

**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 геологии и разработки нефтяных месторождений

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Анализ состояния разработки на Урманском нефтяном месторождении (Томская область)</b>

УДК 622.276-047.44(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗД	Котляров Иван Владимирович		

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
ГРНМ	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: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
Кафедра: Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Чернова О.С.  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3Д	Котляров Иван Владимирович

Тема работы:

<b>АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ НА УРМАНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	2189/с от 31.03.17

Срок сдачи студентом выполненной работы:	7.06.2017
--	-----------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	
<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>	Пакет геологической и геофизической информации по месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодическая литература.

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <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>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Геологическая часть</li> <li>2. Состояние разработки месторождения</li> <li>3. Экономический расчет методов применяемых на Урманском месторождении</li> <li>4. Социальная ответственность на Урманском месторождении</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b>  <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Обзорная карта района работ</li> <li>2. Схема тектонического районирования</li> <li>3. Характеристика продуктивных залежей Урманского нефтяного месторождения</li> <li>4. Характеристика толщин и неоднородности продуктивных пластов</li> <li>5. Динамика фонда скважин Урманского месторождения</li> <li>6. Показатели разработки Урманского месторождения в целом</li> <li>7. Технологические показатели разработки Урманского месторождения</li> <li>8. Характеристика фонда скважин Урманского месторождения на 1.01.2014г.</li> <li>9. Распределение фонда скважин по дебитам нефти и обводненности</li> <li>10. Основные показатели состояния разработки продуктивных пластов</li> <li>11. Состояние реализации проектного фонда скважин на 1.01.2014г.</li> <li>12. Расхождение проектных и фактических показателей</li> <li>13. Динамика изменения пластового давления</li> <li>14. Эффективность применения ГТМ на Урманском месторождении</li> </ol>

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Пожарницкая О.В.
Социальная ответственность	Ассистент, Немцова О.А.
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	
<p><b>Отсутствуют</b></p>	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.17
--	----------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Пулькина Н.Э.			10.02.17

каф. ГРHM				
-----------	--	--	--	--

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗД	Котляров И.В.		10.02.17

**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 геологии и разработки нефтяных месторождений

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	7.06.2017
--	-----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) /вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.02.2017	Геологическая часть	30
28.03.2017	Состояние разработки месторождения	40
26.04.2017	Экономический расчет методов применяемых на Урманском месторождении	20
18.05.2017	Социальная ответственность на Урманском месторождении	10

Составил преподаватель:

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

**СОГЛАСОВАНО:**

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

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

№	Результаты обучения
1	2
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий
P11	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

## **Реферат**

Выпускная квалификационная работа 102 с., 15 рис., 25 табл., 22 источника.

Ключевые слова: разработка, поддержание пластового давления, фильтрационно-емкостные свойства, дебит, нефтегазоносность.

Объектом исследования разработки является нефтяное месторождение.

Цель работы – проанализировать эффективность принятой системы разработки на месторождении.

Задачи:

- изучить состояние фонда скважин;
- проанализировать энергетическое состояние пластов;
- рассмотрение геолого-технических мероприятий проводимых на месторождении;
- сравнить проектные и фактические показатели разработки.

В данной работе были изучены геолого-физические характеристики месторождения.

Выявлены проблемы, связанные с понижением дебита и ростом обводненности продукции скважин, оценили эффективность геолого-технологических методов, а также были выявлены наиболее эффективные из них.

Рассмотрели опасные и вредные факторы, которые могут возникнуть на месторождении.

Проведен экономический расчет различных вариантов разработки, в результате которого был выбран наиболее эффективный вариант.

## Список сокращений

УЭЦН – установки электроцентробежных насосов;  
АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;  
ВСП – вертикальное сейсмическое профилирование;  
ЭЦН – электроцентробежный насос;  
УВ – углеводороды;  
НКТ – насосно-компрессорные трубы;  
ПЗП – призабойная зона пласта;  
СКО – соляно-кислотная обработка;  
ГКО – грязе-кислотная обработка;  
ППД – поддержание пластового давления;  
ГИС – геофизические исследования скважин;  
КИН – коэффициент извлечения нефти;  
НИЗ – начальный извлекаемый запас;  
ТИЗ – трудноизвлекаемые запасы;  
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;  
ВНК – водонефтяной контакт;  
ГНК – газонефтяной контакт;  
ГС – горизонтальные скважины;  
УПН – установка подготовки нефти;  
БКНС – блочная кустовая насосная станция;  
ГТМ – геолого-технические мероприятия;  
ПАВ – поверхностно-активные вещества  
ГРП – гидравлический разрыв пласта;  
ССБТ – система стандартов безопасности труда.



## Оглавление

Введение.....	11
1 Геологическая часть.....	12
2 Состояние разработки месторождения .....	12
2.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения.....	13
2.2 Состояния разработки Урманского нефтяного месторождения.....	15
2.2.1 Состояние разработки эксплуатационных объектов.....	23
2.3 Сравнение фактических и проектных показателей разработки.....	24
2.4 Анализ энергетического состояния пластов.....	30
2.5 Анализ эффективности применяемых геолого-технологических методов.....	39
2.6 Подбор ЭЦН для скважины №101 эксплуатационного объекта М–М1....	43
3 Экономический расчет методов применяемых на месторождении .....	46
3.1 Обоснование вариантов разработки объекта М+М <sub>1</sub> .....	46
3.2 Обоснование вариантов разработки объекта Ю <sub>14-15</sub> .....	51
3.3 Анализ эффективности кислотных методов обработки скважин .....	55
3.3.1 Расчет экономических затрат на проведение СКО.....	56
3.3.2 Расходы на заработную плату .....	56
3.3.3 Расходы на дополнительную заработную плату .....	57
3.3.4 Расходы на основной и вспомогательный материалы .....	57
3.3.5 Цеховые расходы .....	57
3.3.6 Транспортные расходы.....	58
3.3.7 Общие прямые затраты .....	59
3.3.8 Калькуляцию на проведение капитального ремонта скважины .....	59
3.3.9 Расчет экономического эффекта от проведения СКО.....	60
3.3.10 Эксплуатационные расходы на дополнительно добытую нефть..	60

3.3.11 Экономический эффект .....	60
4 Социальная ответственность на Урманском месторождении .....	61
4.1 Производственная безопасность .....	61
4.2 Анализ вредных факторов.....	62
4.3 Анализ опасных факторов.....	68
4.4 Экологическая безопасность.....	71
4.4.1 Мероприятия по охране атмосферы.....	71
4.4.2. Мероприятия по охране гидросферы.....	72
4.4.3 Мероприятия по охране литосферы.....	72
4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	73
4.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	75
Заключение .....	81
Список литературы: .....	82

## Введение

Урманское месторождение открыто в 1974 году, в 1997 – введено в разработку. Административно месторождение находится в Парабельском районе Томской области, расположено на землях Кедровского лесхоза. Ближайшими соседними месторождениями являются: Арчинское, Северо-Калиновое, Нижне-Табаганское и Смоляное.

Начиная с 2008 г. на Урманском месторождении проводится активное бурение эксплуатационных скважин и формирование проектной системы разработки на пласты М-М<sub>1</sub>. После постановки в 2009 г. на государственный баланс запасов нефти юрских отложений (Ю<sub>14</sub>, Ю<sub>15</sub>), была начата пробная эксплуатация пласта Ю<sub>15</sub> двумя скважинами №762 и 109 согласно Проекту пробной эксплуатации юрских отложений Урманского месторождения.

В течении последних трёх лет произошли существенные изменения в структуре запасов месторождения. Поставлены на баланс новые залежи углеводородов: одна - нефтяная (пласт М+М<sub>1</sub>, южно-урманский купол) и две газоконденсатные (пласты Ю<sub>13</sub> и Ю<sub>10</sub>). По пласту Ю<sub>15</sub> существенная часть запасов переведена в категорию С1. [1]

Данная тема очень актуальна, в ходе анализа состояния разработки месторождения можно определить недостатки принятой системы, сравнить данную систему с другими и при низкой эффективности изменить ее на более совершенную.

## **1 Геологическая часть**

Сведения изъяты в связи с коммерческой тайной.

## **2 Состояние разработки месторождения**

### **2.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения**

В промышленную разработку Урманское месторождение было введено в 1997 г.

В течение всего периода разработки месторождения было составлено семь проектных документов:

1. «План пробной эксплуатации скважины №10 Урманского нефтяного месторождения», 1997 г. (протокол №2192 от 20.11.97 г.).

2. «Проект пробной эксплуатации Урманского месторождения» 2000 г. (протокол ЦКР РФ №2537 от 26.01.2000 г.).

3. «Дополнение к проекту пробной эксплуатации Урманского месторождения» 2003 г. (протокол ЦКР РФ №2994 от 29.04.2003 г.).

4. «Технологическая схема опытно-промышленной разработки Урманского нефтяного месторождения», 2007 г. (протокол ЦКР РФ №3979 от 12.04.2007 г.).

5. «Проект пробной эксплуатации юрских отложений Урманского месторождения», 2008 г. (протокол ЦКР РФ №4552 от 01.04.2009 г.).

6. «Технологическая схема разработки Урманского нефтяного месторождения», 2009 г. (протокол ТО ЦКР Роснедра по ЯНАО №52-09 от 22.12.2009 г.).

7. «Дополнение к технологической схеме разработки Урманского нефтегазоконденсатного месторождения», 2012 г. (протокол ЗС нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС №85-11 от 25.01.2012 г.).

В период действия первых трёх проектных документов проводилась в основном пробная эксплуатация продуктивных пластов М-М1 Урманского месторождения единичными разведочными скважинами №№1R, 10R, 11R и 22R. В 2005 г. были пробурены первые эксплуатационные скважины №№763 и 770.

Начиная с 2008 г. на Урманском месторождении проводится активное бурение эксплуатационных скважин и формирование проектной системы разработки на пласты М-М1. После постановки в 2009 г. на государственный баланс запасов нефти юрских отложений (Ю14, Ю15), была начата пробная эксплуатация пласта Ю15 двумя скважинами №762 и 109 согласно «Проекту пробной эксплуатации юрских отложений Урманского месторождения».

В 2009 году была утверждена «Технологическая схема разработки Урманского месторождения». В 2012 году выполнено «Дополнение к технологической схеме разработки Урманского нефтегазоконденсатного месторождения» (2012 г.) которое и является действующим проектным документом на разработку месторождения со следующими принципиальными положениями:

1. Максимальные уровни:

- добычи нефти – 592,5 тыс.т (2019 г.),
- добыча жидкости – 2965,8 тыс.т (2019 г.),
- закачка воды – 3382,8 тыс.м<sup>3</sup> (2021 г.),
- добыча растворенного газа – 106,8 млн.м<sup>3</sup> (2019 г.),
- добыча свободного газа – 66,1 млн.м<sup>3</sup> (2011 г.),
- добыча конденсата – 9,4 тыс.т. (2011 г.),
- использование растворённого газа – 95% (с 2015 г.)

Накопленная добыча:

- нефти – 18817 тыс.т,
- жидкости – 181865,5 тыс.т.

Общий фонд скважин – 200;

- в т.ч. добывающих – 148,
- нагнетательных – 52.

Фонд скважин для бурения – 148;

- в т.ч. добывающих – 110,
- нагнетательных – 38.

2. Выделение трёх эксплуатационных объектов:

- объект М-М<sub>1</sub> – треугольная система разработки, с расстоянием между скважинами 700 м. Система заводнения очагово-избирательная;
  - объект Ю<sub>14-15</sub> – квадратное расположение скважин с расстоянием между скважинами 600 м. Система заводнения площадная девятиточечная;
  - объект Ю<sub>7</sub> – возвратный объект, на естественном режиме.
- Достижение КИН (по категории С1) – 0,319, в т.ч. по объектам:
- объект М-М<sub>1</sub>, КИН – 0,367, Квыт. – 0,628, Кохв. – 0,584;
  - объект Ю<sub>14-15</sub>, КИН – 0,280, Квыт. – 0,420, Кохв. – 0,665;
  - объект Ю<sub>7</sub>, КИН – 0,250, Квыт. – 0,395, Кохв. – 0,633. [4,5,6]

## **2.2 Состояния разработки Урманского нефтяного месторождения**

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:

- 1) разработка залежи разведочными скважинами (четыре скважины №№1Р, 10Р, 11Р, 22Р);
- 2) 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-М<sub>1</sub> 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 Ю<sub>14</sub> и Ю<sub>15</sub>, 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 Ю<sub>7</sub>) и газа (пласты Ю10 и Ю13). Динамика ввода новых скважин из бурения и фонда эксплуатационных скважин представлена на рисунке 2.1.



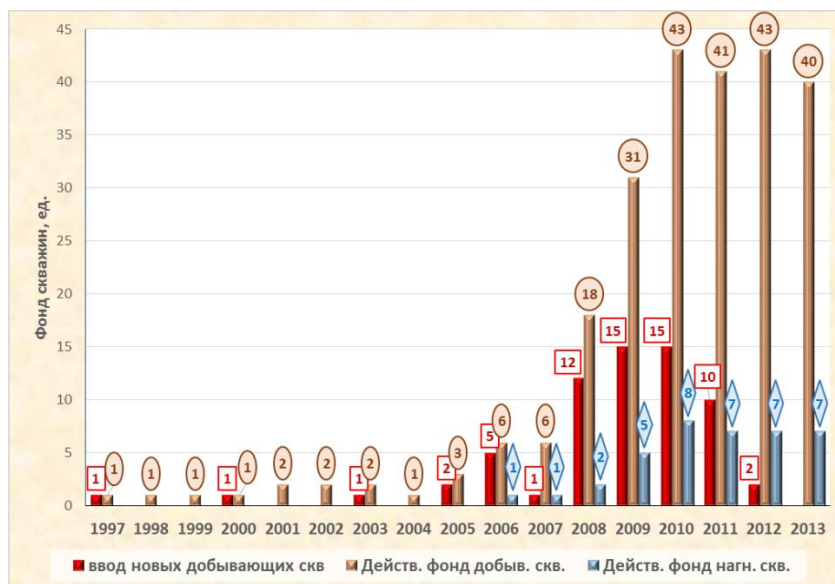


Рисунок 2.1. – Динамика фонда скважин Урманского месторождения

В настоящее время в промышленной разработке участвуют залежи отложений коры выветривания и кавернозно-трещиноватые карбонаты коренных пород палеозоя (пласты М и М<sub>1</sub>) как единый объект. Пласты Ю<sub>14</sub> и Ю<sub>15</sub> объединены в один объект разработки, полномасштабная выработка которых пока не ведётся, так же, как и объекта Ю<sub>7</sub>. В таблице 2.1 приведены основные показатели состояния разработки месторождения на 01.01.2014 г.[5]

На рисунках 2.2 представлена динамика основных показателей разработки Урманского месторождения.

