

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01. Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Анализ эффективного применения гидравлического разрыва пласта на X нефтяном месторождении (ХМАО)»

УДК 622.276.66 (571.122)

#### Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Водопьянов Егор Игоревич		

#### Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Хомяков Иван Сергеевич	К.х.н., доцент		

#### Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Криницына Зоя Васильевна	К.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

*Планируемые результаты обучения*

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

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3б)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	<i>Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (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
3-2Б4В	Водопьянову Егору Игоревичу

Тема работы:

«Анализ эффективного применения гидравлического разрыва пласта на X нефтяном месторождении (ХМАО)»

Утверждена приказом директора (дата, номер)	11.03.2019 г. № 1829/с
---	------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p>	<p><i>Общая характеристика месторождения, геолого-физическая характеристика месторождения, осложняющие факторы разработок на X месторождении, текущее состояние разработок на X месторождении, анализ фонда скважин X месторождения, критерии выбора скважин для гидроразрыва пласта, технология проведения ГРП на X месторождении, анализ основных технико-экономических показателей разработки, экономическое обоснование проводимых мероприятий, расчет дополнительной добычи нефти, расчет себестоимости продукции, расчет годового экономического эффекта, прибыль от реализации, индекс продуктивности, экономическая эффективность проведения ГРП, правовые и организационные вопросы</i></p>
--	--

	<i>обеспечения безопасности, производственная безопасность, экологическая безопасность, защита в чрезвычайных ситуациях.</i>
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<i>Комплексное обобщение имеющейся по месторождению информации, определение критериев выбора скважин для проведения технологического мероприятия, описание технологии проведения технологического мероприятия, анализ применения технологического мероприятия на практике и оценка результатов.</i>
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Криницына Зоя Васильевна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
<i>Геологический раздел</i>	
<i>Технологический раздел</i>	
<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	
<i>Социальная ответственность</i>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Хомяков Иван Сергеевич	К.х.н., доцент		
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Водопьянов Егор Игоревич		

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования: бакалавр  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения \_\_\_\_\_ весенний семестр 2018 /2019 учебного года

Форма представления работы:

<b>Бакалаврская работа</b>
----------------------------

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

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.03.2019	<i>Геологический раздел</i>	10
08.04.2019	<i>Технологический раздел</i>	25
25.04.2019	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	25
15.05.2019	<i>Социальная ответственность</i>	20

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Хомяков Иван Сергеевич	К.х.н., доцент		

**Консультант**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

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

## Отчет о проверке на заимствования №1



**Автор:** ApiCorp [support@tpu.ru](mailto:support@tpu.ru) / ID: 4

**Проверяющий:** ApiCorp ([support@tpu.ru](mailto:support@tpu.ru) / ID: 4)

**Организация:** Томский политехнический университет

Отчет предоставлен сервисом «Антиплагиат»- <http://tpu.antiplagiat.ru>

### ИНФОРМАЦИЯ О ДОКУМЕНТЕ

№ документа: 563144  
Начало загрузки: 05.06.2019 11:29:05  
Длительность загрузки: 00:00:10  
Имя исходного файла: TPU717402.docx  
Размер текста: 605 кБ  
Символов в тексте: 48040  
Слов в тексте: 5629  
Число предложений: 398

### ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОТЧЕТЕ

Последний готовый отчет (ред.)  
Начало проверки: 05.06.2019 11:29:17  
Длительность проверки: 00:00:13  
Комментарии: не указано  
Модули поиска: Кольцо вузов, Модуль поиска "ТПУ", Модуль поиска  
общеупотребительных выражений, Модуль поиска перефразирований Интернет,  
Модуль поиска перефразирований eLIBRARY.RU, Модуль поиска Интернет,  
Коллекция eLIBRARY.RU, Цитирование, Коллекция РГБ, Сводная коллекция ЭБС

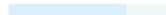
#### ЗАИМСТВОВАНИЯ

26,52% 

#### ЦИТИРОВАНИЯ

0,91% 

#### ОРИГИНАЛЬНОСТЬ

72,57% 

### Проверил руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Хомяков Иван Сергеевич	К.х.н., доцент		
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

## РЕЦЕНЗИЯ

### На бакалаврскую работу

Студент гр. 3-2Б4В	Водопьянов Егор Игоревич
-----------------------	--------------------------

Направление	Нефтегазовое дело
-------------	-------------------

Отделение	Нефтегазовое дело	Инженерная школа природных ресурсов
-----------	-------------------	--

<b>Тема работы</b>	
Анализ эффективного применения гидравлического разрыва пласта на X нефтяном месторождении (ХМАО)	

Представленная на рецензию работа содержит пояснительную записку на 78 страниц, пояснительная записка содержит 7 рисунков, 9 таблиц.

Работа выполнена в соответствии с заданием и в полном объеме.

Рецензируемая работа содержит 4 главы.

В первой главе представлены:
Географические особенности месторождения, геолого-физическая характеристика, осложняющие факторы разработки, оценка запасов нефти.

Во второй главе описаны:
Текущее состояние разработки месторождения, анализ фонда скважин, критерии выбора скважин для проведения гидроразрыва, технология проведения гидроразрыва пласта, анализ эффективности применения гидроразрыва пласта.

В третьей главе описаны:
Анализ технико-экономических показателей, экономическое обоснование проводимых мероприятий, расчеты дополнительной добычи, себестоимости продукции, экономического эффекта, прибыли от реализации, индекса доходности.

В четвертой главе описаны:
Социальная ответственность при проведении гидравлического разрыва пласта.

Рецензируемая выпускная квалификационная работа студента выполнена на основе промысловых и отчетных данных. В целом работа выполнена на актуальную тему, подробно описаны основные этапы технологического исследования. В работе проведен анализ эффективного применения гидравлического разрыва пласта на X месторождении. Автор работы изучил особенности географического расположения, геологического строения и историю разработки месторождения, провел глубокий анализ фонда скважин, привел критерии выбора скважин для ГРП, рассмотрел технологию проведения и провел анализ проведения гидроразрыва продуктивного пласта АС12 X нефтяного месторождения. Работа выполнена в соответствии с заданием, анализ технической литературы проделан на должном уровне. В ходе работы автором продемонстрировано понимание технологии проведения мероприятия. Степень проработки автором вопросов – высокая. Замечаний по работе нет.
---

Выполненная работа может быть признана законченной квалификационной работой, соответствующей всем требованиям, а ее автор,

Водопьянов Егор Игоревич

заслуживает оценки:

отлично

и присуждения степени/квалификации бакалавра:

направление /специальность

Нефтегазовое дело

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 78 с., 7 рис., 9 табл., 20 источников.

Ключевые слова: исследование, анализ, фонд скважин, гидравлический разрыв, эффективность, технология, проницаемость.

Объектом исследования является продуктивный пласт АС12 X месторождения.

Цель работы – определить эффективность применения гидравлического разрыва пласта на X месторождении.

В процессе исследования проводились изучение геологических особенностей X месторождения, стадий разработки и фонда скважин и анализ произошедшего в 2009-2010 гг. гидравлического разрыва пласта АС-12 X месторождения, рассмотрена его технология, а также применяемая техника и материалы.

В результате исследования были сделаны выводы о результатах проведения гидравлического разрыва пласта на X месторождении и дана оценка технологической и экономической эффективности применения данного технологического мероприятия по повышению нефтеотдачи и интенсификации скважин продуктивных пластов.

Область применения: нефтяные месторождения с низкой проницаемостью.

Экономическая эффективность: в данной работе был оценен экономический эффект, полученный от дополнительной добычи нефти, с учетом затрат на гидравлический разрыв пласта, транспортировку нефти, налоговые и социальные отчисления.

В будущем планируется продолжать работы по гидравлическому разрыву пласта АС-12, на участках с низкой проницаемостью и повышенным скин-эффектом.

## Оглавление

Введение.....	14
1 Геологический раздел .....	16
1.1 Общая характеристика месторождения .....	16
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения .....	17
1.3 Осложняющие факторы разработок на X месторождении .....	19
1.4 Оценка состояния запасов нефти.....	21
1.5 Выводы по геологической характеристике .....	22
2 Технологический раздел.....	24
2.1 Текущее состояние разработок на X месторождении .....	24
2.2 Анализ фонда скважин X месторождения.....	25
2.3 Критерии выбора скважин для гидроразрыва пласта.....	30
2.4 Технология проведения гидравлического разрыва.....	31
2.5 Анализ эффективности применения ГРП на X месторождении .....	40
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	44
3.1 Анализ основных технико-экономических показателей разработки.....	46
3.2 Экономическое обоснование проводимых мероприятий .....	47
3.3 Расчёт дополнительной добычи нефти. ....	48
3.4 Расчет себестоимости продукции.....	49
3.5 Расчет годового экономического эффекта .....	53
3.6 Прибыль от реализации .....	55
3.7 Индекс доходности.....	56
3.8 Экономическая эффективность проведения ГРП .....	57
3.9 Вывод по разделу «Финансовый менеджмент» .....	58
4 Социальная ответственность .....	59
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	61
4.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	61
4.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	62
4.2 Производственная безопасность.....	63

4.2.1 Анализ выявленных вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария) .....	64
4.2.2 Анализ выявленных опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности).....	69
4.3 Экологическая безопасность.....	71
4.4 Защита в чрезвычайных ситуациях .....	73
4.5 Выводы по разделу социальная ответственность .....	75
Заключение .....	76
Список используемых источников.....	77

## Введение

X месторождение является одним из самых гигантских. На месторождении имеются следующие основные проблемы: низкая производительность скважин, невысокая природная приемистость нагнетательных скважин, то есть без разрыва пласта водой, нагнетаемой в него, а также некачественное перераспределение давления по залежам при осуществлении действий по поддержанию пластового давления (ППД) по причине плохой связи некоторых участков пластов. Еще одной проблемой является эксплуатация пласта АС-12. Многие скважины указанного пласта давно должны быть остановлены по причине низкого объема продукции, производимой из добываемой скважины. Такая ситуация может привести к консервации достаточного большого количества запасов нефти на неопределенный срок. Решить этот вопрос можно путем выполнения определенных мероприятий по развитию и расширению производства по добыче нефти. Одними из таких мероприятий являются:

- гидравлический разрыв пласта;
- воздействие различными физическими и химическими реагентами;
- соляно-кислотные обработки скважин;
- воздействие теплофизическими и термохимическими методами;
- импульсное воздействие на пласт;
- акустическое и виброакустическое воздействие.

Наиболее результативным методом интенсификации считается гидравлический разрыв пласта. При этом существует возможность добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов, возможность повышения производительности по выработке. Гидроразрыв успешно применяется не только в отечественной нефтедобыче, но и за рубежом.

Метод гидравлического разрыва пласта уже использовался на X месторождении, поэтому значительный опыт уже накоплен. Изучение проведенных на месторождении гидроразрывов пласта показал, что такой

метод интенсификации по добыче нефти является достаточно эффективным, несмотря на то, что на месторождении после проведенного ГРП произошло значительное падение дебитов. Гидроразрыв может применяться на рассматриваемом месторождении не только как метод по развитию и расширению производства по добыче нефти, но и как способ увеличения коэффициента извлечения нефти (нефтеотдачи). Во-первых, потому что позволяет включить в разработку не вовлеченные запасы нефти. Во-вторых, применение данного способа позволит добыть дополнительный объем добываемых запасов из пласта АС-12 за достаточно короткий период времени.

Таким образом, стоит сделать вывод о том, что гидроразрыв пласта является одним из основных способов по развитию и расширению производства по добыче нефти на X месторождении.

## 1 Геологический раздел

### 1.1 Общая характеристика месторождения

Х месторождение представляет собой гигантские нефтяные залежи в России. Находится оно в Ханты-Мансийском автономном округе (Югра). Разработки ведутся в 65 км к востоку от административного центра, а также в 100 км к западу от одного из крупнейших городов – Нефтеюганска. Запасы залежей на месторождении оцениваются экспертами в несколько миллиардов тонн.

В настоящее время Х месторождение является наиболее перспективным из всех в экономическом плане. Во многом благодаря тому, что на месторождении стало проводиться намного больше геолого-разведочных работ.

В Югре находятся и другие крупные месторождения, которые расположены вблизи от Х. Ими являются:

1. Салымское. Оно располагается в восточной части в 20 км от Х;
2. Приразломное, располагающееся к юго-востоку;
3. Правдинское, находящееся в 57 км от Х в юго-восточной части.

К тому же к юго-восточной стороне от Х месторождения проходит крупная газопроводная трасса Уренгой-Вынгапур-Челябинск-Новополоцк, нефтепроводная – Усть-Балык-Омск.

Северная часть рассматриваемого месторождения располагается в пределах так называемой Обской поймы. Обская пойма – это относительно молодая равнина, образованная вследствие слияния нескольких крупных рек. Высоты точек местности достигают в высоту 55 м. С южной стороны месторождение граничит с плоской аллювиальной равниной на втором уровне надпойменного участка. Формы речных слияний и размываний с этой стороны слабо выражены. В этой части высотные отметки доходят до 60 м.

В рассматриваемом месторождении на гидрографической карте можно выделить речку Малый Салым, протекающей в направлении близком к широтному в северной части залежей, и на этом месте соединяется с такими протоками как Малая Березовская, Полая, а также с крупной и достаточно полноводной рекой Большой Салым. Обь представляет собой главную водную магистраль в Тюменской области. Помимо всего, на территории имеется множество больших озер, наиболее крупные из которых Олевашкино, Окуневое, Карасье. Также имеются тягучие болота, замерзающие к концу января. Болота являются главным препятствием для нормального передвижения транспортных средств.

## **1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения**

Нефтеносность представлена неокомскими отложениями. Неокомский комплекс состоит из черных, темно-серых, имеющих коричневый оттенок, битуминозных камнеподобных глинистых горных пород, или по-другому аргиллитов, которые имеют плоский излом. Поверхность пласта листовато-чешуйчатая, плитчатая, имеющая в прослойках слабые битуминозные разности, содержащие незначительное количество слюды, в том числе кремнистые и известковые. Мощность неокомского комплекса достигает 46 м. Возраст горной породы относится к волжскому, или титонскому типу. В объемах это соответствует неокомскому комплексу Салымского месторождения.

