

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

---

Институт Природных ресурсов  
Специальность Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>«Проблемы применения гидравлического разрыва пласта АВ<sub>1</sub> на нефтяном месторождении, находящемся на поздней стадии разработки (Томская область)»</b>

УДК 622.276.66 (571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗГ	Воронин Дмитрий Олегович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Дозморов П.С.	Кандидат технических наук		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая О.В.	Кандидат экономических наук		

По разделу «Социальная ответственность»

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Заведующая каф. ГРНМ	Чернова О.С.	Кандидат геолого- минералогических наук		

Томск – 2017 г.

## Результаты обучения по программе

№	Результаты обучения
1	2
P1	Использовать обширные знания для решения задач, связанных с техникой и технологией, экономикой и математикой в секторе нефтегазовой промышленности;
P2	Использовать приобретенные профессиональные знания, полученные при изучении нефтегазовой технологии для решения и анализа инженерных задач в области нефтегазовой промышленности;
P3	Проводить всевозможные исследования с использованием последних достижений в сфере науки и техники. Научиться оценивать результаты проведенной работы и делать самостоятельные выводы, которые могут быть получены в сложных условиях;
P4	Проявлять заинтересованность в получении сведений о современных и новейших открытиях в области изучения нефтегазовой технологии. Принимать во внимание опыт зарубежных компаний, уметь передать приобретенные новые знания прибывшим сотрудникам;
P5	Применять инновационный подход в процессе разработки и создания несуществующих ранее методов, которые будут использованы при проектировании объектов нефтегазового комплекса в процессе решения задач различной сложности в нефтегазовой промышленности;
P6	Детально исследовать и изучать принципы работы современных машин и механизмов для того, чтобы суметь самостоятельно реализовывать технологические процессы в нефтегазовой отрасли, знать и соблюдать правила безопасности труда и правила охраны здоровья. Соблюдать все приписанные требования, которые отвечают за защиту окружающей среды;
P7	Научиться в кратчайшие сроки принимать решения в сложных, многофакторных ситуациях, уметь прогнозировать дальнейший исход путем возможности математического моделирования различных объектов и процессов;
P8	Использовать знания в области иностранных языков на том уровне, который позволяет производить работы в интернациональной среде, защищать результаты проведенной работы при решении инженерных задач;
P9	Применять на практике весь спектр технических средств, которые позволяют максимально приблизить результат к поставленным ранее производственным целям при разработке проектов нефтегазовой промышленности, уметь доказать экономическую эффективность вложенных средств, анализировать и проводить исследования в области маркетинга;
P10	Применять все свои навыки для успешной индивидуальной работы в качестве руководителя команды, научиться самостоятельно составлять задания и специальные планы решения задач для различных видов деятельности. Осознавать ответственность за принятые решения;
P11	В течение ведения своей профессиональной деятельности постоянно повышать свою квалификацию.

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

---

Институт Природных ресурсов  
Специальность Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
(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
2БЗГ	Воронину Дмитрию Олеговичу

Тема работы:

«Проблемы применения гидравлического разрыва пласта АВ<sub>1</sub> на нефтяном месторождении, находящемся на поздней стадии разработки (Томская область)»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Пакет геологической информации по месторождению «Х», данные по предшествующим ГРП, тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1. Общие сведения о месторождении 2. Геологическое строение месторождения 3. Особенности геологического строения пласта АВ <sub>1</sub> 4. Анализ проведенных МУН и ГТМ за период разработки 5. Перспективные методы воздействия на пласт АВ <sub>1</sub> 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

	7. Социальная ответственность
<b>Перечень графического материала</b>	<p>Рисунок 1.1– Местоположение месторождения «Х» на карте</p> <p>Рисунок 1.2–Расположение пластов горизонта АВ<sub>1</sub></p> <p>Рисунок 2.1– Динамика добычи нефти за прогнозный период по вариантам разработки на объекте АВ<sub>1</sub></p> <p>Рисунок 2.2– Динамика добычи жидкости за прогнозный период по вариантам разработки на объекте АВ<sub>1</sub></p> <p>Рисунок 3.1 – Долевое распределение дополнительной прогнозной добычи нефти по видам ГТМ</p> <p>Рисунок 3.2 – Долевое распределение дополнительной прогнозной добычи нефти по видам физико-химического воздействия</p>
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Пожарницкая О.В.
Социальная ответственность	Немцова О.А.
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
В работе отсутствуют разделы на иностранном языке	

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Дозморов П.С.	Кандидат технических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗГ	Воронин Дмитрий Олегович		

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 72 с., 6 рис., 12 табл., 17 источников, 0 прил.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, трудноизвлекаемые запасы, геолого-технические мероприятия, методы увеличения нефтеотдачи, поздняя стадия разработки.

Первая глава «Геологические особенности месторождения и залежей» изъята в связи с коммерческой тайной. В ней содержится информация о геологическом строении месторождения и пласта АВ<sub>1</sub>.

Объектом исследования является гидравлический разрыв пласта АВ<sub>1</sub> месторождения «Х».

Цель работы – анализ выработки остаточных трудноизвлекаемых запасов пласта АВ<sub>1</sub> на позднем этапе разработки месторождения «Х».

В процессе исследования был проведен экономический расчет эффективности гидравлического разрыва пласта, анализ проведенных геолого-технических мероприятий и методов увеличения нефтеотдачи на пласте АВ<sub>1</sub> месторождения «Х».

В результате исследования были выявлены наиболее перспективные для применения методы воздействия на пласт АВ<sub>1</sub>.

Ожидаемый экономический эффект от гидравлического разрыва пласта по взятым для расчета скважинам получился отрицательным, что говорит о нерентабельности проекта.

В будущем планируется использовать полученные результаты работы для улучшения разработки других месторождений, находящихся на поздней стадии.

## **Обозначения и сокращения:**

ППД – поддержание пластового давления;  
ГТМ – геолого-технические мероприятия;  
НКТ – насосно-компрессорные трубы;  
ПАВ – поверхностно-активные вещества;  
ГРП – гидравлический разрыв пласта;  
УПСВ – установка предварительного сброса воды;  
КИН – коэффициент извлечения нефти;  
ДНС – дожимная насосная станция;  
ГРЭС – Государственная Районная Электрическая Станция;  
ЗБС – зарезка боковых стволов;  
ЗКЦ – заколонная циркуляция;  
ПГИ – промыслово-геофизические исследования;  
ЧС – чрезвычайная ситуация;  
МУН – методы увеличения нефтеотдачи;  
УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;  
ШГН – штанговый глубинный насос;  
РИР – ремонтно-изоляционные работы;  
ПАА – полиакриламид;  
ОПЗ – обработка призабойной зоны;  
СПС – сшитый полимерный состав;  
ОС – осадкообразующий состав;  
ГПП – глубокопроникающая перфорация;  
ЗБГС – зарезка боковых горизонтальных стволов;  
ДВС – двигатель внутреннего сгорания;  
СИЗ – средства индивидуальной защиты;  
АМГ – агент модифицированный гелеобразующий;  
ХМАО – Ханты-Мансийский автономный округ;  
КНС – кустовая насосная станция;  
ПЗП – призабойная зона пласта;  
ВНК – водонефтяной контакт;  
ПДС – полимер-дисперсная система;  
МПДС – модифицированная полимер-дисперсная система;  
ВУС – вязкоупругий состав;  
ПВЛГ – перевод на вышележащий горизонт;  
ПДК – предельно допустимая концентрация;  
ГКЗ – Государственная комиссия по запасам;  
ИХН – Институт Химии Нефти;  
НГДУ – нефтегазодобывающее управление.

## Оглавление

Введение.....	12
1. Геологические особенности месторождения и залежей.....	14
1.1 Общие сведения о месторождении «Х».....	14
1.2 Стратиграфия.....	17
1.3 Нефтегазоносность.....	18
1.4 Гидрогеологическая характеристика.....	20
1.5 Литологическая характеристика коллекторов продуктивного горизонта АВ <sub>1</sub> .....	21
1.6 Фильтрационно-емкостная характеристика АВ <sub>1</sub> .....	22
1.7 Особенности нефтенасыщенности залежей горизонта АВ <sub>1</sub> .....	23
1.8 Физико-химическая характеристика нефти горизонта АВ <sub>1</sub> .....	24
1.9 Профиль притока и профиль приемистости пласта АВ <sub>1</sub> .....	25
2. Анализ разработки месторождения и примененных методов воздействия на пласт АВ <sub>1</sub> за период разработки.....	10
2.1 Анализ разработки месторождения и продуктивного горизонта АВ <sub>1</sub> .....	11
2.2 Методы воздействия, примененные в период разработки на объекте АВ <sub>1</sub> .....	14
2.3 Динамика проведенных ГТМ на объекте АВ <sub>1</sub> .....	16
2.4 Варианты последующей разработки пласта АВ <sub>1</sub> .....	18
3. Анализ наиболее эффективных технологий и полимерных составов, рекомендуемых для дальнейшей разработки месторождения «Х».....	22
3.1 Целесообразные виды воздействия на пласт АВ <sub>1</sub> в проектный период.....	22
3.2 Наиболее оптимальные составы для закачки в пласт АВ <sub>1</sub> с целью улучшения РИР и потокоотклоняющих технологий.....	23
3.3 Результаты лабораторных исследований по адаптации полимерных составов к геолого-физическим условиям месторождения «Х».....	26
3.4 Первый опыт применения наиболее эффективных мероприятий на месторождении «Х».....	29
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	34
5. Социальная ответственность.....	42
5.1 Производственная безопасность.....	44
5.1.1 Анализ вредных факторов.....	44
5.1.2 Анализ опасных факторов.....	48
5.2 Экологическая безопасность.....	51
5.2.1 Источники загрязнения и виды воздействия на природную среду.....	51
5.2.2 Решения по обеспечению экологической безопасности при проведении ГРП.....	52
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	52
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	54
5.4.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.....	54
5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	56
Заключение.....	58
Список литературы.....	59

## Введение

Развитие нефтяной промышленности Томской области началось с открытия нефтяного месторождения «Х» в 1962 году и его последующей разработки с 1966 года.