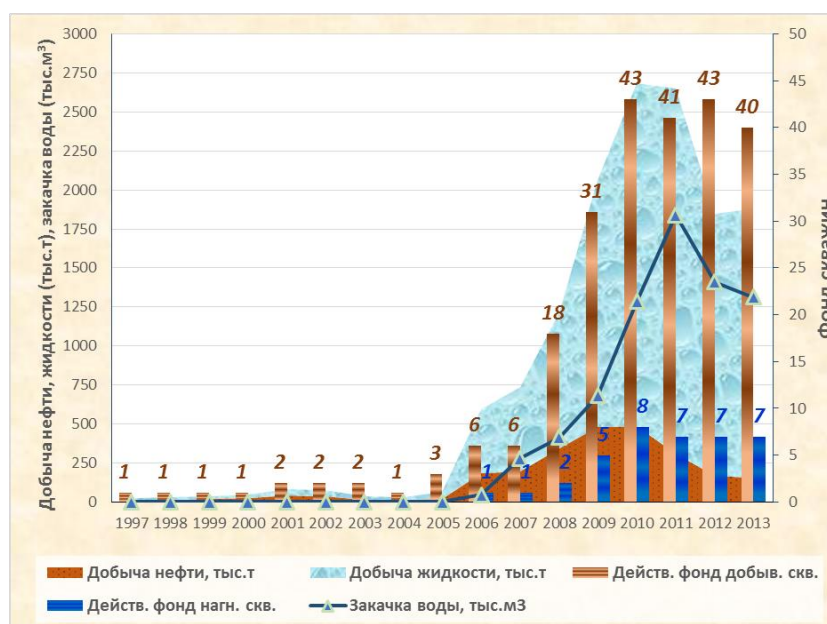


Рисунок 2.2. Показатели разработки Урманского месторождения в целом

Таблица 2.1 - 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 <sup>3</sup>	Накопл. Закачка воды, тыс.м	Приемистость, м3/сут	Компенсация		Действ. фонд добыв. скв.	Действ. фонд нагн. скв.
					НИЗ	ТИЗ									текущ.	накопл.		
1997	11,1	11,1	0,000	0,1	0,1	0,1	11,1	11,1	65,7	65,7	0,09	0	0		0		1	0
1998	14	25,1	0,000	0,1	0,1	0,1	14,1	25,2	92,7	93,2	0,53	0	0		0		1	0
1999	17,9	43	0,001	0,2	0,1	0,1	17,9	43,1	72,4	72,5	0,09	0	0		0		1	0
2000	23,4	66,4	0,001	0,3	0,1	0,1	23,4	66,5	84,6	84,6	0	0	0		0		1	0
2001	39,9	106,3	0,002	0,5	0,2	0,2	39,9	106,5	60,9	60,9	0	0	0		0		2	0
2002	38,3	144,6	0,002	0,7	0,2	0,2	38,9	145,4	58,9	59,94	1,52	0	0		0		2	0
2003	15,7	160,3	0,003	0,8	0,1	0,1	21,4	166,8	18,2	24,8	26,65	0	0		0		2	0
2004	13,1	173,4	0,003	0,9	0,1	0,1	17,2	183,9	21,8	29,17	23,83	0	0		0		1	0
2005	21,2	194,6	0,003	1,0	0,1	0,1	44,9	228,8	29,9	63,3	52,73	0	0		0		3	0
2006	186,7	381,3	0,006	2,0	1,0	1,0	405,1	633,9	139,9	303,43	53,91	45,5	45,5	494,57	20,8	18,4	6	1
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.м<sup>3</sup>.

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.м<sup>3</sup>, 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 м<sup>3</sup>/сут.

Эксплуатационный фонд составил 47 скв., из них действующий добывающий – 40 скв., действующий нагнетательный – 7 скважин. Основной способ эксплуатации – механизированный (ЭЦН). [4]

### ***Фонд скважин***

Всего с начала разработки на Урманском месторождении пробурено 80 скважин, в том числе 15 поисково-разведочных. На балансе предприятия числится 77 единиц (таблица 2.2).

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.

Ликвидированы по геолого-техническим причинам семь разведочных скважин.

Специальный фонд представлен тремя поглощающими и одной водозаборной скважинами.

На рисунке 2.3 представлены результаты распределения скважин по дебитам нефти и обводненности.

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.

Таблица 2.2 - Характеристика фонда скважин Урманского месторождения на 1.01.2014 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин*					
		М-М <sub>1</sub>	Ю <sub>14-15</sub>	Ю <sub>13</sub>	Ю <sub>10</sub>	Ю <sub>7</sub>	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	

Продолжение таблицы 2.2

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)

Поровое пространство пластов М-М<sub>1</sub> 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 (рисунок 2.3). Средний дебит скважин по жидкости в 2010 г. составил 122,2 т/сут. За последние три года суточные отборы жидкости уменьшились на 33%.

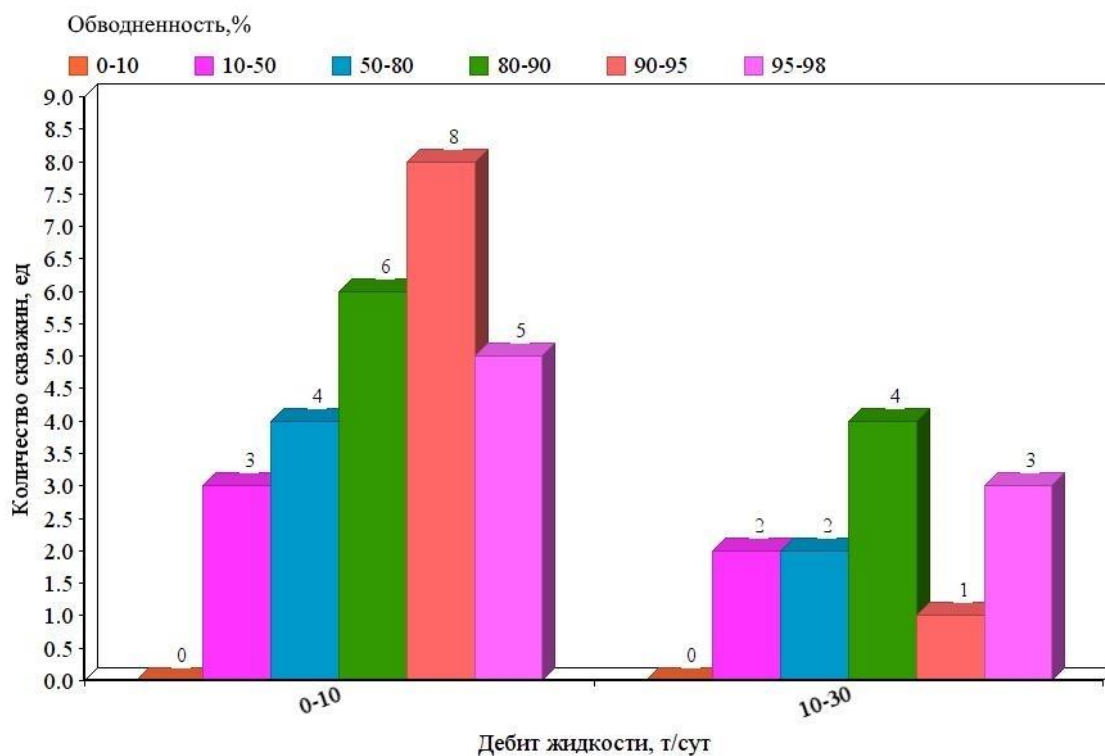


Рисунок 2.3 – Распределение фонда скважин по дебитам нефти и обводненности

Относительно высокие суточные отборы жидкости скважин характеризуются содержанием большой доли попутно добываемой воды, поэтому 65% всего фонда добывающих скважин (таблица 2.5) 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 Ю<sub>14-15</sub> и три – на Ю<sub>7</sub>.

Скважины объекта Ю<sub>14-15</sub> эксплуатируются с дебитами жидкости не выше 30 т/сут и обводненностью в интервале 10-80%. По объекту Ю<sub>7</sub> на конец 2013 года дебиты жидкости также не превышали 30 т/сут и эксплуатировались с обводненностью в интервале 80-95%.

Выработка запасов нефти из пластов М-М<sub>1</sub> 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 01.01.2013 г. из продуктивных пластов Урманского месторождения добыто 2391 тыс. т нефти, 150 тыс.т. конденсата и газа газовой шапки – 951 млн.м<sup>3</sup>. 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.[4,6]

### **2.2.1 Состояние разработки эксплуатационных объектов**

На Урманском месторождении промышленные запасы нефти залегают в карбонатных отложениях палеозоя, подстилаемых осадочными породами коры выветривания (пласт М-М<sub>1</sub>) и терригенных юрских отложениях - пластах Ю<sub>15</sub>, Ю<sub>14</sub>, и Ю<sub>7</sub>, также выявлены и поставлены на баланс новые газоконденсатные залежи пластов Ю<sub>13</sub>, Ю<sub>10</sub>. 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 2.3).[5,6]

Таблица 2.3 - Основные показатели состояния разработки продуктивных пластов

Показатели	Эксплуатационные объекты (пласты)			Итого по месторождению
	М-М <sub>1</sub>	Ю <sub>14-15</sub>	Ю <sub>7</sub>	
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 <sup>3</sup>	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 <sup>3</sup> /сут	542,1	179,9	0,0	516,3
Коэффициент извлечения нефти ВС1, д.ед.	0,094	0,004	0,028	0,064

### 2.3 Сравнение фактических и проектных показателей разработки

В течение 2009-2013 гг. объекты Урманского месторождения разрабатывались в соответствии с двумя проектными документами:

- на период 2009-2010 гг. – по «Технологической схеме разработки Урманского месторождения» (протокол №52-09 от 22.12.2009 г.);

- на период 2011-2013 гг. – по «Дополнение к технологической схеме разработки Урманского нефтегазоконденсатного месторождения» (протокол №85-11 от 25.01.2012 г.).



Основным объектом разработки на дату анализа является – объект М+М<sub>1</sub>, на который приходится 97% добычи нефти за всю историю разработки. Объекты Ю<sub>7</sub> и Ю<sub>14-15</sub> разрабатываются единичными скважинами переведёнными с объекта М+М<sub>1</sub>.

В течение анализируемого периода в разработке участвовали запасы категории ВС1. Категория запасов С2 в разработку не вводилась.

При сопоставлении фактических и проектных показателей 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.

Состояние реализации проектного фонда скважин по состоянию на 1.01.2014 г. представлено на рисунке 2.4.

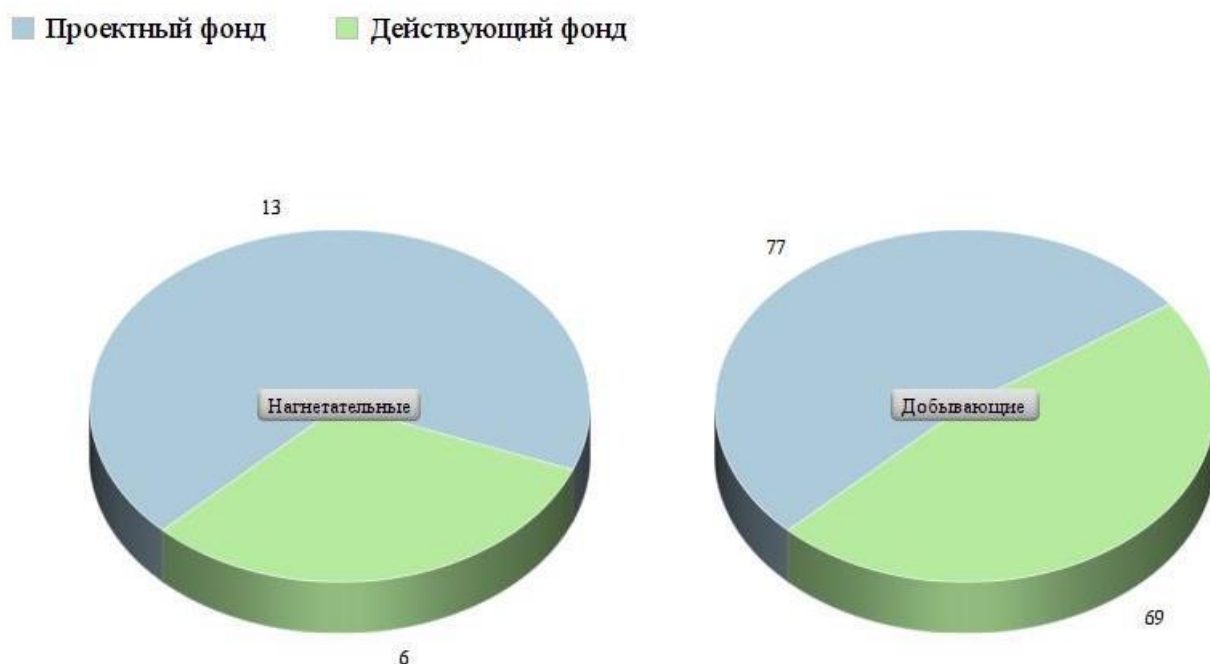


Рисунок 2.4 - Состояние реализации проектного фонда скважин на 01.01.2014 г.

На дату анализа реализация проектного фонда составляет 36% или 77 скважин. К бурению предусмотрено 137 скважин.

Эксплуатационный объект М-М1 разбурен проектным фондом на 83%, разбуривание пластов Ю14-15 предусмотрено по действующему проектному документу с 2013 г., на объект Ю7 бурение не предусмотрено.[6]

Согласно проектным документам, в течение пяти последних лет на месторождении должны были пробурить 43 скважины. По факту пробурена 41 скважина. Отставание составило две скважины. Планировалось перевести на юрские нефтяные объекты – Ю7 и Ю14-15 – восемь скважин - пять на объект Ю7 и три на объект Ю14-15. Проектные решения выполнены частично.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки Урманского месторождения в целом представлено в таблице 2.4, а также на рисунке 2.5 представлено сопоставление проектного и фактического фонда добывающих скважин Урманского месторождения за период 2009-2013 гг.