Неокомский комплекс благодаря литологическим особенностям выполняет функцию опорной сейсмической границы. В географическом исследовании границы были выявлены высокие значения радиоактивности. Верхняя граница менее плотная, имеющая низкую скорость и более высокую радиоактивность, нижняя имеет высокую скорость, плотность и низкую радиоактивность. Геологическое исследование можно наблюдать на рисунке 1.1.

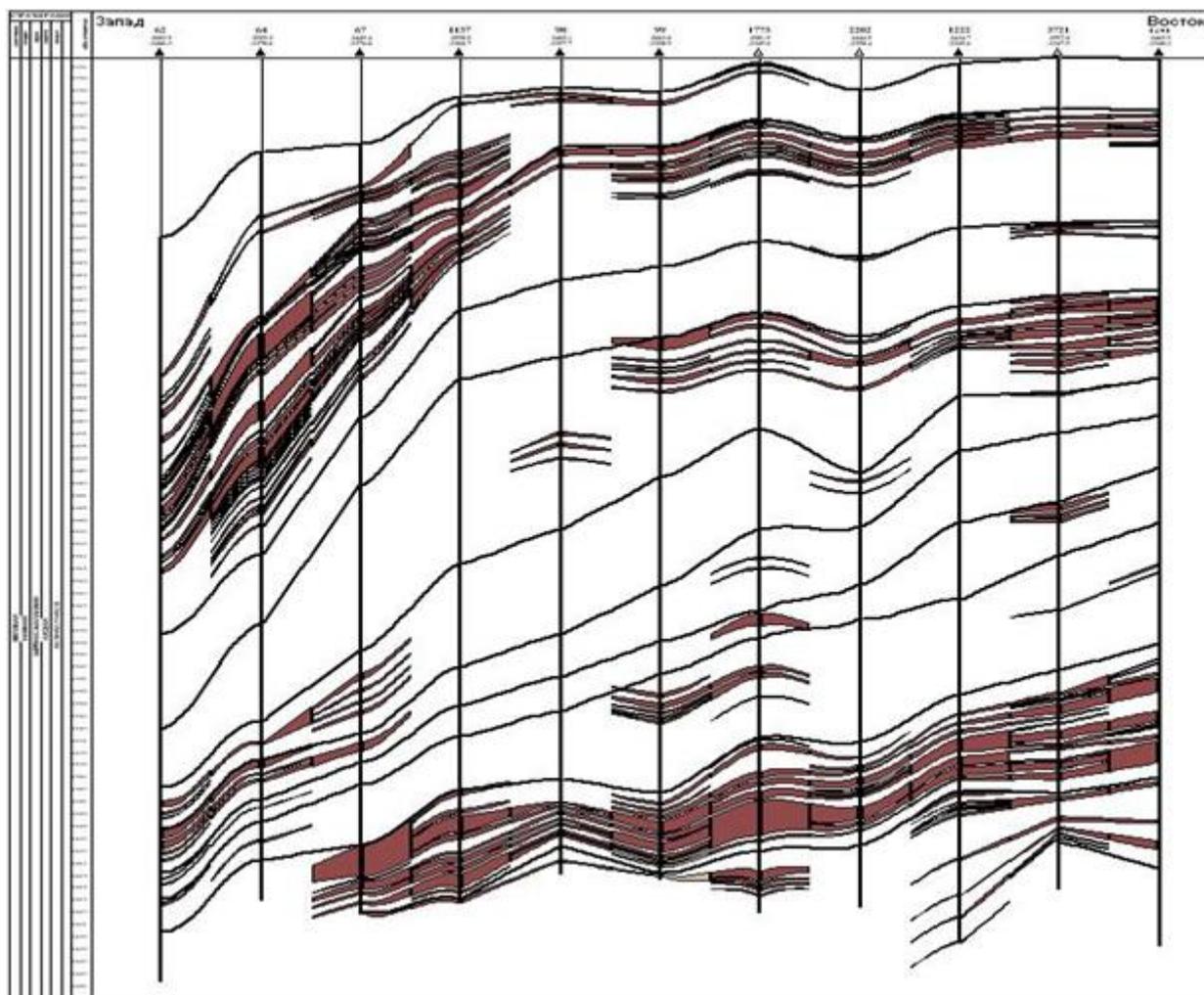


Рисунок 1.1 - Геологический разрез по линии скважин.

Верхняя граница состоит в большинстве своем из черных глинистых пород, в которых содержится огромное количество органического углерода, около 25 процентов. Также в ней местами наблюдаются плотные пропластки, не имеющие особой мощности, но с большим содержанием кремнистых и карбонатных пород.

Нижняя пачка обладает более сложной структурой. В ней чередуются черные глинистые породы, которые имеют также высокое количество карбонатных и кремнистых пород с глинистыми отложениями.

Граница между верхней и нижней пачкой отчетливо прослеживается на геофизическом исследовании скважин на радиоактивность, то есть каротаже. Мощность верхней границы достигает 20 м, нижней 15 м.

Подошва нижней границы разными исследователями изучается по-разному. Именно поэтому возникают трудности с оценкой нефтеносности неокомского комплекса и абалакской свиты, которая ее подстилает. Указанные границы полностью совпадают с границами с неестественно высокими значениями. Такая ситуация согласуется с системным критерием неокомского пласта и характеризует ее как слой, содержащий высокое количество органических веществ.

Неокомский пласт является нефтеносным комплексным, газовый фактор которого не превышает  $100 \text{ м}^3/\text{т}$ . Объемы нефтедобычи варьируются в значениях от 0 до  $150 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Масса нефти легкая и имеет плотность от 0,811 до  $0,868 \text{ г/см}^3$ .

### **1.3 Осложняющие факторы разработок на X месторождении**

Разработки на X месторождении ведутся в достаточно трудных условиях. Обусловлено это особенностями географического месторасположения залежей, а также сложной структурой геологического строения пластов.

Геологическая структура пластов обусловлена сложным строением песчаных тел, как по своей площади, так и по разрезу, гидродинамически пласты слабо связаны. При этом коллекторы нефтяных пластов имеют низкую проницаемость, песчанистость, но повышенную глинистость и хорошую расчлененность.

До недавнего времени, примерно до 1996 г. разработки на месторождении велись по технологической схеме с названием «Уточнённые технологические показатели разработки первоочередного участка Приобского месторождения», которая была составлена СибНИИНП в 1990 году. Каждый эксплуатационный элемент АС 10, 11, 12 разрабатывался путем размещения скважин по линейной трехрядной треугольной технологии, плотность сетки при этом составляет  $25 \text{ га/скв}$ , а все пласты бурились до пласта АС12.

Позже, в 1997 г. СибНИИНП подготовил дополнение с корректировками к предыдущей схеме разработки левобережной части рассматриваемого месторождения, включая затопляемый участок №4. В дополнение также были включена работа над новыми кустами №140 и 141 в пойменной части разработок. По новому документу реализация блоковая трехядерная система с плотностью сетки 25 га/скв переходит на более позднюю стадию разработки – блочно-замкнутую систему.

Способ воздействия на нефтяные пласты, который будет выбран, зависит от ряда условий. Ими являются:

- технология осуществления метода;
- экономические факторы;
- геолого-физические характеристики месторождения.

Вышеперечисленные способы воздействия на залежи могут быть модифицированы, но в своей основе имеют широкий набор составов, используемых рабочих агентов. Именно по этой причине анализ действующих способов воздействия проводят, используя опыт разработки месторождений, располагающихся в Западной Сибири и некоторых других регионов, свойства коллекторов и пластов которых схожи со свойствами X залежей.

Из всех способов воздействия на призабойную зону скважин с целью увеличить их производительность, так называемых методов интенсификации, можно выделить следующие:

- гидроразрыв пласта;
- физико-химическое воздействие различными компонентами;
- кислотные обработки;
- теплофизическое и термохимическое воздействие;
- импульсно-ударное;
- акустическое и виброакустическое.

Среди геологических и физических особенностей X залежей, которые позволят оценить возможность применения вышеуказанных способов воздействия, выделяют:

- глубину пластов до 2,4-2,6 км;
- толщину АС10 до 20,6 м, АС11 до 42,6 м, а также АС12 до 40,6 м;
- начальное давление 23,5-25 МПа;
- температуру 88-90 °С;
- низкую проницаемость коллекторов;
- высокую неоднородность пластов;
- плотность нефти до 800 кг/м<sup>3</sup>;
- вязкость около 1,4-1,6 мПа\*с;
- давление насыщения 9-11 МПа.

Если сопоставить вышеуказанные сведения с критериями эффективного применения способов воздействия на нефтяные пласты, то можно сделать вывод о том, что из вышеперечисленных способов для X залежей не могут быть использованы следующие:

- тепловые;
- полимерное заводнение.

Причиной этому является то, что тепловые способы влияния используются для пластов, которые имеют высокую вязкость и только на глубинах около 1,5-1,7 км. Полимерное заводнение, в свою очередь, применяют в залежах, проницаемость которых имеет больше 0,1 мкм<sup>2</sup>, вязкость варьируется в диапазоне от 10 мПа с до 100, температура достигает 90 °С.

#### **1.4 Оценка состояния запасов нефти**

Протоколом №10581 от 27 декабря 1988 года Главным Тюменским производственным геологическим управлением были подсчитаны запасы нефти и растворенного газа, которые содержатся на рассматриваемом месторождении. Указанный протокол был утвержден государственной комиссией по запасам.

В конце 1988 года залежи еще только разведывались и нефтяные запасы были утверждены по 5 пластам АС – 7, 9, 10, 11, 12, присвоены категории С1 и С2.

Первоначальным запасам, которые были утверждены государственной комиссией по запасам, была присвоена категория С1, составляли они на тот момент 1 827 866 тонн, извлекаемые достигали 565 050 тонн. Запасы, категория которым была присвоена С2, равнялись 524 073 тонн, извлекаемые 48 970 тонн. Извлекаемая нефть второй категории на конец 1988 года составляла всего 8% от всех запасов.

Основным их продуктивных являлся пласт АС 12. Комиссия выявила, что запасы по этому пласту составляли 930 493 тонн, извлекаемы 248 920 тонн – по категории 1. По второй запасы 307 800, а извлекаемые 19 790 тонн.

### **1.5 Выводы по геологической характеристике**

Х месторождение представляет собой сложную геологическую структуру залежей, обладающих литолого-физической изменчивостью и своеобразными особенностями, как по разрезу, так и по охватываемой площади. Это предопределено факторами формирования прорельефа в краевой части рассматриваемого месторождения и накопительной террасы на склоне.

На месторождении все залежи являются пластовыми, литолого-экранированными и сложно структурированными. На залежах песчаные тела полностью насыщены нефтью, отсутствует контакт с водной субстанцией. Места развития песчаных тел не способны контролироваться современными планом, продуктивность неокских залежей обусловлена присутствием в месте разреза проницаемых коллекторов. Все указанное выше приводит к сложной геологической структуре песчано-алевритовых тел, которая, в свою очередь, затрудняет трактовку получаемых из исследований сейсмических и геофизических данных.

Залежи неокомских нефтяных пластов АС 10-12 связаны с двумя главными видами фациально-литологических групп: отложения низменной равнины и глубоководные линзовидные тела.

Залежи пласта АС 12 состоят из слоев, которые обладают сложной геометрией, имеют более сложную способность коллекторов вмещать (пористость) и фильтровать (проницаемость) флюиды, которые осложнены тем, что присутствует примесь глины. Тип коллектора терригенный, имеющий проницаемость  $2-8 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, пористость 0,18, температура в пласте 88 °С, вязкость нефти 1,56 мПа\*с, давление 25 МПа, а содержание нефти, серы и парафина 2,56%, давление нефти газов 10,9 МПа, содержание нефти в газе 75 м<sup>3</sup>/т, плотность нефти около 0,81-0,868 г/см<sup>3</sup>.

## 2 Технологический раздел

### 2.1 Текущее состояние разработок на X месторождении

Бурение скважин на рассматриваемом месторождении начали проводить в 1988 года с левобережной части. Правобережную часть начали разрабатывать несколько позже, в 1999 году. К разработке на Островном участке приступили только в начале двухтысячных, во второй половине 2003 года. Исследование месторождения проведено по состоянию на первое января 2010 года.

Исследовательские данные показали, что на разработке нефтедобыча составила 66,6 млн. тонн, жидкости 77,2 млн. тонн, накопленная закачка воды достигает 106,1 млн. м<sup>3</sup>. Судя по показателям, динамика нефтедобычи на залежах имеет положительную тенденцию – объемы добычи нефти непрерывно увеличиваются.

Система нагнетания начала осваиваться с 1991 года. В 1992 году объемы закачки были доведены до 620 тыс.м<sup>3</sup> в год. На протяжении следующих 5 лет величина нефтедобычи оставалась примерно на таком же уровне и не превышала показатели в 780 тыс.м<sup>3</sup> в год.

Скачок роста объема закачиваемой воды отмечается с 1997 года. Уже в 2000 году он достиг показателя в 2,9 млн. м<sup>3</sup>. Со следующего года закачка увеличилась в объемах намного. По статистическим данным показатели в 2004 году достигли 41,4 млн. м<sup>3</sup>.

Переломным 2000 год оказался и для нефтедобычи и жидкости. Скачок рост наблюдался, начиная с 2001 года. Увеличение объемов закачки воды привело к тому, что возросла обводненность, которая с начала 2000 года и до 2004 выросла до 28 % при первоначальном значении в 3,8.

По причине того, что разработка находилась только в начальной стадии, в начале 2000 годов было отмечена низкая доля бездействующих скважин. Темпы бурения замедлились к 2004 году.

По состоянию на дату проведения анализа – первое января 2010 года – на разработках количество добывающих скважин достигло 836 штук, а нагнетательных – 331, из них 688 и 278 действующих соответственно.

Из общего количества всех скважин эксплуатационного фонда, количество ликвидированных составило 66 штук. Часть из них – 5 штук – была использована в качестве пьезометрических и контрольных, также 5 штук. Указанная часть составляет всего 0,6 % от всего пробуренного фонда. По запроектированному плану, количество контрольных скважин было немного выше и составляло 5% от общего эксплуатируемого фонда.