Сегодня месторождение разрабатывается компанией ОАО «Томскнефть» ВНК и находится на заключительной, четвертой стадии разработки. Несмотря на высокую обводненность продукции, составляющую 86,5 % в 2012 году, разработка его остается рентабельной. Это обусловлено наличием трудноизвлекаемых запасов в пласте АВ<sub>1</sub> (89% от остаточных). Такая неравномерность в выработке запасов сложилась из-за сложного геологического строения данного объекта, наличия в нем значительных неоднородностей, низких фильтрационно-емкостных свойств.

Основным геолого-техническим мероприятием при разработке пласта АВ<sub>1</sub> сегодня является ГРП. Но несмотря на его первые положительные результаты, сейчас все большее количество скважин дают отрицательный эффект, так как трещины все чаще прорываются через глинистые перемычки в нижние обводненные пласты. А потому дальнейшая рентабельная разработка за счет данного мероприятия возможна лишь при условии нахождения новых подходов к изоляции нижних обводненных пластов и внедрения совокупности современных геолого-технических мероприятий и методов увеличения нефтеотдачи, способных прийти на замену гидравлическому разрыву.

**Цель работы:** анализ выработки остаточных трудноизвлекаемых запасов пласта АВ<sub>1</sub> на позднем этапе разработки месторождения «Х»

Исходя из данной цели, можно определить следующие **задачи:**

- 1) Изучить геологические особенности пласта АВ<sub>1</sub>.
- 2) Проанализировать эффективность проведенных мероприятий на месторождении «Х» за время разработки.
- 3) Проанализировать перспективные методы увеличения нефтяной отдачи и геолого-технические мероприятия для извлечения запасов пласта АВ<sub>1</sub>



4) Рассчитать экономический эффект от проведения гидравлического разрыва пласта и сделать вывод о его рентабельности на данном месторождении

5) Рассмотреть основные вредные и опасные факторы, возникающие при реализации гидравлического разрыва пласта и привести мероприятия для борьбы с ними.

Страницы 14-25 изъяты в связи с наличием коммерческой тайны.

## **2. Анализ разработки месторождения и примененных методов воздействия на пласт АВ<sub>1</sub> за период разработки**

### **2.1 Анализ разработки месторождения и продуктивного горизонта АВ<sub>1</sub>**

Начало разработки месторождения «Х» было положено в 1966 г. Именно в этом году начали разбуривать эксплуатационные скважины для извлечения запасов из главных объектов разработки (пласта АВ<sub>1</sub> и БВ<sub>8</sub>), содержащих наибольшее количество запасов месторождения. В разрезе месторождения было выделено 17 нефтеносных пластов, которые были объединены в 14 объектов разработки [4].

Первоначально на месторождении была использована трехрядная система расстановки скважин. Она была выбрана для того, чтобы в условиях сложного строения и низкой продуктивности пласта АВ<sub>1</sub>, изучить промысловые характеристики. Сетка же размещения была принята размером 700x700 м. Вскоре она была заменена площадной системой, так как трехрядную сложно было разделять с сохранением темпов отбора нефти на высоком уровне. При этом как расстановка, так и соотношение нагнетательных и добывающих скважин определились близкими к обращенной девятиточечной. Внедрение этой системы обеспечило только интенсификацию отборов нефти, но при этом оказались далеко не на соответствующем уровне фактические возможности регулирования фронтов продвижения закачиваемых вод, а также система контроля выработки запасов нефти.

В целом по месторождению утвержденный проектный фонд составил 1839 скважин, из них 1388 скважин или 76% относятся к объекту АВ<sub>1</sub>. С начала разработки месторождения пробурена 1491 скважина (80,7%) основного фонда и добыто 154,504 млн.т нефти, что составляет 66,4% от извлекаемых запасов категорий А+В+С<sub>1</sub>, текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,282, обводненность продукции – 87,8% [12].

Максимальный уровень добычи нефти (6,9 млн.т, темп отбора 3,1%) по месторождению достигнут в 1977–1978 гг., затем оно вступило в третью

стадию разработки, а в данный момент находится на четвертой стадии разработки.

На объекте АВ<sub>1</sub> пробурено 1065 скважин или 76,1% от проекта, неосвоенными остались небольшие окраинные зоны залежи, где нефтенасыщенной является только верхняя часть объекта (АВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, АВ<sub>1</sub><sup>2а</sup>) с относительно низкими коллекторскими свойствами.

С начала разработки объекта АВ<sub>1</sub> отобрано 74666,58 тыс.т. или 51,2% от начальных утвержденных извлекаемых запасов нефти, текущий коэффициент нефтеизвлечения 0,195, обводненность продукции 83,8%. По залежи действует ранее сформированная система воздействия, переход на блочно-замкнутую сдерживается, как по организационным причинам, так и из-за ограниченности материально-технических средств. Максимальный отбор нефти 3709 тыс.т (темп отбора 2,6%) по объекту АВ<sub>1</sub> достигнут в 1980 г. при обводненности продукции 43,7%. Проектные технологические показатели объекта АВ<sub>1</sub> определены в расчете на изменение направления потоков, связанных с формированием более интенсивной блочно-замкнутой системы с вовлечением в разработку низкопродуктивных зон путем бурения дополнительных скважин, и изоляции заводненных интервалов [12].

Существуют определенные сложности по вовлечению в работу низкопроницаемых пластов (АВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, АВ<sub>1</sub><sup>2а</sup>) при их эксплуатации единым фильтром с более продуктивными нижними пластами АВ<sub>1</sub><sup>2б</sup> и АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>. По данным электрометрии скважин, пробуренных в заводненных зонах, отмечается вовлечение в работу только нижних пластов АВ<sub>1</sub><sup>2б</sup> и АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>.

Особенность запасов АВ<sub>1</sub> состоит в том, что 29 млн. тонн из них (40%) залегают в пласте АВ<sub>1</sub><sup>1+2а</sup>, известном как «рябчик». С момента разработки из него было извлечено около 3 млн. тонн нефти (10,3%). Объяснить такую низкую результативность разработки данного пласта можно тем, что «рябчик» имеет сложное геологическое строение и низкие значения проницаемости. Сложность его состава обусловлена рассеянной глинистостью и повышенной слоистостью, проницаемость в нем колеблется в пределах 20–60 мД, а

пористость равна 22,2 %. Текстура песчаников объекта АВ<sub>1</sub> гнездовидно-линзовидная. Нефтенасыщенность по пропласткам варьируется в диапазоне 38–80% [4].

Между пропластками «рябчика» и заводненными нижними горизонтами залегает глинистый барьер мощностью от 1 до 4 м. Так как его мощность незначительна, изолировать нижние слои при проведении гидравлического разрыва при больших давлениях (от 17 до 70 МПа) крайне проблематично.

Направленное воздействие на пласт АВ<sub>1</sub><sup>1+2а</sup> практически полностью отсутствует, а система разработки предпринята для всего объекта АВ<sub>1</sub>, потому как проводимые промывки прежде всего воздействуют на его высокопроницаемые нижние участки. В таблице 2.1 представлены основные показатели разработки объекта АВ<sub>1</sub> и всего месторождения за 2011 и 2012 гг.

Таблица 2.1 – Показатели разработки по месторождению «X» и пласту АВ<sub>1</sub> за 2011 и 2012 гг.

Показатели разработки	По месторождению		По АВ <sub>1</sub>	
	2011	2012	2011	2012
Годовая добыча нефти всего, тыс. т	2508,2	2677,2	1760,472	1860
Эксплуатационный фонд скважин	1291	1159	907	850
Добывающие	276	292	680	618
Бездействующие	874	867	227	232
Средний дебит по жидкости, т/сут	60,9	65,6	30,5	32,5
По скважинам с ЭЦН	163,2	152,1	103	101
По скважинам с ШГН	15,3	15	12,9	13,1
Средняя обводненность продукции, %	85,7	86,5	75,6	82,2
Средний дебит скважин по нефти, т/сут	8,7	8,9	8	8,1
По скважинам с ЭЦН	15,1	14,9	16,8	14,2
По скважинам с ШГН	5,9	4,9	6,1	4,8
Годовая добыча жидкости, тыс. м <sup>3</sup>	18601,75	18630,1	6740,302	6845,1
Накопленная добыча жидкости, тыс. м <sup>3</sup>	493174	511804,1	201705,4	208550,5
Накопленная добыча нефти, тыс. т	146642,9	149320,1	69203,38	71063,38
Текущий коэффициент нефтеизвлечения	0,269	0,274	0,189	0,19
Отбор от извлекаемых запасов нефти, %	63,3	64,2	47,6	48,9
Годовая закачка воды, тыс. м <sup>3</sup>	14532	16237	8915,261	9920,3
Накопленная закачка воды, тыс. м <sup>3</sup>	288278,7	304515,7	252399	262319,3

## 2.2 Методы воздействия, примененные в период разработки на объекте АВ<sub>1</sub>

На объекте АВ<sub>1</sub> за время разработки проводилось множество различных мероприятий, направленных на интенсификацию добычу нефти, понижение уровня обводненности добываемой продукции, увеличение охвата выработкой: циклическое заводнение, применение порохового генератора давления, метод глубоких депрессий, закачка композиции Института Химии Нефти (ИХН), обработки ПЗП, оптимизация сетки скважин за счет распределения и разбуривания дополнительных скважин в зоне первого и второго опытных участка, а также резервного фонда по большей части площади залежи [2].

1) На АВ<sub>1</sub> применялся такой гидродинамический метод, как циклическое заводнение. Идея его состоит в том, чтобы чередовать закачку воды через нагнетательные скважины с временными остановками закачек, чтобы добиться резких перепадов давления и вытеснить таким образом нефть из слабодренируемых участков. Метод проводился в 1986 по 1987 г. с остановкой скважины на 3 месяца. Во время остановки нагнетательных скважин было отмечено резкое снижение обводненности.

2) Помимо нестационарного заводнения применялась закачка композиций ИХН, которые специально разрабатывались для интенсификации разработки и увеличения нефтеотдачи низкопроницаемых пластов. Посредством 10 нагнетательных скважин в ПЗП был закачан водный раствор ИХН, объемом 11–35 м<sup>3</sup>. Приемистость скважин при этом возросла до 45%, однако при исследовании динамики 58 добывающих скважин после закачки эффективности в плане роста дебита нефти, увеличения нефтеотдачи или же уменьшения обводненности отмечено не было. Положительная динамика наблюдалась лишь в высокопроницаемых пропластках объекта [2].