Таблица 2.4 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения в целом

№ п/п	ПОКАЗАТЕЛИ	2009		2010		2011		2012		2013	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти всего, тыс.т	490,8	455,3	517,7	435,7	324,9	253,6	172,3	167,6	150,7	156,4
2	Добыча нефти из перешедших скважин, тыс.т	309,8	295,5	373,3	271,4	289,5	217,1	152,8	158,0	140,1	156,4
3	Добыча нефти из новых скважин, тыс.т	180,9	159,8	144,5	164,3	35,4	36,5	19,5	9,6	10,6	0,0
4	Добыча нефти механическим способом, тыс.т	490,8	294,9	517,7	427,2	324,9	296,2	172,3	161,8	150,7	150,9
5	Ввод новых доб.скв., шт.	17	15	16	15	11	10	0	2	2	0
6	Среднесуточный дебит нефти новых скважин, т/сут	59	78	50	61	17	18	22	16	33	0
7	Среднее число дней работы новых скважин, дни	180	137	180	179	187	207	175	298	160	0
8	Средняя глубина новой скважины, м	3500,0	3500,0	3500,0	3500,0	3182,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Эксплуатационное бурение всего, тыс.м	59,5	0,0	56,0	0,0	35,0	0,0	0,0	0,0	7,0	0,0
10	Эксплуатационное бурение добывающих скважин, тыс.м	59,5	0,0	56,0	0,0	31,5	0,0	0,0	0,0	7,0	0,0
11	Расчет. время работы нов скв. предыдущ. года в данном году, сут	4152,0	4380,0	5882,0	5201,3	5190,0	5201,3	3806,0	3467,5	1730,0	346,8
12	Добыча нефти из новых скважин предыдущего года, тыс.т	375,8	396,4	347,8	403,4	318,1	318,7	64,5	61,1	38,6	5,6
13	Расчетная добыча нефти из перешедших скважин, тыс.т	521,2	538,4	657,6	698,8	642,5	590,1	354,0	278,2	191,4	163,6
14	Ожидаемая добыча нефти из переш. скв. данного года, тыс.т	309,8	318,4	373,3	271,4	289,5	217,1	152,8	158,0	140,1	156,4
15	Мощность новых скважин, тыс.т	348,6	424,6	278,3	335,5	64,6	64,3	38,7	11,8	22,9	0,0
16	Выбытие добывающих скважин всего, шт.	2	3	13	2	4	3	15	2	0	1
17	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	36	35	39	48	52	55	42	57	44	54
18	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	33	31	35	44	47	41	38	43	40	40
19	Ввод(перевод) скважин на мех.добычу, шт.	0	14	0	19	0	12	0	3	0	0
20	Фонд механизированных скважин, шт.	36	23	39	40	52	47	42	49	44	47
21	Ввод(перевод) скважин под нагнетание, шт.	1	3	8	4	3	3	0	2	0	1
22	Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	5	10	8	9	7	8	7	8	7
23	Средний дебит по жидкости действующих скважин, т/сут	156,5	205,4	141,7	182,7	153,9	164,4	77,1	119,8	78,4	122,2
24	Средняя обводненность действующих скважин, %	64,8	69,8	70,7	77,8	86,4	86,9	84,9	90,0	85,7	90,9

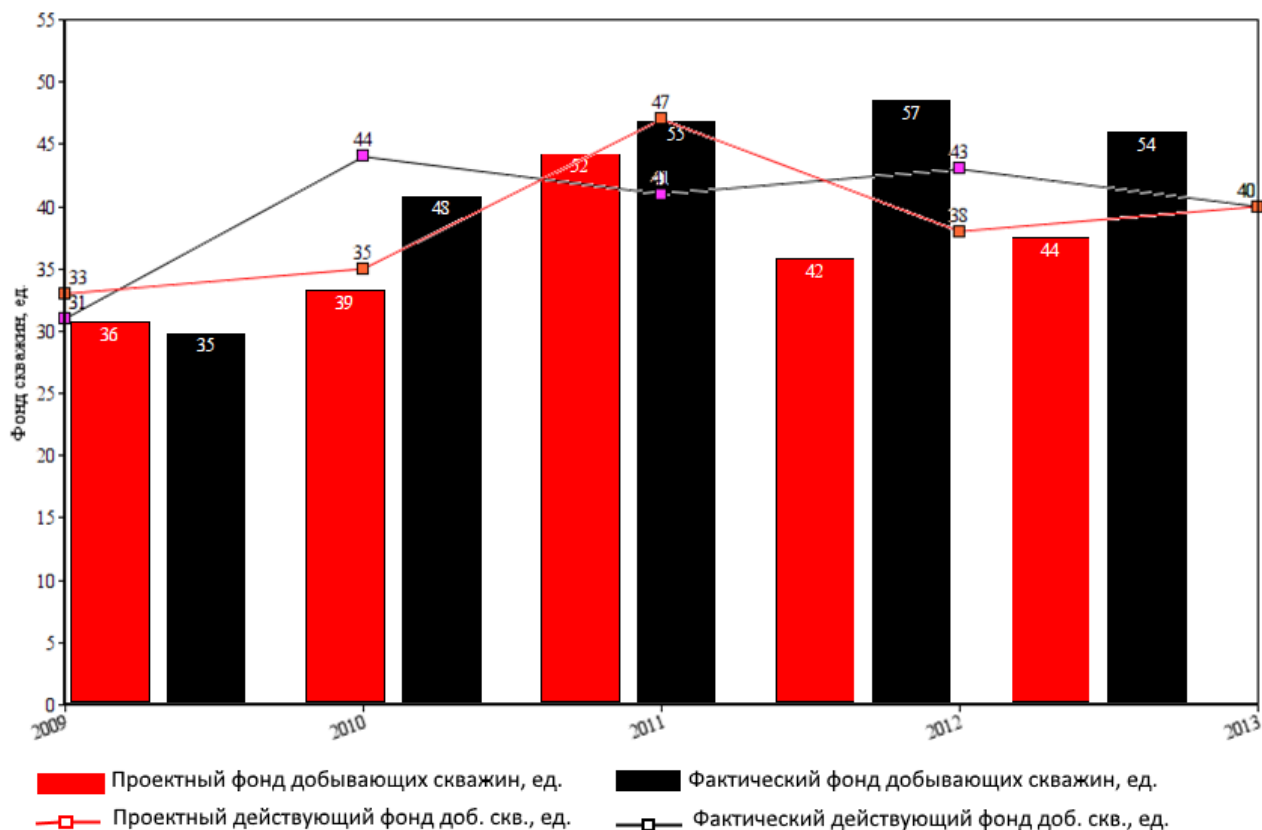


Рисунок 2.5 – Сопоставление проектного и фактического фонда добывающих скважин Урманского месторождения за период 2009-2013 гг.

Наибольшие отклонения фактических уровней годовой добычи нефти от проектных величин, доходившие до 22%, наблюдались в период 2009-2011 г. (таблица 2.5), после составления нового проектного документа и корректировки проектных показателей разработки, плановые показатели по отборам нефти были практически полностью достигнуты, отклонение составило всего 3% и 4% соответственно (допустимое отклонение для Урманского месторождения согласно приказу №61 МПР России от 21.03.2007 г. составляет 27%).

По отборам жидкости отмечается существенное превышение над проектными показателями от 13,7% до 63,9% в 2013 году.

Основные причины отклонения проектных и фактических уровней добычи нефти:

- геологические:

- высокая геологическая неоднородность карбонатных коллекторов по ФЕС приводит к сложности прогноза параметров новых скважин, в связи с этим происходит быстрый рост обводненности в результате «конусообразования» и прорыва закачиваемой воды по трещинам, а также снижаются дебиты по нефти;

- залежи пластов М-М<sub>1</sub> полностью подстилаются пластовой водой, в результате наблюдается интенсивный рост обводненности и снижение дебитов по нефти;

- залежи осложнены наличием обширной «газовой шапки», это способствует прорывам газа при текущих депрессиях, росту газового фактора и снижению продуктивности скважин;

- отсутствие литологических и тектонических экранов на ВНК и ГНК приводит к интенсивному росту обводненности и газового фактора в результате «конусообразования» при минимальных депрессиях на скважинах;

-  $R_{пл} = R_{нас}$ , из этого следует большой газовый фактор, формирование вторичной «газовой шапки» при текущих депрессиях на скважинах, снижение дебитов.[6]

Таблица 2.5 – Расхождение проектных и фактических показателей разработки

№ п/п	ПОКАЗАТЕЛИ		2009		2010		2011		2012		2013	
			Знач. проект факт	Разн., ед. изм. %	Знач. проект факт.	Разн., ед. изм. %	Знач. проект факт	Разн., ед. изм. %	Знач. проект факт	Разн., ед. изм. %	Знач. проект факт	Разн., ед. изм. %
1	Добыча нефти всего, тыс.т	проект	490,8	-35,5	517,7	-82,0	324,9	-71,3	172,3	-4,7	150,7	5,7
		факт	455,3	-7,2%	435,7	-15,8%	253,6	-21,9%	167,6	-2,7%	156,4	3,8%
2	Ввод новых доб.скв., шт.	проект	17	-2,0	16	-1,0	11	-1,0	0	2,0	2	-2,0
		факт	15	-11,8%	15	-6,3%	10	-9,1%	2		0	-100,0%
3	Ввод новых доб.скв. из разв.бурения, шт.	проект	0		0		0		0	1,0	2	-2,0
		факт	0		0		0		1		0	-100,0%
4	Действующий фонд добыв. Скв. на конец года, шт.	проект	33	-2,0	35	9,0	47	-6,0	38	5,0	40	0,0
		факт	31	-6,1%	44	25,7%	41	-12,8%	43	13,2%	40	0,0%
5	Фонд дейст. нагнет. скважин на конец года, шт.	проект	3	2,0	10	-2,0	9	-2,0	8	-1,0	8	-1,0
		факт	5	66,7%	8	-20,0%	7	-22,2%	7	-12,5%	7	-12,5%
6	Средний дебит по жидкости действующих скважин, т/сут	проект	156,5	48,9	141,7	41,0	153,9	10,5	77,1	42,7	78,4	43,8
		факт	205,4	31,2%	182,7	28,9%	164,4	6,8%	119,8	55,4%	122,2	55,9%
7	Средняя обводненность действующих скважин, %	проект	64,8	5,0	70,7	7,1	86,4	0,5	84,9	5,1	85,7	5,2
		факт	69,8	7,8%	77,8	10,0%	86,9	0,5%	90,0	6,0%	90,9	6,1%
8	Средний дебит по нефти действующих скважин, т/сут	проект	55,0	6,9	44,2	-3,6	21,0	0,6	11,7	0,3	11,2	-0,1
		факт	61,9	12,6%	40,6	-8,1%	21,6	2,9%	12,0	2,6%	11,1	-1,1%
9	Добыча жидкости всего, тыс.т	проект	1394,8	190,7	1765,2	422,6	2382,7	-40,8	1137,7	541,9	1052,7	672,3
		факт	1585,5	13,7%	2187,8	23,9%	2341,9	-1,7%	1679,6	47,6%	1725,0	63,9%
10	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	проект	3436,7	190,2	5201,9	622,8	8223,7	-57,1	9361,3	484,8	10414,1	1157,0
		факт	3626,9	5,5%	5824,7	12,0%	8166,6	-0,7%	9846,1	5,2%	11571,1	11,1%
11	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	проект	1413,6	-35,9	1931,3	-117,9	2224,4	-157,4	2396,7	-162,1	2547,4	-156,4
		факт	1377,7	-2,5%	1813,4	-6,1%	2067,0	-7,1%	2234,6	-6,8%	2391,0	-6,1%
12	Коэффициент нефтеизвлечения, д.е	проект	0,023	0,0	0,031	0,0	0,036	0,0	0,038	0,0	0,041	0,0
		факт	0,022	-2,5%	0,029	-6,1%	0,033	-7,1%	0,036	-6,8%	0,038	-6,1%
13	Отбор от утверждённых извлекаемых запасов, %	проект	7,2	-0,2	9,9	-0,6	11,4	-0,8	12,3	-0,8	13,0	-0,8
		факт	7,0		9,3		10,6		11,4		12,2	
14	Темп отбора от утв. извлеч. запасов, %	проект	2,5	-0,2	2,6	-0,4	1,7	-0,4	0,9	0,0	0,8	0,0
		факт	2,3		2,2		1,3		0,9		0,8	
15	Темп отбора от тек. Утв. извлекаемых запасов, %	проект	2,7	-0,2	2,9	-0,5	1,9	-0,4	1,0	0,0	0,9	0,0
		факт	2,5		2,5		1,5		1,0		0,9	
16	Закачка воды, тыс.м3	проект	486,3	193,8	1170,7	113,1	1925,2	-84,5	1188,6	220,0	1092,8	221,3
		факт	680,1	39,9%	1283,8	9,7%	1840,7	-4,4%	1408,6	18,5%	1314,1	20,3%
17	Закачка воды с начала разработки, тыс.м3	проект	1223,0	193,8	2393,8	306,8	4625,8	-84,5	5814,4	135,6	6907,2	356,9
		факт	1416,8	15,8%	2700,6	12,8%	4541,3	-1,8%	5950,0	2,3%	7264,1	5,2%

- **технологические:**

- интенсивные режимы работы скважин приводят к быстрому росту обводненности в результате «конусообразования», падению Рпл., снижению дебитов по нефти;

- конструкция скважин (открытый забой, не зацементированные хвостовики на забое скважин), в результате имеются технические трудности при переводе скважин под закачку, неконтролируемая закачка, вследствие неэффективная система ППД;

- несбалансированная система ППД приводит к падению Рпл., снижению дебитов по нефти.[6]

## **2.4 Анализ энергетического состояния пластов.**

Начальное пластовое давление пластов М-М<sub>1</sub> составляет 32,5 МПа, юрских пластов Ю<sub>14</sub> и Ю<sub>15</sub> – 29,6 МПа, для Ю<sub>7</sub> - 27,3 МПа. Для контроля за энергетическим состоянием эксплуатационных объектов проводятся прямые замеры пластового и забойного давления забойными датчиками (манометрами), а также 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+М<sub>1</sub>***

Выработка запасов нефти из пластов М – М<sub>1</sub> 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 2.6 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.

