ эксплуатационным фондом скважин. В 2005 г. были пробурены и введены в разработку совместно на пласты М-М₁ две проектные эксплуатационные скважины №763, 770.

В ноябре 2007 г. в результате опробования эксплуатационной скважины №109 проведено успешное испытание продуктивного пласта Ю₁₅. С 2008 г., после постановки на государственный баланс промышленных запасов нефти пластов Ю₁₄ и Ю₁₅, в пробную эксплуатацию на юрские отложения были введены скважины №№109 и 762. Согласно принципиальным положениям действующего проектного документа ввод пластов Ю₁₄₋₁₅ в промышленную разработку предусмотрен с 2015 г.

Фаза активного эксплуатационного бурения проектного фонда скважин приходится на 2008-2012 гг. В это же время бурится разведочная скважина 25Р. При испытаниях которой, а также транзитных скважин выявлены новые залежи нефти (пласт Ю₇) и газа (пласты Ю₁₀ и Ю₁₃).

В настоящее время в промышленной разработке участвуют залежи отложений коры выветривания и кавернозно-трещиноватые карбонаты коренных пород палеозоя (пласты М и М₁) как единый объект. Пласты Ю₁₄ и Ю₁₅ объединены в один объект разработки, полномасштабная выработка которых пока не ведётся, так же, как и объекта Ю₇.

В таблице 3.1.1 приведены основные показатели состояния разработки месторождения на 01.01.2014 г.

Таблица 3.1.1 - Технологические показатели разработки Урманского месторождения

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Накопл. добыча нефти, тыс.т	КИН ВС1+С2	Отбор от НИЗ (кат ВС1+С2), %	Темп отбора (кат ВС1+С2)		Добыча жидкости, тыс.т	Накопл. добыча жидкости, тыс.т	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводн., %	Закачка воды, тыс.м ³	Накопл. Закачка воды, тыс.м	Приемистость, м ³ /сут	Компенсация		Действ. фонд добыв. скв.	Действ. фонд нагн. скв.
					НИЗ	ТИЗ									текущ.	накопл.		
2007	197,3	578,6	0,009	3,0	1,0	1,0	536,5	1170,4	90,9	247,13	63,22	279,1	324,6	795,21	82,3	55,6	6	1
2008	344	922,6	0,015	4,7	1,8	1,8	871	2041,5	81,3	205,9	60,51	412,1	736,7	729,32	78,2	66,3	18	2
2009	455,3	1377,7	0,022	7,0	2,3	2,5	1585,5	3626,9	61,9	205,3	69,85	680,1	1416,8	611,05	61,5	64,19	31	5
2010	435,7	1813,4	0,029	9,3	2,2	2,5	2197,8	5824,7	40,6	182,7	77,76	1283,9	2700,6	551,72	75,1	69,7	44	8
2011	253,6	2067	0,033	10,6	1,3	1,5	2341,9	8166,6	21,6	164,4	86,9	1840,7	4541,3	594,93	90,5	77,8	41	7
2012	167,6	2234,6	0,036	11,4	0,9	1,0	1679,6	9846,1	12,0	119,8	90,0	1408,6	5949,9	598,15	93,2	79,5	43	7
2013	156,4	2391	0,038	12,2	0,8	0,9	1725	11571,1	11,1	122,2	90,9	1314,1	7264,0	516,3	83,8	80,3	40	7

На 01.01.2014 г. накопленная добыча нефти в целом по Урманскому месторождению составляет 2391 тыс.т, накопленная добыча жидкости 11571,1 тыс. т., накопленная закачка воды 7264 тыс.м³.

В 2013 г. из продуктивных пластов месторождения добыто 156,4 тыс.т нефти, извлечено 1725 тыс. т жидкости, закачано в пласт воды 1314,1 тыс.м³, добывающие скважины эксплуатировались со средним дебитом по нефти 11,1 т/сут, по жидкости - 122,2 т/сут при обводненности 90,9%, средняя приёмистость нагнетательных скважин - 516,3 м³/сут.

Эксплуатационный фонд составил 47 скв., из них действующий добывающий – 40 скв., действующий нагнетательный – семь скважин. Основной способ эксплуатации – механизированный (ЭЦН).

3.2 Сведения о состоянии фонда скважин

Всего с начала разработки на Урманском месторождении пробурено 80 скважин, в том числе 15 поисково-разведочных. На балансе предприятия числится 77 единиц (табл. 3.2.3).

По состоянию на 01.01.2014 г. в пробуренном добывающем фонде числится 70 скважин (69 ед. - на пласте М-М₁ и одна - на Ю₇), из них девять переведены в нагнетательный фонд. В пробуренном нагнетательном насчитывается шесть скважин и одна в специальном фонде. Часть скважин (11 ед.) переведены с объекта М+М₁ на объекты Ю₁₄₋₁₅ и Ю₇.

В действующем фонде насчитывается 40 скважин (31 скважина – на пласте М-М₁, шесть скважин – на Ю₁₄₋₁₅ и три скважины – на Ю₇), в бездействии 13 скважин (10 – на М-М₁, две - на Ю₁₄₋₁₅ и одна - на Ю₇). 12% скважин действующего фонда (5 единиц) эксплуатируются фонтанным способом, 88% скважин (35 единиц) - механизированным способом - ЭЦН. Коэффициент эксплуатации добывающего фонда скважин на конец 2013 г. составил 0,97, коэффициент использования 0,74.

По состоянию на 01.01.2014 г. в эксплуатационном нагнетательном фонде находятся 12 скважин (на объекте М-М₁ – 11 ед., на объекте Ю₁₄₋₁₅ – одна скважина), из них действующих – семь единиц (все эксплуатируются на объект М+М₁). Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин на конец 2013 г. равен 0,93, коэффициент использования - 0,73.

В таблицах 3.2.1-3.2.2 представлены результаты распределения скважин по дебитам нефти, дебитам жидкости, обводненности и накопленной добычи нефти.

Таблица 3.2.1 – Распределение фонда скважин по дебитам нефти и обводненности

Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %							Итого, шт.
	0 - 10	10-50	50 - 80	80 - 90	90 - 95	95 - 98	>98	
0 - 10	0	3	4	6	8	5	0	26
10 - 30	0	2	2	4	1	3	0	12
30 - 50	0	0	1	0	0	0	0	1
50 - 70	0	0	0	0	1	0	0	1
70 - 100	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого, шт.	0	5	7	10	10	8	0	40

Таблица 3.2.2 – Распределение фонда скважин по дебитам жидкости и обводненности

Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %							Итого, шт.
	0 - 10	10-50	50 - 80	80 - 90	90 - 95	95 - 98	>98	
0 - 30	0	5	4	2	2	0	0	13
30 - 50	0	0	0	3	0	1	0	4
50 - 70	0	0	1	2	1	0	0	4
70 - 100	0	0	1	2	2	1	0	6
100 - 150	0	0	0	1	1	2	0	4
150 - 200	0	0	1	0	2	1	0	4
200 - 250	0	0	0	0	1	0	0	1
>250	0	0	0	0	1	3	0	4
Итого, шт.	0	5	7	10	10	8	0	40

Среднесуточные дебиты по нефти добывающих скважин в 2013 г. варьировались от 0,8 т/сут до 60,6 т/сут, разброс дебитов скважин по жидкости составлял от 2,65 т/сут до 915,1 т/сут. Такой широкий диапазон изменения эксплуатационных характеристик скважин указывает на наличие высокой

геологической неоднородности в первую очередь карбонатных пластов М-М₁, т.к. он является основным объектом разработки на 01.01.2014 г.

Поровое пространство пластов М-М₁ представляет собой чередование высокопродуктивных (зоны развитой трещиноватости) и низкопродуктивных (низкопроницаемые матрицы породы) зон, распространённых хаотично как по площади так, и по разрезу продуктивного пласта. Данный факт значительно затрудняет подбор новых скважин-кандидатов для бурения, проведение прогноза добычи нефти скважин.

Значительная часть скважин добывающего фонда (13 ед. или 32,5%) эксплуатируются с дебитами по жидкости менее 30 т/сут. С дебитами более 250 т/сут на конец 2013 года эксплуатируется четыре скважины, три из них максимально обводнены. Максимальный дебит по жидкости, равный 1082 т/сут, в течение 2013 года наблюдался по скважине №763, находящейся в наиболее продуктивной центральной части залежи. 20% фонда скважин (8 единиц) работают с дебитами по жидкости менее 70 т/сут (табл. 3.2.2). Средний дебит скважин по жидкости в 2010 г. составил 122,2 т/сут. За последние три года суточные отборы жидкости уменьшились на 33%.

Относительно высокие суточные отборы жидкости скважин характеризуются содержанием большой доли попутно добываемой воды, поэтому 65% всего фонда добывающих скважин работают с низкими дебитами по нефти (менее 20 т/сут) и высокой обводненностью (более 80%). Единственная скважина №763, вскрывшая высокопродуктивную северную часть залежи пластов М-М₁, эксплуатировалась с дебитами по нефти более 50 т/сут. Средний дебит скважин по нефти в 2013 г. составил 11,1 т/сут. – за три года снизился на 72%. Следует отметить, что из 40 действующих скважин большинство (31 ед.) приходится на объект М+М₁, и только шесть на объект Ю₁₄₋₁₅ и три – на Ю₇.

Таблица 3.2.3 - Характеристика фонда скважин Урманского месторождения на 1.01.2014 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин*					
		М-М ₁	Ю ₁₄₋₁₅	Ю ₁₃	Ю ₁₀	Ю ₇	В целом
Фонд добывающих нефтяных скважин	Пробурено	69	-	-	-	1	70
	Возвращено с других горизонтов	-	9	-	-	2	-
	Нагнетательные в отработке	2	-	-	-	1	3
	Всего	71	9	-	-	4	73
	в том числе:						
	Действующие	31	6	-	-	3	40
	из них: ФОН	-	4	-	-	1	5
	ЭЦН	31	2	-	-	2	35
	Бездействующие	10	2	-	-	1	13
	В освоении после бурения	1	-	-	-	-	1
	В консервации	-	-	-	-	-	-
	Наблюдательные	-	-	-	-	-	-
	Пьезометрические	-	-	-	-	-	-
	Ликвидированные	7	-	-	-	-	7
	Переведены на другой горизонт	11	-	-	-	-	-
	Переведены в нагнетательный фонд	8	1	-	-	-	9
Переведены в специальный фонд	3	-	-	-	-	3	
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	6	-	-	-	-	6
	Переведены из добывающих	9	1	-	-	-	9
	Переведены с других горизонтов	-	1	-	-	-	-
	Всего	15	2	-	-	-	15
	в том числе:						
	под закачкой	7	-	-	-	-	7
	бездействующие	4	1	-	-	-	5
	в освоении	-	-	-	-	-	0
	в отработке на нефть	2	1	-	-	-	3
	Переведены на другой горизонт	2	-	-	-	-	-
	В консервации	-	-	-	-	-	-
	Пьезометрические	-	-	-	-	-	-
	Наблюдательные	-	-	-	-	-	-
	В ожидании ликвидации	-	-	-	-	-	-
Ликвидированные	-	-	-	-	-	-	
Фонд специальных скважин	Пробурено	-	1	-	-	-	1
	Переведены из других категорий	1	2	-	-	-	3
	Всего:	1	3	-	-	-	4
	Водозаборные	1	-	-	-	-	1(ПК1)
	Поглощающие	-	3	-	-	-	3 (2-ПК1)

Скважины объекта Ю₁₄₋₁₅ эксплуатируются с дебитами жидкости не выше 30 т/сут и обводнённостью в интервале 10-80%. По объекту Ю₇ на конец 2013

года дебиты жидкости также не превышали 30 т/сут и эксплуатировались с обводнённостью в интервале 80-95%.

Выработка запасов нефти из пластов М-М₁ происходит в условиях высокой активности подошвенных вод. В результате формирования депрессионной воронки в призабойной зоне происходит подтягивание подошвенных пластовых вод по трещинам (конусообразование), приводящее к преждевременному обводнению продукции скважин.

Из анализа распределения дебитов добывающих скважин по обводненности следует, что обводненность продукции 20% добывающих скважин (8 единиц) превышает 95%, 50% скважин (20 единиц) добывают пластовую жидкость с обводненностью от 80% до 95%. Только по одной скважине доля воды в добываемой продукции не превышает 20%, в четырёх не превышает 50%. Средняя обводненность продукции скважин в 2013 г. составляла 90,9%, за три года выросла на 13 пунктов.

Всего на 01.01.2014 г. из продуктивных пластов Урманского месторождения добыто 2391 тыс. т нефти, 150 тыс.т. конденсата и газа газовой шапки – 951 млн.м³. Наибольшая накопленная добыча нефти, более чем 195 тыс. т наблюдается по скважине №763. На месторождении всего четыре скважины накопленный отбор нефти которых составил более 100 тыс.т на скважину, суммарная накопленная добыча по ним составила 569,8 тыс. т нефти.

Таким образом, добывающий фонд скважин Урманского месторождения представлен преимущественно высокодебитными по жидкости скважинами, однако вследствие влияния неблагоприятных геологических и технологических факторов наблюдается интенсивное обводнение продукции скважин.

3.3 Состояние разработки эксплуатационных объектов

На Урманском месторождении промышленные запасы нефти залегают в карбонатных отложениях палеозоя, подстилаемых осадочными породами коры выветривания (пласт М-М₁) и терригенных юрских отложениях - пластах Ю₁₅,

Ю₁₄, и Ю₇, также выявлены и поставлены на баланс новые газоконденсатные залежи пластов Ю₁₃, Ю₁₀. Для расчётов фактических КИН, отбора от НИЗ и темпов отбора от НИЗ и ТИЗ принимались запасы, числящиеся на балансе РГФ на дату составления проектного документа.

С системой ППД разрабатывается один из трёх объектов разработки – М+М₁. Без искусственного поддержания пластового давления разрабатываются объекты Ю₁₄₋₁₅ и Ю₇. Залежи пласта Ю₇ являются небольшими по размеру и водоплавающими, каждая залежь разрабатывается от одной до нескольких скважин, текущее пластовое давление ниже начального в пределах 2 МПа.

Действующим проектным документом выделено три эксплуатационных объекта: М-М₁, Ю₁₄₋₁₅ и Ю₇ (таблица 3.3.1).

Таблица 3.3.1 – Основные показатели состояния разработки продуктивных пластов

Показатели	Эксплуатационные объекты (пласты)			Итого по месторождению
	М-М ₁	Ю ₁₄₋₁₅	Ю ₇	
Годовая добыча нефти, тыс.т.	136,6	13,1	6,7	156,4
Накопленная добыча нефти, тыс.т	2329	43	19,5	2391
Годовая добыча жидкости, тыс.т.	1658,2	36,0	30,8	1725
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	11420,4	86,8	63,9	11571,1
Обводненность (по массе), %	91,8	63,6	78,1	90,9
Среднесуточный дебит 1 скважины, т/сут:				
по нефти	13,1	5,5	5,2	11,1
по жидкости	158,5	15,2	23,9	122,2
Накопленная закачка, тыс.м ³	7188,1	76,0	0,0	7264,1
Компенсация отбора закачкой, %				
текущая	84,2	142,3	0,0	83,8
накопленная	80,2	173,9	0,0	80,3
Средняя приёмистость 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут	542,1	179,9	0,0	516,3
Коэффициент извлечения нефти ВС1, д.ед.	0,094	0,004	0,028	0,064

Объект М-М₁

На пласты М-М₁ приходится 97% всей добычи нефти Урманского месторождения, поэтому динамика основных показателей разработки объекта соответствует характеристике месторождения в целом.

Продуктивные пласты М-М₁ были введены в промышленную разработку

в 1997 г., активная фаза бурения приходится на 2008-2011 гг. Формирование системы ППД существенно отставало от ввода в эксплуатацию новых добывающих скважин, в связи с чем, отмечается падение пластового давления в зоне отбора.

Разработка пластов М-М₁ происходит на упруго-водонапорном режиме. Высокая продуктивность трещиновато-каверновых карбонатных пластов, а также повышенная активность подошвенных вод способствуют быстрому прорыву воды к забоям добывающих скважин в результате конусообразования. Практически все скважины вводились в эксплуатацию с высокой начальной обводнённостью, причём процесс обводнения продукции скважин начинал активно прогрессировать уже на стадии фонтанной эксплуатации скважин.

Всего на пласты М-М₁ пробурено 75 скважин, из которых 14 выведены из фонда пласта. По состоянию на 01.01.2014 г. эксплуатационный фонд представлен 53 скважинами, из них 42 добывающие и 11 нагнетательные.

Формирование системы ППД (первоначально реализовывалась однорядная система заводнения, затем трансформировалась в очагово-избирательную) было начато в 2006 г. освоением под закачку краевой скважины №771. На 01.01.2014 г. накопленная добыча нефти по пластам М-М₁ составила 2329 тыс.т, накопленная добыча жидкости 11420,4 тыс. т.

В 2013 г. было добыто 136,6 тыс.т нефти, 1658,2 тыс. т жидкости, добывающие скважины работали со средним дебитом по нефти 13,1 т/сут, по жидкости 158,5 т/сут при обводнённости 91,8%, средняя приёмистость нагнетательных скважин - 542,1 м³/сут.