3) Также на месторождении задействовали потокоотклоняющие технологии, направленные на выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин и перераспределение фильтрационных потоков в неоднородных по проницаемости и высокообводненных пропластках продуктивного разреза. Из всех возможных видов таких технологий, на

месторождении были применены следующие: закачка композиций на основе полимер-дисперсных систем (ПДС, ВДС), закачка термообратимого полимерного геля «МЕТКА», закачка сшитых полимерных и вязкоупругих составов на основе ПАА (СПС, ВУС, КПС), закачка полимер-гелевой системы Темпоскрин, закачка модифицированных ПДС (ПДС+алюмохлорид+АМГ).

В итоге можно отметить, что продуктивность проводимых на объекте мероприятий с целью увеличения нефтеотдачи низкопроницаемых зон, оказалась незначительной из-за недостаточной адаптации и неправильного подбора составов для закачки. Наиболее же успешным мероприятием стал гидравлический разрыв пласта, проведенный впервые в 1994 году. Он был исполнен в соответствии с канадской технологией «Фракмастер» на шести скважинах с низким дебитом (до 10 т/сут). В результате было получено семикратное увеличение дебита после ГРП (с 6,5 т/сут до 46 т/сут) и четырехкратное увеличение коэффициента продуктивности. Однако важно отметить, что без организованной системы ППД на пласт АВ<sub>1</sub> широкомасштабное проведение ГРП не имеет смысла ввиду его высокой стоимости и выраженного снижения дебитов жидкости. На объекте АВ<sub>1</sub><sup>1+2а</sup> из-за отсутствия достаточно активной системы ППД темп снижения дебитов ожидается значительно большим.

К тому же, если принять во внимание технологические условия проведения ГРП, выраженные в необходимости создания высокого давления разрыва (50–70 МПа), сопровождающегося выходом (на 10–15 м) вертикальных трещин за пределы интервала перфорации, то широкомасштабность ГРП несомненно будет сдерживаться ограничениями как геологическими так и техническими. Они вызваны соответственно близостью начального или текущего водонефтяного контакта и старением фонда добывающих скважин, эксплуатирующихся в течение 25–30 лет [2].

### **2.3 Динамика проведенных ГТМ на объекте АВ<sub>1</sub>**

Весь комплекс геолого-технологических мероприятий на период 2009–2012 гг. составил 734 скважино-операции [5]:

#### **На добывающем фонде – 549 скважино-операций:**

- гидравлический разрыв пласта – в 42 скважинах;
- зарезка боковых стволов – в 6 скважинах;
- возврат (перевод) с другого пласта – в 19 скважинах;
- пуск в работу после подземного ремонта скважины – в 67 скважинах;
- проведение реперфорации (дострелов) – в 96 скважинах;
- проведение оптимизации режима работы – в 2 скважинах;
- ликвидация негерметичности – в 9 скважинах;
- ремонтно-изоляционные работы – в 18 скважинах;
- устранение аварий – в 13 скважинах;
- перевод в ППД – в 77 скважинах;
- проведение ОПЗ – в 42 скважинах;
- ликвидация скважин (2);
- проведение ПГИС на источник обводнения – в 146 скважинах;
- перевод в пьезометрический фонд (10);

#### **На нагнетательном фонде – 185 скважино-операций:**

- выравнивание профиля приемистости – в 98 скважинах;
- запуск в эксплуатацию – в 39 скважинах;
- возврат (перевод) с другого пласта – в 6 скважинах;
- осуществление дострелов (повторной перфорации) – в 13 скважинах;
- проведение ГРП – в 2 скважинах;
- зарезка боковых стволов – в 1 скважине;
- ликвидация скважин (2);
- ликвидация аварии – в 4 скважинах;
- ликвидация негерметичности – в 5 скважинах;
- обработка призабойной зоны – в 7 скважинах;
- прочие – в 8 скважинах.



Список ГТМ, проведенных на пласте АВ<sub>1</sub> в период 2009–2012г. представлен в таблице 2.2 [5].

Таблица 2.2 – Перечень ГТМ, проведенных на пласте АВ<sub>1</sub> в период 2009–2012 гг.

Вид ГТМ		2009	2010	2011	2012	Период 2009–2012
Возврат, перевод	кол-во	6	4	8	1	19
	прирост, т/сут	30	17,6	32	3,7	83,3
ГРП	кол-во	9	9	15	9	42
	прирост, т/сут	185,9	107,4	176,1	101,5	<b>570,9</b>
Реперфорация (дострел)	кол-во	9	35	8	44	96
	прирост, т/сут	50,5	202,9	77,3	119,5	450,2
Запуск ПРС	кол-во	18	6	15	28	67
	прирост, т/сут	32,4	7,2	15	30,8	85,4
ЗБС	кол-во	–	–	–	6	6
	прирост, т/сут	–	–	–	204,1	204,1
Ликвидация скважин	кол-во	1	1	–	–	2
	прирост, т/сут	–	–	–	–	–
Ликвидация аварии	кол-во	1	2	3	7	13
	прирост, т/сут	4,4	8	20	52,5	84,9
Ликвидация негерметичности	кол-во	–	3	3	3	9
	прирост, т/сут	–	19,2	22	28	69,2
ОПЗ	кол-во	9	12	4	17	42
	прирост, т/сут	35,3	40,9	27,1	60,8	164,1
Оптимизация	кол-во	1	1	–	–	2
	прирост, т/сут	11,7	2,5	–	–	14,2
РИР	кол-во	1	7	6	4	18
	прирост, т/сут	25,4	38	59,3	22	144,7
ПГИС	кол-во	1	66	59	20	146
Перевод в ППД	кол-во	1	25	31	20	77
Перевод в пьез.	кол-во	1	3	5	1	10
Итого:	кол-во	58	174	157	160	549
	прирост, т/сут	375,6	443,7	428,8	622,9	1871
Возврат, перевод	кол-во	2	2	–	2	6
ВПП	кол-во	21	22	28	27	98
ГРП	кол-во	–	–	1	1	2
Реперфорация (дострел)	кол-во	–	–	4	9	13
Запуск	кол-во	16	8	9	6	39
ЗБС	кол-во	–	–	1	–	1
Ликвидация скв.	кол-во	–	–	–	2	2
Ликвидация аварии	кол-во	–	–	–	4	4
Ликвидация негерметич.	кол-во	–	–	3	2	5
ОПЗ	кол-во	–	–	–	7	7
Прочие	кол-во	–	1	–	7	8
Итого:	кол-во	39	33	46	67	185

Исходя из данных таблицы, можем сделать вывод о том, что в период с 2009 до 2012 гг. гидравлический разрыв дал наибольший прирост добычи нефти среди проведенных мероприятий.

## 2.4 Варианты последующей разработки пласта АВ<sub>1</sub>

При прогнозировании дальнейшей эксплуатации месторождения были рассмотрены 3 варианта разработки.

Первый из них (базовый) предусматривает пролонгацию текущего состояния разработки, которая по существу сводится только к частичной выработке вовлеченных извлекаемых запасов нефти в реализуемых условиях эксплуатации, сопряженной с нарастающей обводненностью продукции и выбытием, преимущественно, добывающего фонда скважин по достижению предельного обводнения продукции. Это сопровождается постепенным почти синхронным падением годовой добычи жидкости и несколько большими темпами снижения добычи нефти [2].

Второй предусматривает проведение утвержденных ЦКР РН геолого-технологических мероприятий, позволяющих интенсифицировать отборы нефти в пробуренных скважинах (как действующего, так и неработающего фонда). Также вариант предусматривает возможность извлечения остаточных запасов нефти за счет оптимизации плотности сетки скважин на разрабатываемых участках залежи и вовлечения в разработку неразбуренных участков путем добурирования скважин проектного фонда, где предусмотрены скважины с горизонтальным окончанием.

Третий же предусматривает выполнение программы геолого-технологических мероприятий, направленных на повышение эффективности эксплуатации пробуренного фонда добывающих и нагнетательных скважин путем интенсификации отборов. При этом целесообразные технико-технологические решения по скважинам будут реализованы с учетом расчетных карт плотности остаточных запасов нефти, полученной на гидродинамической модели. Планируется бурение проектных скважин на разрабатываемых участках залежи и вовлекаемых в разработку неразбуренных краевых участках. Всего доступны для бурения 611 скважин и зарезки боковых стволов в 40 скважинах. Объект АВ<sub>1</sub> изначально эксплуатируется в условиях жесткого режима, это предполагает ограниченное внедрение законтурных вод.

Но вместе с тем ввиду ранее допущенных отклонений в последовательности освоения системы ППД не исключается частичная подработка упругих запасов законтурной области с неизбежным избирательным снижением начального нефтенасыщения на расстояниях 1–2 сеток от начального положения внешнего контура залежи. В пределах этой зоны размещены 100 горизонтальных добывающих скважин и 65-нагнетательных или 27% размещенного проектного фонда объекта АВ<sub>1</sub>. Эти скважины размещены по семиточечной системе (сетка 700x700) [2].

Остальные проектные скважины, составляющие 73% проектного фонда, сосредоточены в освоенной зоне и в целом ориентированы для решения задач по интенсификации отборов. При этом формируется трехрядная система расстановки скважин, где из 278 добывающих, 179 скважин (64,4%) составляют скважины с горизонтальным окончанием. Вместе с тем одновременно решается задача разукрупнения объекта путем вскрытия бурением только пласта АВ<sub>1</sub><sup>1+2а</sup> («рябчик») в половине фонда нагнетательных скважин (138 скважин) и добывающего фонда. На рисунках 2.1 и 2.2 показана динамика дебитов нефти и жидкости соответственно.