На дату проведения анализа из 688 действующих скважин фонтанировало 38. Остальные подверглись механизированной эксплуатации. В процессе которой 86,9 % от общего фонда было оборудовано установками электроцентробежного насоса, а 7,3% установками штангового глубинного насоса.

На данный моменты средние объемы нефти из скважин, которые оборудованы глубинными насосами составляют 3,7 тонн в сутки, жидкости – 4,7 тонн в сутки, а скважин, которые оснащены электроцентробежными насосами – 93, 7 тонн в сутки для нефти, для жидкости 143,3 тонн. Фонтанные скважины вырабатывают объемы нефти около 0,6 тонн, жидкости 3,7 тонн в сутки. Две скважины из всех оборудованы струйными насосами, средние объемы которых достигают для нефти 7,5 тонн в сутки, для жидкости – 9,2 тонн.

Одной из интересных особенностей эксплуатации месторождения является факт того, что большинство пластов подвергаются эксплуатации одновременно нескольких скважин.

## **2.2 Анализ фонда скважин X месторождения**

Площадь X участка достигает 3 353, 45 км<sup>2</sup>. Форма месторождения в виде неправильного многоугольника. На небольшом расстоянии от X

расположены и другие известные месторождения Югры, которые также активно подвергаются разработке. Приразломное располагается на юго-востоке от Х, Салымское в 20 км от Х в сторону востока, Правдинское на юго-востоке в 57 км.

Центральная часть месторождения располагается в пойме реки Обь. Вследствие чего месторождение и имеет такое наименование. Условно всю территорию Х разработок можно разделить на две зоны: Левобережную и Правобережную. Граница между зонами проходит по основному руслу Оби.

В настоящее время разработки на месторождении проводятся по технологической схеме 2001 года. Она была утверждена Центральной комиссией по разработке месторождений горючих полезных ископаемых Министерства энергетики РФ протоколом № 2769 15 ноября 2001 года.

Месторождение по своим запасам является одним из самых крупных, а по геологической структуре достаточно сложным для разработок.

Месторождение имеет следующие отличительные особенности:

- огромную площадь нефтяных запасов;
- многопластовость скважин;
- несколько этапов проектировки и развития системы разработки месторождения;
- территория имеет особый статус недропользования.

Нефтеносность установлена в неокомских отложениях в таких горизонтах, как АС 7, 8, 9, 10, 11, 12. В разработку из всех включены только три основных – 10, 11, 12. В указанных горизонтах сосредоточено наибольшее количество запасов – 96,9 %. При этом в нефтяной свите АС 12 заключено наибольшее количество – 54,9%.

С момента первых разработок на рассматриваемом месторождении, учитывая данные от 2010 года, фонд скважин насчитывал 1167 штук, количество добывающих из которых составило 836, а нагнетательных 331. Наиболее полная характеристика скважин месторождения представлена в

таблице 2.1. На рисунках 2.1, 2.2 приведены данные по нагнетательным скважинам.

Таблица 2.1 – Характеристика фонда скважин

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин			
		АС <sub>10</sub>	АС <sub>11</sub>	АС <sub>12</sub>	Всего по месторождению
Фонд добывающих скважин	Пробурено	482	610	571	836
	Возвращено с других горизонтов	0	0	0	0
	Всего	482	610	571	836
	В том числе:				
	Действующие	423	523	496	688
	из них фонтанные	22	21	24	38
	ЭЦН	378	474	430	598
	ШГН	22	26	41	50
	СТР	1	2	1	2
	Бездействующие	27	29	36	52
	В освоении после бурения	9	10	11	11

Продолжение таблицы 2.1

	В консервации	2	6	3	10
	Контрольные	0	0	5	5
	Пьезометрические	1	1	2	4
	Переведены под закачку	0	0	0	0
	Переведены на другие горизонты	0	0	0	0
	Ликвидированные	19	41	18	66

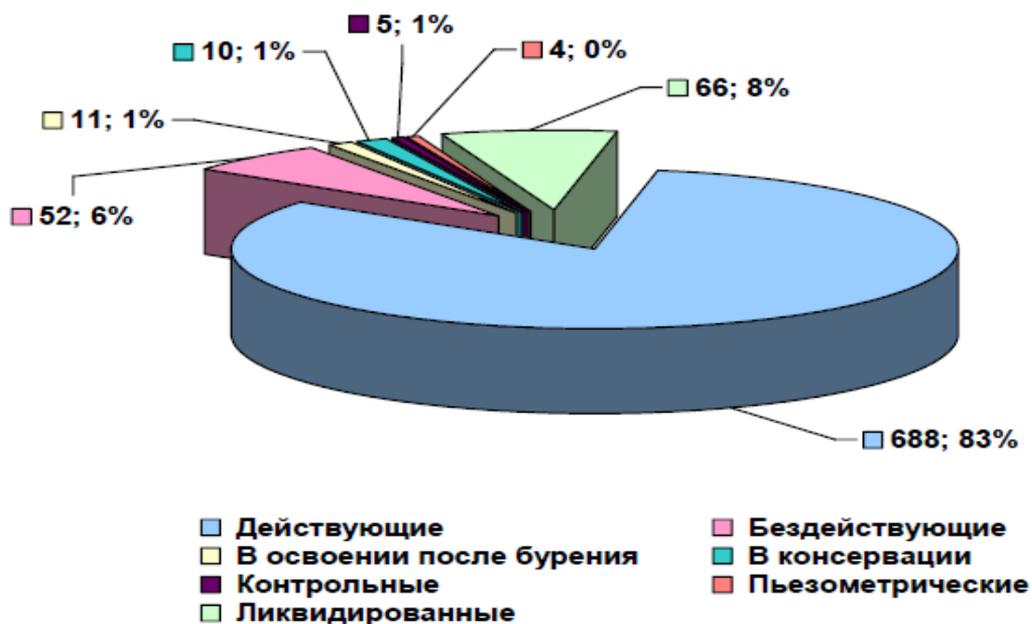


Рисунок 2.1 – Характеристика фонда добывающих скважин по состоянию на 01.01.2010 г.

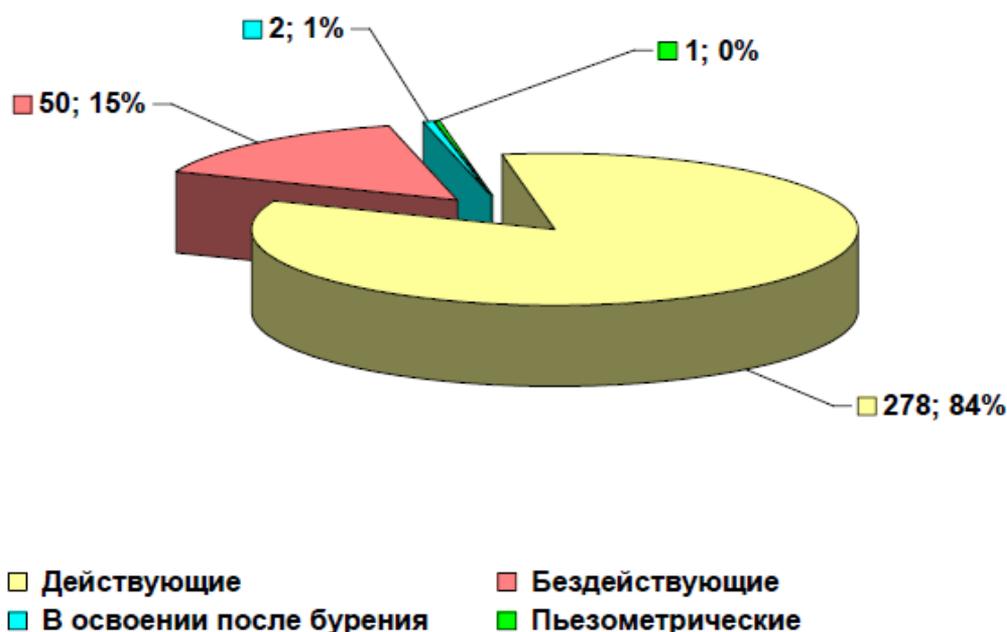


Рисунок 2.2 - Характеристика фонда нагнетательных скважин по состоянию на 01.01.2010г.

Как уже отмечалось, месторождение является многопластовым. Разработке в основном подвергаются пласты АС 10, 11, 12. Кроме того, в разработку регулярно вводятся новые скважины. Большая часть скважин в настоящее время обводнена на 9,5-25,1 %. Учитывая, что обводненность всего месторождения составляет 22,1 %.

По данным проведенного анализа в 2010 году, нефтедобыча с пласта АС 12 составила 11 210 тонн. Фонд скважин, при помощи которых добывалась с пласта нефть, составил 571 скважина, из них 496 была действующей, нагнетательных скважин было 210 штук, 172 из которых также были действующими.

С первых разработок по пласту АС 11 было добыто 43 633 тонн нефти. По исследовательским данным, добывающих скважин насчитывалось 610, действующих из них было 523, нагнетательных скважин 219, 206 из которых являлись действующими.

По горизонту АС 10 было добыто 11 778 тонн. Всего добывающих скважин было 482, 423 из которых было действующими, а нагнетательных 176, действующими были 157.

## 2.3 Критерии выбора скважин для гидроразрыва пласта

Критерии отбора скважин были составлены с учетом особенной геологического строения X месторождения, а также проекта разработки.

Рассмотрим каждый критерий:

1. Гидроразрыв пласта проводится в местах, где крепкие породы, слабопроницаемые и цементированные;
2. Гидроразрыв предпочтительно проводить на скважинах, в которых наблюдается высокое пластовое давление, высокая остаточная нефтенасыщенность;
3. Обводненность скважин при гидроразрывах не должна быть выше 75 %;
4. Гидроразрыв не проводится в скважинах, которые находятся близко от нагнетательных очагов, а также вблизи газонефтяного или водонефтяного контура;
5. Расстояние между местом, где планируется гидроразрыв, и нагнетательной скважиной не должно быть меньше 100 м;
6. Толщина продуктивного пласта, который будет подвергаться разрыву, должна быть в диапазоне от 2 до 15 м;
7. Многоразовые и поинтервальные гидроразрывы можно проводить в тех скважинах, которые имеют толщину более 15 м;
8. Гидроразрыв не осуществляется в колоннах, которые имеют технические неисправности, а также если существует вероятность недостаточной высоты подъема цемента, при плохом качестве цементного кольца за колонной. Цемент должен быть в хорошем состоянии и находится от места перфорации ниже или выше 10 м;
9. Гидроразрыв лучше проводить в обсаженных и перфорированных скважинах. Скважины с открытым забоем не рекомендуются к гидроразрыву;
10. Рентабельность средств, затраченных на проведение гидроразрыва.

Критерии отбора скважин ежегодно подвергаются пересмотру и либо их количество увеличивается, либо сокращается.

В настоящее время на разработках в Западной Сибири скважины для гидроразрыва отбирают исходя из следующих критериев:

1. Объемы жидкости должны находиться в пределах 10 м<sup>3</sup>/сут;
2. Толщина перфорации должна быть не менее 3 м;
3. Обводненность должна составлять не менее 30 %;
4. Запасы, которые должны оставаться, в пласте должны составлять 70 % от первоначального их числа.

При отборе скважин для гидроразрывов также учитываются:

- геологическая структура пласта;
- геолого-промысловые условия на территории пласта;
- работоспособность нагнетательных и добывающих скважин, которые находятся в непосредственной близости.

## **2.4 Технология проведения гидравлического разрыва**

Гидроразрыв пласта, или гидравлический разрыв, сокращенно ГРП, представляет собой эффективный метод нефтеотдачи и интенсификации путем воздействия на призабойную зону. Гидроразрыв используют на многих разработках, и каждый год число обрабатываемых добывающих и нагнетательных скважин достигает 1500 – 2500 штук.

При гидроразрыве происходит нагнетание жидкости в скважину под влиянием высокого давления. После этого в призабойной части пласта формируются трещины, а в случае, если они уже имелись, происходит их раскрытие. По окончании процесса давление на пласт уменьшают, а трещины, как правило, смыкаются. Для того, чтобы этого не произошло, в скважину одновременно с жидкостью закачивают так называемый расклинивающий агент. Обычно в качестве агента используют крупнозернистый песок. В итоге, проницаемость залежей в призабойной зоне увеличивается, трещины, в свою очередь, связывают скважину с местами забоя, которые находятся на

удаленном расстоянии. Диаметр таких трещин может равняться нескольким десяткам метров.

Объемы в скважинах, которые были подвержены гидроразрыву, увеличиваются в десятки раз. При этом в призабойном участке сопротивление снижается во много раз, также увеличивается приток жидкости из высокопродуктивных зон, находящихся от ствола скважины на удаленном расстоянии.

Рассмотрим процесс появления трещин, которые формируются после проведения гидравлического разрыва. При помощи насосных установок в скважину нагнетается давление. Рабочая жидкость под действием давления в первую очередь проникает в породы с высокой проницаемостью. Тем временем, в вертикальной части пласта между прослойками породы создается разность давлений. Образуется она за счет того, что в прослойках с высокой проницаемостью давление получается намного выше, чем в прослойках с низкой проницаемостью или в тех, которые не проницают вовсе. Затем разрывающие силы начинают воздействовать на проницаемый пласт сверху и снизу, а вышележащие породы начинают деформироваться. После чего образуются горизонтальные трещины, преимущественно на границе прослоек.

Уровень давления, которым планируется воздействовать на пласт, определяется с учетом следующих факторов:

- наличие горного давления;
- структура породы;
- наличие давления в пластах;
- количество трещин и др.

Влияние любого из факторов может привести к тому, что давление гидроразрыва в пределах одного и того же пласта может быть разным. На практике, наблюдается такая ситуация, при которой при гидроразрыве давление самого разрыва намного ниже, чем горное. Такие ученые как С.А. Христианович и Ю.П. Желтов объясняют данное явление тем, что в продуктивных пластах присутствуют также микро и макротрещины, а глина и

глинистые пласты, встречающиеся при бурении и выдавливающиеся в ствол скважины под действием веса вышерасполагающихся пород, способны деформироваться.