Объект Ю₁₄₋₁₅

Юрские нефтеносные отложения были открыты в 2007 г. после опробования в скважине №109 продуктивного пласта Ю₁₅. В 2008-2009 г. объект Ю₁₄₋₁₅ был введён в пробную эксплуатацию, которая продолжается и по сей день. Полномасштабное бурение на объект планировалось начать с 2015 года. До этого времени вести разработку залежей предполагалась тремя скважинами на естественном режиме.

На 01.01.2014 г. эксплуатация объекта производится шестью добывающими скважинами №№109, 156, 203, 229, 762, 123Г.

В рамках опытных работ была организована закачка воды в пласт через скважину №769. В районе этой нагнетательной скважины располагается только одна добывающая скв. 207, которая была переведена с нижележащего объекта в феврале 2012 года. После проведения гидроразрыва пласта входные параметры скважины составили: дебит жидкости – 16,5 т/сут, обводненность – 61,7%, дебит нефти – 6,3 т/сут. За 14 месяцев скважина обводнилась до 99%. Поддержание пластового давления в этом районе было организовано в июне 2012 года, т.е. спустя три месяца после запуска добывающей скважины. Анализируя промысловые данные работы скважин, прослеживается чёткая связь между приёмистостью нагнетательной скважины и дебитом жидкости добывающей.

На 01.01.2014 г. накопленная добыча нефти по объекту составила 43,1 тыс.т, накопленная добыча жидкости 86,8 тыс. т.

В 2013 г. добыто 13,1 тыс.т нефти, 36 тыс. т. жидкости, средний дебит скважин по нефти - 5,5 т/сут, по жидкости – 15,2 т/сут, обводнённость 63,6%.

Объект Ю₇

Залежи пласта Ю₇ были открыты в 2011 г. после опробования в скважинах №№25Р, 105, 211, 229, введены в эксплуатацию в 2012 году. Бурение не планировалось, т.к. объект предполагалось разрабатывать возвратными скважинами с нижележащих объектов. Система воздействия на пласт - естественный режим.

На 01.01.2014 г. эксплуатация объекта производится тремя добывающими скважинами №№104, 223, 234. Накопленная добыча нефти составила 19,5 тыс.т, накопленная добыча жидкости 63,9 тыс. т.

В 2013 г. добыто 6,7 тыс.т нефти, 30,8 тыс. т. жидкости, средний дебит скважин по нефти - 5,2 т/сут, по жидкости – 23,9 т/сут, обводнённость 78,1%.

3.4 Анализ энергетического состояния пластов

Начальное пластовое давление пластов М-М₁ составляет 32,5 МПа, юрских пластов Ю₁₄ и Ю₁₅ – 29,6 МПа, для Ю7 - 27,3 МПа. Для контроля за энергетическим состоянием эксплуатационных объектов проводятся прямые замеры пластового и забойного давления забойными датчиками (манометрами), составляются карты изобар. Охват ГД эксплуатационного фонда скважин исследованиями удовлетворительный: в 2006 г. охват исследованиями составил 63%, 2007 г. – 40%, 2008 г. – 0%, 2009 г. – 18%, 2010 г. -22%, 2011 г. – 23%, 2012 г. – 14%, 2013 г - 36%.

Объект М+М₁

Выработка запасов нефти из пластов М – М₁ происходит за счёт истощения природной пластовой энергии, преимущественно, режима растворенного газа. В течение всего периода эксплуатации залежи происходило постоянное снижение пластового давления, темпы падения которого зависели от интенсивности бурения и режимов работы добывающих скважин. Проектная система ППД на залежи не сформирована, очаговая закачка воды в скважины оказывает слабое влияние на восстановление баланса пластовой энергии.

На рисунке 3.4.1 приведена динамика изменения пластового давления продуктивных пластов М – М₁ за весь период разработки.

На 01.01.2014 г. текущее пластовое давление пластов М – М₁ составило 28 МПа, что меньше начального на 4,5 МПа.

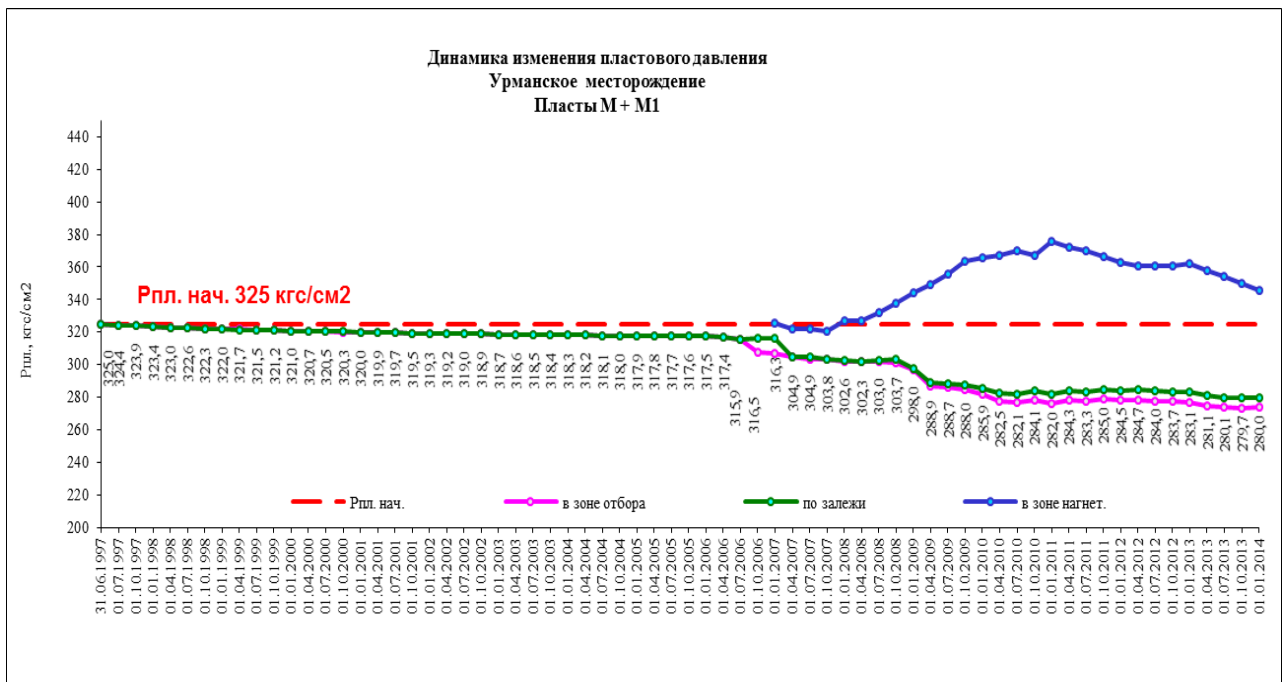


Рисунок 3.4.1 – Динамика изменения пластового давления пластов М-М₁
Урманского месторождения

Анализ забойного давления

Среднее забойное давление в добывающих скважинах составляет 19,8 МПа (интервал изменения 7,1 – 37,2 МПа). Среднее забойное давление по способам эксплуатации: ЭЦН – 12,9 МПа, фонтан – 14,0 МПа. Среднее давление на устье нагнетательных скважин 10,7 МПа.

Действующим проектным документом рекомендовано минимальное значение забойного давления 23 МПа.

Предельное минимальное значение забойного давления было определено расчётным путём и условиями прочности крепления скважин, механическими свойствами пласта (смыкание трещин, разрушение слабосцементированного пласта), конусообразования подошвенной воды и верхнего газа, недопущения выделения растворенного газа из нефти, срыва подачи насоса из-за вредного влияния свободного газа и др. Критическими факторами для ограничения забойного давления являются условия минимизации «конусообразования» подошвенной воды и верхнего газа, выделения растворённого газа из нефти при снижении забойного давления ниже давления насыщения.

По факту добывающие скважины эксплуатируются при низких значениях забойного давления (рисунок 3.4.2). В среднем отклонение от рекомендуемого значения забойного давления составило 43%.



Рисунок 3.4.2 – Значения фактических забойных давлений скважин на конец 2013 г. Объект М+М₁

Объект Ю₁₄₋₁₅

На дату анализа, в выработке запасов нефти объекта единичными скважинами участвует только пласт Ю₁₅, пласт Ю₁₄ в данных скважинах перфорацией не вскрыт. Скважины эксплуатируются за счёт истощения природной пластовой энергии.

В рамках опытных работ была организована закачка воды в пласт через скважину №769. В районе этой нагнетательной скважины располагается только одна добывающая скв. 207, которая была переведена с нижележащего объекта в феврале 2012 года. Прослеживается чёткая связь между приёмистостью нагнетательной скважины и дебитом жидкости добывающей.

В течение всего периода эксплуатации залежи происходит постоянное снижение пластового давления, темпы падения которого зависят от режимов работы добывающих скважин. Проектная система ППД запланирована на период интенсивного бурения, которое должно начаться с 2015 года. Очаговая закачка воды, как показал опыт, оказывает слабое влияние на восстановление баланса пластовой энергии.

На рисунке 3.4.3 приведена динамика изменения пластового давления пласта Ю₁₅.

На 01.01.2014 г. текущее пластовое давление пласта составило 29,4 МПа, меньше начального на 0,2 МПа.

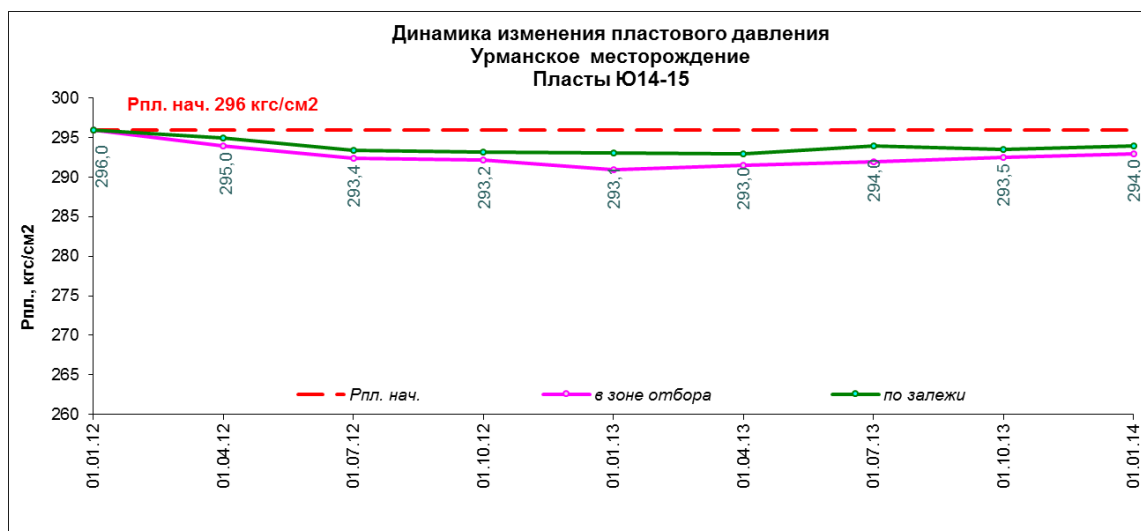


Рисунок 3.4.3 – Динамика изменения пластового давления объекта Ю₁₄₋₁₅ Урманского месторождения

Анализ забойного давления

Среднее забойное давление в добывающих скважинах составляет 11,4 МПа (интервал изменения 4,6 – 16,4 МПа). Давление на устье нагнетательной скважины поддерживалось 4,6 МПа.

Рекомендованным минимальным забойным давлением для добывающих скважин объекта Ю₁₄₋₁₅ следует считать давление на уровне давления насыщения нефти газом, которое составляет 13,3 МПа. По факту добывающие скважины эксплуатируются с отклонениями 43% от рекомендуемого значения (рисунок 3.4.4).

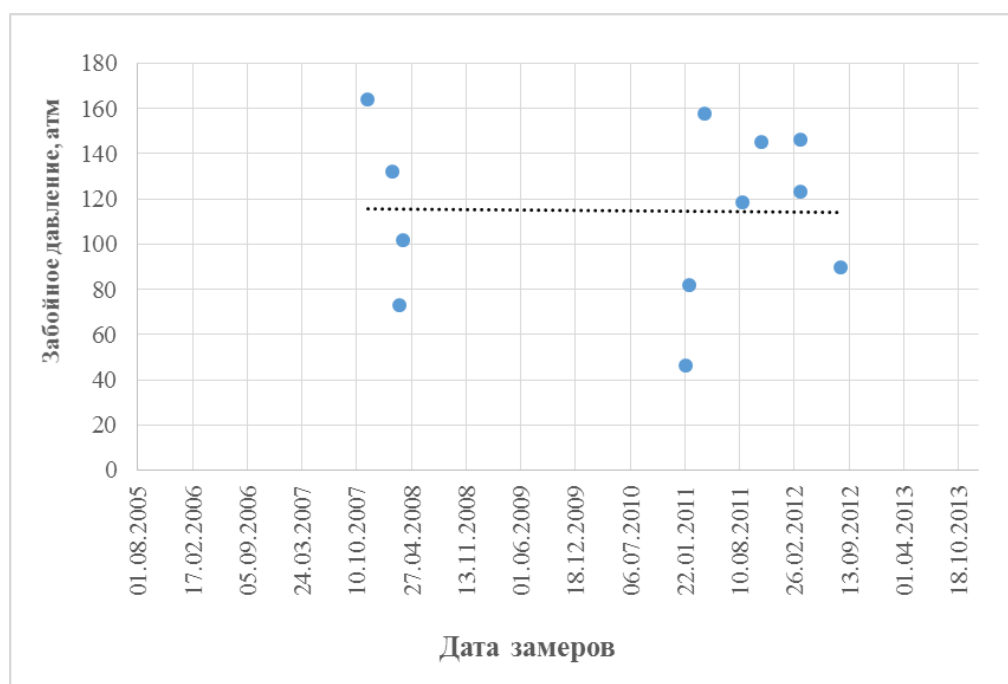


Рисунок 3.4.4 – Результаты замеров забойного давления по данным ГДИ. Объект Ю₁₄₋₁₅.

Объект Ю₇

На дату анализа, в выработке запасов нефти объекта единичными скважинами участвует только залежь в районе скв. 229. Залежь в районе скв. 25Р на 01.01.2014 г. находится в бездействии по причине остановки единственной скважины 25Р. Скважины эксплуатируются за счёт истощения природной пластовой энергии.

Так как скважины эксплуатируются с небольшими дебитами, значительное снижение пластового давления не происходит, среднее пластовое давление по залежи составляет 27,1 МПа, что ниже начального на 0,2 МПа.

На рисунке 3.4.5 приведена динамика изменения пластового давления пласта Ю₇.

Как показывает анализ, пластовое давление снизилось незначительно и сильно сказаться на характеристиках нефти не должно.

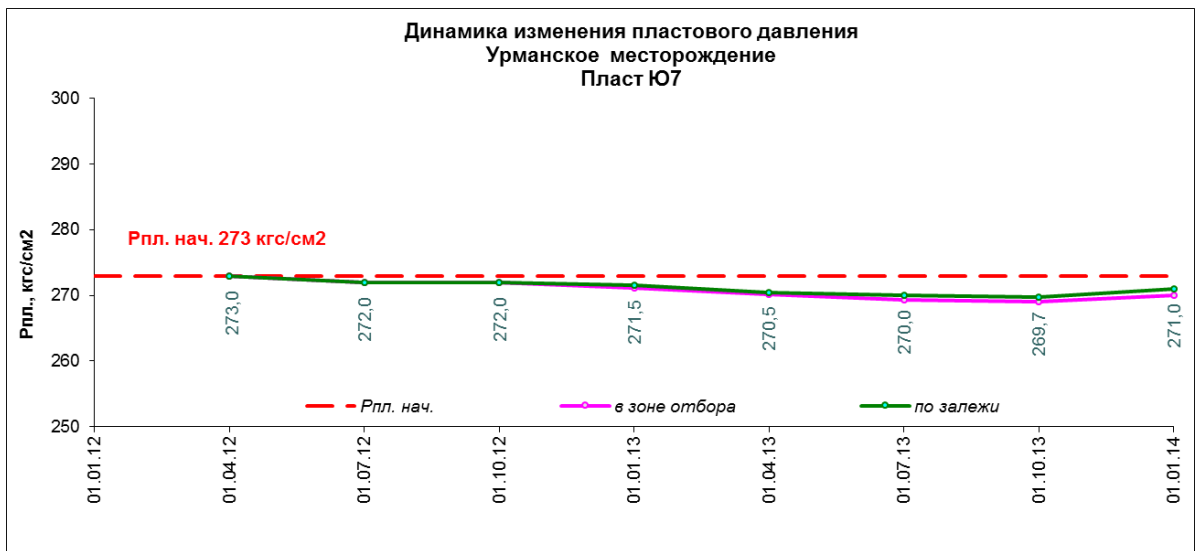


Рисунок 3.4.5 – Динамика изменения пластового давления объекта Ю₇ Урманского месторождения

4 Анализ эффективности геолого-технологических мероприятий

Геолого-технические мероприятия (ГТМ) – это работы, проводимые на скважинах с целью регулирования разработки месторождений и поддержания целевых уровней добычи нефти. С помощью геолого-технических мероприятий нефтедобывающие предприятия обеспечивают выполнение проектных показателей разработки месторождений.