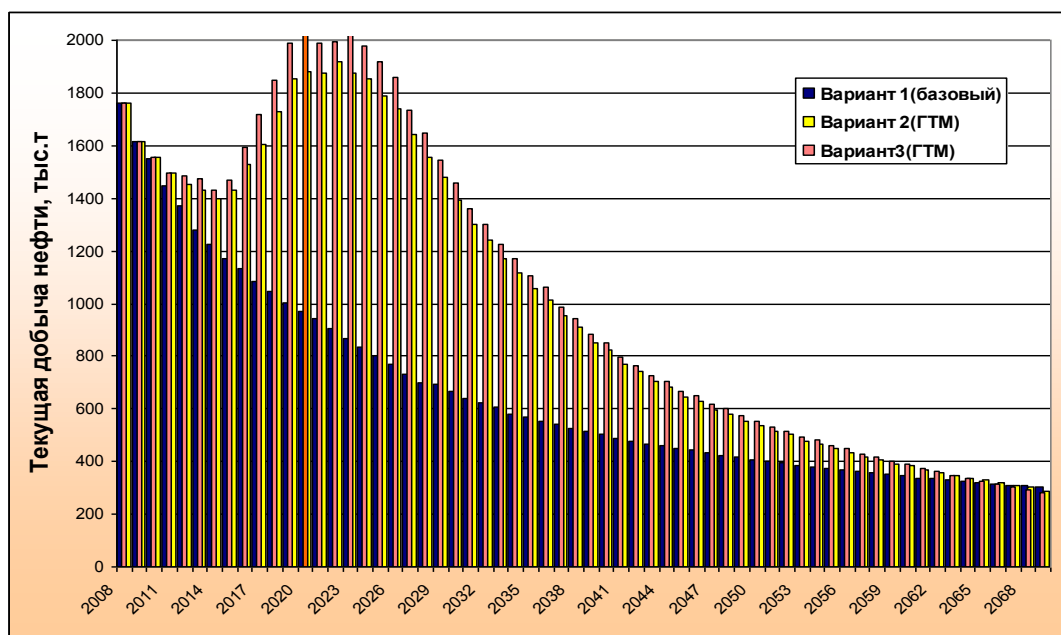


Рисунок 2.1– Динамика добычи нефти за прогнозный период по вариантам разработки на объекте АВ<sub>1</sub>

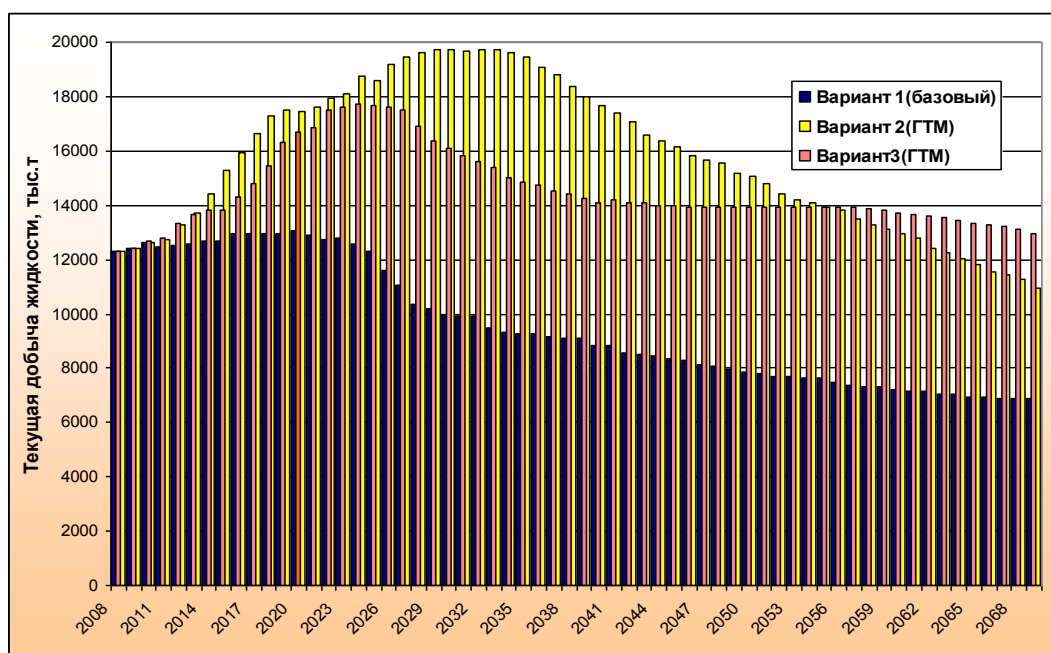


Рисунок 2.2 – Динамика добычи жидкости за прогнозный период по вариантам разработки на объекте АВ<sub>1</sub>

Проведение буровых работ планируется в период с 2012 по 2026 годы. Бурение скважин предполагается, как по традиционной технологии наклонно-направленного профиля, так и с горизонтальными окончаниями.

В итоге, к имеющемуся фонду намечен дополнительный фонд, состоящий из 611 скважин (378 добывающих, из них 278 с ГС и 233 нагнетательных из них 128 с ГС). Плотность сетки реализованных на объекте скважин с учетом дополнительного фонда составит порядка 23,4 га/скв, что соответствует проектной величине [2].

Сравнение технологических показателей эксплуатации объекта АВ<sub>1</sub> по варианту 3 за весь прогнозный период разработки представлено в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Технологические показатели по каждому варианту дальнейшей разработки объекта АВ<sub>1</sub>

Показатели	Ед. изм.	Варианты разработки		
		Вариант 1 (базовый)	Вариант 2 (ГТМ+бурение)	Вариант 3 (ГТМ+бурение)
Балансовые запасы нефти (на балансе РГФ)	тыс.т	406451	406451	406451
Извлекаемые запасы нефти (на балансе РГФ)	тыс.т	159710	159710	159710
КИН (на балансе РГФ)	доли ед.	0,393	0,393	0,393
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т	1615	1916.7	2024,1

Показатели	Ед. изм.	Варианты разработки		
		Вариант 1 (базовый)	Вариант 2 (ГТМ+бурение)	Вариант 3 (ГТМ+бурение)
Год выхода на проектный уровень	год	2009	2022	2023
Темп отбора при проектном уровне	%	1,0	1,2	1,3
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т	12425,4	17926	17630
Проектный уровень закачки воды	тыс.м <sup>3</sup>	13908,7	19503	18746,8
Накопленная добыча за проектный период				
- нефти	тыс.т	54103	69979	71785,5
- жидкости	тыс.т	968095	1296955	1350595,3
Накопленная добыча за весь срок разработки				
- нефти	тыс.т	142007,2	157882,7	1390595,3
- жидкости	тыс.т	1238572	1567433	1661072
Технологический КИН	доли ед.	0,349	0,388	0,393
Отбор от НИЗ	%	88,9	98,9	100
Накопленная закачка воды с начала разработки	тыс.м <sup>3</sup>	1407812	1765078	1858574
Накопл. компенсация на конец всего периода разр.	%	119,6	108,9	108,3
Обводненность продукции к концу разработки	%	98,7	98,4	98,5
Год окончания разработки	год	2145	2145	2145
Проектный срок разработки	лет	136	136	136
Фонд скважин всего (из них действующих)	шт.	889	1620	1900
в т.ч. добывающих	шт.	704	1292	1431
нагнетательных	шт.	185	328	469

Сравнительный анализ свидетельствует, что поэтапная оптимизация технологии разработки объекта АВ<sub>1</sub>, предполагающая проведение ГТМ на пробуренном фонде и оптимизацию плотности сетки скважин, позволят увеличить объемы нефтедобычи и согласно варианту 3 достичь технологический КИН, равный 0,393 [2].

### **3. Анализ наиболее эффективных технологий и полимерных составов, рекомендуемых для дальнейшей разработки месторождения «Х»**

#### **3.1 Целесообразные виды воздействия на пласт АВ<sub>1</sub> в проектный период**

Исходя из необходимости решения задачи полной выработки остаточных трудноизвлекаемых запасов нефти из сложнопостроенных неоднородных по геолого-физическим параметрам объектов месторождения, перечень целесообразных МУН определяется:

- текущим состоянием разработки;
- прогнозируемыми системами разработки;
- эффективностью опробированных МУН [3].

На основе комплексного анализа результатов реализованных МУН и прогнозируемых объемов работ, связанных с внедрением новых технологий (с ожидаемой повышенной эффективностью) определились следующие *целесообразные виды воздействия* [2]:

- бурение скважин с горизонтальными окончаниями;
- зарезки вторых стволов;
- перфорационные методы с применением ГПП;
- ремонтно-изоляционные работы;
- переводы скважин с других объектов;
- физико-химические методы.

По перечисленным видам МУН на данной стадии разработки не рассматривается возможность их негативного влияния на степень выработки запасов нефти и представляется естественным процесс снижения их удельной эффективности по мере уменьшения объема остаточных извлекаемых запасов нефти [2].

### **3.2 Наиболее оптимальные составы для закачки в пласт АВ<sub>1</sub> с целью улучшения РИР и потокоотклоняющих технологий**

На основании положительного опыта применения в 2008–2012 г. и с учетом полученных результатов лабораторных исследований, при дальнейшем осуществлении потокоотклоняющих технологий и различных видов водоизоляционных работ в отношении пласта АВ<sub>1</sub> в первую очередь для закачки рекомендуется сшитый полимерный состав технологии СПС (МСПС), МПДС [2].

Сшитый полимерный состав (СПС) – это гелевые системы на основе полиакриламида (ПАА). Для придания более жесткой структуры дополнительно проводят сшивание макромолекул ПАА химическими методами, а в качестве сшивателя чаще всего используют соединения трехвалентного хрома (хромокалиевые квасцы, водные растворы ацетата хрома и т.д.). Сшитые полимерные системы, как правило, содержат ПАА 0,12–0,2%, в качестве сшивателя чаще всего используют ацетат хрома с концентрацией 0,008–0,02%. Объем закачки в среднем составляет 1200–5000 м<sup>3</sup> раствора СПС на скважино-операцию. Преимущество применения таких систем состоит в том, что только закачка гелей позволяет управлять процессом размещения водоизолирующего экрана при селективной изоляции.

В результате пробных испытаний СПС на месторождениях ОАО «Томскнефть-ВНК», определилось, что приемистость скважин восстанавливается раньше среднестатистического. Изоляция в условиях высоких скоростей фильтрации, обусловленной наличием высокопроницаемых суперколлекторов или трещин, оказалась недостаточно эффективной.

В связи с этим в практике работ осуществляет двухэтапную закачку реагента. Задачей первого является блокировка высокопроводящих каналов фильтрации, а именно формирование предоторочки, что решается путем закачки осадкообразующих составов (ОС) или сначала полимер-дисперсных составов, затем ОС [2].

При этом ОС выполняется на основе силиката натрия и хлористого кальция или на основе сернокислого натрия и хлористого кальция.