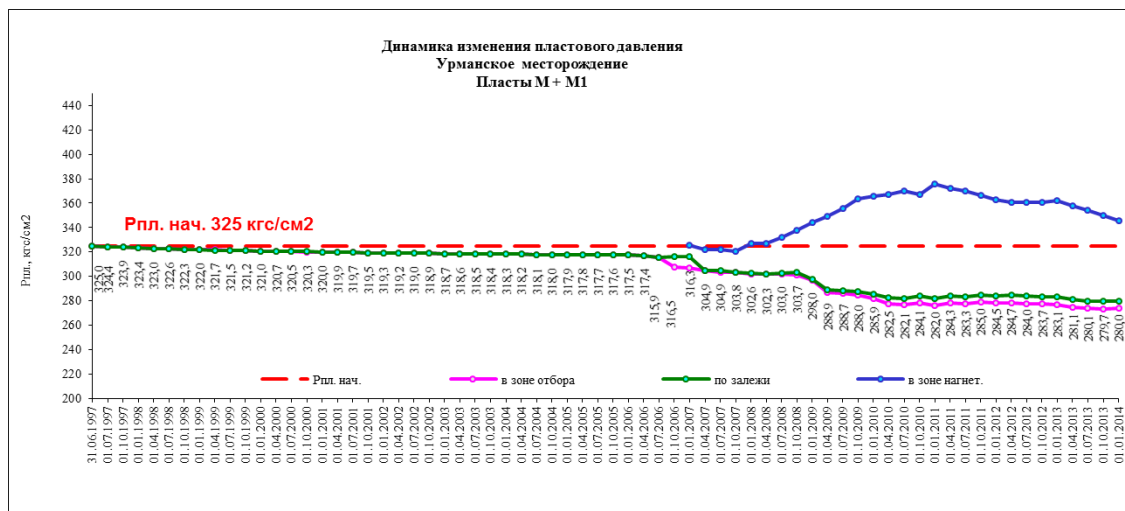


Рисунок 2.6 – Динамика изменения пластового давления пластов М-М<sub>1</sub> Урманского месторождения

Центральная залежь пластов М+М1 была поделена на блоки для облегчения анализа динамики пластового давления (рисунок 2.7, таблица 2.7). Выделяются участки с пониженным пластовым давлением, где, как правило, отсутствуют очаги заводнения. Перепад давления между зонами отбора и закачкой – 7 МПа. Вопрос оптимизации системы заводнения для объекта М-М<sub>1</sub> Урманского месторождения является первоочередным.

Так, наиболее тяжёлая ситуация наблюдается во втором блоке. Текущее средневзвешенное пластовое давление по нему составляет 23,1 МПа, что ниже начального на 9,4 МПа. Блок имеет газовую шапку, но как видно из данных, энергии расширения газа не достаточно для поддержания пластового давления.

Таблица 2.7 – Средневзвешенные пластовые давления по блокам. Пласт М+М<sub>1</sub>

№ блока	Рпл средневзвеш.
Блок 1	31,4
Блок 2	23,1
Блок 3	29,1
Блок 4	32,0
Блок 5	32,5

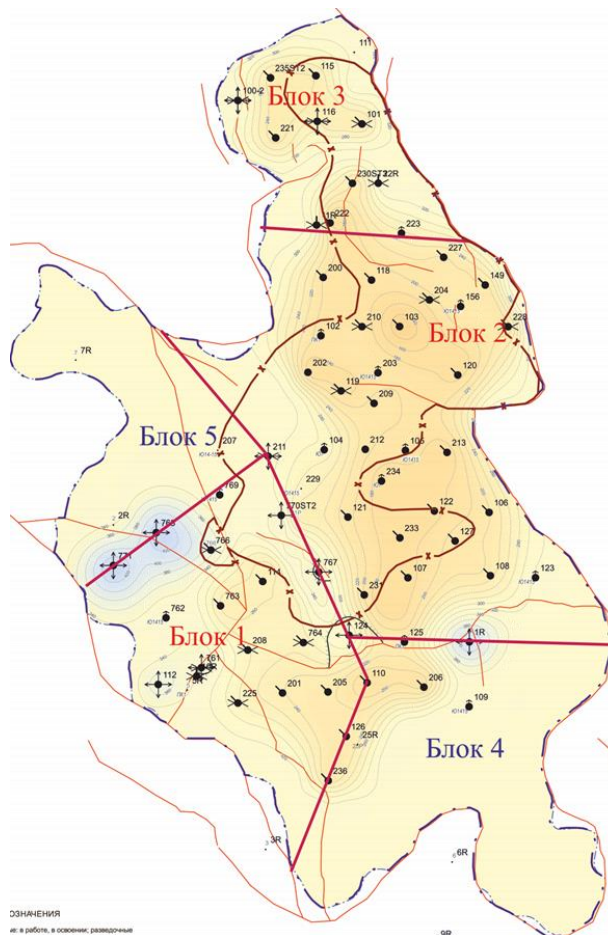


Рисунок 2.7 – Выделенные блоки на карте изобар пластов М-М<sub>1</sub>

Давления близкие к начальному наблюдаются по блокам 4 и 5, что вполне естественно. Блок 5 в процессе разработки не участвует, блок 4 – эксплуатируется одной добывающей и одной нагнетательной скважинами.

Снижение пластового давления на залежи в условиях, когда давление насыщения нефти газом равно начальному пластовому, приводит к выделению из нефти растворенного газа по всему объёму нефтенасыщенного пласта. Часть выделившегося газа участвует в вытеснении нефти (режим «растворенного газа») и добывается вместе с нефтью как «попутный» газ, остальная часть, вследствие гравитационной сегрегации, мигрирует в купольные части пласта с образованием вторичных техногенных «газовых шапок».

Выделение растворенного газа из нефти существенно осложняет процесс извлечения нефти на поверхность. Например, остаточные подвижные запасы нефти, защемлённые газом во вторичных газовых шапках, становятся практически не извлекаемыми. Фильтрация свободного газа в



нефтенасыщенной части пласта ухудшает фазовую проницаемость по нефти, активизирует процессы кристаллизации и выпадения парафина и солей, повышения вязкости нефти. Кроме того, попадание свободного газа с откачиваемой жидкостью в ЭЦН приводит к уменьшению подачи и создаваемого насосом напора, увеличивает нагрузку на двигатель насоса. При высоких значениях газосодержания приводит к срыву подачи насоса.

На практике выделение растворенного газа из нефти в процессе добычи нефти проявляется в виде высокого технологического газового фактора, превышающего начальное газосодержание пласта (208 м<sup>3</sup>/т). Средний газовый фактор скважин на 01.01.2014 г. составил 1313 м<sup>3</sup>/т. [4,6]

#### *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 2.8). В среднем отклонение от рекомендуемого значения забойного давления составило 43%.

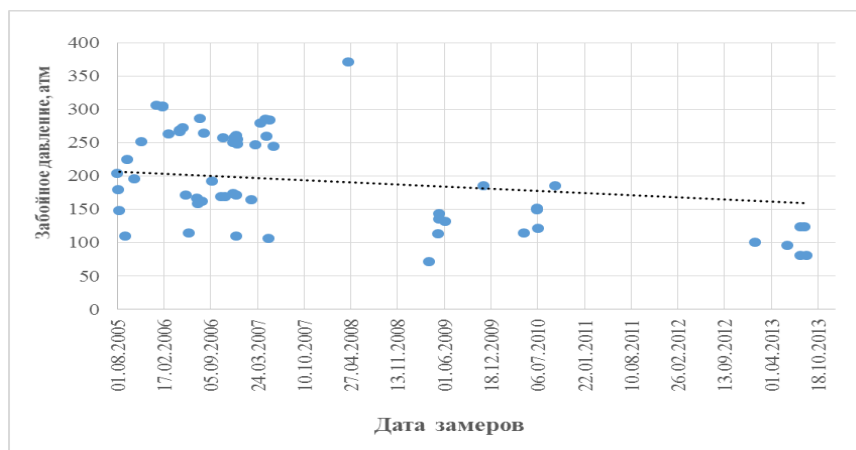


Рисунок 2.8 – Результаты замеров забойного давления по данным ГДИ скважин. Объект М+М<sub>1</sub> Урманского месторождения.

На рисунке 2.9 на примере работы скважины № 101 куста 4 Урманского месторождения проиллюстрировано негативное влияние форсированных режимов работы скважин на характер добычи нефти и жидкости. Скважина 101 была пробурена в 2010 г. Как видно из рисунка, в течение первого года эксплуатации на скважине произошло быстрое обводнение добываемой жидкости до предельного значения.

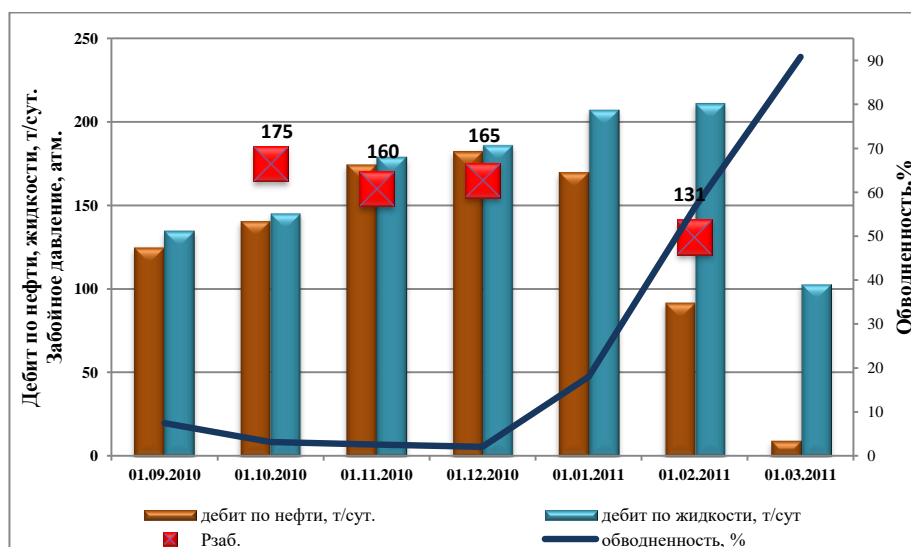


Рисунок 2.9 – Динамика эксплуатационных параметров скважины №101

Наблюдается характерная зависимость роста обводненности добываемой продукции скважин от текущего забойного давления. Так по скважине №101 забойное давление в течение года снижалось с 17,5 МПа до 13,1 МПа, обводненность продукции за этот период выросла с 10 до 89%.

Поскольку закачка воды на этом участке залежи не проводилась, причиной обводнения является «конусообразование».[6]

### ***Техногенное воздействие на механические свойства пород продуктивных пластов.***

Изменение начального пластового давления в большую или меньшую сторону в трещиноватых пластах может привести к серьёзным изменениям всей системы трещин и объекта в целом. В нем может либо нарушаться, либо образовываться вновь вертикальная гидродинамическая связь между различными слоями разреза.

Так на образцах керна скважины №763 было проведены лабораторные эксперименты по определению критического значения депрессионного давления, при котором начинает разрушаться поверхность трещины с её смыканием и изучение характера фильтрации воды и нефти при различных депрессионных давлениях в трещиноватых горных породах.

По результатам исследования проницаемость ( $K_{пр}$ ) по нефти при остаточной нефтенасыщенности целого образца снижается от 0,40 до 0,15 мД (267%) при депрессии, которая изменяется от 0,1 до 20,0 МПа. Этот же параметр для образца с трещиной уменьшается от 1,50 до 0,20 мД (750%).

Поверхность трещин начинает необратимо деформироваться и смыкаться при депрессии 4,9 МПа и агрессивно разрушается вплоть до 12,5 - 15,0 МПа, а в водонасыщенном состоянии эти значения могут снизиться до 9 - 12 МПа.

Таким образом, снижение пластового давления в процессе добычи нефти при отсутствии системы ППД способствует не только нерациональному расходованию пластовой энергии, но и способно привести к необратимым техногенным изменениям ФЕС трещиноватых пластов М - М<sub>1</sub>.

### ***Анализ эффективности системы ППД.***

Освоение системы ППД на месторождении начато в октябре 2006 г. вводом под нагнетание скважины 771 пласта М-М<sub>1</sub>. 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.м<sup>3</sup>/год, на которой установлено 3 агрегата ЦНС-180х1900, два рабочих и один резервный.

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.м<sup>3</sup> 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. м<sup>3</sup> воды, средняя приёмистость нагнетательных скважин составила 542,1 м<sup>3</sup>/сут. В результате чего пластовое давление в зоне закачки на начало 2013 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.[6]

### ***Объект Ю<sub>14-15</sub>***

На дату анализа, в выработке запасов нефти объекта единичными скважинами участвует только пласт Ю<sub>15</sub>, пласт Ю<sub>14</sub> 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 скважина №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 2.10 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.

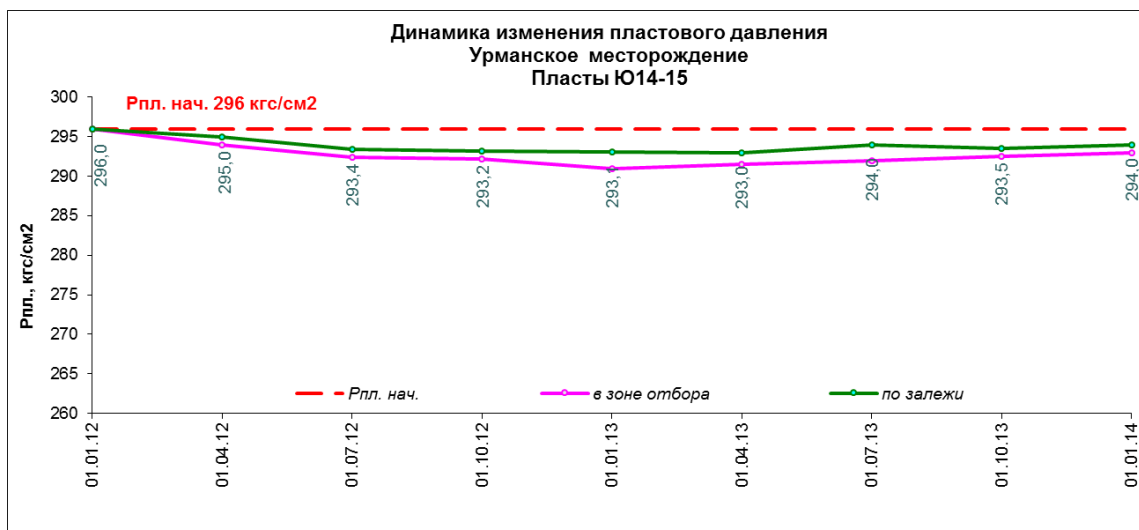


Рисунок 2.10 – Динамика изменения пластового давления объекта Ю<sub>14-15</sub> Урманского месторождения

### *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 Ю<sub>14-15</sub> 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 2.11).