Геолого-технические мероприятия отличаются от прочих мероприятий на нефтяных скважинах тем, что в результате реализации этих мероприятий предприятия, как правило, получают прирост добычи нефти. Какие именно мероприятия относить к ГТМ, а какие – к прочим ремонтам каждая нефтедобывающая компания определяет самостоятельно.

В большинстве случаев ГТМ относятся к капитальному ремонту скважин. Хотя в некоторых компаниях определенные виды текущего ремонта также могут учитываться как ГТМ (например, смена скважинного насоса с меньшей производительностью на насос с большей производительностью).

Геолого-технические мероприятия проводятся на всех этапах разработки месторождений. Но наиболее интенсивно - на поздних стадиях. На зрелых месторождениях с падающей добычей и растущей обводненностью проведение ГТМ особенно актуально.

Подбор эффективных геолого-технических мероприятий на каждом нефтяном месторождении – одна из основных задач геологической службы предприятия. Как правило, мероприятия ГТМ планируются ежегодно при подготовке бизнес-плана нефтедобывающего предприятия. А впоследствии ежемесячно уточняются и корректируются.

Хотя каждая нефтедобывающая компания имеет собственные стандарты по отнесению к ГТМ тех или иных мероприятий, проводимых на скважине, тем не менее, обычно к ГТМ относятся следующие виды: гидравлический разрыв пласта (ГРП), обработки призабойной зоны (ОПЗ), перевод на вышележащий горизонт (ПВЛГ), одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ), бурение

боковых стволов (зарезка боковых стволов), ремонтно-изоляционные работы (РИР).

Помимо перечисленных, существуют и другие виды ГТМ. Например, вывод из бездействия, вывод из консервации, реперфорация, дострел, оптимизация ГНО.

ГТМ проводятся также и на нагнетательном фонде скважин. На нагнетательных скважинах проводят работы по очистке забоя скважины, обработке призабойной зоны с целью увеличения приемистости и/или выравнивания профиля приемистости, работы по ликвидации непроизводительной закачки (негерметичности эксплуатационных колонн, заколонных перетоков) и т.п.

4.1 Анализ эффективности применяемых

Применение методов, направленных на интенсификацию добычи нефти и повышение нефтеотдачи пластов, проводятся на Урманском месторождении с 2003 г. Используются гидродинамические, физические, физико-химические, механические методы. Данные по применению ГТМ на Урманском месторождении заносятся в базу данных WIZ GTM начиная с 2003 г.

Начиная с 2003 г. проведено 353 ГТМ, дополнительная добыча нефти составила 311,5 тыс.т. За период 2011-2013 гг. на Урманском месторождении было проведено 247 геолого-технических мероприятий (ГТМ), дополнительная добыча нефти составила 59,8 тыс.т (рисунок 4.1.1, таблица 4.1.1). Основная добыча нефти получена от проведения гидроразрыва пласта и оптимизации оборудования. Основной объём ГТМ приходится на смену насоса. Отмечается низкая эффективность выполненных мероприятий, в среднем составляя 0,24 тыс.т/скв [4].

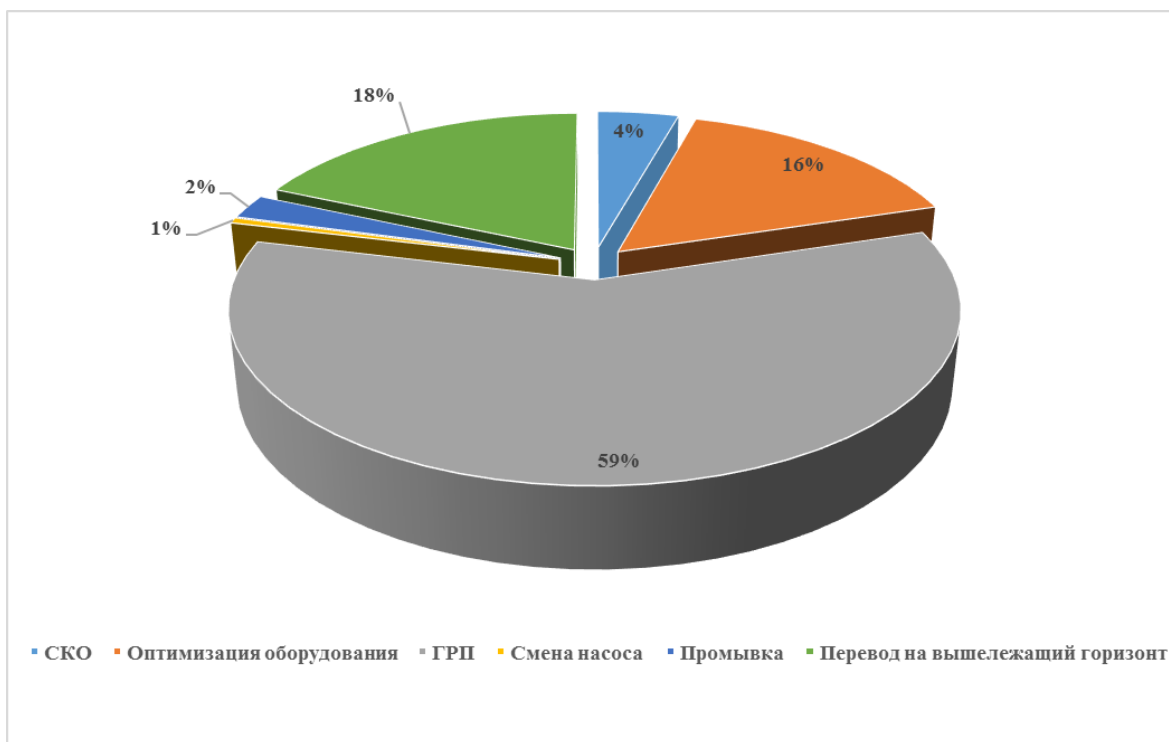


Рисунок 4.1.1 – Распределение эффективности основных геолого-технологических мероприятий, применяемых на Урманском месторождении (2011-2013 гг.)

Мероприятия выполненные в этот период: 16 ГРП, 3 СКО, 4 раза проводили смену способа эксплуатации скважин, переведено на вышележащий объект три скважины, по одной операции провели по оптимизации оборудования, ревизии, ВСП, промывке скважины и перестрел пласта, в нагнетательный фонд переведено восемь скважин (рисунок 4.1.2, таблица 4.1.2). Как правило, основной объём работ приходится на объект М+М1 и только 8,5% на остальные объекты.

Таблица 4.1.1 – Эффективность применения ГТМ на Урманском месторождении

Вид ГТМ	2011	2012	2013	Всего
СКО, тыс.т.			2,6	2,6
Оптимизация оборудования, тыс.т.		9,5		9,5
ГРП, тыс.т.		9,6	25,4	35
Смена насоса, тыс.т.	0,3			0,3
Промывка, тыс.т.			1,4	1,4
Перевод на вышележащий горизонт, тыс.т.			11	11
Итого	0,3	19,1	40,4	59,8

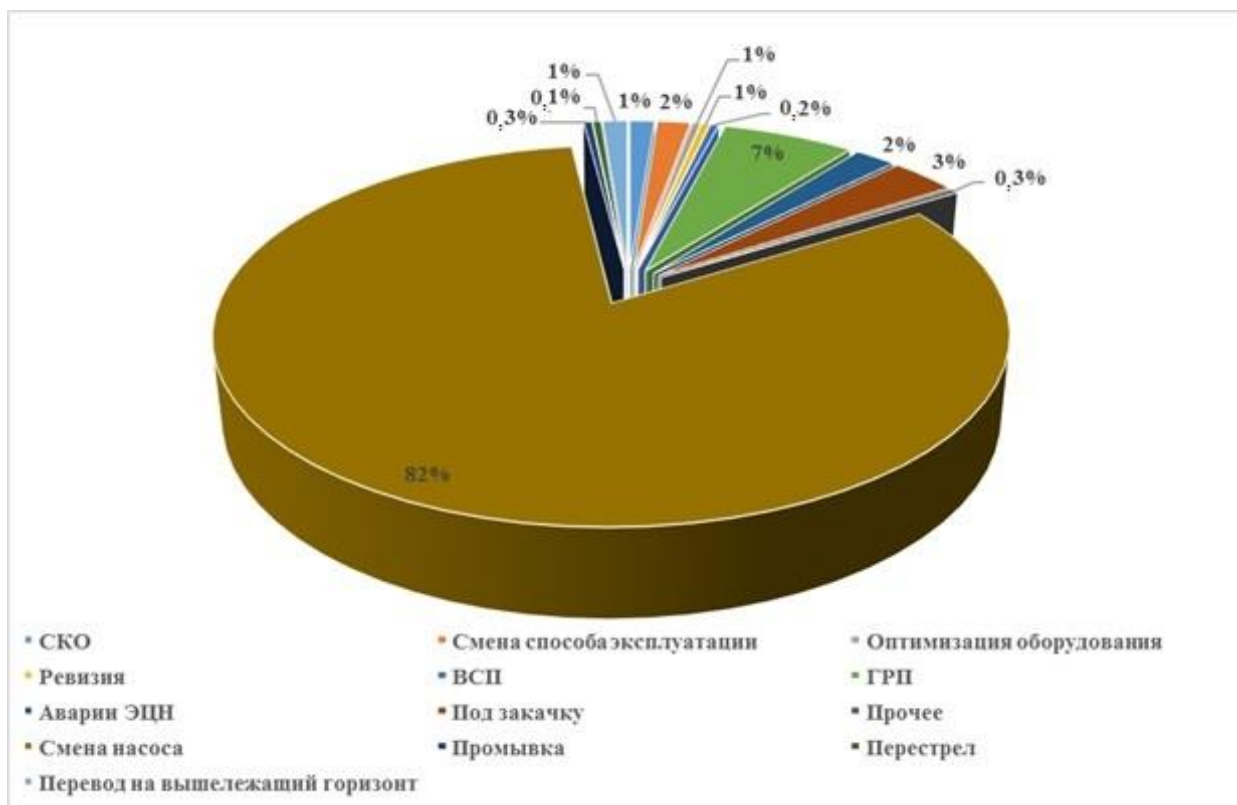


Рисунок 4.1.2 – Распределение количества основных геолого-технологических мероприятий по видам (2011-2013 гг).

Таблица 4.1.2 – Выполненные ГТМ на Урманском месторождении сводная в течение 2011-2013 гг.

Вид ГТМ	2011	2012	2013	Всего
СКО			3	3
Смена способа эксплуатации	3	1		4
Оптимизация оборудования		1		1
Ревизия		1		1
ВСП	1			1
ГРП		5	11	16
Аварии ЭЦН	2	3		5
Под закачку	4	3	1	8
Прочее		1		1
Смена насоса	113	46	43	202
Промывка			1	1
Перестрел	1			1
Перевод на вышележащий горизонт	2		1	3
Итого	126	61	60	247

4.2 Анализ эффективности ГРП

Урманское месторождение расположено в южной части Западно-Сибирской плиты, в разрезе которой выделяется два структурных этажа: доюрские образования и мезозойско-кайнозойский осадочный чехол.

По доюрским образованиям нижнего структурного этажа Урманское месторождение находится в юго-восточной части Центральной Западно-Сибирской складчатой системы, имеющей герцинский возраст консолидации. Месторождение расположено в центральной части Нюрольского погруженного блока Межовского срединного массива. Покров погруженного блока представлен карбонатными, терригенно-карбонатными и терригенными толщами среднего палеозоя значительной мощности. В пределах Урманского месторождения породы палеозоя моноклинально погружаются в западном направлении.

Нефтеносность юрских отложений Урманского нефтяного месторождения была открыта в разные годы в результате опробования новых эксплуатационных и разведочных скважин (таблица 4.2.1) [5].

Таблица 4.2.1 – Основные характеристики объектов Урманского месторождения

Параметры	Пласты							
	Ю ₇		Ю ₁₀	Ю ₁₃	Ю ₁₄	Ю ₁₅	М+М ₁	
	р-н скв. 229	р-н скв. 25Р					центральная залежь	Южно-Урманский купол
Средняя глубина залегания (абсолютная отметка), м	2627	2653	2734	2794	2819	2851	2895	3021
Тип коллектора	терригенный поровый						каверново-трещинно-поровый, карбонатно-терригенный	порово-трещинный, карбонатный
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	-	-	5,56	2,8	-	-	5,0	-
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,8	2,1	-	-	8,16	9,07	11,0	2,8
Коэффициент пористости, д. ед.	0,15	0,13	0,13	0,12	0,13		0,135	0,07*
Коэффициент газонасыщенности, доли ед.	-	-	0,41	0,45	-	-	0,55	-
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	-	-	-	-	0,52	0,49	-	-
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,52	0,43	-	-	0,47	0,45	0,82	0,73*
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,52	0,43	-	-	0,51	0,46	0,78	0,73*
Проницаемость, (ГИС/ГДИ) 10 ⁻³ мкм ²	4,8		-	-	1,7		51	1,9*
Начальная пластовая температура, °С	88,5		86	92	100		104	-
Начальное пластовое давление, МПа	27,3		28,03	22,61	29,6		32,7	-
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	0,159		-	-	0,6		0,45	0,45
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,547		-	-	0,683		0,688	-
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,743		-	-	0,811		0,875	0,862*

Продолжение таблицы 4.2.1 – Основные характеристики объектов Урманского месторождения

Параметры	Пласты						М+М ₁	
	Ю ₇		Ю ₁₀	Ю ₁₃	Ю ₁₄	Ю ₁₅	центральная залежь	Южно-Урманский купол
	р-н скв. 229	р-н скв. 25Р						
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1,897		-	-	1,433		1,506	1,282*
Давление насыщения нефти газом, МПа	19,75		-	-	13,3		32,7	-
Газовый фактор, м ³ /т	377,4		-	-	156		208	121,4*

Следует отметить, что два юрских объекта являются газоконденсатными и в разработке на дату анализа не участвуют.

Работы по ГРП 2011-2013 гг. были проведены на 16 скважинах: на объекте М+М₁ – в семи скважинах, Ю₁₄₋₁₅ – в шести скважинах, Ю₇ – в трех. Проектным документом работы по гидроразрыву пласта предусматривались только на объекте Ю₁₄₋₁₅ в количестве 2 шт.

По объекту М+М₁ в целом суммарный фактический стартовый дебит нефти составил 75 т/сут (табл. 4.2.2), проектным документом проведение данного метода на объекте не планировалось. Средний дебит нефти после мероприятия повысился в 1,4 раза с 7,4 т/сут до 10,7 т/сут. Кратность превышения дебита по жидкости также составила 1,4 раза. Процент обводненности увеличился на 2%. Из семи операций только одну можно признать неэффективной в связи с тем, что дебиты жидкости и нефти после мероприятия оказались ниже остановочных параметров [6].

Таблица 4.2.2 – Эффективность ГРП. Объект М+М₁

Скважина	Пласт	Режим работы на 01.01.2014	Дата проведения ГТМ	Вид мероприятия	Режим до мероприятия			Режим после мероприятия			Прирост добычи нефти, г/сут	Продолжит. эффект, мес	Эффект, тыс.т.
					qn	qж	%	qn	qж	%			
110	М+М ₁	Нефтяная	10.03.2013	ГРП	12,3	18,9	34,3	20,6	41,3	50	8,3	продолж	4,3
120	М+М ₁	Нефтяная	25.04.2013	ГРП	19,4	138,7	86	19,8	144,5	86,3	0,4	продолж	3,7
149	М+М ₁	Нефтяная	19.05.2013	ГРП	6,9	41,5	83,3	7,9	108,5	92,7	1	продолж	1,9
205	М+М ₁	Нефтяная	17.03.2013	ГРП	5,7	62,2	90,8	2,6	42,6	93,9	-3,1		0
222	М+М ₁	Нефтяная	17.05.2013	ГРП	2,4	143,2	98	4,7	156	97	2,3	продолж	0,7
227	М+М ₁	Нефтяная	12.05.2013	ГРП	1,8	61,9	97,2	9,1	127,7	92,9	7,3	8	0,6
231	М+М ₁	Нефтяная	04.03.2013	ГРП	1,5	10	85	10,3	46,2	77,6	8,8	10	1,1

По объекту Ю₁₄₋₁₅ в целом суммарный фактический стартовый дебит нефти составил 70,6 т/сут (табл. 4.2.3), проектным документом проведение данного метода планировалось в двух скважинах со средним дебитом нефти 6,2 т/сут.

Следует отметить, из шести выполненных мероприятий, два пришлось на скважины вновь вводимые на объект Ю₁₄₋₁₅. Фактический дебит нефти после мероприятия превысил планируемый в 2,3 раза и в среднем составил 14,2 т/сут. Кратность превышения дебита по жидкости после мероприятия (по сравнению с режимом до него) составила 9,2 раза. Процент обводненности увеличился в 3 раза. Из шести операций только одну можно признать неэффективной, где был получен существенный прирост жидкости, но при этом возросла и обводненность продукции до предельного значения [4].