Наибольшее признание получил способ формирования предоторочки путем закачки более концентрированного раствора ПАА со сшивателем. При этом рекомендуется концентрации полимера: для ПАА с высокой молекулярной массой (более 10 млн. у.е.) в пределах 0,3–0,5%, для ПАА со средней молекулярной массой (порядка 5–7 млн.у.е.) в пределах 0,5–1,0%, для ПАА с низкой молекулярной массой (менее 3 млн.у.е.) в пределах 1,0–1,8%. При этом, как показали лабораторные практики применения, желательнее использование низкомолекулярных ПАА, которые обеспечивают более высокую стойкость образующихся гелей к термической и механической деструкции. Кроме того, низкая степень гидролиза полимеров низкой молекулярной массы определяют меньшую скорость сшивки их водных растворов, что позволяет увеличить в 7–8 раз длительность закачки.

Для снижения проникновения рабочих растворов в низкопроницаемые зоны, перед обработками нагнетательные скважины останавливают на 24 часа для снижения давления в высокопроницаемых зонах, что позволит значительно снизить начальное давление закачки рабочих растворов.

На втором этапе закачивается рабочий раствор полимера средней молекулярной массы (5–10 млн. у.е.) с концентрацией 0,25–0,3%. Оптимальная концентрация сшивателя (ацетат хрома) определена по лабораторным тестам и составляла 1:10 как для предоторочки, так и для основного состава.

Расчетные объемы предоторочки и основной оторочки соотносятся в пределах от 1:12 до 1:8. Объемы основных оторочек для различных скважин в пределах 1000–2000 м<sup>3</sup>.

Применение технологии МПДС наиболее эффективно для объекта АВ<sub>1</sub>, который отвечает следующим требованиям:

– низкий коэффициент охвата продуктивных пластов процессом вытеснения, обусловленный высокой проницаемостной неоднородностью;



- глубина залегания продуктивной части пласта не лимитируется, толщина пласта должна превышать 2 м;
- коэффициент начальной нефтенасыщенности более 0,60;
- по участкам воздействия нагнетательных скважин обводненность продукции добывающих скважин в целом находится в диапазоне от 70 до 99%;
- наличие в продуктивных пластах прослоев с невыработанными извлекаемыми запасами нефти;
- вязкость нефти не лимитируется.

Выбор скважины под закачку ПДС проводится на основе анализа геолого-промысловых данных опытных участков, установления области влияния нагнетательной скважины в выявлении характера обводнения реагирующих добывающих скважин, определения наличия гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами.

Закачка рабочих растворов ПДС производится в нагнетательные скважины, техническое состояние которых должно быть удовлетворительным и соответствовать следующим требованиям:

- колонна должна быть герметичной, при отсутствии заколонных и межпластовых перетоков;
- наличие цементного камня за башмаком кондуктора и эксплуатационной колонной.

Для осуществления технологического процесса закачивания ПДС необходимы следующие реагенты и материалы:

- водорастворимый полиакриламид (ПАА);
- глинопорошок;
- реагент АМГ;
- вода техническая (ГОСТ 24882-81) или сточная из системы ППД для приготовления растворов ПАА и глинистой суспензии, для использования в качестве буферной жидкости и промывки скважины.

Применение ПДС основано на использовании водного раствора частично гидролизованного полиакриламида с молекулярной массой  $(0,9-14) \cdot 10^6$  при степени гидролиза 5–30%-моль и глинистой суспензии.

В технологии используется глинопорошок, применяемый при приготовлении буровых растворов и удовлетворяющий требованиям ГОСТ-39-202-80 марок КЕ и КЕМ, ТУ 39-0147001-105-93 марок ПМБ. Для сшивания полиакриламидов применяется реагент АМГ [2].

### **3.3 Результаты лабораторных исследований по адаптации полимерных составов к геолого-физическим условиям месторождения «Х»**

Регулировать вязкость вытесняющего флюида и проницаемость неоднородного пласта, тем самым более эффективно использовать нефтевытесняющие свойства закачиваемых вод и увеличивать коэффициент охвата пласта заводнением позволяют различные технологии полимерного заводнения, основанные на реологических свойствах полимерных растворов, проявляемых в пористой среде. Наиболее доступны и рекомендованы к применению в настоящее время на месторождении «Х» различные марки промышленно выпускаемых водорастворимых частично гидролизованных полиакриламидов (ПАА), которые способны уже в малых концентрациях значительно загущать воду, снижать её подвижность при течении в пористой среде и уменьшать проницаемость пористой среды [1].

На сегодняшний день широко внедряются *водонабухающие «сетчатые» полимеры* (ВСП), которые успешно используются при ремонтно-изоляционных работах, селективной изоляции водопритока и выравнивании профиля приемистости скважин.

Специфика технологий полимерного заводнения и процессов, происходящих при их применении, требует проведения комплекса лабораторных и промысловых испытаний с целью выбора реагента и композиций на его основе для условий конкретного месторождения. Для адаптации полимерно-гелевых систем на основе ряда известных и новых марок

доступных промышленно выпускаемых ПАА (низко-, средне- и высокомолекулярных полимеров, ограниченно водонабухающих ПАА) к условиям месторождения «Х», в ООО «РН-УфаНИПИнефть» были проведены исследования растворимости полимеров, стабильности получаемых составов к термической и механической деструкции, изучение кинетики сшивания в свободном объеме и пористой среде, изучение их реологических свойств в свободном объеме и пористой среде. Был исследован ряд гелеобразующих композиций на основе марок полиакриламида, представленных в таблице 3.1 [1].

Таблица 3.1 – Перечень протестированных марок полиакриламида

Марка	Фирма	Молекулярная масса, млн. у.е.	Степень гидролиза, %
<i>Высокомолекулярные ПАА</i>			
FP-107	SNF Floerger	15	15
FP-307	SNF Floerger	11	8
TR-1	ЗАО «Химеко-ГАНГ»	15	13
TR-1516	ЗАО «Химеко-ГАНГ»	13	15
<i>Среднемолекулярные ПАА</i>			
FP-207	SNF Floerger	8-10	5-10
FP-207 В	SNF Floerger	4-8	5-10
FP-407-N (без стабилизатора)	SNF Floerger	6	0
FP-407 (со стабилизатором)	SNF Floerger	6	0
<i>Низкомолекулярный ПАА</i>			
FP-507	SNF Floerger	3	2

На основании результатов, полученных при тестировании 23 составов на основе 9 марок ПАА различной молекулярной массы можно сделать следующие выводы:

1. Исследование процесса гелеобразования в условиях моделирования технологии промысловой закачки (сшивка в течение 6 часов при ступенчатом увеличении температуры с достижением 60°C через 3 часа) показало:

– практически для всех составов, предназначенных для предоторочек, время гелеобразования составляет 2,5–4 часа. На примере среднемолекулярного ПАА марки FP-407N установлено, что добавка термостабилизатора (марка FP-407) позволяет значительно увеличить время гелеобразования.

– практически для всех составов, предназначенных для основных оторочек, снижение концентраций ПАА при получении сшитых полимерных составов приводит к значительному увеличению времени гелеобразования и завершению процесса лишь при достижении 90°C. Исключение составляет ПАА марки FP-107, использование которого при получении «классического» СПС и в сочетании с 0,1% водонабухающего АК-639 приводит к сшивке через 4 часа;

– определило, что время гелеобразования обратно пропорционально молекулярной массе полиакриламида.

2. Установлено, что увеличить время гелеобразования возможно изменением температурно-временного режима. Так, при шестичасовом ступенчатом повышении температуры до +60°C через 6 часов оптимизировано время гелеобразования.

3. Термоустойчивость проявили следующие составы, изготовленные на основе:

– на основе низкомолекулярного ПАА - 0,5% FP-507 + 0,05% АХ;

– на основе среднемолекулярных ПАА - 0,25% FP-207 + 0,025% АХ и 0,2% FP-407 + 0,02% АХ;

– на основе высокомолекулярных ПАА - 0,2% FP-307 + 0,02% АХ; 0,2% FP-107 + 0,02% АХ;

– на основе смеси водонабухающего и высокомолекулярного ПАА – (0,1% АК-639 + 0,2% FP-107) + 0,03% АХ; (0,2% АК-639 + 0,2% FP-107) + 0,04% АХ.

4. Сравнение реологических свойств СПС на основе 0,5% растворов ПАА различных молекулярных масс через 6 и 36 часов эксперимента показало следующее: СПС на основе высокомолекулярных ПАА более подвержены воздействию высоких температур.

5. Применение ацетата хрома в качестве сшивающего агента при получении СПС более предпочтительно, так как гели, полученные при

использовании хромокалиевых квасцов, более подвержены термической и механической деструкции.

б. Проведенная оптимизация соотношения (ПАА:ацетат хрома) для среднемолекулярного полимера показала, что оптимальным, как и для высокомолекулярных, является соотношение 10:1 [1].

### **3.4 Первый опыт применения наиболее эффективных мероприятий на месторождении «Х»**

#### ***Результаты ГПП***

В течение последних лет проведен значительный объем работ в направлении снижения скин-фактора в скважинах эксплуатирующих объект АВ<sub>1</sub>. Это реализовано путем реперфорации интервалов с использованием глубокопроникающих перфораторов типа ЗПК -105-АТ, ЗПК -105-ДН-01, ЗПК-89АТ-001 и множества других из существующих модификаций.

Первые полученные результаты работ по ГПП свидетельствуют о сформированности по большей части фонда скважин положительного скин-фактора и высокой эффективности ГПП, способствующей снижению этого показателя [4].

#### ***Результаты ЗБС***

В соответствии с пониженными коллекторскими свойствами «рябчика», представленного 3–4 песчано-глинистыми слоями, и по отношению к нижней части разреза предопределены существенные отставания по выработке запасов нефти. С целью повышения темпов выработки запасов нефти «рябчика» востребовано избирательное воздействие при оптимальной плотности сетки скважин, что отчасти решается путем ЗБС с горизонтальным окончанием.

Проявления повышенных скин-факторов свидетельствуют о необходимости проведения в этом направлении специальных исследований, включая и подбор оптимальных рецептур буровых растворов и жидкостей глушения скважин [9].

### ***Результаты применения горизонтальных скважин***

В условиях сложнопостроенного пласта АВ<sub>1</sub>, разработка системой горизонтальных скважин представляется эффективной при обеспечении необходимой энергетикой, а также периодической чистке их стволов от механических примесей.