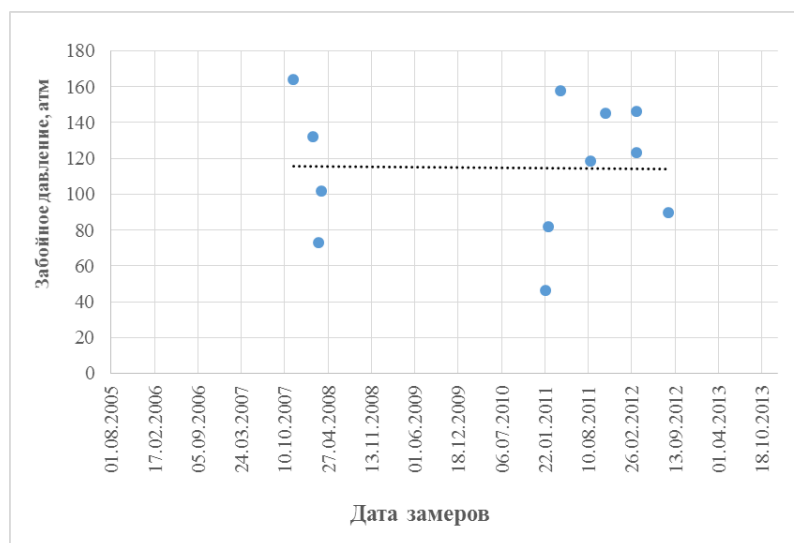


Рисунок 2.11 – Результаты замеров забойного давления по данным ГДИ. Объект Ю<sub>14-15</sub>.

## Объект Ю<sub>7</sub>

На дату анализа, в выработке запасов нефти объекта единичными скважинами участвует только залежь в районе скважин №229. Залежь в районе скважины 25Р на 01.01.2013 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 2.12 приведена динамика изменения пластового давления пласта Ю<sub>7</sub>.

Как показывает анализ, пластовое давление снизилось незначительно и сильно сказаться на характеристиках нефти не должно. [4,6]

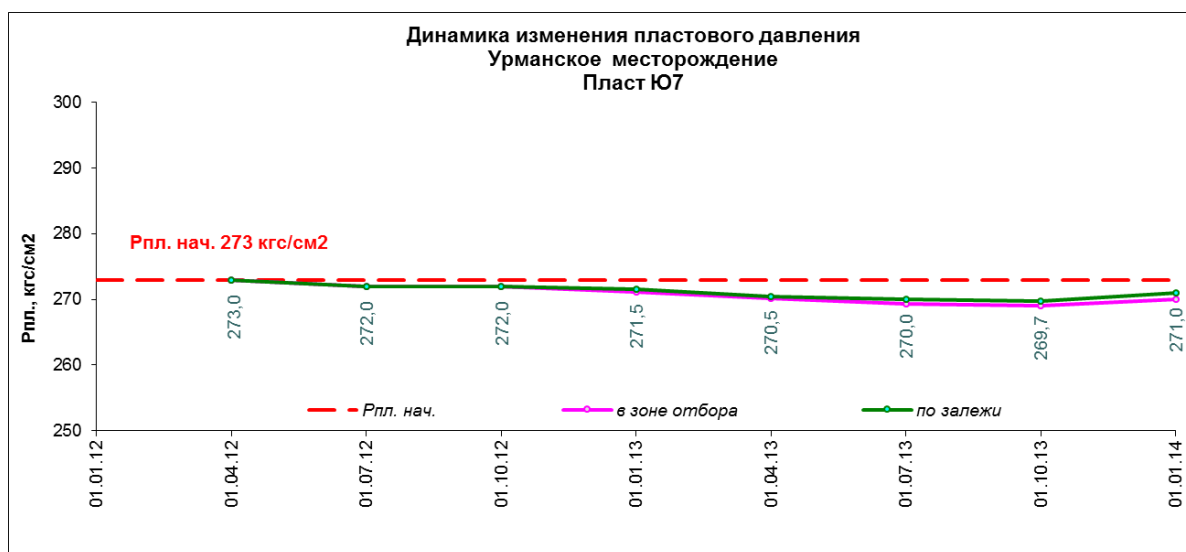


Рисунок 2.12 – Динамика изменения пластового давления объекта Ю<sub>7</sub> Урманского месторождения

## 2.5 Анализ эффективности применяемых геолого-технологических методов

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 (таблица 2.8). 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.

Таблица 2.8 – Эффективность применения ГТМ на Урманском месторождении сводная

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

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 (таблица 2.9). Как правило, основной объём работ приходится на объект М+М1 и только 8,5% на остальные объекты. [7,8]

Таблица 2.9 – Выполненные ГТМ на Урманском месторождении сводная в течение 2011-2013 гг.

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



### *Гидравлический разрыв пласта*

Работы по ГРП 2011-2013 гг. были проведены на 16 скважинах: на объекте М+М1 – в семи скважинах, Ю<sub>14-15</sub> – в шести скважинах, Ю<sub>7</sub> – в трех.

По объекту М+М1 в целом суммарный фактический стартовый дебит нефти составил 75 т/сут. 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.

По объекту Ю<sub>14-15</sub> в целом суммарный фактический стартовый дебит нефти составил 70,6 т/сут, 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 Ю<sub>14-15</sub>. 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.

По объекту Ю<sub>7</sub> в целом суммарный фактический стартовый дебит нефти составил 27 т/сут. По факту выполнено три операции, все при переводе скважин с нижележащего объекта. Фактический дебит нефти после мероприятия в среднем составил 9 т/сут, колеблясь в пределах 5-15 т/сут, дебит жидкости колеблется в пределах 28 – 74 т/сут, в среднем составляя 48,8 т/сут, обводненность – 78-88 %, в среднем – 81,5 %. [9]

### ***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 М<sub>1</sub>, 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.

### ***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 изменению давления закачки был проведен в 2007 г на скважине №771, что привело к увеличению приёмистости с 455 м<sup>3</sup>/сут (среднее) до более чем 1000 м<sup>3</sup>/сут.

#### ***Оптимизация***

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

#### ***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.[9]

## **2.6 Подбор ЭЦН для скважины №101 эксплуатационного объекта М–М1**

#### ***Исходные данные:***

диаметр эксплуатационной колонны - 146x7 мм;

глубина скважины - 3500 м;

дебит жидкости  $Q = 70 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;

статический уровень  $h_{ст} = 1487 \text{ м}$ ;

коэффициент продуктивности скважины  $K = 60 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ ;

глубина погружения под динамический уровень  $h = 50 \text{ м}$ ;

кинематическая вязкость жидкости  $\nu = 2 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ ;

превышение уровня жидкости в сепараторе над устьем скважины  $h_{г} = 15 \text{ м}$ ;

избыточное давление в сепараторе  $P_c = 0,25 \text{ МПа}$ ;

расстояние от устья до сепаратора  $l = 60 \text{ м}$ ;

плотность добываемой жидкости  $\rho_{ж} = 890 \text{ кг/м}^3$ .

### Расчет:

Определяем площадь внутреннего канала НКТ при  $V_{cp} = 1,3 \text{ м/с}$ :

$$F_{вн} = \frac{Q}{86400 \cdot V_{cp}} = 70 \cdot 10^6 / 86400 \cdot 130 = 8,01 \text{ см}^2;$$

Внутренний диаметр по формуле:

$$d_{вн} = \sqrt{\frac{F_{вн} \cdot 10^{-4}}{0,785}} = \sqrt{8,01 / 0,785} = 32 \text{ мм};$$

Ближайший больший  $d_{вн}$  имеют НКТ диаметром 48 мм ( $d_{вн} = 40 \text{ мм}$ ).

Скорректируем выбранное значение  $V_{cp} = 130 \text{ см/с}$ :

$$V_{cp} = \frac{Q}{86400 \cdot F_{вн}} = 70 \cdot 10^6 / 86400 \cdot 8,01 = 82,9 \text{ см/с};$$

Депрессия по формуле будет равна:

$$\Delta h = \frac{Q \cdot 10^6}{K \cdot \rho_{ж} \cdot g} = 70 \cdot 10^6 / 60 \cdot 890 \cdot 9,81 = 171,8 \text{ м};$$

Число Рейнольдса по формуле:

$$Re = \frac{V_{cp} \cdot d_{вн}}{\nu} = 0,829 \cdot 0,04 / 2 \cdot 10^{-6} = 16586;$$

Относительная гладкость труб по формуле:

$$K_s = \frac{d_{вн}}{2 \cdot \Delta} = 0,04 / 2 \cdot 0,1 \cdot 10^{-3} = 200;$$

Определим  $\lambda$  по формуле:

$$\lambda = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}} = 0,3164/16586^{0,25} = 0,028;$$

Глубина спуска насоса по формуле:

$$L = h_{\text{ст}} + \Delta h + h = 1487 + 171 + 50 = 1708,8 \text{ м};$$

Потери на трение в трубах по формуле:

$$h_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{(L+1) \cdot V_{\text{сп}}^2}{d_{\text{вн}} \cdot 2 \cdot g} = 0,028 \cdot (1708+60) \cdot 0,829^2 / 0,04 \cdot 2 \cdot 9,81 = 62,2 \text{ м};$$

Потери напора в сепараторе по формуле:

$$h_c = \frac{P_c}{\rho_{\text{ж}} \cdot g} = 0,25 \cdot 10^6 / 890 \cdot 9,81 = 28,6 \text{ м};$$

Величина необходимого напора:

$$H_c = h_{\text{ст}} + \Delta h + h_{\text{тр}} + h_r + h_c = 1487 + 171 + 62 + 15 + 29 = 1765 \text{ м};$$

Для получения дебита  $Q = 70 \text{ м}^3/\text{сут}$  и напора  $H_c = 1765 \text{ м}$  выбираем ЭЦНМК5-125-1800 с числом ступеней 392, учитывая, что диаметр эксплуатационной колонны равен 146 мм.

### **3 Экономический расчет методов применяемых на Урманском месторождении**

Урманское нефтегазоконденсатное месторождение является многопластовым, продуктивными являются отложения доюрского образования – нефтегазоконденсатный пласт  $M+M_1$ , ниже-среднеюрские отложения – нефтяные пласты  $Ю_{15}$ ,  $Ю_{14}$ , и  $Ю_7$ .

Освоение запасов углеводородного сырья многопластовых месторождений содержащих одновременно различные виды флюидов (нефть, газ и газоконденсат) является сложной задачей, решение которой возможно при наличии достоверной информации о геолого-геофизических характеристиках залежей. От того, насколько рационально произведено выделение объектов эксплуатации, во многом зависит эффективность стратегии разработки отдельных пластов и всего месторождения в целом.

Урманское месторождение включает шесть продуктивных пластов с промышленными запасами УВ, три из них - нефтяные, характеризующиеся сложным геологическим строением, различным характером насыщения и слабой изученностью; два – газоконденсатные и один – нефтегазоконденсатный. Для организации эффективной системы разработки месторождения были выделены три нефтяных ( $M-M_1$ ,  $Ю_{14-15}$  и  $Ю_7$ ) и два газовых ( $Ю_{13}$  и  $Ю_{10}$ ) эксплуатационных объекта. [10]

Основные исходные технологические параметры расчётных вариантов разработки представлены в таблице 3.1.

#### **3.1 Обоснование вариантов разработки объекта $M+M_1$ .**

Пласт  $M-M_1$  представляет собой массивную, сводовую, тектонически экранированную залежь, нефтегазоконденсатную по насыщенности. Верхняя часть пласта приурочена к отложениям коры выветривания (пласт  $M$ ), нижняя часть залежи - к кавернозно-трещиноватым карбонатам коренных пород палеозоя (пласт  $M_1$ ).

Таблица 3.1 - Основные исходные технологические параметры расчётных вариантов

Характеристика	Варианты									
	М+М <sub>1</sub>			Ю <sub>14-15</sub>	Ю <sub>15</sub>	Ю <sub>14</sub>	Ю <sub>7</sub>		Газовые	
	Центральная	Центральная	южно-урманский						Ю <sub>13</sub>	Ю <sub>0</sub>
	1	2	1	1	2	2	1	2	1	1
Режим	водонапорный			водонапорный			естественный		естественный	
Система	треугольная		рядная	квадратная	рядная	рядная				
Расстояние	643	643	1200	600	700	700	возвратный		возвратный	
Плотность	60	49	200	36	36	36	94	77	174	380
Система	7-точечная		разрезающая	9-точечная	разрезающая	разрезающая	-	-	-	-
Соотношение	2:1	2:1	1,3:1	2,5:1	2,5:1	2,5:1	-	-	-	-
Забойное										
-	23	23	23	16	16	16	15	15	-	-
-	45	45	45	40	40	40	-	-	-	-
Коэффициент										
-	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
-	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	-	-	0,9	0,9
Предельная	98	98	98	98	98	98	98	98		
Фонд скважин	14	20	10	116	39	26	-	-	-	-
-	10	16	6	81	19	23	-	-	-	-
из них	-	1	6	-	19	23	-	-	-	-
-	4	4	4	35	20	3	-	-	-	-
- боковые	4	1	1(БГС)	-	2(БГС)	-	-	-	-	-
Фонд скважин	66	72	11	125	48	46	9	11	3	7
-	51	57	7	89	27	23	9	11	3	7
из них		1	6	-	19	23	-	-	-	-
-	15	15	4	36	21	23	-	-	-	-
- боковые	4	1	1	-	2	-	-	-	-	-

Геологическое строение пласта осложнено:

- наличием обширной газовой шапкой, занимающей 18% площади залежи;
- залежь практически по всей площади подстилается подошвенной водой;
- смешанным типом коллектора;
- давление насыщения нефти газом равняется начальному пластовому давлению;
- основная ёмкость палеозойских коллекторов связана с кавернами и полостями выщелачивания, а продуктивность - с трещиноватостью пласта;
- тектоническими нарушениями.

Учитывая горно-геологические условия и степень изученности месторождения формируемые прогнозные варианты разработки должны решать следующие задачи:

- комплексное использование добытой продукции;
- определение оптимальной плотности сетки и системы воздействия на пласт с целью достижения максимального КИН (коэффициента извлечения нефти);
- недопущение прорывов газа из газовой шапки в нефтяную часть пласта в процессе разработки;
- снижение негативного влияния процесса «конусообразования» подошвенной воды и верхнего газа на забое добывающих скважин;
- определение оптимального агента вытеснения и поддержания пластового давления;
- применение современных технологий строительства и конструкций скважин, техники и технологии добычи, сбора и транспортировки флюидов.