Таблица 4.2.3 – Эффективность ГРП. Объект Ю₁₄₋₁₅

Скважина	Пласт	Режим работы на 01.01.2014	Дата проведения ГТМ	Вид мероприятия	Режим до мероприятия			Режим после мероприятия			Прирост добычи нефти, т/сут	Продолжит. эффект, мес	Эффект, тыс.т.
					qn	qж	%	qn	qж	%			
105	Ю15	Нефтяная	20.03.2013	ГРП	4,2	6,1	29,7	0,1	32,6	99	-4,1		0
123	Ю15	Нефтяная	07.02.2012	ГРП				7,5	29,1	74,3	7,5	продолж	2,9
203	Ю15	Нефтяная	22.03.2012	ГРП	2,6	2,6	1,2	8,9	50,8	82,5	6,3	10	1,6
203	Ю15	Нефтяная	18.02.2013	ГРП	2,6	7,7	65,8	20,8	65,8	68,4	18,2	10	4,2
207	Ю15	Нефтяная	14.02.2012	ГРП				6,3	16,5	61,7	6,3	7	0,9
229	Ю15	Нефтяная	30.01.2013	ГРП	4,2	4,3	3,7	27	88	69,3	22,8	12	8,208

По объекту Ю₇ в целом суммарный фактический стартовый дебит нефти составил 27 т/сут (табл. 4.2.4), проектным документом проведение данного метода на объекте не планировалось. По факту выполнено три операции, все при переводе скважин с нижележащего объекта. Фактический дебит нефти после мероприятия в среднем составил 9 т/сут, находится в пределах 5-15 т/сут, дебит жидкости варьируется в пределах 28 – 74 т/сут, в среднем составляя 48,8 т/сут, обводненность – 78-88 %, в среднем – 81,5 %.

Таблица 4.2.4 – Эффективность ГРП. Объект Ю₇

Скважины на	Пласт	Режим работы на 01.01.2014	Дата проведения ГТМ	Вид мероприятия	Режим до мероприятия			Режим после мероприятия			Прирост добычи нефти,	Продолжит. эффект. мес	Эффект, тыс. т.
					qn	qж	%	qn	qж	%			
104	Ю7	Нефтяная	29.03.2012	ГРП				15,3	73,7	79,2	15,3	8	4
223	Ю7	Нефтяная	16.02.2012	ГРП				5,6	44,6	87,3	5,6	5	0,2
234	Ю7	Нефтяная	10.03.2013	ГРП				6,1	27,95	78	6,1	8	0,7

Работы по ГРП 2006-2010 гг. были произведены на трех скважинах на объекте Ю₁₄₋₁₅. Проведение ГРП было запланировано в рамках программы опытно-промышленных работ, с целью получения информации о потенциале объекта Ю₁₄₋₁₅. В настоящее время в пробной эксплуатации находятся скважины 109, 762 (все после проведения ГРП), на скважине 769 была совместная эксплуатация объектов М₁ и Ю₁₄₋₁₅ [6].

В целом суммарный фактический стартовый дебит нефти составил 57,9 т/сут или 43 % от запланированного дебита. Средний плановый дебит нефти составил 44,3 т/сут, фактический – 19,3 т/сут. Кратность превышения дебита над плановым дебита после ГРП в среднем составила 0,6 раза по жидкости и 0,4 раза по нефти. Процент обводненности увеличился в 1,3 раза по сравнению с планируемым процентом воды. Сравнение плановых и фактических дебитов показано в таблице 4.2.5.

Таблица 4.2.5 – Сравнение планируемых и полученных (стартовых) дебитов после ГРП на объекте Ю₁₄₋₁₅

№	Месторождение	скв	куст	Пласт	Фонд	Исполнитель	Дата ГРП	Плановые показатели			Дата запуска	Фактические показатели (стартовый дебит)		
								Qж, м3/сут	Qн, т/сут	% обв.		Qж, м3/сут	Qн, т/сут	% обв.
1	Урманское	109	2	Ю ₁₄₋₁₅	новая	ШЛБ	05.02.08	108,0	63,0	30,0	10.02.08	44,0	22,9	36,5
2	Урманское	769	1	Ю ₁₄₋₁₅	новая	ШЛБ	06.02.08	71,0	42,0	30,0	15.02.08	28,0	12,0	52,0
3	Урманское	762	1	Ю ₁₄₋₁₅	новая	ШЛБ	24.02.08	55,0	28,0	40,0	24.02.08	54,0	23,0	47,0
Среднее значение								78,0	44,3	33,3		42,0	19,3	45,2
Всего								234,0	133,0			126,0	57,9	

4.3 Технология проведения работ

Все работы были произведены компанией «Шлюмберже» на основе накопленного опыта, применимого для данного месторождения. В целом основные параметры дизайнов аналогичны дизайнам, применяемым на Западно-Крапивинском месторождении. Технологических отклонений от программы работ не отмечалось. Одним из показателей эффективного ГРП является безразмерный индекс проводимости трещины F_{cd} , равный после в среднем 1,57. Данное значение приближено к оптимальному значению 1,6.

Среднестатистические технологические характеристики проведенных ГРП приведены в таблице 4.3.1.

В отличие от работ на Западно-Крапивинском месторождении, полученная ширина трещины составляет на Урманском месторождении составляет 3,8 мм, что значительно ниже оптимальной ширины (6-7 мм) для юрских пластов. Прирост эффективного давления тоже низкий, несмотря на агрессивные дизайны (скорость закачки 4,0 м³/мин, максимальная концентрация 1200 кг/м³). Данные по приросту эффективного давления выбраны из отчетов по ГРП [6].

Таблица 4.3.1 – Среднестатистические технологические характеристики произведенных ГРП

Ср. значение проппанта на скв/опер, тонн	96,6		
Процент проппанта 16/30	7%		
Процент проппанта 16/20	69%		
Процент проппанта 12/18 RCP	24%		
Максимальная концентрация, кг/м ³	1200		
Кол-во закачанного проппанта на 1 метр эффективной толщины пласта, тонн	6,5		
Геометрия трещины (длина (м), высота (м), ширина (мм))	199,7	37,3	3,8
Полученный скин-фактор	-5,3		
Концентрация гелланта	3.8 кг/м ³		
Процент «подушки»	26,8%		
Расход жидкости, м ³ /мин	4,0		
Давление закрытия, атм	424,0		

Продолжение таблицы 4.3.1 – Среднестатистические технологические характеристики произведенных ГРП

Эффективное давление, атм	60,0		
Эффективность жидкости, %	58,7		
Прирост эффективного давления, атм	12,0		

Выводы и рекомендации. Несмотря на низкие значения ФЕС по юрскому пласту, в целом энергетическое состояние пласта позволяет проводить обработки методом ГРП с увеличением продуктивности скважины. Среднее значение безразмерного коэффициента продуктивности J_d (псевдо-скина), указывает на эффективность обработок. Требования к дизайнам должны основываться на примере проведенных обработок: среднее значение массы пропанта на метр эффективной толщины рекомендуется закладывать в объеме 5-6 т., конечная концентрация пропанта до 1100 кг/м³.

4.4 Анализ эффективности других методов

Кислотные методы

Из кислотных методов наиболее широкое внедрение получили: солянокислотные (СКО) и грязекислотные (ГКО) обработки.

В период 2006-2013 гг. было проведено 11 скважино-операций по обработке призабойной зоны соляной кислотой (СКО). Дебиты нефти по скважинам выросли от 1,5 до 120 т/сут. Дополнительная добыча нефти от применения кислотных методов воздействия на призабойную зону пласта составила 32,4 тыс.т по скважинам текущего года. В целом можно отметить, что данная технология применялась на пласте М₁, который является карбонатным, а в пласте М присутствует значительная часть карбонатной компоненты.

Промывка

Промывка скважины является эффективным видом ГТМ для Урманского месторождения за 2006-2013 гг. было проведено 9 скважино-операций. На скважине №763 дебит нефти вырос от 0 до 147,7 т/сут. Дополнительная добыча

нефти составила 8,8 тыс.т по скважине текущего года и 9,7 тыс.т по скважинам текущего года + переходящий эффект прошлых лет. Всего было проведено 34 промывки, средний прирост дебита нефти 7,6 т/сут, максимальная продолжительность эффекта 395 дней. Успешность составляет 60 %. Для данного вида ГТМ отмечается хорошая эффективность [4].

Смена способа эксплуатации

За рассматриваемый период было выполнено 22 операции по смене способа эксплуатации скважин. Дополнительная добыча нефти 119,7 тыс.т по скважинам текущего года и по скважинам текущего года + переходящий эффект прошлых лет 120,7 тыс.т.

Всего было проведено 32 операции, средний прирост дебита нефти 29,8 т/сут, максимальная продолжительность эффекта 295 дней. Успешность составила 65 %. Высокая эффективность данного вида ГТМ отмечается по отдельным скважинам, скв. 122 эффект по которой составил 43,5 тыс. т; скв. №764 эффект по которой составил 21,3 тыс.т.; скважина №106 с эффектом 16,8 тыс. тонн в 2010 году. Все скважины, по которым выполнялась смена способа эксплуатации имели положительный эффект.

Перевод под закачку

Перевод в ППД был выполнен на 12 скважинах 1, 104, 112, 116, 123, 124, 125, 211; 765; 767, 769, 770 в 2006-2013 гг.

Изменение давления закачки

ГТМ по изменение давления закачки был проведен в 2007 г на скважине №771, что привело к увеличению приёмистости с 455 м³/сут (среднее) до более чем 1000 м³/сут.

Оптимизация

В период с 2006 по 2013 г. в целях более полного использования добывных возможностей скважин и установления оптимального режима их работы была проведены три операции по смене насосных установок. Всего дополнительно было получено 9,5 тыс.т нефти[4].

Ремонтно-изоляционные работы.

Данный вид ГТМ на Урманском месторождении практически не проводились только в 2010 году на скважине №766 был проведен ремонт негерметичности эксплуатационной колонны. Дополнительно добыто 0,7 тыс. тонн

В целом за период 2006-2013 гг. на Урманском месторождении было проведено 390 геолого-технологических мероприятий, дополнительная добыча нефти составила 619 тыс. т и по скважинам текущего года + переходящий эффект прошлых лет 948,4 тыс.т. [6].

4.5 Анализ существующей системы ППД

В настоящее время система ППД на Урманском месторождении находится в стадии формирования. Закачка воды в пласт М+М₁ начата с октября 2006 г. (с ввода под закачку нагнетательной скважины №771). Закачка в пласт Ю₁₅ была организована с 06.2012 по 06.2013 (ввод под закачку нагнетательной скважины № 769). В качестве воды, используемой для поддержания пластового давления, в настоящее время применяются подтоварная вода с УПН. Остатки подтоварной воды сбрасываются в поглощающие скважины №5Р и №125.

По состоянию на 01.01.2014 года на Урманском месторождении пробурено 12 нагнетательных скважин. Под закачкой находятся 7, в бездействии- 5 скважин. За 2013 год закачка рабочего агента в пласт составила 1314,091 м³ при средней приёмистости нагнетательных скважин 482,2 м³/сут. Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин за 2013 год- 0,983 [6].

На месторождении до 2011 года была реализована автономная система ППД для обеспечения закачки воды по схеме «из скважины в скважину». Скважина 10Р была оборудована погружной высоконапорной УЭЦН, в затрубное пространство сбрасывается подтоварная вода с УПН поступающая по водоводу ($P_{лин}=0,9$ МПа) насосом откачки подтоварной воды 1Д200-90. Замер

дебита скважин осуществлялся счетчиками расхода воды, предусматриваемыми в обвязке устьевого арматуры нагнетательных скважин.

В связи с увеличением объема закачки воды в начале 2011 года была введена в эксплуатацию БКНС проектной мощностью 4900 млн.м³/год. По состоянию на 01.01.2014 фактическая загрузка КНС составила 27%. На БКНС установлено 3 агрегата ЦНС-180х1900 два рабочих и один резервный. На всасывающих и напорных линиях насосов установлены приборы для измерения давления, а на каждом высоконапорном водоводе от БГ и ВРП к нагнетательным скважинам - установлены расходомеры. По состоянию на 01.01.2014 г. в работе находилось 7,952 км водоводов. Год вода в эксплуатацию водоводов – 2008-2010 гг. Материал труб – сталь 20КТ. 100% (7,952 км) протяженности действующих водоводов не отработали нормативный срок эксплуатации, установленный продолжительностью 10 лет в нефтедобывающей промышленности (РД 39-132-94) и не нуждаются в реконструкции и замене отбракованных и непригодных к дальнейшей эксплуатации участков трубопроводов.

Согласно промышленной информации за 2013 год произошел 1 отказ водоводов. Причина отказа – гидроудар со стороны БКНС.

В соответствии с рекомендуемым вариантом разработки, принятым настоящим технологическим проектным документом, в перспективный период предлагается осуществлять закачку воды в продуктивные пласты: Ю₁₅, Ю₁₄, М+М₁. Согласно рекомендуемого варианта планируется бурение 31 новых нагнетательных скважин.

В соответствии с характеристикой основных показателей по отбору нефти и жидкости рекомендуемого варианта разработки на 2016 год закачка воды на пласт Ю₁₅ составит 100,4 тыс.м³/год или 275,1 м³/сутки и своего максимального уровня достигнет в 2019 году (717,9 тыс.м³/год). На 2020 год (год начала закачки) закачка воды на пласт Ю₁₄ составит 41,8 тыс.м³/год или 114,5 м³/сутки и своего максимального уровня достигнет в 2029 году (525,5 тыс.м³/год). На 2014 год закачка воды на пласт М+М₁ составит 955,0

тыс.м³/год или 2616,4 м³/сутки и своего максимального уровня достигнет в 2024 году (1697,94 тыс.м³/год).

- Планируемое забойное давление в нагнетательных скважинах: для Ю₁₄, Ю₁₅- 48 МПа, Для М+М₁- 45,1 МПа;

- Максимальное проектное количество нагнетательных скважин по рекомендуемому варианту разработки составляет 60 скважин;

- Среднесуточная проектная приемистость нагнетательных скважин составит 42,2-467,3 м³/сут.

Закачку в пласты Ю₁₅, Ю₁₄, М+М₁(центральная залежь) планируется продолжить осуществлять по существующей схеме: подтоварная вода, выделившаяся на УПН, где осуществляется предварительный сброс и ее подготовка, через БКНС будет закачиваться в нагнетательные скважины. С 2017 года образуется дефицит пластовой воды, поэтому для обеспечения планируемых уровней закачки рабочего агента, потребуются ввод одной водозаборной скважины.

Закачку в нагнетательные скважины пласта М+М₁ (южно-урманский купол) планируется осуществлять вариантом межскважинной перекачки воды. Для реализации данного варианта, подземная вода из водозаборной скважины поднимается на поверхность электропогружным насосом и закачивается в нагнетательные скважины. Одна водозаборная скважина обеспечивает потребные объёмы закачиваемой воды в пласт 5-6 скважин. Данный вариант для пласта М+М₁ (южный купол) является менее энерго- и капиталоемким вариантом.

Воды, используемые для ППД, должны удовлетворять требованиям ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству воды». Контроль качества закачиваемой в пласт воды должен осуществляться лабораторным анализом проб (КВЧ, железо), отбираемых не реже одного раза в месяц на водозаборе, на БКНС и на устье нагнетательных скважин.

Для закачки воды в пласты Урманского месторождения содержание в ней мехпримесей не должно превышать 3 мг/л, нефти - 5 мг/л. В составе

механических примесей и эмульгированной нефти должно быть 90 % частиц не крупнее 1 мкм. Резерв производительности КНС от проектных объёмов закачки должен составлять не менее 15% от максимального объёма закачки воды. На всасывающих и напорных линиях насосов необходима установка приборов для измерения давления, а на каждом высоконапорном водоводе от БГ и ВРП к нагнетательным скважинам - установка расходомера [6].

Освоение системы ППД на месторождении начато в октябре 2006 г. вводом под нагнетание скважины 771 пласта М-М₁. Основным источником водоснабжения является подтоварная вода с УПН. Остатки подтоварной воды сбрасываются в поглощающие скважины 5Р, 125.

Первые годы на месторождении была реализована автономная система ППД, закачка воды осуществляется по схеме «из скважины в скважину». Скважина 10Р оборудовали погружной высоконапорной УЭЦН, в затрубное пространство которой сбрасывалась поступающая по водоводу подтоварная вода с УПН, далее вода направлялась в действующие нагнетательные скважины. В начале 2011 г. запущена в эксплуатацию БКНС проектной мощностью 4900 млн.м³/год, на которой установлено 3 агрегата ЦНС-180х1900, два рабочих и один резервный [4].

На 01.01.2014 г. эксплуатационный нагнетательный фонд на объекте М+М₁ представлен 11 скважинами, (проектный фонд – 8 скважин). Заводнением охвачена только центральная часть основной залежи, при этом, обширные зоны которой продолжают разрабатываться на естественном режиме истощения. Фактически на залежи пластов М-М₁ сформирована очагово-избирательная система заводнения. Соотношение $N_{нагн}$ к $N_{доб}$ составляет 1:4,4, при проектном показателе 1:4.

На 01.01.2014 г. с начала разработки в пласты М-М₁ всего закачано 7188 тыс.м³ воды, текущая и накопленная компенсации отборов жидкости закачкой составили соответственно 84,2% и 80,2%. В 2013 г. в пласты было закачано 1281,5 тыс. м³ воды, средняя приёмистость нагнетательных скважин составила 542,1 м³/сут. В результате чего пластовое давление в зоне закачки на начало 2014

г. составляло до 42 МПа, среднее пластовое давление по залежи составило 28 МПа. Перепад давления между зонами отбора и закачкой – 7 МПа.