Гидравлический разрыв состоит из следующих последовательно проводимых этапов:

1. Установка производственного пакера, своего рода уплотнителя.
2. Закачка жидкости создания трещин или расширения уже существующих.
3. Закачка песконосителя одновременно с расклинивающим агентом, который закрепит трещины или сохранит их в раскрытом состоянии.
4. Закачка продавочной жидкости, которая вытеснит песок из насосно-компрессорных установок и ствола скважины в трещины.

Жидкости, которые используются при гидроразрыве, называются рабочими. Они должны отвечать следующим требованиям:

1. В добывающих скважинах должны использоваться жидкости на углеводородной основе, а водонагнетательных на водной. Поскольку рабочая жидкость не должна уменьшать проницаемость породы пласта.
2. Жидкость должна легко растворяться в пластовых жидкостях. Условие является обязательным, потому что после разрыва пласта, рабочая жидкость не должна оставаться в сформированных трещинах или пространствах пород. Имея способность растворяться в пластовых флюидах, рабочая жидкость не задержится и будет удалена вместе с ними.
3. Жидкость должна иметь неизменную вязкость в течение всего процесса.

Первая рабочая жидкость именуется жидкостью разрыва. Она закачивается в скважину под давлением, которое нарушает целостность пород. Показатели вязкости жидкости должны варьироваться в пределах 50-500 мПа\*с

и зависит от степени проницаемости пород. Поэтому в некоторых случаях используют жидкость с вязкостью до 2000 мПа\*с.

Жидкостью разрыва может быть:

- сырая нефть без примеси газов;
- нефть с мазутными примесями;
- эмульсия нефти и кислотного раствора;
- эмульсия, не впитывающая воду, то есть гидрофобная;
- эмульсия керосина и кислотного раствора.

Эмульсии изготавливаются механическим способом и образуются в результате смешения компонентов с добавлением необходимых химических реагентов, к примеру, поверхностно-активных компонентов. В нагнетательных скважинах в качестве рабочей жидкости применяют чистую или загущенную воду. Загустителями являются вещества, в основе которых присутствует крахмал. К ним можно отнести полиакриламид (ПАА), сульфитный щелок (ССБ), карбоксиметилцеллюлозу (КМЦ).

Следующая рабочая жидкость применяется на стадии транспортировки песка с поверхности пласта до трещины и впоследствии наполняет их. Именуется песконосителем. Свойства этой жидкости: высокая пескоудерживающая способность, слабая фильтрация. Способность песконосителя удерживать песок в подвешенном состоянии напрямую зависит от ее свойства вязкости. Высокая вязкость песконосителя достигается путем добавления загустителя. Загустителем для углеводородной жидкости, которой являются дизтопливо, дегазированная нефть и т.д., является соль органических кислот, коллоидные либо высокомолекулярные соединения нефти, к примеру, такие как нефтяной гудрон. В качестве песконосителя могут быть также использованы жидкости, которые используются и для гидроразрыва пласта. В настоящее время большинство разработок применяют для гидроразрыва жидкость на водной основе. Во многом ей отдают предпочтение потому, что вода имеет низкую стоимость, доступна в любом

регионе, обладает отличными свойствами растворять различные вещества, облагораживать рабочие жидкости.

Еще одной рабочей жидкостью является продавочная. Применяется она с целью вытеснения второй жидкости – песконосителя. Жидкость вытесняет песконоситель из насосно-компрессорных установок, благодаря которым происходит процесс гидроразрыва. Объем продавочной жидкости зависит от вместимости насосно-компрессорных труб, а также от объема ствола скважины в диапазоне вскрытого продуктивного пласта.

В качестве продавочной может применяться любая дешевая и легкодоступная субстанция, которая имеет низкую вязкость. Продавочная жидкость способна уменьшить потери напора. Как правило, применяется обычная вода.

Песок в гидроразрыве используется как наполнитель трещин, которые образуются в процессе разрыва. Используется он для того, чтобы предупредить смыкание трещин после того, как давление разрыва уменьшится. Поэтому песок необходим такой, который не позволит трещинам сомкнуться вновь, то есть должен быть механически крепким и при этом проницаемым. Кварцевый песок с однородной структурой как раз подходит для этих целей. Песочные крупинки должны быть не больших размеров, примерно около 0,26-1,6 мм.

Однако не на всех разработках при гидроразрыве используется песок. Во-первых, потому что песок имеет высокую плотность – 2 650 кг/м<sup>3</sup>. Во-вторых, потому что материал обладает низкой прочностью. При разработках на многих месторождениях песок, как правило, заменяют на другой материал. Вместо него используют мелки шарики из стекла, гранулированный боксит, либо вовсе применяют скорлупу грецкого ореха. Насколько успешным был проведенный гидравлический разрыв, можно проследить по трещинам, которые образовались. Как и полагается, чем больше размер трещин, тем лучше. От размера трещин зависит будет обрабатываться пласт или нет. Количество песка, которое потребуется для того, чтобы образовались трещины с большим размером, должно равняться примерно 20 тоннам. Учитывая, что

песок закачивается порционно. Первые порции составляет около 30-40 % от общего количества закачиваемого песка. Если на разработке все-таки приняли решение о том, что при разрыве будет использован песок, то он должен быть очень мелким. Крупинки его должны иметь очень маленький размер, всего около 0,15-0,5 мм. Тем не менее, в дальнейшем переходят на песок с более крупными песчинками. Плотность песка должна приходиться на значения от 40 до 600 кг/м<sup>3</sup>.

При определении объема жидкости для гидроразрыва, также должны выполняться несколько условий:

1. При разрыве пород с высокой плотностью на каждые 10 м толщины должно приходиться около 6 м<sup>3</sup> жидкости. При этом вскрытый участок толщины не должен превышать 20 м. Если участок более 20 м, то на каждые последующие 10 м объем жидкости увеличивают примерно на 1-2 м<sup>3</sup>.
2. При разрыве пород с низкой плотностью количество жидкости увеличивают примерно в 1,5-2 раза исходя из того объема, который требуется для взрыва пород с высокой плотностью.

При планировании гидроразрыва важно учесть качество цементного кольца в том месте, где предполагается разрыв, а также расстояние от контакта воды с нефтью или водоносного горизонта, состояние эксплуатационной колонны и устья скважины.

Перед проведением гидроразрыва проводят исследование скважины:

- определяют дебит;
- давление в призабойной зоне;
- давление в пласте;
- коэффициент продуктивности для добывающих скважин;
- коэффициент приемистости для нагнетательных скважин.

Место забоя скважины перед разрывом промывают водой, водными структурами ПАВ или растворителями. В некоторых случаях, в предполагаемом месте забоя проводят гидропескоструйную перфорацию.

После мытья, чистки и шаблонирования скважины, устанавливают насосно-компрессорные устройства. Для этого установку спускают в колонну. Через нее в дальнейшем пускают рабочие жидкости.

Для того чтобы защитить эксплуатационную колонну от воздействия высокого давления, в месте гидравлического разрыва устанавливают уплотнитель, или по-другому пакер. Пакер предназначен разделять верхнюю часть ствола скважины от фильтровой зоны. При выполнении разрыва сила давления, которая должна приходиться на ось, при наличии пакера, приходится на него, а впоследствии передается на якорь. Именно с помощью этого пакера удерживается, не позволяя насосно-компрессорным установкам сдвигаться вверх.

В зависимости от технологии, которая используется при гидроразрыве, может быть установлен и второй пакер.

После того как насосно-компрессорные установки спускают в скважину, устье обустривают специальной головкой. Головку и установки подключают друг к другу таким образом, чтобы рабочие жидкости и закрепляющие материалы смогли быть закачаны в пласт.

В процессе гидроразрыва используются следующие установки и агрегаты:

1. Типа KENWORTH TEXACO MEROPA-68. Рассчитаны на максимальное рабочее давление равное 100 МПа.
2. Пескосмесительные агрегаты блендер типа ДЕТРОЙТ-12V71-дизель.
3. Типа KENWORTH, которые позволяют транспортировать песок в количестве до 25 тонн, вводить песок в поток жидкости дозированно, изготавливать песчаножидкостную смесь;
4. Блок манифольда собирают из труб длиной 0,61 м, 1,22 м и 3,05 м, внутренний диаметр которых составляет 60 мм, толщина стенок 12 мм, а рабочее давление блока достигает 100 МПа. Используют для обвязки нескольких насосных установок.

5. Цементируемый агрегат ЦА-320. Используют с целью поддержания давления в затрубном пространстве в течение всего процесса гидроразрыва, около 12 МПа, а также с целью уменьшения разности давления над пакером и под ним.
6. Автоцистерна АЦ-10 и прицеп-цистерна ПЦ-8-8350. Предназначены для перевозки жидкости.
7. Пакер ОМЕГАМАТИК.
8. Скрепер для очистки интервала посадки пакера.
9. Шаблон для шаблонирования ствола скважины.
10. Перо-воронка.
11. Воронка.
12. Колонна труб НКТ, которую собирают из труб марки N-80, как зарубежного, так и отечественного производства.

В процессе гидроразрыва применяют обычные емкости-буллиты, объем которых составляет около 50 м<sup>3</sup>. Транспортируют их при помощи буллитовоза на базе марки KENWORTH, который самостоятельно, с использованием лебедки, принимает стандартные емкости, перевозит и устанавливает их в другом месте.

Расклинивающий реагент представлен искусственным песком марки PROPANT, являющийся отходом алюминиевого производства. Крупинки песка округлой формы, размер их варьируется от 0,42 мм до 0,83. Плотность песка составляет 1,71 кг/м<sup>3</sup>.

Насосные установки между собой и между устьевым оборудованием обвязываются блоками манифольда 1БМ-700. Обвязка применяется в момент нагнетания рабочей жидкости в скважину. Блоки манифольда встраиваются на автомобильное шасси и представляют собой напорный и приемный коллектор.

Контроль за процессом гидроразрыва ведется при помощи манометров и расходомеров, которые имеют свойства показывать и записывать информацию.

Перед выполнением гидроразрыва выясняют, какое давление сможет «принять» скважина. С этой целью, жидкость начинают закачивать в скважину на низкой скорости – первой или второй, при помощи одной насосной установки. Жидкость закачивают до тех пор, пока давление на устье не выровняется. На такую проверку обычно уходит не более 20 минут. Также производят замеры объема жидкости, которая при этом расходуется, и уровень давления. Скорость закачки со временем увеличивают. Трещины в пласте начинают формироваться тогда, когда коэффициент приемистости, то есть отношение расхода жидкости к давлению, при закачке жидкости с максимальным расходом увеличивается в 3-4 раза по сравнению с коэффициентом приемистости на минимальной скорости закачки. Если разрыва пласта не происходит с первого раза, то все вышеописанные действия повторяют еще раз, до момента взрыва. При повторях применяют уже другую жидкость, вязкость которой значительно выше.

После того, как разрыв пласта произошел, происходит закачка жидкости с высокой степенью вязкости и имеющей слабую фильтрацию объемом около 3-4 м<sup>3</sup>. Это позволяет увеличивать развитие трещин и облегчать ввод в них расклинивающего агента.

В дальнейшем жидкость с песком закачивают с такой же скоростью, при которой произошел разрыва пласта. Продавочную жидкость закачивают уже после песконосителя. При этом скорость закачки не снижают.

После того, как песчано-жидкостную смесь перестают закачивать в трещину, скважину закрывают. После закрытия скважину не трогают до того момента, пока давление на устье не нормализуется. Пакер из скважины вынимают, саму скважину промывают до забойного участка и начинают разрабатывать.

На скважине может быть проведено несколько поинтервальных гидравлических разрыва. Случается это, если пласт имеет большую толщину или существует несколько вскрытых участков. В такой ситуации отработанные участки изолируют песчаной пробкой или другими специальными материалами

перед следующим интервальным разрывом. Это позволяет ограничить поступление жидкости в уже образованную трещину.

## **2.5 Анализ эффективности применения ГРП на X месторождении**

После гидравлического разрыва были введены в эксплуатацию две скважины № 303 и № 5228 после непродолжительного свабирования. Скважины № 5230 и № 5222 были освоены азотированием при помощи гибких насосно-компрессорных труб. Последний способ оказался наиболее быстрым и достаточно эффективным. В настоящее время все скважины функционируют естественным фонтанированием с установленными штуцерами около 8-10 мм.

Первоначальный уровень добычи жидкости на всех скважинах месторождения был высоким. Максимальный объем достигал 450 м<sup>3</sup>/сут.

Значительный вынос пропанта, или расклинивающего агента, может быть объяснен как большим дебитом в первые дни отработки скважины, так и тем, что данное проявление было предсказуемым в виду большого объема пропанта, закаченного в пласт. Теоретически, обратному выносу подвержено до 10% от закаченной массы пропанта, по причине того, что расклинивающий агент поддается частичному разрушению, пачка пропанта нестабильна, гель имеет остаточную вязкость.

История разработки скважин № 5230, № 5228, № 5222 (рисунки 2.3-2.6) после гидравлического разрыва невелика, поэтому эксплуатация скважины № 303 представляется более показательной (рисунок 2.10). Поскольку именно на этой скважине добыча после разрыва ведется больше одного года, а следовательно стабильно эксплуатируется.