На практике подход к проектированию и эксплуатации карбонатных пластов, как правило, сохраняется традиционным, что и для терригенных коллекторов. Это не во всех случаях является оправданным и допустимым. Опыт разработки карбонатных пластов Волго-Уральского региона показал, что технология извлечения нефти из залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам порового и порово-трещинного типа, при высокой поровой проницаемости может и не отличаться значительно от условий разработки терригенных пластов. Однако при средней и низкой поровой проницаемости (десятки и единицы миллидарси) и развитой трещиноватости коллекторов, реальные условия разработки карбонатных пластов уже существенно отличаются от условий разработки аналогичных по проницаемости терригенных пластов.

С целью максимального учёта особенностей фильтрации пластовых флюидов в трещиноватых коллекторах прогноз расчётных вариантов



разработки проводился на основе построенной цифровой геолого-фильтрационной модели двойной проницаемости карбонатных пластов М-М<sub>1</sub>.

При выборе типа и конструкции проектных эксплуатационных скважин на объект М-М<sub>1</sub> рассматривались варианты с применением горизонтальных скважин. Бурение эксплуатационных скважин на Урманском месторождении, в том числе вскрытие горизонтальным стволом продуктивного горизонта М<sub>1</sub> связано с определёнными рисками, а именно:

1) Пласт М<sub>1</sub> литологически представлен органогенным известняком рифовых образований, различной степени трещиноватости, в некоторых местах раздробленный до щебня (по данным отбора керна в скважинах №№ 763, 761 и по данным анализа шлама в пробуренных скважинах куста № 1). С глубиной трещиноватость и рыхлость известняка увеличивается (он рассыпается в руках – это данные отбора керна в скважине № 761), что хорошо прослеживается в разрезе скважин №№ 761, 762, 771).

Также, по данным ГИС в разрезе практически всех пробуренных эксплуатационных скважин Урманского месторождения выделяются зоны интенсивной трещиноватости. При вскрытии таких зон, существует высокая вероятность получения осложнений: возможны нефтегазоводопроявления (газовый фактор 200-300 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> и выше), катастрофические поглощения бурового раствора, возникновение затяжек и последующих прихватов бурильного инструмента вследствие осыпей, обвалов стенок скважины, сужение ствола скважины и т.д.

Так при бурении под хвостовик в скважинах №№ 763, 770, 765 были зафиксированы интенсивные поглощения бурового раствора и нефтегазоводопроявления; в скв. № 762 – прихват при спуске 127 мм «хвостовика»; в скв. № 767 – прихват при спуске 178 мм эксплуатационной колонны.[10]

На скважине №230 с конца 2010 г. проводилось бурение пологого ствола (модификация горизонтального ствола) с углом входа в пласт под 60 град с целью увеличения гидродинамической связи ствола скважины с продуктивным

пластом. Бурение пологого участка ствола скважины на конечной траектории сопровождалось проявлением тяжёлых геолого-технологических осложнений (обвал стенок скважин, поглощение бурового раствора, прихват инструмента и т.п.), что привело к потере ствола. Всего было предпринято три попытки, аварийными оказались два ствола из трёх, действующий ствол – «вертикальный».

2) В отличие от порового типа коллектора, в котором границы ВНК можно установить с помощью ГИС, использование последних для определения водораздела в трещиноватых коллекторах не всегда возможно вследствие значительного различия ФЕС и способов фильтрации флюида в породах матрицы и сети трещин. Отсутствие достоверной информации о граничной линии ВНК (пласт М-М1 является «водоплавающим») затрудняет проведение пространственной ориентации проводки горизонтального ствола скважины без вскрытия водонасыщенной части пласта.

3) Учитывая, что в интервале посадки башмака 178 мм эксплуатационной колонны отложения нижней юры представлены песчаниками низкой крепости, с маломощными прослоями аргиллитов, алевролитов и углей, или отложениями пласта М представленными брекчеевидной породой с пропластками трещиноватых известняков, и что угол входа в горизонтальный участок должен составлять не менее 80 градусов, при цементеже эксплуатационной колонны практически исключается качественное крепление скважины, заливка цементом эксплуатационной колонны будет односторонней, а в сочетании с характеристикой породы приведёт к одностороннему прорыву цементного раствора и уходу его в зону наибольшей рыхлости или трещиноватости. При возникновении механических нагрузок цементное кольцо будет частично разрушено из-за недостаточности размеров, т.е. появятся каналы заколонных перетоков.

4) За счёт небольшой скорости бурения горизонтальной части скважины (1 - 3 м/ч) увеличивается время нахождения открытого ствола скважины в рыхлой трещиноватой породе под действием столба бурового раствора.

Увеличивается риск возникновения осыпей, обвалов стенок скважины, затяжек, прихватов бурового инструмента и других осложнений, вплоть до полной потери ствола скважины, что неоднократно имело место даже в обычных наклонно-направленных скважинах.

На основании вышеизложенного, учитывая высокий риск возникновения тяжёлых осложнений, мы считаем, что бурение горизонтальных скважин для условий пластов М-М1 нецелесообразно. Однако, в краевых зонах при наличии малой плотности запасов, вариант с применением горизонтальных скважин все же рассмотрен. [11]

### **3.2 Обоснование вариантов разработки объекта Ю<sub>14-15</sub>.**

При выборе типа профиля скважин предполагаемых к бурению на объекте Ю<sub>14</sub> и Ю<sub>15</sub> Урманского месторождения ранее были рассмотрены варианты наклонно-направленных и горизонтальных скважин. С момента составления предыдущего проектного документа, технологии позволяющие эффективно разрабатывать трудноизвлекаемые запасы юрских коллекторов значительно улучшило свою эффективность. Последние годы наиболее эффективным и уже доказавшим свою привлекательность методом является бурение горизонтальных скважин с проведением в них многостадийных ГРП. В связи с данным фактом предлагается рассмотреть вариант с применением данной технологии и оценить возможность изменения утверждённой ранее системы разработки юрских отложений Урманского месторождения.

Для выбора оптимальной длины горизонтального окончания в рамках работы проведён анализ экономической оценки применения горизонтальных скважин с различными длинами горизонтальных стволов. Были проведены расчёты на секторной модели пласта Ю<sub>15</sub> и оценена экономическая эффективность бурения скважин с различным окончанием ГС.

Учитывая опыт бурения скважин компанией Газпром-нефть, наибольшей длиной ГС не приводящей к осложнениям в процессе бурения

является протяжённость в 800 метров. В связи с этим для проведения оценки были рассмотрены ГС в диапазоне 500-800 метров (таблица 3.2, рисунок 3.1).

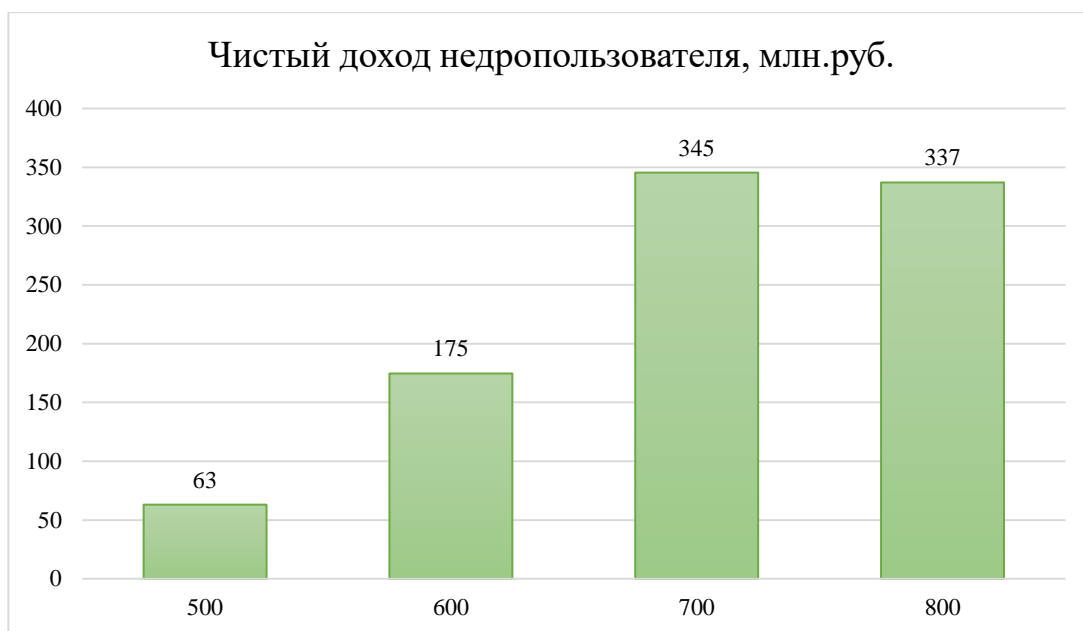


Рисунок 3.1 – Сравнение дохода недропользования от бурения ГС различной конструкции

Таблица 3.2 - Сопоставление основных технико-экономических показателей различных длин ГС

№	Показатели	1 вариант	2 вариант	3 вариант	4 вариант
1	Длина горизонтального участка, м.	500	600	700	800
2	Проектный уровень добычи нефти, тыс.т.	16,8	19,0	21,7	23,3
3	Проектный уровень добычи растворенного газа, млн. м <sup>3</sup>	2,6	3,0	3,4	3,6
4	Проектный срок разработки, лет	50	50	50	50
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	249	283	333	338
6	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м <sup>3</sup>	39	44	52	53
7	Фонд скважин для бурения, всего	2	2	2	2
	в т.ч. добывающих нефтяных	2	2	2	2
	газовых	0	0	0	0
8	<b>Коэффициент извлечения нефти, доли ед.</b>	<b>0,009</b>	<b>0,010</b>	<b>0,011</b>	<b>0,012</b>
9	Капитальные вложения, млн.руб.	209	214	219	224
10	Эксплуатационные затраты, млн.руб.	2672	2920	3282	3312
11	<b>Чистый доход недропользователя, млн.руб.</b>	<b>63</b>	<b>175</b>	<b>345</b>	<b>337</b>
12	Индекс доходности инвестиций (e=10%)	1,28	1,48	1,73	1,71
13	Срок окупаемости капитальных вложений, годы	8	6	5	6
14	Внутренняя норма рентабельности, %	18,4%	23,7%	30,1%	29,5%
15	Дисконтированный доход государства (e=10%), млн.руб.	1079	1234	1424	1515

Как видно из полученных результатов на Урманском месторождении при бурении скважин с горизонтальным окончанием на юрские коллектора наиболее эффективно применять скважины с длиной горизонтального участка в 700 метров.

По объекту Ю<sub>14-15</sub> были сформированы следующие варианты разработки.

**Вариант 1** согласно действующему проектному документу пласты Ю<sub>14</sub> и Ю<sub>15</sub> выделены в единый объект разработки. Разбуривание залежей предполагается по квадратной сетке с расстоянием между скважинами 600 м, с формированием площадной обращённой девятиточечной системы заводнения (утверждённый вариант действующего проектного документа).

Фонд скважин для бурения составляет 116 скважин, в т.ч. 81 добывающая и 35 нагнетательных.

По всему фонду скважин на стадии освоения рекомендуется проведение ГРП.

Фонд за весь срок разработки составит 125 скважин, в том числе 89 добывающих, 36 нагнетательных. Проектная плотность сетки скважин – 48 га/скв.

Динамика бурения новых скважин представлена в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Динамика бурения. Объект Ю<sub>14-15</sub>. Вариант 1

Бурение	2015	2016	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	всего
Эксплуатационные	5	3	11	7	7	7	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	116
добывающие	3	1	8	5	5	5	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	81
нагнетательные	2	2	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	35

**Вариант 2** в отличие от варианта 1 предусматривает разукрупнение объекта Ю<sub>14-15</sub> на два, каждый из которых будет разрабатываться самостоятельной сеткой горизонтальных добывающих скважин, нагнетательные наклонно-направленные скважины планируется бурить одновременно на два пласта с установкой оборудования ОРЗ.

### Объект Ю<sub>15</sub>

Вариантом 2 предусматривается разбуривание залежи рядной системой с сеткой горизонтальных добывающих скважин и заводнением наклонно-направленными скважинами. Длина горизонтального участка скважины 700 м. Расстояние между рядами 700 м. В варианте предусмотрен гидроразрыв пласта во всех добывающих скважинах. Нагнетательные скважины работают совместно с пластом Ю14 компоновками для ОРЗ.

К бурению предложено 39 эксплуатационных скважин, из них 19 горизонтальных добывающих и 20 нагнетательных наклонно-направленных.

Динамика бурения представлена в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Динамика бурения. Вариант 2. Объект Ю<sub>15</sub>

<b>Бурение</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>Всего</b>
Эксплуатационное	5	–	34	39
добывающие горизонтальные	2	–	17	19
нагнетательные наклонно-направленные	3	–	17	20
Бурение БГС	–	–	2	2

Бурение боковых горизонтальных стволов запланировано из скважин выведенных из эксплуатации других объектов (скв. 107, 762). Также переводом с другого объекта вводится одна нагнетательная скважина (скв.123).

Таким образом, фонд скважин за весь срок разработки составит 48 эксплуатационных скважин, в том числе 27 добывающих и 21 нагнетательных (в т.ч. 20 ОРЗ). Проектная плотность сетки скважин – 36 га/скв.

В целях оценки возможных рисков и добывных возможностей горизонтальных скважин выделен пилотный участок с первоочередным бурением, который включает в себя две горизонтальные добывающие скважины и три наклонно-направленные нагнетательные. Бурение участка ОПР запланировано на 2016 год. [11]

### Объект Ю<sub>14</sub>

Запасы объекта Ю<sub>14</sub> на дату проектирования отнесены к категории С<sub>2</sub>. В следствие чего, бурение на пласт предусмотрено после разбуривания нижележащего объекта Ю<sub>15</sub>. Вариантом 2 предусматривается рядная система с

сеткой горизонтальных добывающих скважин и заводнением наклонно-направленными скважинами. Длина горизонтального участка скважины 700 м. Расстояние между рядами 700 м. В варианте предусмотрен гидроразрыв пласта во всех добывающих скважинах.

К бурению предложено 26 эксплуатационных скважин, из них 23 горизонтальных добывающих и 3 нагнетательных наклонно-направленных.