Практическая реализация программы формирования системы ППД выявила ряд технических проблем с выбором скважин, пригодных для закачки воды. Часть скважин, запроектированных под закачку, были пробурены либо с открытым стволом, либо с опущенным на забой хвостовиком, не зацементированным должным образом. Отсутствие технически пригодных для перевода под закачку скважин тормозило процесс формирования проектной системы ППД на пласты М-М1.

В целом «эффективность» закачки воды остаётся низкой, система ППД в её текущем состоянии является несбалансированной и оказывает слабое влияние на энергетическое состояние залежи в целом.

4.6 Обоснование применения методов повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов

Исходя из геолого-физических параметров продуктивных пластов и состояния их разработки, на Урманском месторождении рассмотрены следующие технологии интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи:

1. Гидроразрыв пласта в добывающих скважинах (пласт М).
2. СКО
3. Проведение РИР.

Гидроразрыв пласта

Результаты анализа показывают, что применение ГРП на Урманском месторождении характеризуется значительной технологической эффективностью, с точки зрения продолжительности эффекта (78 % от плана). Это связано с недостаточной изученностью объекта Ю₁₄₋₁₅. В целом средний стартовый дебит нефти на одну скважину составил 34.7т/сутки, при плане 44,3 т/сут. [4].

Анализ качества и технологии проведения ГРП показывает, что на месторождении удастся применять агрессивные типы дизайнов, позволяющие получить хорошую упаковку трещины и равномерное распределение проппанта в ней. Отклонений от технологического плана не отмечалось.

Анализ геометрии трещины показал, что на скважинах была получена длинная и узкая трещина. Позволяет ли она получить достаточный и долговременный эффект, является ли она оптимальной на данный момент оценить сложно. Проведение ГРП на объекте Ю₁₄₋₁₅ возможно после детального изучения аналоговых месторождений, с созданием оптимальных дизайнов, с учетом ФЕС коллектора.

Физико-химические ОПЗ

Рекомендуется проведение СКО на новых скважинах и на которых не проводилась данная операция с предварительными лабораторными исследованиями по определению оптимальной концентрации кислоты [6].

Применения ФХМ на Урманском месторождении будет иметь смысл, когда оно вступит в III стадию разработки и заключается в необходимости снижения темпов увеличения обводненности добываемой продукции 4.6.1.

Таблица 4.6.1 – Химические технологии для обработки ПЗП

Наименование группы технологий	Наименование технологии входящей в группу	Примечания
Химические технологии обработки призабойной зоны пласта	СКО	соляно-кислотная обработка (HCL)
	СКС	смешанный кислотный состав (компоненты: Соляная кислоты, глино-кислота)
	КМЭ	кислотные микро-эмульсии
	ПКО	пено-кислотная обработка
	ГФ	гидрофобизатор на основе ДОН-52 (компоненты: HCL, ДОН-52, неонол АФ-6 или ацетон)
	МКО	микрокислотная обработка (компоненты: HCL, HF, неонол АФ-6, сульфанол, бифторид-фторид амония)
	ГКС	гидрофобный кислотный состав (компоненты: смесь HCl+HF, катапин Б-300 или судьфанол или неонол АФ-6 или нефрас)
	АПК+АМК	антипарафиновая композиция на основе реагентов АПК+АМК-2
	РГ	разглинизация (чередующаяся закачка оторочек водных растворов соляной кислоты и кальцинированной соды)
	Полисил	
	ДН	обработка призабойной зоны на основе реагента ДН-9010 (компоненты: соляная кислота, растворитель, ДН-9010)
	СКО+СНПХ	комплексное воздействие

Применение физико-химических технологий на нагнетательных скважинах месторождения с целью выравнивания профиля притока, то есть,

повышения эффективности системы ППД путем переориентирования закачки с промытых в непромытые низкопроницаемые интервалы. Для проведения физико-химического воздействия на пласт будут выбираться участки с высоким темпом возрастания обводненности продукции скважин. Для применения можно рекомендовать комплексные технологии физико-химического воздействия, заключающиеся в последовательной закачке в пласт через нагнетательные скважины гелеобразующих и стимулирующих агентов в комбинации с соляно-кислотными обработками.

Так же можно порекомендовать технологию гивпано-кислотных обработок, объектом которых являются неоднородные, обводненные карбонатные коллекторы. Сущность гивпано-кислотной обработки (ГКО) заключается в селективной изоляции водопроводящих каналов с последующим соляно-кислотным воздействием на поровую нефтенасыщенную часть коллектора.

Технология ГКО состоит в закачке раствора хлорида в ПЗП. Он имеет малую вязкость и поэтому заполняет высокопроницаемую часть коллектора. Затем закачивается разделяющая жидкость (буфер пресной воды объёмом до 0,5 м³) и полимер. В качестве полимера используется гидролизованный полиакрилонитрил (гипан) или гидролизованный волокнистый полиакрилонитрил (гивпан). Объёмы и концентрации применяемых реагентов рекомендовано определять с учетом на приёмности скважины непосредственно перед обработкой.

По мере прокачки гивпана в ПЗП обычно происходит постепенный рост давления на устье и уменьшение на приёмности скважины, что объясняется насыщением высокопроводящих каналов гивпаном и началом образования осадка, после чего в скважину вводится до 1 м³ пресной воды. Образующийся при взаимодействии гивпана с хлоридом кальция осадок закупоривает в пласте высокопроницаемые пропластки и трещины и создает условия для проведения соляно-кислотного воздействия на малопроницаемые пористые нефтенасыщенные матрицы [6].

После закачки расчётного количества кислоты производится ее продавка минерализованной водой в ПЗП. Затем скважина закрывается на 12-16 часов для завершения осадкообразования и растворения карбонатов в пористой среде, после чего промывается и вводится в эксплуатацию.

Анализ результатов ГКО позволяет установить влияние геолого-физических и технологических факторов на эффективность проведения гивпано-кислотной обработки.

Наиболее подходящими для применения на Урманском месторождении будут технологии на основе полиакриламида (СПС, ВУС, ГОС) с применением минеральной осадкообразующей компоненты (ВДПС, ПДНС), данные технологии рекомендовано применять в композиции с кислотными составами на основе соляной кислоты.

Программа мероприятий для Урманского месторождения на проектный период выглядит следующим образом:

- бурение горизонтальных скважин – 49 ед.;
- бурение вторых стволов (в т.ч. боковых горизонтальных) – 4 ед.
- во всех вновь вводимых скважинах планируется проведение ГРП. За период 2016-2028 гг. будет проведено 93 скв./опер.;
- 136 скв.-опер. кислотного воздействия планируется в период с 2026-2100гг.
- вывод из консервации одной скважины;
- вывод из бездействия – 12 ед.

Дополнительная добыча нефти за прогнозный период составит 9157,2 тыс.т.

5 Технологический расчет ГРП

Проводимое ГРП приходится на скв. 105 с воздействием на пласт М+М₁ с использованием агрегата 4АН-700.

Исходные данные для расчета приведены ниже:

Таблица 5.1 – Исходные данные для расчета

Глубина скважины, м	Толщина пласта, м	Внутренний диаметр НКТ, м	Плотность нефти, кг/м ³	Вязкость нефти, Па*с	Масса песка, т	Диаметр зерна, мм	Темп закачки, м ³ /с
2340	7,8	0,0748	964	0,302	4,2	1,02	0,012

Проницаемость пласта: 307,4 мД

Проектирование процесса гидравлического разрыва пласта представляет собой достаточно сложную задачу, которая состоит из двух частей: расчет основных характеристик процесса и выбор необходимой техники для его осуществления: определение вида трещины и расчет ее размеров.

Для расчета забойного давления разрыва пласта р_{збр} при использовании нефилтующейся жидкости можно воспользоваться следующей формулой (при закачке 1 м³ жидкости разрыва):

$$\frac{P_{збр}}{P_{гг}} - \left(\frac{P_{збр}}{P_{гг}} - 1\right)^3 = 5,25 \times \frac{1}{(1 - \nu^2)^2} \times \left(\frac{E}{P_{гг}}\right)^2 \times \frac{Q \times \mu_{жр}}{P_{гг}} \quad (5.1)$$

где $P_{гг}$ – горизонтальная составляющая горного давления, МПа;

Q – темп закачки жидкости разрыва, м³/с (в соответствии с характеристикой насосного агрегата);

$\mu_{жр}$ – вязкость жидкости разрыва, Па-с;

ν – коэффициент Пуассона горных пород ($\nu = 0,2-0,3$).

$$P_{гг} = P_{гв} \times \frac{\nu}{(1 - \nu)} \quad (5.2)$$

где $P_{гв}$ – вертикальная составляющая горного давления, МПа.

$$P_{гв} = P_n \times g \times L_c \times 10^{-6} \quad (5.3)$$

где P_n – плотность горных пород над продуктивным горизонтом, кг/м³ ($\rho_n = 2600$ кг/м³).

Для приближенной оценки забойного давления разрыва пласта при использовании фильтрующей жидкости можно использовать формулу;

$$P_{забр} = 10^{-2} \times K \times L_c \quad (5.4)$$

где K – коэффициент, принимаемый равным (1,5 -1,8) МПа/м.

При закачке жидкости-песконосителя давление на устье скважины

$$P_y = P_{забр} - P_{жп} \times g \times L_c + P_{тр} \quad (5.5)$$

где $P_{жп}$ – плотность жидкости с песком, кг/м³:

$$P_{жп} = P_{жп}^1 \times (1 - \beta_n) + P_n \times \beta_n \quad (5.6)$$

где $P_{жп}^1$ – плотность жидкости, используемой в качестве песконосителя, кг/м³;

P_n – плотность песка, кг/м³ ($\rho_n = 2500$ кг/м³);

β_n – объемная концентрация песка в смеси.

$$\beta_n = \frac{\frac{C_n}{P_n}}{\frac{C_n}{P_n} + 1} \quad (5.7)$$

где C_n – концентрация песка в 1 м³ жидкости, кг/м³ ($C_n = 250-300$ кг/м³).

Потери давления на трение жидкости-песконосителя:

$$P_{тр}^1 = \frac{8 \times \lambda \times Q^2 \times L_c \times P_{жп}}{\pi^2 \times d_{вн}^5} \quad (5.8)$$

где λ – коэффициент гидравлических сопротивлений:

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (5.9)$$

$$Re = \frac{4 \times Q \times P_{жп}}{\pi \times d_{вн} \times \mu_{жп}} \quad (5.10)$$

Где Q – темп закачки, м³/с;

$\mu_{жп}$ – вязкость жидкости с песком, Па*с:

$$\mu_{жп} = \mu_{жп}^1 \times \exp(3,18 \times \beta_n) \quad (5.11)$$

где $\mu_{жп}^1$ – вязкость жидкости, используемой в качестве песконосителя,

Па*с.

Если $Re > 200$, то потери давления на трение по (5.5) увеличивают в 1,52 раза:

$$P_{mp} = 1,52 \times P_{mp}^1 \quad (5.12)$$

Необходимое число насосных агрегатов

$$N = \frac{P_y \times Q}{P_p \times Q_p \times K_{mc}} + 1 \quad (5.13)$$

где P_p – рабочее давление агрегата;

Q_p – подача агрегата при данном P_p ;

K_{mc} – коэффициент технического состояния агрегата ($K_{mc} = 0,5-0,8$).

Необходимый объем продавочной жидкости (при закачке в НКТ)

$$V_n = 0,785 \times d_{вн}^2 \times L_c \quad (5.14)$$

Минимальный темп закачки жидкости разрыва определяется по формулам:

Для горизонтальной трещины:

$$Q_{minr} \geq 10^{-3} \times \frac{\pi \times R_T \times \omega}{\mu_{жр}} \quad (5.15)$$

Для вертикальной трещины

$$Q_{minw} \geq 10^{-3} \times \frac{h \times \omega_0}{\mu_{жр}} \quad (5.16)$$

где R_T радиус горизонтальной трещины, м;

ω_0 – ширина (раскрытость) трещины на стенке скважины, м;

$\mu_{жр}$ – вязкость жидкости разрыва, Па с;

h – толщина пласта, м.

В случае проведения разрыва пласта нефилтующейся жидкостью можно принять фактический темп закачки жидкости Q равным Q_{min} . При проведении разрыва фильтрующей жидкостью фактический темп закачки жидкости $Q > Q_{min}$.

Количество песка Q_n на один гидравлический разрыв пласта принимается равным 8-10 т. При концентрации песка в 1 м³ жидкости C_n объем жидкости:

$$V_{жс} = \frac{Q_n}{C_n} \quad (5.17)$$

Расчет: рассчитываем по (5.3) вертикальную составляющую горного давления

$$P_{28} = 2600 \times 9.81 \times 2340 \times 10^{-6} = 59,7 \text{ МПа.}$$

Принимая $v=0.3$, по формуле (5.2) рассчитываем горизонтальную составляющую горного давления

$$P_{22} = 59,7 \times \frac{0,3}{(1-0,3)} = 25,58 \text{ МПа.}$$

В данных условиях предположительно образуются вертикальные или наклонные трещины. По формуле (5.1) рассчитываем забойное давление разрыва

$$\frac{P_{збр}}{25,58} - \left(\frac{P_{збр}}{25,58} - 1 \right)^3 = 5,25 \times \frac{(1 \times 10^{10})}{(1-0,3)^2} \times \frac{0,01}{(25,58 \times 10^6)} \times \frac{0,3}{25,58 \times 10^6} = 4,9 \times 10^{-7}$$

$$P_{зобр} = 36,67 \text{ МПа.}$$

Рассчитаем по (5.7) β_n (принимая $C_n = 275 \text{ кг/м}^3$);

$$\beta_n = \frac{\frac{275}{2500}}{\frac{2500}{275} + 1} = 0,1$$

Плотность жидкости с песком рассчитываем по (5.6);

$$P_{жсн} = 964 \times (1-0,1) + 2500 \times 0,1 = 1117,6 \text{ кг/м}^3.$$

Рассчитываем по (5.11) вязкость жидкости с песком

$$\mu_{жсн} = 0,302 \times \exp(3,18 \times 0,1) = 0,415 \text{ Па*с.}$$

Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{4 \times 0,12 \times 1117,6}{3,14 \times 0,0748 \times 0,415} = 550.$$

Коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = \frac{64}{550} = 0,116.$$

Потери на трение рассчитываем по (5.8)

$$P_{тр}^l = \frac{8 \times 0,116 \times 0,012^2 \times 2340 \times 1117,6}{3,14^2 \times 0,0748^5} = 15,17 \text{ МПа.}$$

Учитывая, что $Re=550>200$, потери на трение составят:

$$P_{mp}=1,52 \times 15,17=23,07 \text{ МПа.}$$

Давление на устье скважины при закачке жидкости-песконосителя:

$$P_y=36,67-1117,6 \times 9,81 \times 2340 \times 10^{-6}+23,07=34,08 \text{ МПа.}$$

При работе агрегата 4АН-700 на IV скорости $P_p=29$ МПа, а

$$Q_p=0,0146 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Необходимое число агрегатов:

$$N=\frac{34,08 \times 0,012}{29 \times 0,0146 \times 0,5} + 1=3.$$

Объем продавочной жидкости:

$$V_n=0,785 \times 0,0748^2 \times 2340=10,3 \text{ м}^3.$$

Объем жидкости для осуществления гидроразрыва (жидкость разрыва и жидкость-песконоситель):

$$V_{жс}=\frac{4200}{275}=15,3 \text{ м}^3.$$

Суммарное время работы одного агрегата 4АН-700 на IV скорости:

$$t=\frac{V_{жс}+V_n}{Q_p} \quad (5.18)$$

или

$$t=\frac{10,3+15,3}{0,0146}=1750 \text{ с или } 29 \text{ мин.}$$

6 Расчет экономической эффективности ГРП

На Урманском месторождении, с целью увеличения КИНа и улучшения фильтрационно-емкостных свойств пласта и характеристик призабойной зоны, предлагается провести гидравлический разрыв пласта на 4 скважинах. Дебит скважин колеблется от 5 до 8 т/сут. Продолжительность эффекта приблизительно равна трем годам, с 2012 по 2014 год, если учитывать то что скважины в 2012 году, после проведения ГТМ будут в работе еще 290 суток. Среднегодовой темп уменьшения эффективности от ГРП равен 15%. Коэффициент эксплуатации скважин, за 2012 год составил 0,97. Опираясь на оценку капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат, в 2012 году, предприятие реализовывало нефть по цене 23400 руб./т. Налог на прибыль составляет 20% [4].

Ежегодные потери на обводненность по выбранным для ГРП скважинам, составляет 519,6 т/год. Условно-переменные затраты в себестоимости одной тонны нефти составили 782,14 руб./т. Расчетный прирост дополнительной добычи на одной скважине за первый год, после проведения ГРП составил 34,7 т/сут.

Все работы были произведены компанией «Шлюмберже» на основе накопленного опыта, применимого для данного месторождения. Стоимость одного ГРП проводимого компанией равна 3 133 015 рубля.