### ***Результаты физико-химических методов***

По пласту АВ<sub>1</sub> месторождения «Х» в 2012 г. проведено 30 скважино-операций воздействия на пласт по технологии МПДС. По всем участкам воздействия технологический эффект был положителен, а суммарная накопленная дополнительная добыча нефти составила 47,4 тыс.т, в том числе 22 тыс.т за счет снижения обводненности. Средний текущий удельный технологический эффект составляет 1,6 тыс.т на скважино-операцию.

При продолжении работ рекомендуется уделить большое внимание проблеме инженерных расчетов и математическому моделированию процесса размещения гелей и гелантов в зависимости от следующих факторов:

- наличие или отсутствие трещин на участке воздействия и их роли в обводнении продукции скважин (используются результаты трассерных исследований);
- гидродинамическая изолированность пропластков различной проницаемости на участке воздействия.

Необходимо предусмотреть меры защиты по исключению попадания гелей в низкопроницаемые интервалы, а также производить расчеты объемов закачиваемого геланта и его продавки с учетом фронта вытеснения по пропласткам разной проницаемости [13].

### ***Применение РИР с ГПП***

Неоднородностью строения объекта с выраженным улучшением ФЕС по разрезу сверху вниз геолого-физически предопределена последовательная опережающая выработка запасов нефти нижней половины объекта АВ<sub>1</sub>,

состоящего из 2–3 пластов: АВ<sub>1</sub><sup>26</sup>, АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> и не повсеместно – АВ<sub>1</sub><sup>4</sup>. Тем самым по мере промывки последних технологически востребовано проведение их отсечения путем изоляционных работ и последующей реперфорации глубокопроникающими перфораторами (ГПП) интервалов объекта с остаточными запасами нефти. При условии (минимум) двукратного обращения с задачами РИР по каждой добывающей скважине расчетами определена задействованность не менее 2080 скважино-операций. При этом принимаются в расчет указанные работы ГПП. Последнее повышает эффективность РИР+ГПП с 0.8 до 1.2 тыс.т./скв. Реализация мероприятия в указанном объеме позволит обеспечить накопленную добычу нефти (за весь срок) в объеме 10078 тыс.т. На рисунке 3.1 показано долевое распределение дополнительной добычи нефти по проектным ГТМ [4].

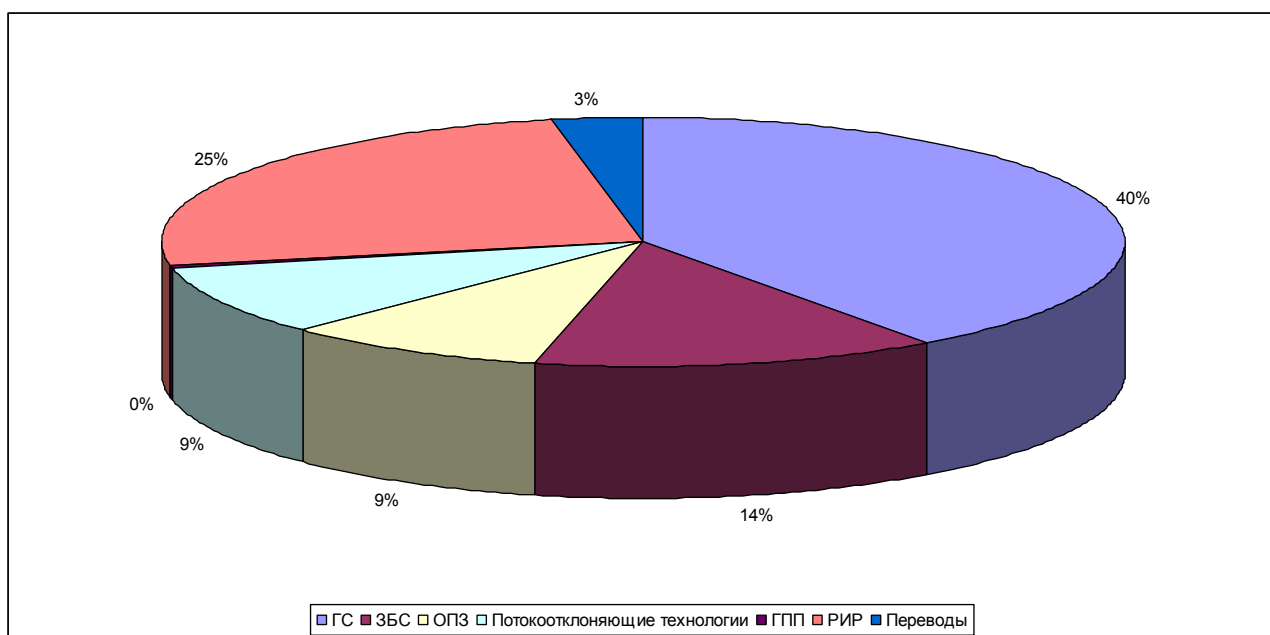


Рисунок 3.1 – Долевое распределение дополнительной прогнозной добычи нефти по видам ГТМ

На рисунке 3.2 представлено долевое распределение дополнительной прогнозной добычи нефти по видам физико-химического воздействия.

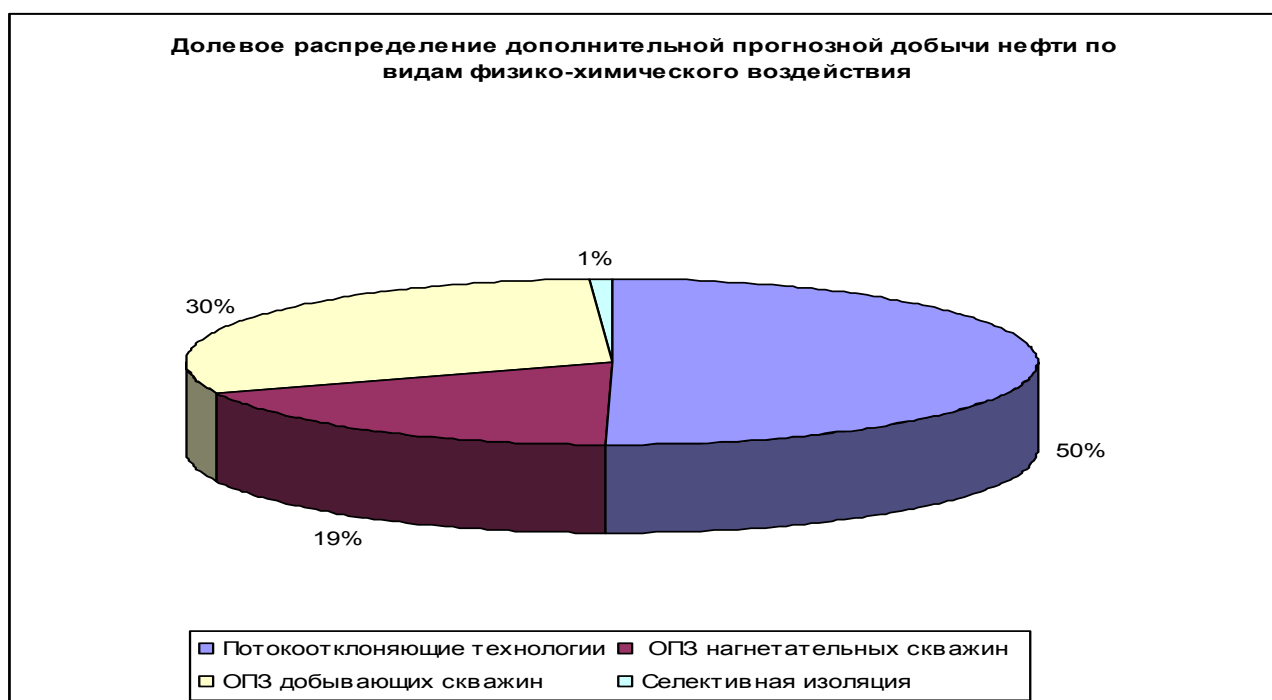


Рисунок 3.2 – Долевое распределение дополнительной прогнозной добычи нефти по видам физико-химического воздействия

В таблице 3.2 приведены проектные показатели добычи нефти за счет применения наиболее целесообразных методов воздействия на пласт  $AB_1$

Таблица 3.2 – Эффективность применения ГТМ, новых методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти, прогнозные показатели их внедрения

Вид ГТМ, МУН/Период проведения	2012	2013	2014–2018	Всего (до 2145г.)	Прирост КИН
<b>Горизонтальные скважины</b>					0,028
Количество операций	3	4	106	301	
Доп. добыча нефти, тыс.т	2,2	17,8	1179,7	16208,7	
Доп. добыча на 1 скважину	0,7	2,5	2,1	–	
<b>Потокоотклоняющие технологии</b>					
Количество операций	30	32	186	5275	0,007
Доп. добыча нефти, тыс.т	34	36	201,75	3799,5	
Доп. добыча на 1 скважину	1,1	1,1	5,4	–	
<b>Ремонтно-изоляционные работы</b>					
Количество операций	14	17	102	2084	0,018
Доп. добыча нефти, тыс.т	38,4	51	165	10078,4	
Доп. добыча на 1 скважину	0,8	0,8	454,2	–	
<b>Переводы на другие объекты</b>					
Количество операций	1	2	29	76	0,002
Доп. добыча нефти, тыс.т	37,2	40,8	284,6	1286,7	
Доп. добыча на 1 скважину	1,9	1,9	1,1	–	
<b>Глубокопроникающая перфорация</b>					



<b>Вид ГТМ, МУН/Период проведения</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014– 2018</b>	<b>Всего (до 2145г.)</b>	<b>Прирост КИН</b>
Количество операций	6	2	31	44	0,0002
Доп. добыча нефти, тыс.т	11,6	11,3	111	236,4	
Доп. добыча на 1 скважину	1,1	0,9	0,7	–	
<b><i>Физико-химические методы ОПЗ</i></b>					
Количество операций	66	71	406	8489	–
Доп. добыча нефти, тыс.т	29,1	32,4	184,83	3727,3	
Доп. добыча на 1 скважину	0,4	0,5	0,5	–	

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БЗГ	Воронину Дмитрию Олеговичу

<b>Институт</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ГРНМ</b>
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01. Нефтегазовое дело Профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость оборудования при ГРП, человеческих ресурсов, используемых материалов</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы расходов на закупку оборудования, нормы расхода инструмента и др.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Технико-экономическое обоснование целесообразности применения технологии ГРП на месторождении</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Бюджет формируется исходя из капитальных и эксплуатационных затрат на ГРП</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности технологии ГРП</i>

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

--

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Пожарницкая О.В.	Кандидат экономических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БЗГ	Воронин Дмитрий Олегович		

#### 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Для того, чтобы оценить экономическую эффективность применения гидравлического разрыва пласта, необходимо рассчитать следующие параметры его рентабельности [8]:

- индекс доходности;
- чистый дисконтированный доход;
- прирост потока денежной наличности;
- срок окупаемости капитальных вложений, лет (если проект рентабельный).