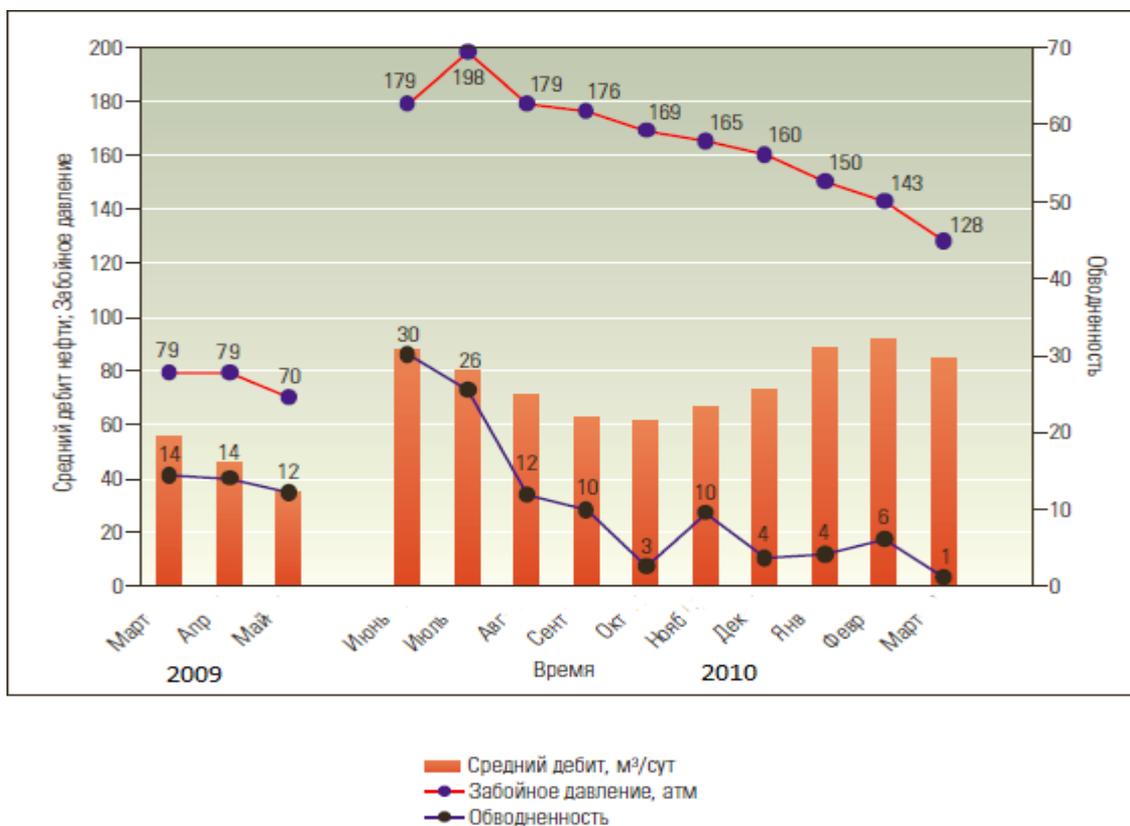


Рисунок 2.3 - Уровень добычи до и после ГРП. Скважина № 5230

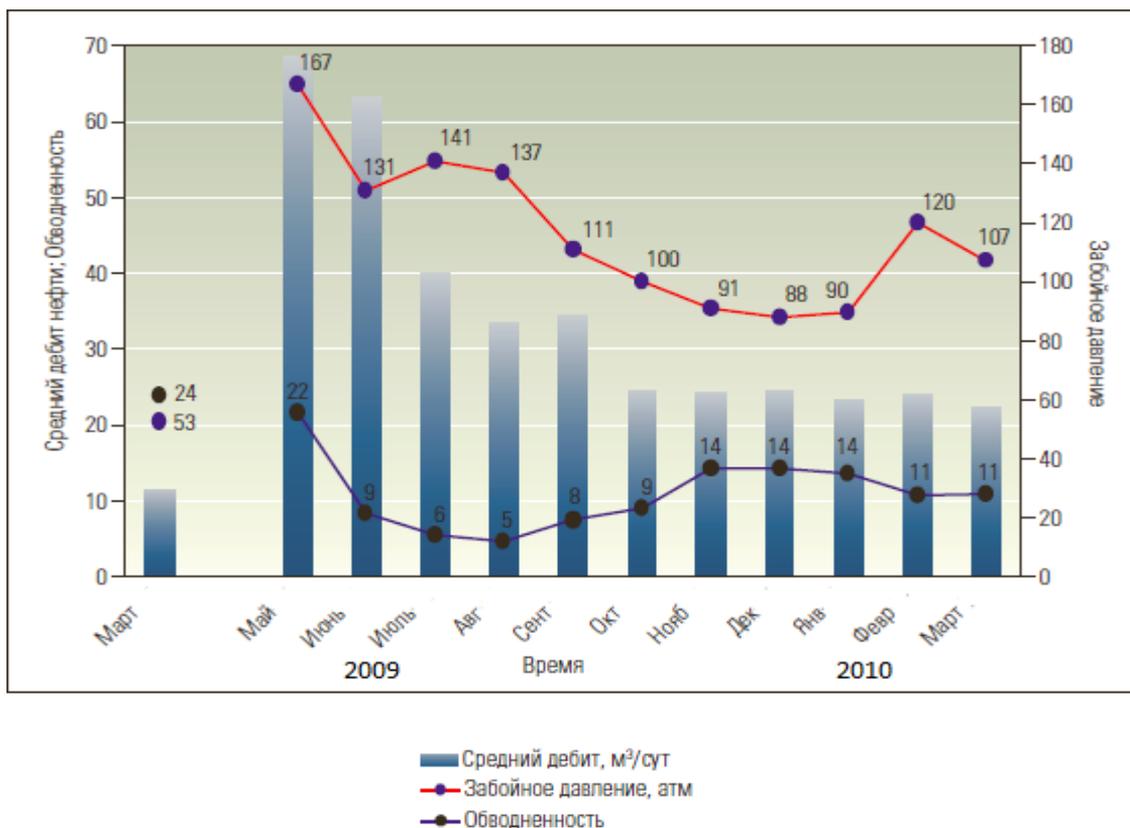


Рисунок 2.4 - Уровень добычи до и после ГРП. Скважина № 5228

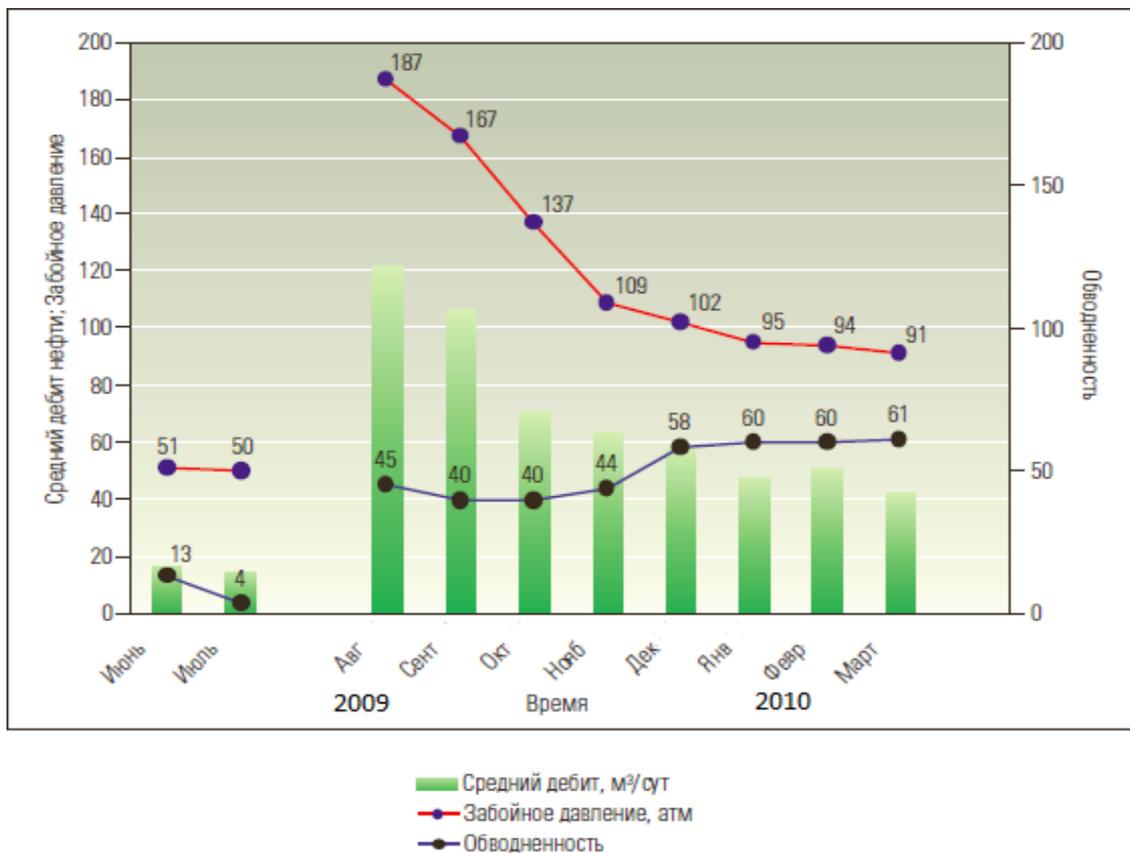


Рисунок 2.5 - Уровень добычи до и после ГРП. Скважина № 5222

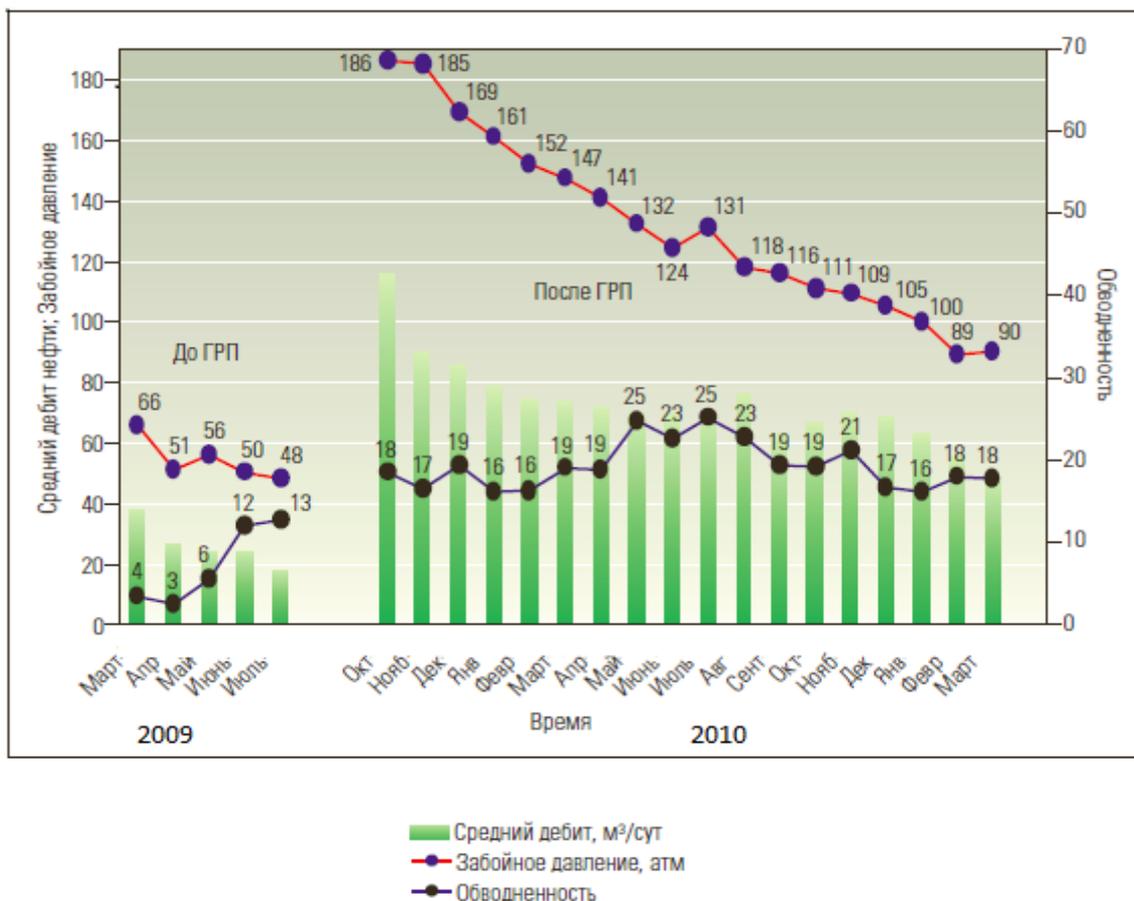


Рисунок 2.6 - Уровень добычи до и после ГРП. Скважина №303

При проектировании гидравлического разрыва на скважине № 5222 учитывался тот факт, что подошвенная заглинизированная часть залежи является нефтесыщенной. Исходя из этого, ожидалось, что обводненность скважинной продукции, достигнет 40-50 %. На практике, в первые месяцы разработок на месте гидроразрыва, указанный прогнозный процент обводненности подтвердился. Объемы нефти при этом достигали 35-40 тонн в сутки.

По данным на декабрь 2010 года, процент обводненности возрос до 61 %. Указанная тенденция роста обводненности в продукции скважины объясняется тем, что был усилен водонефтяной контакт.

Коэффициент продуктивности скважин после гидравлического разрыва в среднем вырос в 10 раз с 0,1 м<sup>3</sup>/сут/атм до 1 м<sup>3</sup>/сут/атм. Продуктивность скважин после гидроразрыва возросла за счет целого набора факторов. Среди них:

- увеличение эффективного размера скважины;
- вовлечение в разработку всей нефтенасыщенной мощности пласта;
- глубокое проникновение в продуктивный пласт.

Указанные факторы позволили приобщить к эксплуатации максимальное количество продуктивных пропластков, в том числе удаленных, гидродинамически изолированных объектов залежи, которые не вырабатываются без метод гидравлического разрыва.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б4В	Водопьянову Егору Игоревичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Нефтегазовое дело</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело (21.03.01)

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Наряд на проведение мероприятия, расчет затрат на проведение мероприятия и дополнительной добычи нефти.</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы времени работы техники.</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Коэффициент районный 50%; Коэффициент северный 70%; Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%.</i>

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Экономическая эффективность проведения мероприятия.</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет прибыли от реализации продукции, индекса доходности и экономической эффективности проведения мероприятия.</i>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	К.т.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Водопьянов Егор Игоревич		

### 3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

#### 3.1 Анализ основных технико-экономических показателей разработки.

X месторождение разрабатывается с 1988 года. За 30 год разработки, добыча нефти постоянно растёт.

Если в 1988 году она составляла 2300 тонн нефти, то к 2018 году достигла 25 млн. т., добыча жидкости возросла от 2300 до 1608000 т.

Таким образом к 2018 году накопленная добыча нефти составила 450 млн. т.

С 1991 года для поддержания пластового давления в эксплуатацию вводятся нагнетательные скважины и начинается закачка воды. На конец 2018 года нагнетательный фонд составляет 254 скважины, а закачка воды росла с 100 до 3283 тыс. т. к 2018 году. С ростом закачки увеличивается средний дебит действующих скважин по нефти. К 2018 году дебит увеличивается, что объясняется правильным выбором количества закачиваемой воды.