Проведем экономическое обоснование проведения ГРП на этих скважинах.

Для начала определим дополнительную добычу нефти. Она находится по формулам.

$$\Delta Q = q_n \times N \times K_{\text{э}} \times T \quad (6.1)$$

где q_n – расчетный прирост дебита нефти одной скважины, т/сут;

N – количество скважин, скв.;

$K_{\text{э}}$ – коэффициент эксплуатации скважины, д.ед.;

T – число суток работы скважины в году после проведения ГРП, сут.

1. Расчетный прирост дебита в году, после проведения ГРП находится по формуле приведенной ниже.

$$q_{\text{HT}} = q_{\text{HT}-1} - \frac{q_{\text{HT}-1} \cdot 15}{100} \quad (6.2)$$

Соответственно годовая добыча нефти с учетом постепенного обводнения скважины в году t ($t \in T$) составит

$$\Delta Q'_t = \Delta Q - \Delta Q_{\text{обв}} \quad (6.3)$$

где $\Delta Q_{\text{обв}}$ – ежегодные потери добычи нефти на обводненность, т.

1.1 *Дополнительная добыча за 2012 год составит*

$$\Delta Q_{2012} = q_{\text{H}} \cdot N \cdot K_{\text{э}} \cdot T = 34,7 \cdot 4 \cdot 0,97 \cdot 290 = 39044 \text{ т}$$

Учитывая ежегодные потери на обводненность

$$\Delta Q_{2012}' = 39044 \text{ т} - 519,6 \text{ т} = 38524,8 \text{ т}$$

1.2 *Дополнительная добыча за 2013 год составит*

$$q_{\text{H}2013} = 34,7 \frac{\text{м}}{\text{сут}} - \frac{34,7 \frac{\text{м}}{\text{сут}} \cdot 15\%}{100\%} = 29,5 \text{ м/сут},$$

$$\Delta Q_{2013} = q_{\text{H}} \cdot N \cdot K_{\text{э}} \cdot T = 29,5 \cdot 4 \cdot 0,97 \cdot 365 = 41777,9 \text{ т}$$

$$\Delta Q_{2013}' = 41777,9 - 519,6 = 41258,3 \text{ т}$$

1.3 *Дополнительная добыча за 2014 год составит*

$$q_{\text{H}2014} = 29,5 \frac{\text{м}}{\text{сут}} - \frac{29,5 \frac{\text{м}}{\text{сут}} \cdot 15\%}{100\%} = 25,1 \text{ м/сут}$$

$$\Delta Q_{2014} = q_{\text{H}} \cdot N \cdot K_{\text{э}} \cdot T = 25,1 \cdot 4 \cdot 0,97 \cdot 365 = 35546,6 \text{ т}$$

$$\Delta Q_{2014}' = 35546,6 - 519,6 = 35027 \text{ т}$$

2. Далее найдем выручку от реализации дополнительно добытой нефти, она находится по формуле:

Среднегодовая стоимость одной тонны нефти в 2012 году – 23769 руб./т.;

Среднегодовая стоимость одной тонны нефти в 2013 году – 24346 руб./т.;

Среднегодовая стоимость одной тонны нефти в 2014 году – 29371 руб./т.;

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \times Ц \quad (6.4)$$

$$\Delta B_{2012} = 38524,8T \cdot 23769 \text{ руб} / T = 915695971,2 \text{ руб}$$

$$\Delta B_{2013} = 41258,3T \cdot 24346 \text{ руб} / T = 1004474572 \text{ руб}$$

$$\Delta B_{2014} = 35027T \cdot 29371 \text{ руб} / T = 1028778017 \text{ руб}$$

3. *Определим текущие затраты по формулам*

$$\Delta Z_{\text{тек}} = Z_{\text{ГРП}} + Z_{\text{допт}} \quad (6.5)$$

где $Z_{\text{ГРП}}$ – стоимость проведения гидроразрыв пласта, руб.;

$Z_{\text{допт}}$ – затраты на дополнительную добычу нефти в году t , руб:

$$Z_{\text{допт}} = \Delta Q_t \times Z_{\text{пер}} \quad (6.6)$$

где $Z_{\text{пер}}$ – условно-переменные затраты на добычу нефти, руб./т.

$$\Delta Z_{\text{доп}2012} = 38524,8T \cdot 782,14 \text{ руб} / T = 30131787,07 \text{ руб};$$

$$\Delta Z_{\text{тек} 2012} = 3133015 \text{ руб} \cdot 4\text{СКВ} + 30131787,07 \text{ руб} = 42663847,07 \text{ руб}$$

$$\Delta Z_{\text{тек} 2013} = \Delta Z_{\text{доп}2013} = 41258,3T \cdot 782,14 \text{ руб} / T = 32269766,76 \text{ руб};$$

$$\Delta Z_{\text{тек} 2014} = \Delta Z_{\text{доп}2014} = 35027T \cdot 782,14 \text{ руб} / T = 27396017,78 \text{ руб}.$$

Итого в период 2012-2014 г:

$$Z_{\text{грп}} = 42,66 + 32,27 + 27,4 = 102,33 \text{ млн.руб.}$$

4. *Прирост прибыли от проведенного ГРП рассчитывается по формуле:*

$$\Delta \Pi_t = \Delta B_t - \Delta Z_{\text{тек}t} \quad (6.7)$$

$$\Delta \Pi_{2012} = 915695971,2 \text{ руб} - 42663847,07 \text{ руб} = 873032124,1 \text{ руб};$$

$$\Delta \Pi_{2013} = 1004474572 \text{ руб} - 32269766,76 \text{ руб} = 972204805,2 \text{ руб};$$

$$\Delta \Pi_{2014} = 1028778017 \text{ руб} - 27396017,78 \text{ руб} = 1001381999 \text{ руб}.$$

5. *Налог на дополнительную прибыль найдем по формуле*

$$\Delta H_{\text{нпт}} = \frac{\Delta \Pi_t \cdot H}{100\%} \quad (6.8)$$

$$\Delta H_{\text{нпт}2012} = \frac{873032124,1 \cdot 20}{100\%} = 174606424,8 \text{ руб};$$

$$\Delta H_{\text{нпт}2013} = \frac{972204805,2 \cdot 20}{100\%} = 194440961 \text{ руб};$$

$$\Delta H_{\text{нпт}2014} = \frac{1001381999 \cdot 20}{100\%} = 200276399,8 \text{ руб}.$$

6. Рассчитываем прирост потока денежной наличности по формуле:

$$\Delta\text{ПДН}_t = \Delta\Pi_t - \Delta\text{Н}_{\text{прт}} \quad (6.9)$$

$$\Delta\text{ПДН}_{2012} = 873032124,1 \text{ руб} - 174606424,8 \text{ руб} = 698,43 \text{ руб};$$

$$\Delta\text{ПДН}_{2013} = 972204805,2 \text{ руб} - 194440961 \text{ руб} = 777,76 \text{ руб};$$

$$\Delta\text{ПДН}_{2014} = 1001381999 \text{ руб} - 200276399,8 \text{ руб} = 801,11 \text{ руб}.$$

7. Расчет коэффициента дисконтирования

$$\alpha_{2012} = \frac{1}{(1+E)^{t-1}} = \frac{1}{(1+0,15)^0} = 1;$$

$$\alpha_{2013} = \frac{1}{(1+E)^{t-1}} = \frac{1}{(1+0,15)^{2-1}} = 0,87;$$

$$\alpha_{2014} = \frac{1}{(1+E)^{t-1}} = \frac{1}{(1+0,15)^{3-1}} = 0,76;$$

8. Проведем дисконтирование прироста потока денежной наличности по следующей формуле:

$$\Delta\text{ДПДН}_{2012} = \Delta\text{ПДН}_{2012} \cdot \alpha_{2012} = 698,43 \cdot 1 = 698,43 \text{ млн.руб.}$$

$$\Delta\text{ДПДН}_{2013} = \Delta\text{ПДН}_{2013} \cdot \alpha_{2013} = 777,76 \cdot 0,87 = 676,65 \text{ млн.руб.}$$

$$\Delta\text{ДПДН}_{2014} = \Delta\text{ПДН}_{2014} \cdot \alpha_{2014} = 801,11 \cdot 0,76 = 608,84 \text{ млн.руб.}$$

9. Найдем чистый дисконтированный доход от проведения ГРП по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_t^T \Delta\text{ДПДН}_t \quad (6.10)$$

$$\begin{aligned} \text{ЧДД} &= 698,43 \text{ млн. руб} + 676,65 \text{ млн. руб} + 608,84 \text{ млн. руб} \\ &= 2277,3 \text{ млн. руб} \end{aligned}$$

10. Индекс доходности определим по формуле

$$\text{ИД} = \frac{\text{ЧДД}}{З_{\text{ГРП}}} \quad (6.11)$$

$$\text{ИД} = \frac{2277,3}{102,33} = 22,3 \text{ руб /руб}$$

Для более наглядного вида результатов расчёта экономической эффективности применения ГРП, занесем их в таблицу 6.1.1.

Таблица 6.1.1 – Результаты расчёта экономической эффективности

Показатель	Год		
	2012	2013	2014
Количество ГРП, скв.	4	-	-
Дополнительная добыча нефти, тыс.т	38,5	41,3	35
Выручка от реализации дополнительно добытой нефти, млн.руб	915,7	1004,5	1028,8
Затраты на дополнительную добычу нефти, млн.руб.	30,1	32,27	27,4
Затраты на ГРП, тыс. руб.	3 133,0	-	-
Суммарные текущие затраты на проведение мероприятия, тыс. руб.	42,66	32,27	27,4
Прирост прибыли от проводимого мероприятия, млн.руб	873	972,2	1001,4
Налог на дополнительную прибыль, млн.руб	174,61	194,4	200,28
Прирост потока денежной наличности, млн.руб	698,43	777,76	801,11
Дисконтированный поток денежной наличности	698,43	676,65	608,84
Накопленный дисконтированный поток денежной наличности (ЧДД)	698,43	1375,08	2277,3
Индекс доходности, руб./руб.	22,3		

Рассчитав экономическую эффективность проведения ГРП за 3 года, проводимого на 4х скважинах, получили что дополнительная добыча нефти по 4 скважинам с 2012 по 2014 год составит 114,8 тыс.т. Накопленный поток денежной наличности за расчетные 3 года составит 2277,3 млн. рублей. ЧДД от

проведения мероприятия составит 1983,92 млн. рублей. Бюджетная эффективность проекта равна 569,29 млн. рублей. Индекс доходности составляет 22,3 руб./руб.

На основании всех полученных данных, можно смело сказать, что проведения гидроразрыва на выбранных скважинах позволит повысить эффективность извлечения нефти, и принести хороший дополнительный доход предприятию.

7 Социальная ответственность

Цель данного раздела, создать оптимальные нормы мероприятий, для улучшения и обеспечения безопасности человека, и его труда, а также сохранения и продления его работоспособности в процессе деятельности, а также обеспечение охраны окружающей среды.

Так как производственная среда и среда рабочего места, должны быть организованы по специальным требованиям техники безопасности, и различным нормам, при выполнении раздела учитывались действующие комплекты документов нормативной и технической документации. В этой ВКР объектом исследования является кустовая площадка Урманского месторождения, на которой производятся различные мероприятия и операции по извлечению нефти, и увеличению ее притока. Были рассмотрены всевозможные ЧС, которые могут возникнуть на площадке, и меры их предупреждения и ликвидации.

7.1 Производственная безопасность

В перечень обязанностей администрации предприятия, входит обеспечение надлежащего технического состояния оборудования, а также создание для него условий работы, соответствующие различным правилам по охране труда, правилам по ТБ, санитарным правилам и т.д.

Опираясь на ГОСТ 120003-74, все вредные и опасные факторы, воздействующие при мероприятиях проводимых на кустовой площадке, можно подразделить по нескольким группам: механические, физические, химические, психофизиологические. [7]

7.1.1 Анализ вредных факторов

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Одним из основных вредных факторов, присущим практически всем месторождениям расположенным в районе Западной Сибири относятся сложные климатические условия.

Из параметров характеризующих климат и оказывающих влияние на организм человека можно отнести такие условия как температура, скорость ветра, барометрическое давление, влажность.

Районам Западной Сибири характерен континентальный тип климата, зимой и в летнее время в Западную Сибирь поступает арктический воздух. Вообще климатические условия могут резко меняться как в течении сезона, так и в течении дня. Способность человеческого организма поддерживать постоянной температуру тела при изменении параметров климата и при выполнении работы, называется терморегуляцией. Для оптимального поддержания терморегуляции, необходима температура тела в пределах 36 °С. Различные среды, по различному влияют на организм, так например, при продолжительном нахождении работника в среде с высокой температурой, значительно увеличивается вероятность перегрева организма, что также может вызвать гипертермию, которая может в дальнейшем вызвать тепловой удар, и работник может даже потерять сознания. Высокая влажность, как и высокая температура, значительно усложняет условия работы для человека. При сочетании этих двух значений, работать становится сложнее в двойне, так как из-за высокой влажности пот может незначительно испаряться.

Низкая температура, также как и высокая вызывает неблагоприятное воздействие на организм. Наиболее опасное для человека, явление гипотермия, вызывается продолжительной работой в условиях низкой температуры. Для избежания переохлаждения работникам рекомендуется находиться на холоде не более 10 минут при температуре воздуха до -10°С. И не более 5 минут при температуре ниже -10°С. На кустовой площадке, для периодического обогрева

возможно нахождения в помещениях оператора, и в БМА (блок местной автоматики), которые оборудованы нагревателями, и температура в них поддерживается на уровне 23 °С.

Повышенный уровень шума

Всякий нежелательный звук принято называть шумом. Он оказывает вредное воздействие на человека, в первую очередь на ЦНС и сердечно-сосудистую систему, а также значительно снижает работоспособность.

На кустовой площадке Урманского месторождения при проведении ГТМ, основными источниками шумов будут являться различная техника, в частности насосные агрегаты используемые для большинства операций со скважинами.

Шум от насосных агрегатов во время проведения ГТМ, может достигать до 110-120 дБ, что сильно превышает эквивалентный уровень шума по отечественным нормативам равным 80 дБ. Если бы рабочие проводили под таким шумом более 5 часов рабочего времени ежедневно, возможно в будущем некоторые из них столкнулись бы с проблемами со слухом, некоторые, даже с потерей.

Из рекомендуемых мер по снижению шумового воздействия на рабочих, на кустовой площадке Урманского месторождения, используются применение СИЗ органов слуха, наушников, вкладышей, и специальных шлемов оборудованных наушниками.

Повышенный уровень вибрации

Вибрационному воздействию на кустовой площадке подвергаются лишь те рабочие, работающие непосредственно на различной крупной технике, используемой для различных операций таких как например, спуск и подъем труб при капитальном и подземном ремонте скважин. Техника используемая для успешного проведения ГТМ также может быть причиной вибрационного воздействия, например насосные агрегаты, бетонные агрегаты, техника для гидравлического разрыва пласта, и для различных типов перфораций.

Вибрация может нарушить деятельность сердечно-сосудистой и нервной системы, а у людей, которые были подвержены длительному воздействию с предметами, излучающими механические колебания, может возникнуть так называемая вибрационная болезнь.

Нормируется вибрация с помощью ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность» которая регламентирует уровни общей и локальной вибрации. Само же нормирование осуществляется в октавных диапазонах с различными среднегеометрическими частотами и различается величинами допустимых уровней колебательных скоростей [10].

Гигиенические нормы уровней вибрации в таблице 7.1.1 по ГОСТ 12.1.012-90

Таблица 7.1.1 – Нормы уровней вибрации

Вид вибрации	Допустимый уровень колебательных скоростей, дБ										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Общая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-	-
Локальная вибрация	-	-	-	115	109	109	109	109	109	109	109

На кустовой площадке Урманского месторождения применяются методы коллективной защиты от вибрации. Все мероприятия проводимые с помощью машин излучающих механические колебания, выполняются с помощью дистанционного управления, также на некоторой технике предусмотрена штатная виброизоляция источника вибрации.

Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

Химические вещества можно разделить на несколько групп: токсические, раздражающие, сенсibiliзирующие (аллергия), канцерогенные (развитие опухолей), мутагенные (изменение ДНК человека). Попадают химические вещества в организм или через дыхательные пути, ЖКТ или через кожу. Самый распространенный путь проникновения, через дыхательные пути. Попадая в организм, химические вещества растворяются в крови, и могут накапливаться в организме, вызывая ряд различных заболеваний.

Работникам нефтегазовой отрасли, в частности работникам Урманского месторождения приходится часто сталкиваться и контактировать с различными химическими веществами. Сама по себе нефть, добычу которой ведут на месторождении, является вредным химическим веществом, с которым необходимо соблюдать осторожность. Большая концентрация вредных химических веществ в АГЗУ. Также подвергнуться химическому воздействию могут люди работающие на установках подготовки воды, нефти и газа, где для отделения фракций друг от друга, могут использоваться различные ингибиторы и эмульгаторы, состоящие из сложных химических веществ, чаще всего вредных для человека. Еще вредному химическому воздействию могут подвергнуться операторы по добычи, проводящие химическую промывку скважин, с помощью различных приборов-дозаторов, которые ведут закачку химического вещества в скважину. При ГТМ работники сталкиваются с химическим воздействием при мероприятиях называемых СКО (соляно-кислотная обработка) скважины.