Чтобы их подсчитать, необходимо принять некоторые показатели [8]:

Продолжительность технологического эффекта - 3 года (с 2012 по 2014 г.);

Средний коэффициент эксплуатации скважин - 0,97;

Темп уменьшения эффективности от ГРП (среднегодовой) - 15%;

Налог на прибыль - 20 %.

Курс доллара примем как среднегодовой за каждый год в отдельности [11]:

Среднегодовой курс доллара к рублю на 2012 год – 31,093 руб. за \$;

Среднегодовой курс доллара к рублю на 2013 год – 31,848 руб. за \$;

Среднегодовой курс доллара к рублю на 2014 год – 38,421 руб. за \$;

В качестве цены экспортной нефти примем среднегодовую цену на нефть Urals:

Среднегодовая стоимость одной тонны нефти в 2012 году – 16670 руб./т.;

Среднегодовая стоимость одной тонны нефти в 2013 году – 15894 руб./т.;

Среднегодовая стоимость одной тонны нефти в 2014 году – 14996 руб./т.;

Число дней работы скважины в год – 350;

Ежегодные потери на обводненность на 9 скважинах, по которым проводился гидравлический разрыв – 200 т/год;

Дней работы скважин после ГРП (год без учета января и февраля) – 300;

Коэффициент инфляции в 2013 году – 0,06;

Коэффициент инфляции в 2014 году – 0,11;

Себестоимость одной тонны нефти в 2012 году согласно отчетам компании – 1500 руб./т. С учетом инфляции получим себестоимость тонны нефти по годам [8]:

Себестоимость одной тонны нефти в 2013 – 1590 руб./т.;

Себестоимость одной тонны нефти в 2014 – 1764,9 руб./т.;

Эксплуатационные затраты, в которые входит стоимость обслуживания скважин, ППД, сбора и транспорта нефти, технологической подготовки нефти, содержания и эксплуатации оборудования, были приняты в среднем 15 млн руб./год. (45 млн за 3 года технологического эффекта).

Для анализа экономической эффективности возьмем 9 скважин, на которых проводился ГРП в феврале 2012 года (на объекте АВ<sub>1</sub>). Дебиты данных скважин до и после гидравлического разрыва представлены в таблице 4.1 [8].

Таблица 4.1 – Дебиты скважин до и после проведения ГРП

№	Куст	Скважина	До ГРП	После ГРП	Прирост
			Q <sub>н</sub> , т/сут	Q <sub>н</sub> , т/сут	Q <sub>н</sub> , т/сут
1	77	777	13,28	16,2	2,92
2	79	524	9,46	11,4	1,94
3	96а	1081	12,71	15,7	2,99
4	115	1161	9,67	10,2	0,53
5	64б	108р	12,65	14,5	1,85
6	164	1654	11,07	14,26	3,19
7	19	650	12	13,3	1,3
8	20	691	9,86	12,44	2,58
9	82	932	14,38	16,7	2,32
-	-	Сумма	105,08	124,7	19,62
-	-	Ср.знач.	11,67	13,85	2,18

Капитальные затраты, связанные с реализацией одного гидравлического разрыва пласта представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Капитальные затраты на проведение ГРП

Наименование	Количество	Цена, руб.
<b>Услуги инженерного сопровождения</b>		
Стоимость инженерного сопровождения	150 час.	105000
<b>Оборудование</b>		
Флот ГРП	9	900000
Пакер Seit 15000 PSI	1	70000
Колонная головка Cameron15000 PSI	1	250000
Трубы НКТ NEW –VAM L – 80	До 1700 м	350000
Скрепер	1	50000
<b>Материалы</b>		
Жидкость разрыва на основе нефти	Руб./м <sup>3</sup>	5000
Проппант Боровичи 20/40	Руб./т.	25000
Проппант Ultra Prop 20/40		50000
<b>Мобилизация и демобилизация</b>	–	500000

Учитывая то, что в среднем по данным скважинам производилась закачка 30 т проппанта и 20 м<sup>3</sup> жидкости разрыва, получим среднюю стоимость одного ГРП в 2012 году, равную 4 млн. рублей. С учетом коэффициентов инфляции, стоимость гидравлического разрыва по годам будет равна [13]:

Стоимость одного ГРП в 2012 году – 4 млн.руб.;

Стоимость одного ГРП в 2013 году – 4,24 млн.руб.;

Стоимость одного ГРП в 2014 году – 4,7 млн.руб.;

Итого, получаем среднюю стоимость одного ГРП с учетом инфляции – 4,31 млн.руб.

**Расчет дополнительной добычи нефти за 2012 год [9]:**

$$\Delta Q_{2012} = q_n \cdot N \cdot K_z \cdot T = 2,18 \cdot 9 \cdot 0,97 \cdot 300 = 5709,42 \text{ т}$$

Учтем потери на обводненность за год:

$$\Delta Q'_{2012} = 5709,42 - 200 = 5509,42 \text{ т}$$

**Расчет дополнительной добычи нефти за 2013 год:**

Эффект от ГРП длится в среднем 3 года, однако с каждым годом остаточный эффект после мероприятия падает примерно на 15%, а потому значение дебита в 2013 году составляет:

$$q_{н1} = q_n - \frac{q_n \cdot 15}{100} = 2,18 - \frac{2,18 \cdot 15}{100} = 1,853 \text{ т/сут};$$

$$\Delta Q_{2013} = q_{н1} \cdot N \cdot K_9 \cdot T = 1,853 \cdot 9 \cdot 0,97 \cdot 350 = 5661,84 \text{ т}$$

$$\Delta Q'_{2013} = 5661,84 - 200 = 5461,84 \text{ т.}$$

**Расчет дополнительной добычи нефти за 2014 год:**

$$q_{н2} = q_{н1} - \frac{q_{н1} \cdot 15}{100} = 1,853 - \frac{1,853 \cdot 15}{100} = 1,57 \text{ т/сут};$$

$$\Delta Q_{2014} = q_{н2} \cdot N \cdot K_9 \cdot T = 1,57 \cdot 9 \cdot 0,97 \cdot 350 = 4797,13 \text{ т};$$

$$\Delta Q'_{2014} = 4797,13 - 200 = 4597,13 \text{ т.}$$

**Расчет выручки с продажи нефти, добытой дополнительно:**

$$\Delta B_{2012} = \Delta Q'_{2012} \cdot Ц = 5509,42 \cdot 16670 = 91,84 \text{ млн.руб.}$$

$$\Delta B_{2013} = \Delta Q'_{2013} \cdot Ц = 5461,84 \cdot 15894 = 86,81 \text{ млн.руб.}$$

$$\Delta B_{2014} = \Delta Q'_{2014} \cdot Ц = 4597,13 \cdot 14996 = 68,94 \text{ млн.руб.}$$

**Затраты на дополнительную добычу нефти за год:**

$$\Delta Z_{\text{доп } 2012} = \Delta Q'_{2012} \cdot Z_{\text{пер}} = 5509,42 \cdot 1500 = 8,26 \text{ млн.руб.}$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 2013} = \Delta Q'_{2013} \cdot Z_{\text{пер}} = 5461,84 \cdot 1590 = 8,68 \text{ млн.руб.}$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 2014} = \Delta Q'_{2014} \cdot Z_{\text{пер}} = 4597,13 \cdot 1764,9 = 8,11 \text{ млн.руб.}$$

**Суммарные затраты на проведение ГРП:**

$$\Delta Z_{\text{сумм } 2012} = Z_{\text{грп}} + \Delta Z_{\text{доп } 2012} + Z_{\text{экспл./год}} = 4,31 \cdot 9 + 8,26 + 15 = 62,05 \text{ млн.руб.}$$

$$\Delta Z_{\text{сумм } 2013} = \Delta Z_{\text{доп } 2013} + Z_{\text{экспл./год}} = 8,68 + 15 = 23,68 \text{ млн.руб.}$$

$$\Delta Z_{\text{сумм } 2014} = \Delta Z_{\text{доп } 2014} + Z_{\text{экспл./год}} = 8,11 + 15 = 23,11 \text{ млн.руб.}$$

$$\text{Итого в период 2012–2014 г: } Z_{\text{грп}} = \Delta Z_{\text{сумм } 2012} + \Delta Z_{\text{сумм } 2013} + \Delta Z_{\text{сумм } 2014} = 47,05 + 8,68 + 8,11 = 108,84 \text{ млн.руб.}$$

**Прирост прибыли от ГРП:**

$$\Delta П_{2012} = \Delta B_{2012} - \Delta Z_{\text{сумм } 2012} = 91,84 - 62,05 = 29,79 \text{ млн.руб.}$$

$$\Delta П_{2013} = \Delta B_{2013} - \Delta Z_{\text{сумм } 2013} = 86,81 - 23,68 = 63,13 \text{ млн.руб.}$$

$$\Delta П_{2014} = \Delta B_{2014} - \Delta Z_{\text{сумм } 2014} = 68,94 - 23,11 = 45,83 \text{ млн.руб.}$$

**Налог на доп. прибыль в году:**

$$\Delta H_{\text{пр } 2012} = \frac{\Delta П_{2012} \cdot Н}{100} = \frac{29,79 \cdot 20}{100} = 5,96 \text{ млн.руб.}$$

$$\Delta H_{\text{пр } 2013} = \frac{\Delta П_{2013} \cdot Н}{100} = \frac{63,13 \cdot 20}{100} = 12,62 \text{ млн.руб.}$$

$$\Delta H_{\text{пр } 2014} = \frac{\Delta П_{2014} \cdot Н}{100} = \frac{45,83 \cdot 20}{100} = 9,16 \text{ млн.руб.}$$