Таким образом фонд за весь срок разработки составит 46 эксплуатационных скважин, из них 23 горизонтальные добывающие, 23 наклонно-направленные нагнетательные скважины (20 из которых совместные с пластом Ю15 и оборудованы ОРЗ). Проектная плотность сетки скважин – 36 га/скв.[12]

Динамика бурения представлена в таблице 3.5.

Таблица 3.5 - Динамика бурения. Вариант 2. Объект Ю<sub>14</sub>

<b>Бурение</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>Всего</b>
Эксплуатационное	3	3	5	6	4	3	2	26
добывающие горизонтальные	3	3	4	4	4	3	2	23
нагнетательные наклонно-направленные			1	2				3

### **3.3 Анализ эффективности кислотных методов обработки скважин**

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 М<sub>1</sub>, который является карбонатным, а в пласте М присутствует значительная часть карбонатной компоненты.

### 3.3.1 Расчет экономических затрат на проведение СКО

Все предприятия в связи с ремонтом скважин несут определенные расходы. Все расходы капитального ремонта скважин связанные с производством называют себестоимостью.

Планирование себестоимости начинают с составления сметно-плановой калькуляции. Составление калькуляции начинают с прямых статей расходов на электроэнергию, заработную плату и амортизацию.[12]

### 3.3.2 Расходы на заработную плату

Тарифные ставки за один час работы:

5 разряд – 27,8 руб.; 4 разряд – 26,6 руб.; 3 разряд – 24,3 руб.

Расчет зарплаты за время одной СКО:

$$1) \text{ОПЛАТА}_{\text{ПО ТАРИФУ}} = \text{ЧАС}_{\text{ТАР. СТАВКА}} * \text{Тр}$$

$$2) \text{ПРЕМИЯ}50\% = \text{О}_{\text{ПО ТАРИФУ}} * 0,5$$

$$3) \text{Ур.коэф.} = (\text{ОПЛАТА}_{\text{ПО ТАРИФУ}} + \text{Пр})$$

$$4) \text{ВСЕГО}_{\text{З./ПЛ.}} = \text{О}_{\text{ПО ТАРИФУ}} + \text{Пр} + \text{Ур.коэф.}$$

Таблица 3.6 – зарплата за время ремонта.

Должность	разряд	Час тар. ставка	Трудоемкость	Оплата по тарифу	Премия	Ур.коэф.	Всего з./пл.
Старший оператор	5	27,8	88,33	2455,57	1227,79	552,5	4235,86
Машинист	4	26,6	88,33	2349,58	1174,79	528,18	4049,39
Младший оператор	3	24,3	88,33	2146,42	1073,21	482,94	3702,57
итог	11987,82						



### 3.3.3 Расходы на дополнительную заработную плату

Рабочим занятым на работах по СКО 8%

1) заработная плата: З.П =  $11987,82 * 0,08 = 959,03$  руб.

2) Итог затрат основная и дополнительная: З.П =  $11987,82 + 959,03 = 12946,85$  руб.

### 3.3.4 Расходы на основной и вспомогательный материалы

Исходя из планируемых работ, нормы расхода каждого материала и действующих цен на материалы. На капитальный ремонт скважины №101 расходы на материал составляют:

$$P_M = V_K * C_K,$$

где  $V_K$  - объем требуемой кислоты, м<sup>3</sup>;

$C_K$  - цена 1 м<sup>3</sup> кислоты, руб;

Цена 1 м<sup>3</sup> кислоты составляет 4322,5 руб.

$$P_M = 4 * 4322,5 = 17290 \text{ руб.}$$

### 3.3.5 Цеховые расходы

Включают содержание цехового персонала (не относящиеся к управлению), содержание зданий и сооружений, инвентаря цеха, расходы по испытаниям, опытам работы, рационализации и изобретательности, охране труда и т.д. И составляют 9600 рублей.

Амортизация основных фондов определяется умножением среднегодовой первоначальной стоимости основных фондов на годовую норму амортизации.

Амортизация по скважинам рассчитывается по трем группам:

а) Для скважин, которые не отработали пятнадцатилетний срок службы.

б) Для скважин, которые отработали пятнадцатилетний срок в плановом году.

в) Амортизация планируется по скважинам, которые вступают в строй в плановом году.

Для вновь вводимых скважин наличие амортизации начинается с первого числа следующего месяца.[13]

### 3.3.6 Транспортные расходы

Включают в себя расходы на транспортировку раствора соляной кислоты и воды для промывки скважины:

$$P_{\text{ТР.К}} = S * C_{1\text{КМ}},$$

где  $P_{\text{ТР.К}}$  - расходы на транспортировку кислоты, руб.;

$S$  - расстояние до скважины, км;

$C_{1\text{КМ}}$  - стоимость одного километра, руб.

$$P_{\text{ТР.К}} = 10 * 364 = 3640 \text{ руб.}$$

Расход на транспортировку промывочной жидкости рассчитывается аналогично:

$$P_{\text{ТР.ПР}} = S * C_{1\text{КМ}},$$

где  $P_{\text{ТР.ПР}}$  - Расход на транспортировку промывочной жидкости, руб.

$$P_{\text{ТР.К}} = 20 * 263,51 = 5270,2 \text{ руб.}$$

Общие транспортные расходы находятся как сумма расходов на транспортировку раствора соляной кислоты и воды для промывки скважины по следующей формуле:

$$P_{\text{ТР.О}} = P_{\text{ТР.К}} + P_{\text{ТР.ПР}},$$

где  $P_{\text{ТР.О}}$  - общие транспортные расходы, руб.

$$P_{\text{ТР.О}} = 3640 + 5270,2 = 8910,2 \text{ руб.}$$

### 3.3.7 Общие прямые затраты

Определяются по формуле:

$$З_0 = З_{зп} + О + А + Р_{тр.о} + Р_м,$$

где А - амортизация основных фондов (из калькуляции), руб.

$$З_0 = 12946,85 + 3625,12 + 514,8 + 8910,2 + 17290 = 43286,97 \text{ руб.}$$

Всего стоимость одной солянокислотной обработки рассчитывается по следующей формуле:

$$С = З_0 + Р_ц,$$

где Р<sub>ц</sub> - цеховые расходы, руб.

$$С = 43286,97 + 12480 = 55766,97 \text{ руб.}$$

### 3.3.8 Калькуляцию на проведение капитального ремонта скважины

Все вычисленные расходы представлены в таблице 3.7

Таблица 3.7 - Расходы на проведение капитального ремонта скважины.

Статья расходов	сумма, руб.
Основная и дополнительная зарплата	12946,85
Отчисления на социальные нужды	3625,12
Основные и вспомогательные материалы	17290
Амортизация основных фондов	514,8
Транспортные расходы	8910,2
Всего прямых затрат	43286,97
Цеховые расходы	12480
Всего стоимость одной СКО	55766,97
Стоимость одного часа работы	631,35

### 3.3.9 Расчет экономического эффекта от проведения СКО

Солянокислотная обработка была проведена в скважине №101 - и вследствие чего мы получили дополнительно добытую нефть 1600 тонн.

Стоимостная оценка дополнительно добытой нефти рассчитывается:

$$P_T = C_{1T} \cdot \Delta Q,$$

где  $C_{1T}$  - стоимость одной тонны нефти, которая составляет 2198 руб.;

$\Delta Q$  - дополнительно добытая нефть, тонн.

$$P_T = 2198 \cdot 1600 = 3516800 \text{ руб.}$$

### 3.3.10 Эксплуатационные расходы на дополнительно добытую нефть

Определяется по следующей формуле:

$$Z_3 = P_{1T} \cdot \Delta Q,$$

где  $P_{1T}$  - эксплуатационные расходы на добычу одной тонны нефти, которые составляют 435,45 руб.

$$Z_3 = 435,45 \cdot 1600 = 696,72 \text{ тыс. руб.}$$

### 3.3.11 Экономический эффект

Экономический эффект - представляет собой превышение стоимостной оценки результатов от внедрения СКО над стоимостной оценкой затрат.[13]

Экономический эффект от внедрения СКО определяем по формуле:

$$\mathcal{E} = P_T - Z_{\text{СКО}},$$

где  $\mathcal{E}$  - экономический эффект от проведения СКО;

$P_T$  - стоимостная оценка результатов проведения СКО, руб.;  $Z_{\text{СКО}}$  - общие затраты на проведение СКО, руб.

$$\mathcal{E} = 3516800 - 696720 = 2820080 \text{ руб.}$$

## **4 Социальная ответственность на Урманском месторождении**

В любом виде деятельности человека подстерегают определенные факторы, направленные на усугубление здоровья. В нашем случае объектом исследования является кустовая площадка Урманского месторождения, где производятся различные технологические операции по извлечению нефти и газа. Проанализированы возможные чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на площадке, рассмотрены комплексные методы предупреждения и ликвидации.

В данном разделе дипломной работы будет уделено особое внимание охране окружающей среды, а также созданию оптимальных норм мероприятий для обеспечения благоприятных и безопасных условий труда.

При разработке раздела учитывались действующие нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

### **4.1 Производственная безопасность**

Администрация предприятий обязана обеспечивать надлежащее техническое оборудование и создавать для них условия работы, соответствующие правилам охраны труда (правилам по технике безопасности, санитарным нормам и правилам и др.).

Согласно ГОСТ 120003-74. ССБТ, вредные и опасные факторы на кустовой площадке могут быть весьма разнообразными, их можно классифицировать по нескольким группам: механические, физические, химические, психофизиологические. [17]

Перечень опасных и вредных факторов, характерных для разработки Урманского месторождения. (Таблица 4.1)

Таблица 4.1 – Перечень опасных и вредных факторов.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: Контроль и обеспечение бесперебойной работы оборудования.	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума и вибрации; 3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Электрический ток.	1. Параметры микроклимата устанавливаются СанПиН 2.2.4-3359-16 [7]; 2. Шум на рабочих местах устанавливается СН 2.2.4/2.1.8.562–96 [3] 3. Производственная вибрация устанавливается СН 2.2.4/2.1.8.566 [4] 4. Электробезопасность устанавливается ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ [5]

## 4.2 Анализ вредных факторов

### Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

К вредным производственным факторам, которые могут возникнуть при обслуживании объектов нефтегазодобывающих предприятий, относят сложные климатические условия.

Основными параметрами характеризующий климат определяют следующие условия: температура, относительная влажность, скорость ветра, барометрическое давление. Все эти параметры влияют на организм человека, по которым можно определить самочувствие.

Климатические условия меняются как по сезонам, так и в течении дня. Терморегуляция организма поддерживается температурой тела в пределах 36-37°C. Обеспечивается температурное равновесие между человеческим организмом и внешней средой. Регулярное нахождение работника в среде с

высокой температурой увеличивает вероятность перегрева организма, тем самым вызвав гипертермию, что в дальнейшем может привести к тепловому удару с потерей сознания. Основными симптомами перегрева являются: общая слабость, тошнота, головокружение, шум в ушах. Интенсивное потоотделение – угроза дегидратации организма. Например, при температуре 38,8°С в состоянии покоя человека достигает 300 г/ч. При движении они значительно увеличиваются.

Влажность воздуха окружающей среды также значительно сильно влияет на организм. При высокой влажности воздуха 70-85% человеку сложнее работать, а если она сочетается с высокой температурой, то вдвойне, так как пот испаряется с трудом. В таблице 4.2 приведено время пребывания человека (мин) в условиях высоких температур, со скоростью ветра 0,1-0,2 м/с. [14]

Таблица 4.2 – Длительность пребывания человека в условиях высоких температур

Относительная влажность воздуха, %	Степень воздействия	Время пребывания человека, мин, в условиях температур, °С			
		40	50	60	70
15-20	Безопасное	40 и выше	30	20	10
	Допустимое	40 и выше	60	40	20
	Максимально допустимое	40 и выше	90	60	35
70-75	Безопасное	120	15	10	5
	Допустимое	180	30	15	10
	Максимально допустимое	240	60	30	20

Неблагоприятное воздействия оказывает не только высокая, но и низкая температура. Наибольшую опасность для человека представляет переохлаждение организма (гипотермия). При температуре тела 30°С у человека начинает возникать трепетное сердцебиение, а в дальнейшем остановка дыхания. Очень тяжело работать в низких температурах с высокой влажностью и скоростью ветра.

Во избежание переохлаждения работникам не следует во время перерывов в работе находиться на холоде в течение более 10 мин при температуре воздуха до  $-10^{\circ}\text{C}$  и не более 5 мин при температуре воздуха ниже  $-10^{\circ}\text{C}$ . Для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения. Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м – для необогреваемых помещений. В целях нормализации теплового состояния температура воздуха в местах обогрева должна поддерживаться на уровне  $21-25^{\circ}\text{C}$ .

### **Повышенный уровень шума**

Беспорядочные звуковые колебания на рабочем месте при контакте с человеком могут оказывать влияние на весь организм работника, повышает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания. Длительное воздействие шума приводит к нарушению артериального давления, ритма сердца, а также влечет тугоухость работника вплоть до его полной глухоты.

Основные источники шума: машины, механизмы, шум от трансформаторов на станции управления, агрегаты.

Шум в пределах 30-35 дБ комфортен для человека и не вызывает беспокойства. При 40-75 дБ создает нагрузку на организм человека, вызывает утомляемость, нервозы при длительном воздействии. Свыше 80 дБ может привести к потере слуха. В таблице 4.3 приведены результаты повышенного воздействия шума на слух работников. [14]

Таблица 4.3 – Воздействие шума на работников

Показатели	Эквивалентный уровень звука, дБ									
	80	90	90	90	100	100	100	110	110	110
Стаж работы, лет	25	5	15	25	5	15	25	5	15	25
Доля заболевших тугоухостью, %	0	4	14	17	12	37	43	26	71	78



Предельно допустимые значения (до 80 децибел), характеризующие шум, регламентируются согласно СанПиН 2.2.2.3359-16 [20]. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Мероприятия по устранению повышенного уровня шума: ликвидация шума в источнике его возникновения путем своевременного устранения неисправности технологического оборудования, применение средств индивидуальной защиты (беруши, наушники, вкладыши, шлемы). применение звукопоглощающих материалов в конструкциях шумящих механизмов и оборудования. [16]

### **Повышенный уровень вибрации**

Воздействие вибрации на организм человека происходит при осуществлении работ на спецтехнике, при спуске и подъеме труб, также вибрация при регулировании расхода воды, закачиваемой в пласт. Последствие вибрации может привести к различным профессиональным болезням: нарушение работы сердечно-сосудистой и нервной системы, появление грыж,

ревматизм. Гигиенические нормы уровней вибрации в таблице 4.5 по ГОСТ 12.1.012-90

Таблица 4.5 – Допустимый уровень колебательных скоростей

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

К методам защиты от вибрации относятся:

- усовершенствование техники и оборудования;
- поиск наилучших материалов, поглощающих вибрационное воздействие;
- динамическое гашение вибрации;
- Вибродемпфирование (процесс уменьшения уровня вибраций защищаемого объекта путём превращения энергии механических колебаний данной колебательной системы в тепловую энергию).