Также с момента ввода в эксплуатацию нагнетательного фонда начинается рост обводнённой продукции и к 2018 году она достигает отметки – 11,3 %, первые 5 лет обводнённости - 0 % .

Фонд добывающих скважин к 2018 году составил 1400 скважины.

X месторождение является одним из самых молодых и перспективных в Западной Сибири.

В таблице 3.1 приведены основные технико-экономические показатели ОАО «РН-Юганскнефтегаз» ЦДНГ-12.

Таблица 3.1 - Основные технико-экономические показатели ОАО «РН-Юганскнефтегаз» ЦДНГ-12

Показатели	2017 г.	2018 г.
Объем добычи, тыс. т.	4798,5	4934,1

### Продолжение таблицы 3.1

Среднесуточный дебит скважин, т/сут	47,7	48,6
Эксплуатационный фонд скважин	1370	1381
Коэффициент эксплуатации	0,95	0,958
Численность ППП, чел.	1310	1310
Производительность труда, т/чел.	36630	37665
Полная себестоимость товарной нефти, тыс. руб.	4124558	4245679
Себестоимость одной тонны нефти, руб.	28240	29875

### 3.2 Экономическое обоснование проводимых мероприятий

Гидравлический разрыв пласта используется для повышения нефтеотдачи пластов месторождений вступивших в третью и четвертую стадии разработки, а также для освоения новых месторождений, где коллекторские свойства пластов оставляют желать лучшего.

В предыдущих частях работы был рассмотрен гидравлический разрыв пласта как элемент разработки месторождения, техника и технология гидро-разрыва. Произведена оценка технологического эффекта, получаемого от проведения гидроразрывов. В этой части проводится экономическое обоснование целесообразности проведения ГРП.

### 3.3 Расчёт дополнительной добычи нефти.

Прирост добычи нефти определяется по формуле:

$$\Delta A = (q_2 - q_1) \cdot 365 \cdot k_{\text{Э}} - \Delta A_{\text{Р}}, \quad (3.1)$$

где  $q_1, q_2$  – среднесуточный дебит по скважине по нефти до и после обработки.

$k_{\text{Э}}$  – коэффициент эксплуатации скважины;

$\Delta A_{\text{Р}}$  – расход нефти на проведение мероприятия и потери нефти в результате простоя скважины при проведении мероприятия.

$$\Delta A_{\text{Р}} = t \cdot \frac{q_1}{24}, \quad (3.2)$$

где  $t$  – норма времени на проведение ГРП,  $t = 260$  час;

24 – число часов в сутках.

$$\Delta A_{\text{Р}} = 260 \cdot \frac{12}{24} = 130 \text{ т.}$$

Определим суммарный прирост добычи нефти:

$$\Delta A = (45,3 - 12) \cdot 365 \cdot 0,937 - 130 = 11258,7 \text{ т/год};$$

Аналогично находим данные для остальных скважин и заносим их в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 - Показатели добычи нефти для первого года эксплуатации

Номер скважины	$q_1$ , т/сут	$q_2$ , т/сут	$\Delta A_{\text{Р}}$ , т	$\Delta A$ , т
5230	12	45,3	130	11258,7
5228	11	30	119	6379,09
5222	13	45	140,8	10803,36
Общая добыча нефти				28441,15

Находим изменение дебита по годам на ближайший год при коэффициенте изменения  $K_{\text{ИЗМ}} = 0,92$ .

Изменение дебита для второго года по первой скважине находим по формуле:

$$q_{21} = K_{\text{изм}} \cdot q_2 = 0,92 \cdot 45,3 = 41,7 \text{ т/сут}; \quad (3.3)$$

Аналогично находим изменения дебита за год по остальным двум скважинам. Так же находим дополнительную добычу нефти по формулам (3.1) и (3.2) и полученные результаты заносим в таблицу 3.3 для второго года.

Таблица 3.3. – Показатели добычи нефти для второго года эксплуатации

Номер скважины	q1, т/сут	q21, т/сут	ΔAp, т	ΔA, т
5230	12	41,7	130	10027,5
5228	11	27,6	119	5558,3
5222	13	41,4	140,8	9572,1
Общая добыча нефти				25157,9

### 3.4 Расчет себестоимости продукции

Себестоимость добычи нефти до проведения ГРП определяется на основе фактических данных ОАО «РН-Юганскнефтегаз» в базовом периоде. Изменение себестоимости после проведения ГРП определяется его влиянием на отдельные статьи калькуляции. Поэтому методику расчета изменения затрат рассмотрим по всем статьям калькуляции добычи нефти за первый год.

Расходы на энергию по извлечению нефти определяются по формуле (3.4):

$$\Delta Z_{\text{Э}} = \Delta A \cdot Ц_{\text{Э}} = 28,441 \cdot 95,59 = 2718,7 \text{ тыс. руб.}, \quad (3.4)$$

где ΔA – дополнительная добыча нефти, тыс.т.;

Ц<sub>Э</sub> – удельные затраты на одну тонну нефти по статье «Расходы на энергию по извлечению нефти».

Расходы по искусственному воздействию на пласт:

$$\Delta Z_{\text{В}} = \Delta A \cdot Ц_{\text{В}} = 28,441 \cdot 87,67 = 2493,4 \text{ тыс. руб.}, \quad (3.5)$$

где  $C_B$  – удельные затраты на одну тонну нефти по статье «Расходы по искусственному воздействию на пласт»;

Расходы по сбору и транспортировке нефти:

$$\Delta Z_T = \Delta A \cdot C_T = 28,441 \cdot 116,89 = 3324,4 \text{ тыс.руб.}, \quad (3.6)$$

где  $C_T$  – удельные затраты на одну тонну нефти по статье «Расходы по сбору и транспортировке нефти».

Расходы по технологической подготовке нефти:

$$\Delta Z_{ТП} = \Delta A \cdot C_{ТП} = 28,441 \cdot 33668 = 957,8 \text{ тыс.руб.}, \quad (3.7)$$

где  $C_{ТП}$  – удельные затраты на одну тонну нефти по статье «Расходы по технологической подготовке нефти».

Для необходимых расчетов расходов на содержание и эксплуатацию оборудования при ГРП, составим наряд на производство работ и смету затрат ГРП в ОАО «РН-Юганскнефтегаз» на X месторождении.

Рассчитаем смету затрат на проведение ГРП.

Оплата труда:

Состав звена: инженер – 1 человек (361,22 руб/час); оператор четвертого разряда – 4 человека (224,25 руб/час); оператор пятого разряда – 2 человек (258,38 руб/час).

Находим расходы на заработную плату рабочим  $Z_T$ , руб:

$$Z_T = a \cdot T_{\Sigma} \cdot Ч_p, \quad (3.8)$$

где  $a_i$  – часовая тарифная ставка, руб/час;

$T_{\Sigma}$  – время, затраченное на проведение мероприятия, час;

$Ч_p$  – численность рабочих соответствующего разряда.

$$Z_T = 224,25 \cdot 250,5 \cdot 4 + 258,38 \cdot 250,5 \cdot 2 + 361,22 \cdot 250,5 \cdot 1 = 444632,49 \text{ руб.}$$

Доплата за работу во вредных условиях:

$$444632,49 \cdot 2 \cdot 0,3 = 266779,5 \text{ руб/час.}$$

Премияльная доплата  $D_{ПР}$ , руб:

$$D_{ПР} = Z_T \cdot 0,75 = 444632,49 \cdot 0,75 = 333474,37 \text{ руб.} \quad (3.9)$$

Доплата по северному и районному коэффициенту  $D_p$  и  $D_c$ , руб:

$$D_{P,C} = (Z_T \cdot D_{ПР}) \cdot K_{P,C}, \quad (3.10)$$

где  $K_{P,C}$  – коэффициент районный и северный;

$$D_P = (444632,49 + 333474,37) \cdot 0,5 = 389053,42 \text{ руб.}$$

$$D_C = (444632,49 + 333474,37) \cdot 0,7 = 544674,78 \text{ руб.}$$

Затраты на оплату труда найдем по формуле:

$$D = \sum D = 444632,49 + 266779,5 + 333474,37 + 389053,42 + 544674,78 = 1978614,56 \text{ руб.} \quad (3.11)$$

Найдем отчисления на социальные нужды:

$$1978614,56 \cdot 0,3 = 593584,37 \text{ руб.}$$

В таблице 3.4 представлены расходы на материалы и по формуле (3.12) находим общие затраты.

$$Z_{MAT} = \sum Z_{MAT i}, \quad (3.12)$$

где  $Z_{MAT i}$  –затраты на материалы, используемые при проведении мероприятия, руб.

$$Z_{MAT} = 15001 + 103677 + 16,740 + 29890 + 34 = 148618,7 \text{ руб.}$$

Таблица 3.4 – Материалы, применяемые при ГРП

Материал	Количество материала, n	Затраты $Z_{MAT i}$ , руб.
Сырая нефть, т.	30	15001
Проппант, т.	8	103677
САТ НС – 2, л.	175	16,740
САТ НС – Аст, л.	150	29800
НГА – В, кг.	34,8	34

Расходы на прокат специальной техники определяем по формуле (3.13):

$$Z_{ТЕХ} = \sum Ч_{ТЕХ} \cdot K_{ТЕХ}, \quad (3.13)$$

где  $Ч_{ТЕХ}$  – норма времени для машины, руб./час;

$K_{ТЕХ}$  – стоимость одного часа проката машины, руб./чел:

$$Z_{ТЕХ} = 4 \cdot 6,3 \cdot 3585 + 1 \cdot 8,1 \cdot 2096 + 1 \cdot 4,9 \cdot 801 = 122098 \text{ руб.}$$

Затраты на амортизацию оборудования:

$$Z_a = Z_1 + Z_2, \quad (3.14)$$

где  $Z_1$  – затраты на амортизацию емкостей, руб.;

$Z_2$  – затраты на амортизацию устьевой арматуры, руб.

Затраты на амортизацию оборудования определяем по формуле (3.15):

$$Z_i = C \cdot N_a \cdot T, \quad (3.15)$$

где  $C$  – балансовая стоимость оборудования, руб.;

$N_a$  – годовая норма амортизации, %;

$T$  – время проведения мероприятия.

$$Z_i = 30999 \text{ руб.}$$

Цеховые расходы 160,6 % к зарплате:

$$\frac{1978614,56 \cdot 160,6}{100} = 3177654,99 \text{ руб.}$$

Общепроизводственные расходы:

$$1978614,56 \cdot 1,87 = 3700009,23 \text{ руб.}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Смета затрат на проведение ГРП

Наименование статей	На одну обработку, руб.
Затраты на оплату труда	1978614,56
Отчисления на социальное страхование	593584,37
Материалы	148618,7
Амортизация	30999
Электроэнергия	978
Транспортные услуги	122098
Цеховые расходы	3177654,99
Общепроизводственные расходы	3700009,23
Итого	9752556,85
Нормативное время на одну обработку, час.	250,5

Расходы по эксплуатации оборудования:

$$\Delta Z_{\text{ЭКС}} = N \cdot C_{\text{ЭКС}} = 3 \cdot 1510,8 = 4532,4 \text{ тыс. руб.}, \quad (3.16)$$

где  $C_{\text{ЭКС}}$  – цена проведения одного ГРП;

$N$  – количество скважин.

Расходы на воспроизводство МСБ:

$$\Delta Z_{\text{М}} = \Delta A \cdot C_{\text{М}} = 15,537 \cdot 91,13 = 1415,9 \text{ тыс. руб.}, \quad (3.17)$$

где  $C_{\text{М}}$  – удельные затраты на одну тону нефти по статье «Прочие расходы».

Плата за недра:

$$\Delta Z_{\text{Н}} = \Delta A \cdot C_{\text{Н}} = 15,537 \cdot 67,06 = 1041,9 \text{ тыс. руб.}, \quad (3.18)$$

где  $C_{\text{Н}}$  – удельные затраты на одну тонну нефти по статье «Прочие расходы».

### 3.5 Расчет годового экономического эффекта

Экономический эффект мероприятия за расчетный период рассчитывается по формуле:

$$\text{Э}_T = P_t - Z_t, \quad (3.19)$$

где  $\text{Э}_T$  – экономический эффект мероприятия НТП за расчетный период, руб.;

$P_t$  – стоимостная оценка результатов осуществления мероприятия НТП за расчетный период, руб.;

$Z_t$  – стоимостная оценка затрат на осуществление мероприятия НТП за расчетный период, руб.

Стоимостная оценка результатов осуществления ГРП за расчетный период определяется по формуле (3.20):

$$P_t = P_{t1} \cdot \alpha_{t1} = P_{t2} \cdot \alpha_{t2}, \quad (3.20)$$

где  $\alpha_{t1}$ ,  $\alpha_{t2}$  – коэффициенты изменения по годам;

$P_{t1}$ ,  $P_{t2}$  – стоимостная оценка результатов осуществления мероприятия НТП за первый, второй года и определяются по формуле:

$$P_{t1} = Ц \cdot \Delta A = 7630 \cdot 28,441 = 217004,83 \text{ тыс. руб.}, \quad (3.21)$$

где Ц – цена одной тонны товарной нефти, руб.

Аналогично находим  $P_{t2}$ :

$$P_{t2} = 6900 \cdot 25,157 = 173583,3 \text{ тыс. руб.};$$

$$P_t = 217004,83 \cdot 1 + 173583,3 \cdot 0,864 = 360454 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимостная оценка затрат на осуществление ГРП за расчетный период определяется по формуле (3.22):

$$Z_t = Z_{t1} \cdot \alpha_{t1} = Z_{t2} \cdot \alpha_{t2}, \quad (3.22)$$

где  $Z_{t1}$ ,  $Z_{t2}$  – изменение затрат на проведение мероприятия, тыс. руб.

$$Z_t = 12176,9 \cdot 1 + 6841 \cdot 0,09091 + 6102 \cdot 0,8264 = 23438,446 \text{ тыс. руб.}$$

Экономический эффект за два года находим по формуле (3.19):

$$Z_T = 49339,163 - 23438,446 = 25900,417 \text{ тыс. руб.}$$

В результате ГРП на трех скважинах за два года добытого дополнительно 41,843 тыс. т. нефти. Экономический эффект за три года составил 25900,417 тыс. руб.

Прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия определяется по формуле:

$$П_t = P_t - C_t - H_t, \quad (3.23)$$

Где  $P_t$  – выручка от реализации продукции, тыс. руб.;

$C_t$  – себестоимость продукции с амортизационными отчислениями, тыс. руб.;

$H_t$  – общая сумма налогов и выплат с балансовой прибыли в размере 20%.

На первый год:

$$H_t = 7772,608 \cdot 0,2 = 1554,522 \text{ тыс. руб.};$$

$$П_t = 19949,508 - 12176,9 - 1554,522 = 6218,086 \text{ тыс. руб.}$$

Прирост прибыли составил 6218,086 тыс. руб.

На второй год:

$$H_t = 10010,769 \cdot 0,2 = 2002,154 \text{ тыс. руб.};$$

$$П_t = 16229,922 - 6219,153 - 2002,154 = 8008,615 \text{ тыс. руб.}$$

Прирост прибыли составил 8008,615 тыс. руб.

Производительность труда в результате проведения мероприятия находится по формуле:

$$П_y = \frac{A_2}{P_2}, \quad (3.24)$$

Где  $A_2$  – добыча нефти после мероприятия, тыс. т.;

$P_2$  – среднесписочная численность после мероприятия, чел.

На первый год:

$$П_y = \frac{4365837}{1020} = 4280,2 \text{ т/чел.};$$

На второй год:

$$П_y = \frac{4364204}{1020} = 4278,6 \text{ т/чел.}$$

### 3.6 Прибыль от реализации

Прибыль от реализации – совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат с включением в них амортизационных отчислений и в бюджетные и внебюджетные фонды. Расчет прибыли производится с обязательным приведением разновременных доходов и затрат к первому расчетному году. Дисконтирование осуществляется путем деления величины прибыли за каждый год на соответствующий коэффициент приведения:

$$П_t = \sum_{t=1}^T \frac{B_t - \mathcal{E}_t - H_t}{(1 + E_n)^{t-t_0}}, \quad (3.25)$$

Где  $П_t$  – прибыль от реализации продукции;

$T$  – расчетный период оценки деятельности предприятия;

$B_t$  – выручка от реализации продукции;

$\mathcal{E}_t$  – эксплуатационные затраты с амортизацией;

$H_t$  – сумма налогов;

$E_n$  – норматив дисконтирования, доли ед.;

$t, t_p$  – соответственно текущий и расчетный год;

Всего эксплуатационных затрат на добычу нефти на каждый год расчетного периода:

$$Z_{\text{эксп.}} = Z_{\text{тек.}} + H + A_{\text{скв.}}; \quad (3.26)$$

$$Z_{\text{эксп.}} = 80152997,2 \text{ руб.}, \text{ за } 2017\text{г.};$$

$$Z_{\text{эксп.}} = 71470646,5 \text{ руб.}, \text{ за } 2018\text{г.};$$

Итого за 2 года расчетного периода – 151623644,7 руб.

Валовая прибыль от реализации на каждый год расчетного периода:

$$P_t = B_t - (Z_{\text{эксп.}} + H_{\text{ндс.}} + H_{\text{акц.}} + H_{\text{им.}}); \quad (3.27)$$

$$P_1 = 98177146,8 \text{ руб.}, \text{ за } 2017\text{г.};$$

$$P_2 = 86749683,3 \text{ руб.}, \text{ за } 2018\text{г.};$$

Итого за 2 года расчетного периода – 184926830,1 руб.

Налог на прибыль на каждый год расчетного периода:

$$H_{\text{пр.}} = 98177146,8 \cdot 24/100 = 23562515,2 \text{ руб.}, \text{ за } 2017\text{г.}$$

$$H_{\text{пр.}} = 86749683,3 \cdot 24/100 = 20819923,9 \text{ руб.}, \text{ за } 2018\text{г.}$$

Итого за 2 года расчетного периода – 44382439,1 руб.

Прибыль предприятия на каждый год расчетного периода:

$$P_{\text{пр.}} = P_t - H_{\text{пр.}}; \quad (3.28)$$

$$P_{\text{пр.}} = 74614631,6 \text{ руб.}, \text{ за } 2017\text{г.};$$

$$P_{\text{пр.}} = 65929759,4 \text{ руб.}, \text{ за } 2018\text{г.};$$

Итого за 2 года расчетного периода – 140544391 руб.

Дисконтированная прибыль на каждый год расчетного периода:

$$P_{\text{пр.диск.}} = 64882288,3 \text{ руб.}, \text{ за } 2017\text{г.};$$

$$P_{\text{пр.диск.}} = 57330225,5 \text{ руб.}, \text{ за } 2018\text{г.};$$

Итого за 2 года расчетного периода – 122212514,8 руб.

### 3.7 Индекс доходности

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

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (\Pi_t + A_t) / (1 + E_{II})^{t-t_p}}{\sum_{t=1}^T K_t / (1 + E_{II})^{t-t_p}}. \quad (3.29)$$

Определим индекс доходности:

$$PI = (56\,058\,867,7 / 1,15) / (32\,440\,560 / 1,15) = 1,7$$

Как видим, индекс доходности является положительным, то есть  $PI > 1$ , а это является критерием эффективности проекта.

### 3.8 Экономическая эффективность проведения ГРП

Анализируя стоимость проведения ГРП можно сделать вывод, что на повышение стоимости в основном влияет статья «Вспомогательные материалы».

Для снижения стоимости необходимо:

- Разработка и внедрение новых, российских химических реагентов;
- Усовершенствование технологии проведения ГРП и сокращение времени его проведения;
- Применение российского оборудования, не уступающего по качеству и характеристикам импортному;
- Заключение взаимовыгодных договоров со смежными компаниями;
- Проводить ГРП объемом 150 и более тонн, т.к. они в несколько раз увеличивают производительность скважин, а следовательно за более короткие сроки окупаются;

Срок окупаемости также является частью расчета экономической эффективности.

### **3.9 Вывод по разделу «Финансовый менеджмент»**

На основании полученных данных можем сделать вывод о том, что проведение гидравлического разрыва пласта на предложенных скважинах позволит не только повысить эффективность разработки трудно извлекаемых запасов нефти и газа пласта АС-12 X месторождения, но и принести немалый дополнительный доход предприятию. Также умелое применение новых технологий позволит не только извлекать остаточные запасы нефти, но и получать при этом немалые доходы.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4В	Водопьянову Егору Игоревичу

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

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

<p>1. Характеристика объекта исследования и области его применения</p>	<p>Объект исследования: гидравлический разрыв пласта АС12 Х месторождения.</p> <p>Область применения: повышение нефтеотдачи малопроницаемых продуктивных пластов.</p> <p>В процессе проведения гидравлического разрыва пласта в призабойной зоне скважины происходит закачка химических реагентов насосами, утечка которых несет риски для жизни и здоровья рабочего персонала.</p>
<p>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>Приказ № 101 от 12.03.2013 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"»;</p> <p>ЗАКОН 2395-1 «О недрах»;</p> <p>СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»;</p> <p>СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий»;</p> <p>СП 134.13330.2012 «системы электросвязи зданий и сооружений. основные положения проектирования»;</p> <p>Федеральный закон от 10.01.2002 7-ФЗ «об охране окружающей среды»</p> <p>Федеральный закон от 04.05.1999 96-ФЗ «об охране атмосферного воздуха»</p>

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p>	<p>Рассмотреть:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные правовые нормы трудового законодательства (в соответствии с ТК РФ и другими нормами трудового законодательства);</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация рабочего места)..</li> </ul>
<p>2. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p>	<p>Проанализировать вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– повышенный уровень шума;</li> <li>– повышенный уровень вибрации;</li> <li>– пониженная температура воздуха рабочей зоны;</li> <li>– недостаточная освещенность</li> </ul>
<p>3. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p>	<p>Проанализировать опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу;</li> </ul>
<p>4. Охрана окружающей среды</p>	<p>Проанализировать воздействие объекта исследования на окружающую среду:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- анализ воздействия на атмосферу;</li> <li>- анализ воздействия на литосферу;</li> <li>- анализ воздействия на гидросферу.</li> </ul>
<p>5. Защита в чрезвычайных ситуациях</p>	<p>Необходимо:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– проанализировать наиболее вероятные ЧС на объекте;</li> <li>– рассмотреть наиболее вероятную ЧС: утечка токсичной и пожаровзрывоопасной продукции;</li> <li>– разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и план действий в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий.</li> </ul>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Водопьянов Егор Игоревич		

## **4 Социальная ответственность**

Процесс ГРП осуществляется при использовании целого комплекса наземного и подземного оборудования. Наземное оборудование целевого значения включает в себя насосные и пескосмесительные агрегаты для подготовки и закачки рабочих жидкостей разрыва, автоцистерны для их перевозки, специальную арматуру для обвязки устья скважины. Кроме того, при ГРП используется и другое специальное оборудование: подъемные агрегаты, емкости и т.д.

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

#### **4.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Организация труда на рассматриваемом объекте предусматривает применение вахтового метода обслуживания. Режим труда и отдыха при работе вахтовым методом регламентируется статьей 301 Трудового Кодекса РФ. К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Режим труда и отдыха на проектируемом объекте регламентируется Трудовым Кодексом РФ, Коллективным договором ООО «Газпром добыча Уренгой», утвержденным конференцией работников ООО «Газпром добыча Уренгой» 06.03.2010 г. (раздел 4 «Рабочее время и время отдыха»).

Работа в ночное время регулируется статьей 96 Трудового Кодекса РФ. Ночное время – время с 22 часов до 6 часов. Продолжительность работы (смены) в ночное время сокращается на один час без последующей отработки.

Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям регламентируются главой 50 Трудового Кодекса РФ (глава 50).

Работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе в соответствии со статьей 109 Трудового Кодекса РФ предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время.

#### **4.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Организация рабочего места подразумевает:

— оснащение рабочего места необходимым оборудованием, технологической и организационной оснасткой и его рациональная планировка – создание удобства для работы исполнителей путем рационального использования расположения на ограниченной площади отдельного рабочего места всех его элементов;

— организация обслуживания;

— создание комфортных условий для производственной деятельности, ограждение работников от воздействий неблагоприятных условий производственной среды.

Критериями, подтверждающими достаточность рабочего пространства, а также физических, зрительных и слуховых связей между работником и оборудованием в проекте являются:

— свободный, удобный и безопасный доступ персонала к основным элементам оборудования для эффективного выполнения действий по его обслуживанию, проведению наладочных и ремонтных работ, свободное перемещение по оптимальному маршруту;

— возможность выполнения работы в рациональной рабочей позе, свободу движений, необходимый обзор зоны наблюдения;

— рабочие места, оснащенные дисплеями, расположены с учетом возможности выполнения сопряженных действий без поворота туловища;

— расположение экрана дисплея на основном технологическом оборудовании обеспечивает удобство визуального контроля путем его размещения в вертикальной плоскости под углом +30 град. от нормальной линии взгляда работника.

Согласно статье 223 Трудового кодекса обеспечение санитарно-бытового обслуживания работников в соответствии с требованиями охраны труда возлагается на работодателя [20].

## 4.2 Производственная безопасность

Проведение гидравлического разрыва пласта в призабойной зоне скважины сопровождается опасными и вредными факторами, приведенными в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы производства.

Наименование работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Гидравлический разрыв пласта	1. повышенный уровень шума; 2. повышенный уровень вибрации; 3. пониженная температура воздуха рабочей зоны; 4. недостаточная освещенность рабочей зоны.	1. утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.	1. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. 2. ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования. 3. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. 4. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. 5. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

#### **4.2.1 Анализ выявленных вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)**

К вредным производственным факторам в ходе эксплуатации и обслуживании объектов добычи нефти, и их подготовке к транспорту относятся:

- повышенный уровень шума;

Повышенный уровень шума на рабочем месте оказывает вредное влияние на организм работника в целом, вызывая неблагоприятные изменения в его органах и системах. Длительное воздействие такого шума способно привести к развитию у работника потери слуха, увеличению риска артериальной гипертензии, болезней сердечно-сосудистой, нервной системы и др. При этом специфическим клиническим проявлением вредного действия шума является стойкое нарушение слуха (тугоухость), рассматриваемое как профессиональное заболевание [9].

Согласно ГОСТ 12.1.003 – 2014 эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБА.

На работодателе лежит основная ответственность за обеспечение безопасности при воздействии шума на работников. В первую очередь, он должен обеспечить посредством принятия соответствующих мер соблюдение гигиенических нормативов и снижение риска, связанного с воздействием шума на работников. Эти меры могут включать в себя, в частности:

оценку риска потери слуха работником;

- проектирование рабочих мест с учетом допустимого уровня риска;
- использование малошумных машин;
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению шума и вибрации;
- оптимальное размещение шумных машин, позволяющее минимизировать воздействие шума на рабочем месте;

- создание условий труда, при которых вредное воздействие шума не усугубляется наличием других неблагоприятных факторов;
- привлечение к работам лиц, не имеющих медицинских противопоказаний по шуму, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований с применением средств аудиометрии;
- обучение работников правильному применению машин, уменьшающему риск появления у них профессиональной тугоухости;
- организацию профилактических мероприятий, ослабляющих неблагоприятное воздействие шума.
- составление комплексных программ сохранения слуха работников [19].

Если особенности производств не позволяют работодателю снизить шум на всей или на частях рабочих мест до уровня ниже гигиенического норматива, то в качестве дополнительной, хотя и нежелательной меры защиты рассматривается возможность использования средств индивидуальной защиты от шума (защитные наушники и т.п.).

Таблица 4.2 – Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБА [9]

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	Легкая физическая нагрузка	Средняя физическая нагрузка	Тяжелый труд 1 степени	Тяжелый труд 2 степени	Тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65

Продолжение таблицы 4.2

Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

- повышенный уровень вибрации;

Качественные и количественные критерии и показатели неблагоприятного воздействия вибрации на человека-оператора в процессе труда устанавливаются санитарными нормами, правилами и другими нормативными документами.