Основной величиной экологического нормирования содержания вредных химических является предельно допустимая концентрация (ПДК) – мг/м³. ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны: нефть – 100 мг/м³, уайт-спирит – 300 мг/м³, бензол – 5мг/м³, С1-С5 – 3 мг/м³, сероводород – 10 мг/м³, хлор – 1 мг/м³.

На Урманском месторождении применяют СИЗ и средства коллективной защиты для уменьшения химического воздействия на рабочих. Из средств индивидуальной защиты применяются: очки, спецодежда, шланговые и гражданские противогазы. В АГЗУ, установлена вентиляционная система, очищающая воздух от вредных химических веществ [8].

7.1.2. Анализ опасных факторов

Электрический ток

На кустовой площадке рабочие ежедневно сталкиваются с различными электроприборами которые могут нести в себе опасность поражения электрическим током. Действие электрического тока на человека носит

многообразный характер. Проходя через организм человека, электрический ток вызывает термическое (ожоги), электролитическое (разложение крови), биологическое (раздражение тканей, нарушение кровообращения и дыхания) и механическое действие (судороги, разрывы кожи, сосудов, переломы костей). Все это многообразие действий может привести к двум видам поражения: электрическим травмам и электрическим ударам [9].

В таблице 7.1.2 представлены значения силы тока, и воздействие их на организм.

Таблица 7.1.2 – Значения силы тока и его воздействия на организм

Сила тока, мА	Воздействие
20-25	Паралич рук, дыхание затруднено
50-80	Паралич дыхания
90-100	Фибрилляция сердца
≥ 300	Паралич сердца

На кустовой площадке Урманского месторождения, присутствует большое количество различных электроприборов, неисправность или неосторожная работа с которыми может вызвать поражения электрическим током. На администрации предприятия лежит ответственность за поддержания электроприборов в надлежащем состоянии. При работе с особо опасными приборами, находящимися под высокими напряжениями, рабочие применяют некоторые СИЗы, такие как диэлектрические перчатки. Так же все приборы регулярно проходят проверки, на исправность электро- и гидрозащиты.

Механические травмы

Одними из самых распространенных и часто встречающихся на нефтяном промысле являются механические травмы. Механическими травмами можно считать как и обычные неглубокие порезы, так и травмы приводящие к летальному исходу. Чаще всего виновниками травм становятся сами работники, игнорирующие элементарные правила ТБ, но также часто виноватыми бывают администрация предприятия, которые не обеспечивают надежную безопасность рабочего места. Наиболее часто причинами травм являются техника работающая

под высоким давлением, или механическая техника, с быстродвижущимися механическими частями.

Для снижения вероятности механических травм, существует большое количество СИЗ, и коллективной защиты. Практически на всех нефтяных месторождениях, разрешено движение только в каске. Так же работники на нефтяных месторождениях, в частности Урманском, имеют специальный комплект одежды, снижающих вероятность получения механических травм, к ним можно отнести обувь с ударопрочными наконечником, перчатки, очки. Также проводится регулярная проверка состояния оборудования, при работе с которым, возможно получение травм, на оборудование наносятся предупреждающие знаки.

Пожаровзрывоопасность

Добыча нефти и газа, опасное дело, так как нефть и газ являются очень пожароопасными веществами.

Пожароопасность веществ и материалов представляет собой совокупность их свойств, характеризующих их способность к возгоранию и распространению горения. Оценка пожароопасное включает определение основных показателей пожарной опасности веществ и материалов, используемых в производстве.

Подразделяют на 5 категорий: А, Б, В, Г, Д. Категорию производства по взрыво-пожарной опасности присваиваем "А".

На кустовой площадке Урманского месторождения, расположено большое количество огнетушителей, вблизи наиболее пожаро и взрывоопасных объектов, установлены щитки пожарной безопасности, которые содержат в себе лопату, лом, ведра, песок и т.д. Курение на кустовой площадке разрешено только в специально отведенных для этого местах, и очень жестко контролируется администрацией [8].

Возникновение пожара при работе с электронной аппаратурой может быть по причинам как электрического, так и неэлектрического характера.

Причины возникновения пожара неэлектрического характера:

а) халатное неосторожное обращение с огнем (курение, оставленные без присмотра нагревательные приборы, использование открытого огня);

б) самовоспламенение и самовозгорание веществ.

Причины возникновения пожара электрического характера: короткое замыкание, перегрузки по току, искрение и электрические дуги, статическое электричество и т. п.

Для устранения причин возникновения пожаров в помещении цеха должны проводиться следующие мероприятия:

а) сотрудники предприятия должны пройти противопожарный инструктаж;

б) сотрудники обязаны знать расположение средств пожаротушения и уметь ими пользоваться;

в) необходимо обеспечить правильный тепловой и электрический режим работы оборудования;

г) пожарный инвентарь и первичные средства пожаротушения должны содержаться в исправном состоянии и находиться на видном и легко доступном месте.

7.2 Охрана окружающей среды

Разработка месторождения, вызывает активное влияние человека на окружающую среду. Это влияние может стать очень опасным, если не предпринимать никаких мер по уменьшению воздействия на окружающий нас мир, будь то флора, фауна, почва, атмосфера или недра нашей земли.

Человеку стоит задуматься, осознать серьезность встающих перед ним экологических проблем.

7.2.1. Мероприятия по охране атмосферы

При разработке нефтяного месторождения, во время строительства и эксплуатации скважин, основными источниками являются: оборудование устья скважин, емкости, аварийный факел, сепараторы нефтяные и газовые.

Основным видом воздействия проектируемого объекта, на состояние воздушного бассейна рассматриваемого района является загрязнение атмосферного воздуха выбросами загрязняющих веществ в периоды его строительства и эксплуатации. Воздействие выбросов на атмосферный воздух осуществляется, как правило, на территории зоны влияния проектируемого объекта, наибольший радиус которой оценивается при суммарном загрязнении атмосферы от всей совокупности источников выброса рассматриваемого предприятия, превышающий 0.05 ПДК [11].

При бурении скважин загрязнение атмосферы происходит на следующих этапах работ:

- вышкомонтажные работы;
- подготовительные работы к бурению, бурение и крепление скважин;
- освоение скважин

При эксплуатации объектов загрязнение атмосферы происходит в результате выделения:

- продуктов сгорания попутно добываемого газа на факеле;
- углеводородов от технологического оборудования (скважины, сепараторы, емкости, насосы);
- продуктов сгорания топлива (передвижной транспорт).

При дальнейшей разработке месторождения, при составлении рабочих проектов на строительство и эксплуатацию скважин на бурение следует рассчитывать объёмы и виды загрязняющих веществ и нормативы по ним, согласно «Перечню и кодам веществ, загрязняющих атмосферный воздух» ГН 2.2.5.686-98.

Согласно «Санитарным нормам проектирования промышленных предприятий» (СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03) размер санитарно-защитной зоны для проектируемых объектов предприятия составляет 1000 м [7].

Предприятие активно следит за состоянием атмосферы, проводят расчет рассеивания вредных веществ, используя программу УПРЗА-Эколог (версия 2.50-3.0) для определения размеров санитарно-защитной зоны и предложений по

нормативам ПДВ (предельно допустимые выбросы) - в настоящее время атмосферное загрязнение не превышает предельно-допустимое.

С целью максимального сокращения объёма выбросов вредных веществ в атмосферу от вновь проектируемых объектов Урманского месторождения необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

- использование современного бурового и энергетического оборудования с минимальными выбросами в атмосферу, оборудования с электроприводом;
- применение строительных материалов, не требующих при использовании разогрева;
- сокращение до минимума времени освоения скважин;
- в двигателях внутреннего сгорания применять топливо, регламентированное правилами эксплуатации;
- доведение до минимума выбросов ВВ при бурении новых скважин:
 - 1) посредством оптимальной регулировки всех двигателей внутреннего сгорания;
 - 2) посредством установления оптимального отношения воздуха к горючему для печей подогрева;
- хранение ГСМ для работы двигателей внутреннего сгорания в герметичных емкостях;
- оснащение буровых противовыбросовым оборудованием и комплектами противofонтанной защиты;
- регулирование выбросов ВВ в зависимости от метеорологических условий;
- оснащение двигателей внутреннего сгорания автомобилей нейтрализаторами для обезвреживания отработавших газов, внедрение присадок к топливам, снижающих токсичность и дымность этих газов;
- регулярный контроль за работой топливной арматуры на двигателях внутреннего сгорания;
- внедрение автоматизированной системы контроля за загрязнением атмосферного воздуха, оснащение ДНС приборами контроля;

- закрытая система сбора и сепарации нефти и газа;
- при бурении скважин применять технические средства и технологические процессы, предотвращающие возникновение нефтепроявлений и открытых фонтанов;
- полная утилизация попутного газа, для чего необходимо построить ещё один газопровод;
- оборудование аппаратов, работающих под давлением, предохранительными клапанами, связанными с факельной системой;
- применение на всех резервуарах, специальных устройств для предотвращения утечки летучих углеводородов и газов в атмосферу;
- утилизация ПНГ. Доведение утилизации до 95 %.

7.2.2 Мероприятия по охране гидросферы

Для каждой стадии освоения месторождения (поиск, строительство, эксплуатация нефтепромысла) характерны свои источники воздействия на водную среду.

Воздействие нефтепромысловых объектов на поверхностные и подземные воды, прежде всего, связано со следующими причинами:

- создание условий, изменяющих характеристики фильтрационного внутриболотного и поверхностного стока (прокладка автодорог, трубопроводов, отсыпка площадок);
- нарушение целостности берегов, долин пересекаемых водотоков, что приводит к их частичному разрушению и развитию эрозионных процессов;
- захламление русел и затопляемых долин водотоков строительными отходами, вызывающими изменение гидрологических характеристик водотоков, ухудшение качества воды и условий проживания гидробионтов;
- возможное загрязнение водотоков нефтепродуктами (аварийная ситуация на нефтепромысловых объектах), хозяйственно-бытовые и

производственные сточные воды (при несоблюдении правил сбора жидкостей и нарушении герметичности оборудования);

– возможная миграция токсичных веществ в почвы и грунтовые воды при нарушении правил безопасного обращения с отходами производства и потребления.

В следствии чего происходят ужасные последствия: загрязнение поверхностных и грунтовых вод токсичными веществами, бытовым мусором, развитие эрозионных процессов – изменение русла рек, разрушение и изменение берегов. Высокая концентрация загрязняющих веществ в воде способствует развитию инфекционных болезней, за счет опасных микроорганизмов. Подвергаются сильному воздействию местная флора и фауна – деревья, животные, рыбы, птицы.

Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от загрязнения предусмотрены следующие мероприятия:

- применение водосберегающих технологий, включая тонкую очистку бурового раствора с повторным его использованием;
- установка приборов учета воды;
- организация технологии строительства промышленных объектов с соблюдением водоохранных зон около рек, ручьев, озёр;
- создание защитных сооружений на участках повышенного риска в ВОЗ рек и озер;
- оперативный сбор разлитой нефти с поверхности воды и почвы на берегах рек и озер; рекультивация замазученных участков в ВОЗ рек и озер;
- рекультивация шламовых амбаров кустовых площадок и разведочных скважин, в первую очередь, расположенных в ВОЗ рек и озер;
- контроль за техническим состоянием трубопроводов;
- профилактика водоводов, оборудования, приборов, средств учета воды (планово-предупредительные ремонты);
- установка узлов контроля скорости коррозии;
- снижение скорости коррозии путем ввода ингибитора;

- строительство переходов трубопроводов через водные преграды выполняется под водой с заглублением в дно водотока на 1 м и более от верха труб, в случае наземной постройки – применение технологий повышенной надёжности (например, «труба в трубе»);
- устройство защитной гидроизоляции подземных и наземных емкостных сооружений;
- тщательное выполнение работ по строительству водонесущих инженерных сетей;
- минимальная высота отсыпки кустовых площадок и дорог - не менее, чем на 1.0 м над максимально возможным уровнем затопления паводковыми водами;
- перед валом, со стороны буровой установки выполняется дренажный канал глубиной 0.5 м с переходными дренажными трубами в местах заезда техники к буровой установке;
- внедрение системы очистки бытовых сточных вод, повторное использование дренажных вод, утилизация сточных вод для системы ППД;
- использование технологий организации теплоснабжения с использованием гликолевых растворов в качестве теплоносителя;
- использование малоопасных химических реагентов (класс токсичности не выше IV) для обработки бурового раствора;
- перевозка материалов и химреагентов специальным автотранспортом и в специальной таре, исключающей их попадание в окружающую среду;
- ликвидация свалок и накопителей отходов;
- проведение в случае необходимости берегоукрепительных работ (каменная наброска, посадка деревьев, кустарников и др.);
- сокращение до минимума нарушений естественных стоков на осваиваемых территориях;
- контроль за состоянием вод и донных отложений;

– сооружение одно- или трёхпролётных мостов через все водотоки, запрет на пересечение транспортом водотоков вброд.

Полный перечень мероприятий по охране поверхностных вод будет разработан при составлении раздела «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» на стадии проектирования обустройства месторождения [11].

7.2.3 Мероприятия по охране литосферы и животного мира

Строительство проектируемых линейных сооружений и площадочных объектов окажет определенное трансформирующее воздействие на почвенно-растительный покров и животный мир. Это воздействие может осуществляться в нескольких направлениях:

- непосредственное уничтожение почвенно-растительного покрова в пределах полосы отвода;
- механические повреждения почвенно-растительного покрова на площадках, сопредельных с полосой отвода в случае нарушения землеотвода;
- нарушение гидрологического и температурного режима территории и, как следствие – изменение структуры фитоценозов;
- химическое загрязнение аварийными разливами нефти, пластовыми водами, выбросами вредных веществ в атмосферу, в результате этого уничтожение и изменение исходных растительных группировок;
- захламление территории строительными отходами;
- повышение пожароопасности, уничтожение и нарушение растительности в результате пожаров.

Возможны ситуации, когда воздействует либо один фактор, либо их совокупность.

В целом, при реализации проекта воздействие на почвенно-растительный покров будет ограничено площадью землеотвода.

С целью снижения воздействия на животный и растительный мир, необходимо предусмотреть проведение следующих мероприятий:

- проведение с исполнителями технической учебы по охране окружающей среды;
- запрет ввоза на территорию района работ всех орудий промысла животных (с назначением ответственного за соблюдением данного мероприятия);
- хранение и применение химических реагентов, горюче-смазочных и других опасных для объектов животного мира и среды их обитания материалов, сырья и отходов производства будут осуществляться с соблюдением мер, гарантирующих предотвращение заболеваний и гибели объектов животного мира, ухудшения среды их обитания;
- ограничение доступа животных на технологические площадки путем установки ограждений и простейших отпугивающих устройств;
- запрещение сброса загрязняющих веществ в водоемы, соблюдение сроков нереста наиболее ценных видов рыб;
- соблюдение санитарных норм и правил, предписывающих утилизацию бытового мусора и пищевых отходов;
- размещение химреагентов и сыпучих материалов в закрытой таре;
- подземная прокладка трубопроводов, исключая гибель от бескормицы, болезней, беспокойств и прочих нарушений условий жизни диких животных и птиц;
- указание в календарном плане строительства сроков ведения строительных работ на водоемах в прибрежных полосах в период отсутствия нереста ценных и сорных рыб;
- невыполнение при строительстве установленных Росрыбводом и природоохранным законодательством норм взвешенных веществ по сравнению с природным их количеством в прилегающих водоёмах с учётом всех изменений и дополнений;

- контроль со стороны администрации предприятия за осуществлением охоты работниками предприятия;
- исключение уничтожения древесно-кустарниковой растительности химическими способами в местах массового обитания животных;
- в зонах сезонных перелетов птиц не допускается постройка буровой вышки и сооружений;
- рекультивация нарушенных территорий.

Предприятие, осуществляющее реализацию данного проекта, несет ответственность за сохранение и воспроизводство объектов животного мира, занесенных в Красные Книги в соответствии с законодательством РФ и законодательством субъектов РФ (ст. 24 Закона РФ «О животном мире»).

Полный перечень мероприятий по охране почвенно-растительного покрова и животного мира будет разработан при составлении раздела «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» на стадии проектирования обустройства месторождения [11].

7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К сожалению, даже в наше время не редки случаи чрезвычайных ситуаций на нефтяных месторождениях. Действие ЧС на человека, и окружающую среду, чрезвычайно велико. Человек возможно получит глубокие травмы, а окружающая среда может подвергнуться сильному загрязнению.

Чрезвычайные ситуации на несколько групп:

I. По природе возникновения:

- 1) природные – связанные с проявлением стихийных сил природы (землетрясения, ураганы, наводнения, сели т.д.).
- 2) техногенные – связано с техническими объектами (взрывы, пожары, аварии, выбросы, обрушение зданий, транспортные катастрофы).

3) экологические – аномальное изменение окружающей среды (загрязнение биосферы, разрушение озонового слоя, опустынивание, кислотные дожди).

4) биологические – эпидемии, эпизоотии, эпифитотии.

5) антропогенные - насилие, экстремизм, теракты.

6) социальные – межнациональные конфликты, терроризм, голод.