Что касается индивидуальной защиты, то работнику необходимо носить рабочую обувь с толстой резиновой подошвой, специальные перчатки, соблюдать режим труда и отдыха. [18]

#### **Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу**

К химическим факторам относятся вредные вещества, при контакте с человеком вызывают ухудшения здоровья или летальный исход, при высокой дозе. Приведем и проанализируем основные вредные химические вещества, которые встречаются при работе на производстве.

Вредные вещества делятся на несколько подгрупп:

- токсические;
- раздражающие;
- сенсibiliзирующие (аллергия);
- канцерогенные (развитие опухолей);
- мутагенные (изменение ДНК человека).

Пути проникновения химических веществ могут быть следующими: через дыхательные пути, желудочно-кишечный тракт, кожные покровы. Наиболее распространенный и опасный путь проникновения вредных веществ через дыхательные пути. Газообразные вещества попадают в организм человека, растворяясь в крови и накапливаются, тем самым вызывая иммунодефицит, аллергию, гайморит, бронхит, рак легких, головные боли и т.д. Играет значительную роль и попадание на кожный покров жидких вредных веществ, принцип такой же как через дыхательные пути, только есть большая вероятность получения химического ожога.

Работникам приходится сталкиваться с такими вредными веществами как: нефть, газ, конденсат, оксид углерода, ингибиторы, деэмульгаторы, пыль, ПАВ, присадки, бутиловый спирт, этиловый эфир этиленгликоля, сольвент, нефть, уайт-спирит, оксид азота, азотная кислота, аммиак, борная кислота, соляная кислота, кислота серная, натрия ортофосфат, дым сигарет.

Основной величиной экологического нормирования содержания вредных химических является предельно допустимая концентрация (ПДК) – мг/м<sup>3</sup>. ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны: нефть – 100 мг/м<sup>3</sup>, уайт-спирит – 300 мг/м<sup>3</sup>, бензол – 5 мг/м<sup>3</sup>, С1-С5 – 3 мг/м<sup>3</sup>, сероводород – 10 мг/м<sup>3</sup>, хлор – 1 мг/м<sup>3</sup>. [22]

По степени воздействия на организм вредные вещества подразделяют на четыре класса опасности: 1-й - вещества чрезвычайно опасные; 2-й - вещества высокоопасные; 3-й - вещества умеренно опасные; 4-й - вещества малоопасные.

Основными местами вредных веществ на кустовой площадке являются автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ), где очень часто происходит загазованность помещения; фонтанная арматура. В АГЗУ следует проветривать помещение, а при работе со скважиной, например, при отборе проб пробоотборщик должен стоять спиной к ветру в целях предотвращения вдыхания паров нефти.

К средствам индивидуальной защиты относятся: каска, очки, спец одежда, шланговые противогазы ПШ-1 или ПШ-2. для защиты органов дыхания. Каждому работнику выдается фильтрующий противогаз с фильтрующей коробкой БКФ. Особое внимание нужно уделять питанию персонала. Перед работой рекомендуется хорошо поесть, т.к. еда является отличным адсорбентом, и тем самым уменьшит риск отравления.

### 4.3 Анализ опасных факторов

#### Электрический ток

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).[15]

Минимальная величина тока, при котором возникает судорожное сокращение мышц – частота 50 Гц при силе тока 6-16 мА. В таблице 4.6 приведены значения тока, влияющие на человека с такой же частотой, но при высокой силе тока.

Таблица 4.6 – Воздействие на человека при различных значениях силы тока

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

На кустовой площадке присутствует огромное количество металлических конструкций. В таких условиях администрации предприятия необходимо применять мероприятия по защите персонала от поражения электрическим током. Для защиты применяют такие меры как: обеспечение недоступности токоведущих частей, находящихся под напряжением; защитное

заземление, зануление, отключение; использование специальных электрозащитных средств, организация безопасной эксплуатации электроустановок. [15]

### **Механические травмы**

Как правило, механическое травмирование является самым распространенным явлением на производстве и всегда неожиданным. Оно варьируется от простых порезов и ушибов до летального исхода. Виновниками травматизма является зачастую сами работники, а порой техногенные аварии или природные явления. Так как приходится работать с различными устройствами и на большой высоте, то наибольшую опасность представляют трубопроводы и скважины с высоким давлением, падение человека или предметов, работа с подъемно-транспортными машинами, агрегатами, ножами, отвертками, пилами, перфораторами, поднимание и опускание лебедки для очистки от АСПО, и т.д.

Для защиты от механических травм применяют: козырьки, щиты, кожаные барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства, сигнализации. Также применяют средства индивидуальной защиты – спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. Плюс ко всему, требуется регулярная проверка состояния оборудования и проведение инструктажей персоналу по технике безопасности.

### **Пожаро-, взрывоопасность**

Наша деятельность связана с добычей нефти и газа, следовательно, велик риск возникновения пожаров и взрывов. Контроль над противопожарным режимом осуществляется обслуживающим персоналом.

Пожаро-, взрывоопасность производства определяется параметрами пожароопасности и количеством используемых в технологических процессах материалов и веществ, конструктивными особенностями и режимами работы оборудования, наличием возможных источников зажигания и условий для быстрого распространения в случае пожара. Подразделяют на 5 категорий: А, Б,

В, Г, Д. Категорию производства по взрыво-пожарной опасности присваиваем "А". [14]

По правилам техники безопасности на производстве должен быть пожарный инвентарь - огнетушители типа ОХП-10, ОУ-2, ОУ-5, лопата, лом, ведра, ящички с песком, а также предусматривать специальные места для курения.

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

Причины возникновения пожара неэлектрического характера: [22]

- 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 доступном месте.

## **4.4 Экологическая безопасность**

С началом разработки месторождения происходит активное техногенное влияние человека на окружающую среду. Эта опасность носит глобальный характер, она нарушает и видоизменяет естественный природный баланс. Если на начальном этапе поисково-разведочных работ происходит минимальное локальное воздействие, то при строительстве скважин имеет большее площадное и глубинное воздействие из-за масштабности проводимых работ.

### **4.4.1 Мероприятия по охране атмосферы**

Загрязнение атмосферы происходит через организованные и неорганизованные источники выбросов. В результате работ происходит загрязнение атмосферы: продукты сгорания транспортного топлива и сгорания попутно добываемого газа на факеле, растворителей (окрасочные работы), сварочные аэрозоли, дымовые трубы, ремонтные работы.

Основными компонентами вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу, являются низшие предельные углеводороды, углекислый газ, азотистые соединения, сажа, фтористый водород, оксид железа и другие.

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.

На Урманском месторождении рассматривают мероприятия по предотвращению аварийных выбросов и снижению концентрации вредных веществ. В такие мероприятия входят: контроль сварных швов, ликвидация коррозии, герметизация системы сбора, транспортировки нефти, сброс нефти и газа с предохранительных клапанов аппаратов в аварийные емкости перед остановкой оборудования на ремонтные работы, использование современного оборудования с минимальным выбросом в атмосферу.

#### **4.4.2. Мероприятия по охране гидросферы**

Воздействие на гидросферу при освоении месторождения происходит при строительстве кустовых площадок, скважин, трубопроводов, автомобильных дорог, а также при аварийных ситуациях (разлив нефти, хим. реагентов). В результате 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 применяю следующие методы:

- установка учетов сбора воды, контроль за техническим состоянием оборудования (сварные соединения, трубопроводы, задвижки);
- использование малоопасных химических реагентов;
- устранение свалок и организация укрепительных работ (посадка деревьев, кустарников, каменные ограждения);
- применение технологии очистки бытовых сточных вод;
- повторное использование дренажных вод;
- утилизация сточных вод для системы ППД;
- оперативное устранение нефти с рек (озер, болот);
- исключить размещение кустов и скважин в затопляемых, пойменных зонах.

#### **4.4.3 Мероприятия по охране литосферы**

Строительство нефтегазовых объектов оказывает существенное влияние на литосферу и животный мир. Нарушается и изменяется почвенно-растительный покров на площадках, уничтожается растительность, территории



захламляются отходами, химически загрязняется почва, а также уменьшается ареал обитания животных и птиц.

Предусматривают следующие рациональные методы:

- движение транспорта по одной дороге,
- сбор и вывоз бытовых, производственных отходов с территории предприятия,
- ликвидация разливов нефти,
- проведение рекультивационных работ на поврежденных участках,
- ограничение доступа диких животных на производственную площадку (ограждение, запугивающие устройства),
- хранение сыпучих материалов и химических веществ в закрытых контейнерах,
- контроль за работниками предприятия со стороны руководства в целях предотвращения охоты и рыбалки.

#### **4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайные ситуации, как правило, приходят неожиданно. Необходимо всеми возможными способами подготовиться к их появлению, так как они обладают высоким уровнем воздействия на человека, зачастую наносят тяжелые травмы. Также возможно разрушение промышленных объектов, селитебных зон и природы. [14]

Чрезвычайные ситуации делятся 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. Если произойдет порыв – сбросить давление с участка с порывом, закрыть задвижки на скважине, устранить дефект, вызвать ремонтную бригаду. При пожаре отключить электроэнергию от технологического блока, воспользоваться имеющимися средствами пожаротушения для ликвидации пожара, вызвать пожарную бригаду.

От нападения диких животных никто не застрахован, к этому нужно относиться очень внимательно. В первую очередь нужно сохранять спокойствие. Если есть возможность, следует спрятаться в закрытом помещении или взобраться на возвышенность, но в том случае если зверь находится в непосредственной близости, то следует создать как можно больше шума, что скорее всего отпугнет нежданного гостя.

Самое важное заключается в разработке технических и организационных мероприятий, снижающие риск возникновения ЧС, а также

подготовки персонала к действиям в этих условиях. Затем разрабатываются мероприятия по повышению устойчивости и подготовке объекта к восстановлению после ЧС.

#### **4.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Работник осуществляет свою деятельность в составе бригады по обслуживанию скважин и обеспечению их безотказной работы. Работы происходят под руководством лиц технического надзора. Операции, связанные с добычей нефти относятся к перечню тяжелых работ, связанных с вредными и опасными условиями труда, применение труда женщин запрещается (Постановление Правительства РФ). За вредность рабочим компенсируется выдачей молочной продукции. Выдача молока происходит еженедельно. Рабочие могут быть привлечены к работе в ночное время, к сменному графику работы. Рабочие, находящиеся во вредных и опасных условиях труда должны проходить обязательные предварительные и периодические медосмотры для определения пригодности для выполняемых работ.

Для работы, связанной с повышенной опасностью (влияние вредных веществ, неблагоприятные условия работы), рабочие должны проходить обязательное психиатрическое обследование не реже 1 раза в 5 лет, установленном Правительством РФ.

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).

Оператором может быть человек, достигший совершеннолетия, прошедший медицинское обслуживание, инструктаж, производственное обучение, стажировку, проверку знаний комиссией, назначенной для данного подразделения приказом по предприятию.

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. ПБ 03-585-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов. Постановление Госгортехнадзора России от 10.06.2003 №80.

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 расчета 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;



## **Заключение**

В результате анализа, проведенного в данной работе, получены следующие выводы:

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

Анализ энергетического состояния пластов показал, что существует зависимость роста обводненности добываемой продукции скважин от текущего забойного давления. Так по скважине №101 забойное давление в течение года снижалось с 17,5 МПа до 13,1 МПа, обводненность продукции за этот период выросла с 10 до 89%. Поскольку закачка воды на этом участке залежи не проводилась, причиной обводнения является «конусообразование».

В ходе сравнения фактических и проектных показателей выяснили, что по отборам жидкости отмечается существенное превышение над проектными показателями от 13,7% до 63,9% в 2013 году.

Анализ результатов воздействия на нефтеносные пласты Урманского месторождения показывает, что ГРП является основным методом интенсификации добычи нефти.

В экономической части проведен анализ эффективности проведения соляно-кислотных обработок на месторождении. Данный анализ подтверждает целесообразность использования данного метода ГТМ, так как 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 на 2013 г.

Анализ и оценка состояния природопользования Урманского месторождения доказывают совершенство и правильность применяемых технологий, используемых при разработке и добычи на месторождении.

## Список 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 юрских отложений Урманского месторождения», 2008г. (протокол ЦКР РФ №4552 от 01.04.2009г.).
6. «Технологическая схема разработки Урманского нефтяного месторождения», 2009г. (протокол ТО ЦКР Роснедра по ЯНАО №52-09 от 22.12.2009г.).
7. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. Москва, 2002
8. Регламент скважинных исследований. Часть I. Гидродинамические исследования скважин. Часть II. Промыслово-геофизические исследования скважин при контроле разработки месторождений нефти и газа. ОАО "Газпром нефть", 2003 - 2004 гг.
9. «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах», утвержденная в 1984 г. М.: «Недра», 1985 г.
10. Андреев А.Ф. Основы экономики и организации нефтегазового производства: учебник — Москва: Академия, 2014.

11. Андреев А. Ф. Планирование на предприятии нефтегазового комплекса : учебник / А. Ф. Андреев, С. Г. Лопатина, З. Ф. Шпакова; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газа). — Москва: Недра, 2010. — 299 с.:

12. Злотникова Л.Г. Финансовый менеджмент в нефтегазовых отраслях: учебник. – М.: Нефть и газ, 2005. – 452 с.

13.Зубарева В.Д. и др. Финансы предприятий нефтегазовой промышленности: учебное пособие. – М.: ГТА-Сервис, 2000. – 368 с.

14. 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

15. Безопасность жизнедеятельности: Учебник. 13-е издание., испр./ Под ред. О.Н. Русака. – СПб.: Издательство «Лань», 2010. – 672 с.:

16. СНиП II-12-77 «Защита от шума»

17. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы»

18. ГОСТ 12.0.012-90 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования»

19. ГОСТ 12.1.007-76 «Вредные вещества»

20. СанПин 2.2.2.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах».

21. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарные требования к воздуху рабочей зоны»

22. СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. М.: Гострой России, 1997.-с. 12.