В соответствии с ними вводятся следующие критерии оценки неблагоприятного воздействия вибрации:

- критерий «безопасность», обеспечивающий не нарушение здоровья оператора, оцениваемого по объективным показателям с учетом риска возникновения предусмотренных медицинской классификацией профессиональной болезни и патологий, а также исключая возможность возникновения травмоопасных или аварийных ситуаций из-за воздействия вибрации;
- критерий «граница снижения производительности труда», обеспечивающий поддержание нормативной производительности труда оператора, не снижающейся из-за развития усталости под воздействием вибрации;
- критерий «комфорт», обеспечивающий оператору ощущение комфортности условий труда при полном отсутствии мешающего действия вибрации.

Вибрационная безопасность труда должна обеспечиваться:

- системой технических, технологических и организационных мероприятий по созданию машин и оборудования с низкой вибрационной активностью;
- системой проектных и технологических решений, производственных процессов и элементов производственной среды, снижающих вибрационную нагрузку на оператора;
- системой организации труда и профилактически мероприятий на предприятиях, ослабляющих неблагоприятное воздействие вибрации на человека-оператора.

Машина считается виброопасной если в любых режимах ее работы и любых условиях ее нормального применения максимальное поле среднеквадратичного значения скорректированного виброускорения не превышает  $0,5 \text{ м/с}^2$  для локальной и  $2 \text{ м/с}^2$  для общей вибрации. Использование таких машин несет риск здоровью рабочего персонала [10].

Основным способом обеспечения вибробезопасности должно быть создание и применение вибробезопасных машин. Помимо этого, на нефтегазодобывающих промыслах применяются следующие средства индивидуальной защиты: виброзащитные перчатки и рукавицы, а также виброизолирующая обувь.

Коллективные средства защиты: применение демпфирующего покрытия, изоляторов, установка вибрирующего оборудования на массивный фундамент [20].

- пониженная температура воздуха рабочей зоны;

Показатели микроклимата должны обеспечивать сохранение теплового баланса человека с окружающей средой и поддержание оптимального или допустимого теплового состояния организма.

Оптимальные микроклиматические условия установлены по критериям оптимального теплового и функционального состояния человека. Они обеспечивают общее и локальное ощущение теплового комфорта в течение 8-часовой рабочей смены при минимальном напряжении механизмов

терморегуляции не вызывают отклонений в состоянии здоровья, создают предпосылки для высокого уровня работоспособности и являются предпочтительными на рабочих местах.

Таблица 4.3 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений[11]

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхности, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха
Холодный	Пб (233-290)	17-19	16-20	60-40	0,2
	Пв (более 290)	16-18	15-19	60-40	0,3
Теплый	Пб (233-290)	19-21	18-22	60-40	0,2
	Пв (более 290)	18-20	17-21	60-40	0,3

В роли средств индивидуальной защиты выступает спецодежда с высокими теплозащитными свойствами, воздухопроницаемостью и др.

Для коллективной защиты применяется сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов, доставка к месту работы и с работы должна осуществляться в утепленном транспорте. 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 [19].

- недостаточная освещенность рабочей зоны;

Согласно ГОСТ 12.0.003 – 2015 недостаточная освещенность рабочей зоны является вредным производственным фактором, который может вызвать слепоту, привести к быстрому утомлению и снижению работоспособности. При недостаточном освещении человек работает менее продуктивно, быстро устает, растет вероятность ошибочных действий, что может привести к травматизму [19].

К средствам нормализации освещенности производственных помещений рабочих мест относятся: источники света, осветительные приборы, световые проемы, светозащитные устройства, светофильтры, защитные очки.

Минимальная освещенность на рабочих местах не должна отличаться от нормируемой средней освещенности в помещении более чем на 10%.

Нормируемые характеристики освещения в помещениях и вне зданий обеспечиваются как светильниками рабочего освещения, так и их совместным действием со светильниками аварийного освещения. Нормируемая освещенность и обеспечивающая ее удельная мощность указываются на рабочих чертежах помещений и рабочих зон [12].

#### **4.2.2 Анализ выявленных опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности)**

Работы, выполняемые при ремонте и освоении нефтяных скважин, относятся к категории работ повышенной опасности.

Процесс ГРП основан на создании или расширении уже имеющихся трещин в породах при скважинной части пласта. Достигается это путем создания высоких давлений на забоях скважин закачкой значительных объемов жидкостей, что опасно для окружающих. Химические реагенты вследствие высоких давлений представляют опасность для персонала, осуществляющего технологический процесс. В таблице 4.4 представлены предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

Таблица 4.4 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование вещества	Значение ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Азота окислы (азота оксиды) (в пересчете на NO <sub>2</sub> )	5	3
Бутан	300	4
Лигроин (в пересчете на углерод С)	300	4
Масла минеральные нефтяные*	5	3
Метан	7000	4
Метанол*	5	3
Метилбензол (толуол)	50	3
Ацетон	200	4
Уайт-спирит	300	4
Углерода окись	20	4
<p>* Вещества, при работе с которыми требуется специальная защита кожи и глаз.</p> <p>Для защиты необходимы очки и резиновые перчатки.</p>		

В цехе для подготовки кислотного раствора установлена местная вытяжная вентиляция для обеспечения нормальных параметров воздушной среды.

При транспортировке кислот, приготовлении кислотных растворов, а также в процессе закачки раствора в скважину возникает опасность ожога работающей кислотой, поэтому должны соблюдаться следующие требования:

1) Работы должны выполняться с применением необходимых средств индивидуальной защиты и в соответствии с требованиями инструкции по применению данного реагента.

2) На месте проведения работ по закачке агрессивных химреагентов (серной, соляной, фторной кислоты и т.д.) должен быть: аварийный запас спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты; запас чистой пресной воды; нейтрализующие компоненты для раствора (мел, известь, хлорамин).

3) Остатки химреагентов следует собирать и доставлять в специально отведённое место, оборудованное для утилизации или уничтожения.

4) После закачки химреагентов или других вредных веществ до разборки нагнетательной системы агрегата должна прокачиваться инертная жидкость объемом, достаточным для промывки нагнетательной системы. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость.

5) Для определения концентрации паров серной кислоты и серного ангидрида, бригада должна быть обеспечена газоанализаторами.

6) Загрузка термореактора магнием должна проводиться непосредственно перед спуском его в скважину.

7) Загруженный магнием термореактор, емкости и места работы с магнием необходимо располагать на расстоянии не менее 10м от нагнетательных трубопроводов и емкостей с кислотами.

### **4.3 Экологическая безопасность**

Окружающая среда при ГРП может быть загрязнена рабочими жидкостями, которые остаются по окончанию процесса или же разлиты из-за небрежного обращения. В подготовительно-заключительный период из-за нарушения режимов глушения скважины или процесса ее освоения возможны выбросы скважинной жидкости вплоть до неуправляемого фонтанирования.

Примыкающим к скважине землям ущерб может быть причинен и техническими средствами – агрегатами, пескосмесителями, автоцистернами и другой спец. техникой применяемой при ГРП, в случаях отсутствия

подъездных путей к скважине, при их неудовлетворительном состоянии и нарушении маршрутов следования.

Используемые для контроля ГРП радиоактивные изотопы также могут оказаться источником заражения окружающей среды при небрежном обращении с ампулами и контейнерами или активированными материалами.

Для предупреждения загрязнения окружающей среды при ГРП проводятся следующие основные мероприятия:

Остатки жидкостей ГРП из емкостей агрегатов и автоцистерн должны сливаться в промышленную канализацию, нефтеловушку или специальную ёмкость. Сливать их на землю запрещается.

Все углеводороды, оказавшиеся на территории вокруг скважины, по окончании работ должны быть собраны и утилизированы либо сожжены, если утилизация не возможна.

В случае, если возникло неуправляемое фонтанирование, необходимо срочно соорудить земляной вал для ограничения возможности растекания пластового флюида по большой территории.

Территория вокруг добывающей скважины в соответствии с действующими нормами должна быть ограждена земляным валом и благоустроена.

Примыкающая к скважине территория в случае причинения ущерба при подъездах и т.д. должна быть рекультивирована для сельскохозяйственного или иного пользования.

Активированные изотопные материалы нельзя использовать в скважинах, если нет уверенности в надежном разобщении интервала ГРП от горизонтов артезианских или целебных вод, а также от пластов, имеющих сообщение с дневной поверхностью поблизости от скважины.

Зернистые материалы и активированные жидкости не должны попадать на дневную поверхность.

По окончании работы территорию скважины и одежду работавших необходимо проверить и убедиться в отсутствии опасных концентраций радиоактивных веществ.

Остатки неиспользованных изотопов, а также жидкость после промывки емкостей и насосов, подвергавшихся воздействию изотопов, следует разбавить водой до безопасной концентрации и захоронить в специально отведенном месте.

#### **4.4 Защита в чрезвычайных ситуациях**

Наиболее вероятные чрезвычайные ситуации при проведении ремонтных и технологических мероприятиях на скважине:

1. природного характера:

- карсты;
- торфяные пожары;
- ураганы и метели.

2. техногенного характера:

- пожары на технологических объектах;
- утечки токсичных и взрывопожароопасных веществ.

Наиболее часто встречаемой техногенной ЧС, является утечка взрывопожароопасной и токсичной продукции. Преимущественно их выход в окружающую среду происходит из фланцевых соединений и сварных стыков – наиболее вероятных мест утечек.

Во избежание этого, а также для обеспечения безопасных условий труда для обслуживающего персонала, предусмотрены следующие мероприятия:

- все оборудование выполняется герметичным, исключая попадание вредных и взрывоопасных продуктов в атмосферу производственных помещений;
- газовые сбросы собираются и направляются на площадку свечных сепараторов и далее на свечу рассеивания;

- жидкие сбросы отводятся в дренажные емкости;
- в помещениях, где возможно выделение и скопление вредных и взрывоопасных продуктов установлены сигнализаторы загазованности;
- помещения оборудованы автоматическими системами пожарной сигнализации и пожаротушения;
- во всех производственных помещениях предусмотрены естественная вентиляция через систему дефлекторов, приточная и аварийно-вытяжная вентиляция;
- электрооборудование и осветительная аппаратура выполнена во взрывобезопасном исполнении;
- температура наружных поверхностей оборудования и кожухов теплоизоляционных покрытий не должна превышать температуры самовоспламенения наиболее взрывопожароопасного продукта, а в местах, доступных для обслуживающего персонала, должна исключать возможность ожогов.

Порядок первоочередных действий исполнителей (технического персонала) при обнаружении источников ЧС следующий:

- выявление и оценка ситуации или ее угрозы по опознавательным признакам;
- оповещение персонала установки и диспетчера предприятия о чрезвычайной ситуации;
- включение противоаварийных систем;
- отключение поврежденного участка, полная или частичная остановка блока (установки, цеха);
- выход из опасной зоны персонала, не связанного с ликвидацией данной ситуации;
- другие меры, предупреждающий развитие чрезвычайной ситуации с учетом специфики производства [19].

#### **4.5 Выводы по разделу социальная ответственность**

Рассмотренное в данной работе геолого-техническое мероприятие по интенсификации добычи нефти влечет за собой увеличение объемов перекачиваемой нефти, что скажется в свою очередь на увеличении объемов выбросов вредных веществ в атмосферу. Также большое внимание следует уделять непосредственно технологическим процессам, так как несоблюдение технологии проведения гидравлического разрыва пласта может привести к авариям и нанести большой урон окружающей среде. В частности, необходимо следить за герметичностью оборудования и манифольдных линий, которые соединяют между собой устье скважины и технологические емкости и агрегаты, во избежание разливов нефти, нефтепродуктов и химических реагентов, применяемых при проведении технологического мероприятия.

## Заключение

В данной работе мною был проанализирован гидравлический разрыв пласта АС12 X месторождения ЦДНГ-19.

В условиях разработки месторождения на поздней стадии данный метод показывает как экономическую, так и технологическую эффективность, что позволило в 2009 году остановить падение добычи нефти и добиться положительного экономического результата.

Работы по проведению гидравлического разрыва пласта проводятся с помощью «Schlumberger». До внедрения данного метода интенсификации добычи нефти на пласте АС-12 X месторождения уровень добычи нефти неуклонно снижался. С 2009 года после проведения первых гидравлических разрывов пласта уровень добычи нефти не только стабилизировался, но и начался рост добычи нефти.

Произведенное экономическое обоснование доказывает экономическую эффективность данного метода интенсификации добычи нефти. Оценка технологической эффективности видна в росте добычи нефти в целом по месторождению, без дополнительного ввода новых скважин. Срок окупаемости вложенных средств составил 6 месяцев после ГРП.

В дальнейшем на X месторождении планируется продолжать работы по гидравлическому разрыву пласта АС-12 , на участках с низкой проницаемостью и повышенным скин-эффектом. Такая деятельность позволит вовлечь в эксплуатацию остаточные запасы нефти, которые без гидравлического разрыва, остались бы не извлеченными. Все это позволит не только добиться добычи нефти, но и существенно увеличить её объемы. Вследствие чего будет получена и дополнительная прибыль.

## Список используемых источников

1. Геологический отчёт по Приобскому месторождению за 2009 г.
2. Габриэлянц Г.А «Геология нефтяных и газовых месторождений». Москва, «Недра», 1984 г.
3. Данные из проектных документаций: “Анализ разработки Приобского месторождения”, утверждённый в ЦКР Минэнерго РФ (протокол от 12.02.2004 N41).
4. Ибрагимов Г.У., Сорокин В.А, Хисамутдинов Н.И. Химические реагенты для добычи нефти. – М.: Недра, 1986 г.
5. Коммисаров А.И., Хачатуров Р.М. “Повышение эффективности ГРП” Нефтепромысловое дело №9 1985г.
6. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. М.: Недра 1999.
7. Отчеты по повышению нефтеотдачи пластов на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз». Нефтеюганск, 2003 г.
8. Техничко-экономические показатели НГДУ”ЮН” за 1991, 1993, 1995г.г.
9. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
- 10.ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.
- 11.СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
- 12.СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
- 13.ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
14. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
15. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное.

16. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
17. ГОСТ 12.1.045–84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.
18. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
19. ГН 2.2.5.1313-03 - ПДК вредных веществ в воздухе.
20. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).