II. По причине возникновения: случайные и преднамеренные

III. По режиму времени: внезапные (землетрясения, взрывы), стремительные (пожар, разливы ядовитых веществ), умеренные (наводнение).

На кустовой площадке возможны следующие аварийные ситуации:

1) открытое фонтанирование скважины

2) порыв нефтесборного коллектора и системы ППД

3) пожар в АГЗУ, на площадке дренажной емкости

4) стихийные явления, нападение диких животных

При первых признаках ЧС следует сообщить начальству о произошедшем, остановить все производственные работы, вывести людей из опасной зоны, если есть пострадавшие, то оказать первую помощь [8].

Организационные и технико-технологические требования по предупреждению газонефтеводопроявлений, открытых фонтанов, а также первоочередные действия производственного персонала при их возникновении должны проводиться согласно РД 08-254-98 «Инструкции по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности».

Проектирование, строительство и эксплуатация промысловых трубопроводов должны осуществляться в соответствии с требованиями ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», ПБ 07-601-03 «Правила охраны недр», Постановление Госгортехнадзора РФ от 06.06.03 г. № 71, Постановление Госгортехнадзора России от 10.06.03 г. № 80.

Трубопроводы для транспортировки пластовых жидкостей и газов должны быть устойчивы к ожидаемым механическим, термическим напряжениям (нагрузкам) и химическому воздействию. Трубопроводы должны быть защищены от наружной коррозии [7].

К сварке стыков трубопроводов допускаются только специально подготовленные сварщики, аттестованные в порядке, предусмотренном «Правилами аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства», утвержденными Госгортехнадзором России от 30.10.98 № 63.

В местах пересечения газоконденсатопроводами дорог, водных преград, оврагов, железнодорожных путей, местах возможного скопления людей, технологических узлах газоконденсатопроводов выставляются предупредительные знаки и надписи. Для перечисленных и подобных мест проектом должны предусматриваться мероприятия, исключающие (уменьшающие) опасность выбросов. Указанные проектные решения должны быть включены в план ликвидации аварийных разливов нефти (ПЛАРН), согласованный с МПР и утвержденный техническим руководителем предприятия [6].

Участки трубопроводов в местах пересечения с авто- и железными дорогами должны быть заключены в защитные кожухи из стальных или железобетонных труб, оборудованные в соответствии с требованиями нормативных документов (Постановление Госгортехнадзора России № 56 от 05.06.03 г.). При почвах с недостаточной несущей способностью компенсирующие мероприятия должны предотвратить повреждения трубопровода от оседания или поднятия.

Выкидные трубопроводы, непосредственно связанные со скважинами, должны быть оборудованы обратными клапанами или другими запорными устройствами, автоматически перекрывающими поток жидкости из скважины при аварийной разгерметизации нефтегазопровода.

Периодический контроль состояния изоляционного покрытия трубопроводов проводится существующими методами диагностирования,

позволяющими выявлять повреждения изоляции без вскрытия грунта, по графику, утвержденному руководителем предприятия [7].

Планы ликвидации аварий должны включать:

- постановку первоочередных задач;
- перечисление необходимых экстренных действий;
- определение порядка отчетности, связи;
- подготовку и обучение персонала, выделенного на ликвидацию аварий;
- обеспечение необходимым оборудованием, поддержание его в состоянии готовности;
- документирование всех предпринимаемых действий;
- приведение промысловых объектов в нормальный режим работы.

Все оборудование, транспорт и имущество, предназначенное для выполнения аварийно-восстановительных работ, должно находиться в постоянной исправности и готовности к немедленному выезду и применению. Закрепленную для этих целей технику использовать не по назначению запрещается.

Для минимизации ущерба окружающей среде при аварийных разливах нефти в ООО «Газпромнефть-Восток» разработан план реагирования на разлив нефти, учитывающий все возможные аварийные ситуации (ПЛАРН). Перечень оборудования для локализации и ликвидации разливов нефти приведен в таблице 7.3.1

Таблица 7.3.1 – Перечень оборудования ООО «Газпромнефть-Восток» для ликвидации аварийных разливов нефти

Бригады экологической безопасности и аварийно-восстановительных работ (ЭБ и АВР)		Бригады по локализации и ликвидации экологически опасных ситуаций (ЛЛЭОС)	
Наименование оборудования	Количество единиц оборудования	Наименование оборудования	Количество единиц оборудования
Агрегат для сбора конденсата и нефти	1 ед.	Экскаватор «Камацу»	1 ед.
Вакуумное устройство	1 ед.	Гусеничный транспортер-тягач	1 ед.
Емкости для сбора нефти	7 ед.	Самосвал-шламовоз «Урал-55571»	7 ед.
Мотопомпа	1 ед.	Бульдозер Б-170	1 ед.
Водяная помпа	1 ед.	Экскаватор УДС (на базе «КамАЗ-53228с»)	1 ед.
Установка по утилизации отходов	1 ед.	Нефтесборный катер «Ламор»	1 ед.
Мотоблок	1 ед.	Вахтовый автобус «НЗАС-42112»	1 ед.
Нефтесборщики	9 ед.	Тягач седельный «Урал-542362»	1 ед.
Боны заградительные	300 м	Полуприцеп «ЧМЗАП-99865»	1 ед.
Боны сорбционные	200 м	Боны постоянной плавучести	1000 м
Сорбент	200 кг	Здание мобильное «Кедр-8»	2 ед.
Распылитель сорбента	1 ед.	Электростанция «Хонда»	1 ед.
Лодка	1 ед.		
Лодочный мотор	1 ед.		

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Все работники предприятия, в том числе и руководители, обязаны проходить обучение в области промышленной безопасности и проверку знаний. Проверка знаний у рабочих должна проводиться ежегодно, у руководителей и специалистов - не реже одного раза в три года.

К работам на опасных производственных объектах допускаются работники после обучения безопасным методам и приемам выполнения работ, стажировки на рабочем месте, проверки знаний и практических навыков, проведения инструктажа по безопасности труда на рабочем месте и при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ. Срок стажировки устанавливается работодателем, но не может быть менее двух недель.

На опасных производственных объектах, связанных с освоением

месторождений в продукции которых содержится сероводород, другие вредные вещества работники должны быть обеспечены изолирующими дыхательными аппаратами, лечебно-профилактическим питанием, средствами и препаратами для оказания первой медицинской помощи и т.д [7].

Работы, проводимые в районах Крайнего Севера и приравненных местностях, а также вахтовым методом предусматривают надбавки и коэффициенты к заработной плате.

Работодатель предоставляет социальные пакеты (оплата санаторно-курортного лечения, оплата путевок в детские оздоровительные лагеря, медицинское страхование, выплаты в пенсионный фонд и др.)

Специальные нормы связаны с выделением ряда норм трудового права в отдельные категории. Они отражены в положениях, регулирующих условия труда специальных категорий работников (несовершеннолетние, инвалиды, женщины, сезонные работники, лица, проживающие в районах Крайнего севера и т. д.). Виды специальных норм трудового права:

Нормы-льготы (компенсации для лиц, проживающих на севере, работающих на производствах с вредными условиями труда, пособия и льготы одиноким матерям, беременным женщинам, условия труда инвалидов и т. д.);

Нормы-приспособления (адаптируют общие нормы к специфике отрасли, например, дифференциация по отрасли нефтегазодобывающего предприятия).

Нормы-изъятия (представляют собой обоснованные ограничения общих трудовых прав, например, временный характер работы у сезонного работника).

Перед началом работ оператор проверяет в вахтовом журнале записи о работе предыдущих смен и распоряжениями руководителя, расписывается в приеме смены; проверяет и приводит в порядок спецодежду и другие средства индивидуальной защиты, средства защиты и предохранительные приспособления, средства пожаротушения и аптечки на исправность, укомплектованность и нахождение в специально отведенном месте; проверяет наличие и правильность документов, их соответствие характеру работы и размещает их в безопасном и удобном месте.

Нормативно-правовые документы:

Законы РФ

1. Конституция Российской Федерации от 12.12.1993.
2. Водный кодекс Российской Федерации от 03.06.2006 №74-ФЗ.
3. Земельный кодекс Российской Федерации от 25.10.2001 №136-ФЗ.
4. Лесной кодекс Российской Федерации от 04.12.2006 №200-ФЗ.
5. ФЗ «Об особо охраняемых природных территориях» от 14.03.1995 №33-ФЗ.
6. ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.1999 №96-ФЗ.
7. ФЗ «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 №7-ФЗ.
8. ФЗ «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 №89-ФЗ.
9. ФЗ «Об экологической экспертизе» от 23.11.1995 №174-ФЗ.
10. ФЗ «О животном мире» от 24.04.1995 №52-ФЗ.
11. Закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах».
12. ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» от 30.03.1999 №52-ФЗ.
13. ФЗ «О территориях традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации» от 07.05.2001 №49-ФЗ.
14. ФЗ «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» от 25.06.2002 №73-ФЗ.

Нормативные акты Правительства и министерств РФ

1. Положение об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в РФ. Приказ Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 №372.
2. Экологическая доктрина Российской Федерации. Распоряжение Правительства РФ от 31.08.2002 №1225-р.
3. Нормативы платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными источниками. Приложение №1 к постановлению Правительства Российской Федерации от 12.06.2003 №344.

4. Положение об осуществлении государственного мониторинга земель. Постановление Правительства РФ от 28.11.2002 №846.

5. Положение об осуществлении государственного мониторинга водных объектов. Постановление Правительства РФ от 10.04.2007 №219.

6. Методические указания по разработке проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение. Приказ Ростехнадзора от 19.10.2007 №703.

7. Положение о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами. Постановление Правительства РФ от 03.03.2010 №118.

8. Федеральный классификационный каталог отходов. Приказ МПР РФ от 02.12.2002 №786.

9. О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы. Постановление Правительства Российской Федерации от 23.02.1994 №140.

10. Требования к структуре и оформлению проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 08.07.2010 №254.

Нормативно-методические документы

1. ГОСТ 17.5.1.02-85. Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации.

2. ГОСТ 17.5.3.04-83. Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель.

3. ГОСТ 17.4.3.02-85. Охрана природы. Почвы. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ.

4. ВНТП-03-170-567-87. Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса.

5. ВСН 26-90. Инструкция по проектированию и строительству автомобильных дорог нефтяных и газовых промыслов Западной Сибири.
6. ВСН 51-3-85. Проектирование промысловых стальных трубопроводов.
7. СНиП 2.05.02-85. Автомобильные дороги. Постановление Госстроя СССР от 17.12.1985 №233.
8. СНиП 3.02.01-87. Земляные сооружения, основания и фундаменты. Постановление Госстроя СССР от 30.12.1987 №213.
9. СНиП 2.05.02-85. Генеральные планы промышленных предприятий. Постановление Госстроя СССР от 17.12.1987 №233.
10. СН 467-74. Нормы отвода земель для автомобильных дорог. Постановление Госстроя СССР 19.12.1974 №248.
11. СН 459-74. Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин. Постановление Госстроя СССР от 25.03.1974 № 4.
12. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101.
13. Основные положения о рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы. Приказ Минприроды России и Роскомзема от 22.12.1995 №525/67.
14. Методические рекомендации по выявлению деградированных и загрязненных земель. Утверждены Роскомземом от 28.12.1994, Минсельхозпродом РФ от 26.01.1995, Минприроды РФ от 15.02.1995.
15. СП 11-102-97. Инженерно-экологические изыскания для строительства, одобрены письмом Госстроя РФ от 10.07.1997 № 9-1-1/69.
16. Пособие к СНиП 11-01-95 по разработке раздела проектной документации «Охрана окружающей природной среды». М., 2000.
17. ОНД-86. Методика расчёта концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. Государственный комитет СССР по гидрометеорологии и контролю природной среды от 04.08.1986 № 192.

18. Рекомендации по оформлению и содержанию проекта нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферу для предприятий. М. Госкомприрода СССР, 1989.

19. Положение о порядке организации, учета и функционирования ведомственной наблюдательной сети. Приказ Федеральной службы России по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды от 21.01.2000 №13.

20. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03.2.1.1/2.1.1. Проектирование, строительство, реконструкция и эксплуатация предприятий, планировка и застройка населенных мест. Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 25.09.2007 №74.

21. ГОСТ 17.2.3.02-78. Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями. Постановление Госстандарта СССР от 24.08.1978 №2329.

22. ГОСТ 17.2.4.02-81. Охрана природы. Атмосфера. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ. Постановление Госстандарта СССР от 09.11.1981 № 4837.

Законы и постановления Томской области:

1. О защите населения и территории Томской области от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 11.11.2005 года №206-ОЗ;

2. «Об особо охраняемых природных территориях в Томской области» от 12.08.2005 г. №134-ОЗ;

3. Постановление Главы администрации Томской области «Об утверждении критериев чрезвычайных ситуации на территории Томской области» от 20 августа 2004 года №146;

4. Постановление Главы администрации Томской области «Об утверждении Положения о территориальной подсистеме единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных

ситуаций Томской области» от 30 апреля 2004 года №75 (с изменениями на 18 октября 2005 года);

5. Постановление Главы администрации Томской области «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов» от 23 января 2001 года №22;

6. Постановление Главы администрации Томской области «О порядке сбора и обмена в Томской области информацией в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 17.08.2007 г. № 108.

Заключение

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы были изучены все геолого-технические мероприятия, проводимые на Урманском месторождении.

В результате полученного и изученного материала, были выявлены: наиболее частые мероприятия, и наиболее эффективные мероприятия. Было произведено обоснование применяемых методов, и найдены причины недостижения проектных уровней добычи и КИНов, после проведения различных геолого-технических мероприятий.

Опираясь на данные анализа можно отметить, что гидроразрыв пласта является наиболее эффективным мероприятием, проводимым на месторождении. В основном ГРП производится на объекте сложенным карбонатными породами, но несмотря на низкие значения ФЕС по юрскому пласту, энергетическое состояние пласта, позволяет проводить гидроразрыв с увеличением продуктивности скважин. По результатам анализа можно сказать, что метод характеризуется значительной технологической эффективностью, с точки зрения продолжительности эффекта.

Стоит также отметить хорошую эффективность применения соляно-кислотных и глино-кислотных обработок скважин. Данные технологии применимы для карбонатных пластов. Отмечается неплохой средний прирост дебита, и средняя продолжительность эффекта.

На месторождении в данный момент система ППД находится в стадии формирования. В качестве воды используемой в системе, используется подтоварная вода с УПН. В работе были описаны проектные решения по обустройству системы ППД. По рекомендуемому варианту, максимальное количество нагнетательных скважин – 60, в работе описана проектная приемистость этих скважин. В целом «эффективность» закачки воды остаётся низкой, система ППД в её текущем состоянии является несбалансированной и оказывает слабое влияние на энергетическое состояние залежи в целом.

Во время выполнения работы, были обнаружены основные причины недостижения проектных показателей после проведения ГТМ. К ним можно отнести низкие значения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), неправильно подобранные параметры для проведения ГРП, и полученные вследствие этого неоптимальные дизайны трещин. Также отмечается недостаточная изученность некоторых пластов.

Для выполнения экономической части, была произведена оценка экономической эффективности ГРП. Для выполнения работы были взяты данные со скважин, на которых проводилось ГРП. В ходе работы было рассчитано множество параметров, таких как: дополнительная добыча, выручка от реализации, текущие затраты, прирост потока денежной наличности, а также был определен индекс доходности. По результатам расчета можно сделать вывод, что проведение гидравлического разрыва пласта на месторождении «У» экономически выгодно.

Также был проведен анализ социальной ответственности на месторождении. Были описаны основные вредные и опасные факторы, которые могут возникнуть при проведении работ на кустовой площадке изучаемого месторождения, и предложены меры по снижению вредного воздействия.

Список используемой литературы:

- 1) Дополнение к технологической схеме разработки Урманского нефтегазоконденсатного месторождения», протокол ЗС ЦКР Роснедр по УВС от 25.01.2012 № 85-11.
- 2) Оболкина Т.М. Отчет «Зональный геологический проект поиска и разведки залежей УВ в пределах Урманского и Арчинского лицензионных участков на территории Парабельского района Томской области», Санкт-Петербург, 2009 г.
- 3) «Пересчет начальных геологических запасов УВ и ТЭО КИН Урманского месторождения», Санкт-Петербург, 2009 г.
- 4) «Технологическая схема опытно-промышленной разработки Урманского нефтяного месторождения», 2007г. (протокол ЦКР РФ №3979 от 12.04.2007 г.).
- 5) «Проект пробной эксплуатации Урманского месторождения» 2000г. (протокол ЦКР РФ № 2537 от 26.01.2000 г.).
- 6) «Технологическая схема разработки Урманского нефтяного месторождения», 2009г. (протокол ТО ЦКР Роснедра по ЯНАО №52-09 от 22.12.2009г.).
- 7) Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03. Постановление Госгортехнадзора РФ от 5 июня 2003 г. № 56.
- 8) Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность): учебник для академического бакалавриата/ С.В. Белов. – 5-е изд., перераб., М.: Издательство Юрайт; ИД Юрайт, 2016. – 702 с. – Серия: Бакалавр. Академический курс
- 9) СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
- 10) СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.
- 11) Правила охраны недр ПБ-07-601-03. Постановление Госгортехнадзора РФ от 6 июня 2003 г. № 71.