**Прирост потока денежной наличности за год:**

$$\Delta ПДН_{2012} = \Delta П_{2012} - \Delta H_{\text{пр } 2012} = 29,79 - 8,95 = 20,84 \text{ млн.руб.}$$

$$\Delta ПДН_{2013} = \Delta П_{2013} - \Delta H_{\text{пр } 2013} = 63,13 - 12,62 = 50,51 \text{ млн.руб.}$$

$$\Delta ПДН_{2014} = \Delta П_{2014} - \Delta H_{\text{пр } 2014} = 45,83 - 9,16 = 36,67 \text{ млн.руб.}$$

**Расчет коэффициента дисконтирования:**

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

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

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

**Дисконтированный прирост ПДН в году:**

$$\Delta ДПДН_{2012} = \Delta ПДН_{2012} \cdot \alpha_{2012} = 20,84 \cdot 1 = 20,84 \text{ млн.руб.}$$

$$\Delta ДПДН_{2013} = \Delta ПДН_{2013} \cdot \alpha_{2013} = 50,5 \cdot 0,87 = 43,94 \text{ млн.руб.}$$

$$\Delta ДПДН_{2014} = \Delta ПДН_{2014} \cdot \alpha_{2014} = 36,67 \cdot 0,76 = 27,86 \text{ млн.руб.}$$

**Чистый дисконтированный доход от проведения ГРП:**

$$\text{ЧДД} = \sum_t^T \Delta ДПДН_t = 20,84 + 43,94 + 27,86 = 92,64 \text{ млн.руб.}$$

**Индекс доходности при проведении ГРП:**

$$\text{ИД} = \frac{\text{ЧДД}}{З_{\text{грп}}} = \frac{92,64}{108,84} = 0,85 \text{ руб./руб. (проект нерентабелен)}$$

Таким образом, из полученного расчета видно, что индекс доходности меньше единицы, что говорит о нерентабельности проекта и превышении суммарных затрат над прибылью. Помимо основного экономического расчета было проанализировано влияние на прибыльность ГРП первостепенных факторов: цены на нефть, дополнительной добычи нефти и капитальных затрат. Было выявлено, что наибольшее влияние оказывает дополнительная добыча, при снижении которой индекс доходности упал до 0,485 руб./руб. Все результаты расчета ЧДД при снижении добычи, цены нефти и капитальных затрат представлены в таблицах 4.3, 4.4, 4.5 соответственно.

Таблица 4.3 – Расчет ЧДД при понижении дополнительной добычи нефти на 30%

Показатели	Период 2012-2014 гг.		
Выручка с нефти добытой дополнительно, млн.руб.	170,45		
Затраты на дополнительную добычу нефти, млн.руб.	17,24		
Суммарные затраты на ГРП, млн.руб.	101,03		
Прирост прибыли от ГРП, млн.руб.	69,42		
Налог на дополнительную прибыль, млн.руб.	13,88		
Прирост потока денежной наличности (ПДН), млн.руб.	55,53		
Коэффициент дисконтирования	1	0,87	0,76
Чистый дисконтированный доход от ГРП, руб.	46,35		
Индекс доходности, руб./руб.	0,458		

Таблица 4.4 – Расчет ЧДД при понижении нефти в цене на 20%

Показатели	Период 2012-2014 гг.		
Выручка с нефти добытой дополнительно, млн.руб.	198,06		
Затраты на дополнительную добычу нефти, млн.руб.	25,05		
Суммарные затраты на ГРП, млн.руб.	108,84		
Прирост прибыли от ГРП, млн.руб.	134,22		
Налог на дополнительную прибыль, млн.руб.	26,84		
Прирост потока денежной наличности (ПДН), млн.руб.	107,38		
Коэффициент дисконтирования	1	0,87	0,76
Чистый дисконтированный доход от ГРП, руб.	92,03		
Индекс доходности, руб./руб.	0,83		

Таблица 4.5 – Расчет ЧДД при повышении капитальных затрат на 10%

Показатели	Период 2012-2014 гг.		
Выручка с нефти добытой дополнительно, руб.	247,59		
Затраты на дополнительную добычу нефти, млн.руб.	25,05		
Суммарные затраты на ГРП, млн.руб.	112,8		
Прирост прибыли от ГРП, млн.руб.	134,79		
Налог на дополнительную прибыль, млн.руб.	26,94		
Прирост потока денежной наличности (ПДН), руб.	107,85		



Коэффициент дисконтирования	1	0,87	0,76
Чистый дисконтированный доход от ГРП, руб.		92,47	
Индекс доходности, руб./руб.		0,82	

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БЗГ	Воронину Дмитрию Олеговичу

<b>Институт</b>	<b>ИПР</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ГРНМ</b>
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p><i>Рабочее место – на открытом воздухе вблизи устья скважины, где находится обслуживаемое оборудование, а также приспособления для выполнения ремонтных работ на производстве.</i></p> <p><i>Оборудование – насосные агрегаты, трубопроводы, автоцистерны, блок манифольда.</i></p> <p><i>Материалы и жидкости – продавочная жидкость, жидкость разрыва, ГСМ.</i></p>
---	--

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

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты;</li> <li>– (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).</li> </ul> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</li> </ul>	<p><i>При работе и обслуживании насосных установок работники попадают в зону действия следующих поражающих факторов:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-движущиеся машины и механизмы;</li> <li>подвижные части производственного оборудования;</li> <li>-производственный шум и вибрация, высокое напряжение электрического тока;</li> <li>-загазованность воздушной среды выхлопными газами машин, используемых при ГРП</li> <li>-неблагоприятные метеорологические условия - охлаждающее или же тепловое воздействие метеорологических условий, влажность воздуха, скорость ветра;</li> <li>-утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу. В случае аварий персонал попадает в зону действия следующих поражающих факторов:</li> <li>-воздействие теплового излучения пожара;</li> <li>-воздействие воздушной ударной волны (зона полных разрушений);</li> <li>-токсическое действие химических реагентов;</li> <li>-поражающее действие осколков.</li> </ul>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу, таких как пары нефти и газы работающих машин;</li> <li>-разливы жидкости разрыва при закачке;</li> </ul>

<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<p><i>Чрезвычайные ситуации могут возникнуть по различным причинам:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>•по природно-климатическим: <ul style="list-style-type: none"> <li>-лесные и торфяные пожары</li> <li>-наводки</li> <li>-ураганы</li> <li>-сильные морозы</li> <li>-метели и снежные заносы;</li> </ul> </li> <li>•по техногенным причинам: <p><i>Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям. Возможными причинами аварий могут быть:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-открытое фонтанирование скважин;</li> <li>-взрывы</li> <li>-ошибочные действия персонала при производстве работ;</li> <li>-отказ приборов контроля и сигнализации;</li> <li>-отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;</li> <li>-производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;</li> <li>-старение оборудования (моральный или физический износ);</li> <li>-коррозия оборудования;</li> <li>-факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).</li> </ul> </li> </ul>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p><i>Рассмотрены правовые нормы согласно ТК РФ N 197 - ФЗ, приведены организационные мероприятия по компоновке рабочей зоны согласно правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности.</i></p>

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗГ	Воронин Дмитрий Олегович		

## **5. Социальная ответственность**

В данной главе будут рассмотрены: производственная безопасность, экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях, а также правовые и организационные вопросы производственной безопасности.

### **5.1 Производственная безопасность**

#### **5.1.1 Анализ вредных факторов**

##### **Повышенный уровень шума и вибрации**

Предельно допустимые уровни шума и вибрации должны соответствовать санитарным нормам на рабочих местах, согласно ГОСТ 12.01.003-83 и ГОСТ 12.1.012-2004. Уровень шума не должен превышать 80 дБ. Шум относится к опасным и вредным факторам в условиях труда, он способен вызвать полную или частичную потерю слуха, расстройства нервной системы, желудочно-кишечные заболевания и другие [7].

Для борьбы с шумом на нефтеперерабатывающих и газотранспортных предприятиях отрасли осуществляется комплексная целевая программа, предусматривающая:

- комплексную автоматизацию и телемеханизацию производственных процессов при бурении скважин и транспортировке нефти;
- снижение шума в источнике его возникновения;
- снижение шума на путях его распространения;
- рациональную планировку компрессорных станций (КС);
- внедрение рациональных режимов труда и отдыха;
- разработку и обеспечение рабочих средствами защиты.

Для обеспечения безопасности работающих и профилактики профзаболеваний необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты: спецодежду, спец. обувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности. Выдача спецодежды, спец. обуви и других индивидуальных средств защиты регламентирована «Типовыми отраслевыми нормами

бесплатной выдачи спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной и газовой промышленности». Согласно указанным документам весь рабочий персонал, участвующий в эксплуатации скважины, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты [7].

### **Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны**

При проведении ГРП может происходить утечка газа, что может привести к отравлению рабочих. Загазованность на территории осуществления гидравлического разрыва должна определяться с помощью газоанализатора, а утечки газа – обмыливанием. Применение огня для обнаружения мест утечек газа категорически запрещается. Обнаружив утечку газа, необходимо принять меры по ее устранению, соблюдая все требования по охране труда при выполнении газоопасных работ, а при невозможности самостоятельного устранения действовать в соответствии с планом ликвидации аварий. В процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию [7]. При этом содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно-допустимой концентрации по санитарным нормам согласно таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ

Вещества	Предельно допустимая концентрация, мг/м <sup>3</sup>
Бензин – растворитель (в пересчете на углерод)	300
Керосин (в пересчете на углерод)	300
Сероводород в смеси с УВ C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	3
Углеводороды C <sub>1</sub> -C <sub>10</sub>	300
Стирол	5
Перексид метилэтилкетона	5
Аэросил	1
Дибутилфталат	0,5
Метилэтилкетон	0,2
Диметиланилин	0,003
Перексид изопропилбензола	0,02
Ненасыщенная полиэфирная смола	6
Хлористый бензол	0,005
Амиловый спирт	0,002

## Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

Химические вещества можно разделить на несколько групп: токсические, раздражающие, сенсibiliзирующие, канцерогенные и мутагенные. Попадают химические вещества в организм через дыхательные пути, ЖКТ или через кожу. Самый распространенный путь проникновения – дыхательные пути. Попадая в организм, химические вещества растворяются в крови, и могут накапливаться в организме, вызывая ряд различных заболеваний [14].

Работникам нефтегазовой отрасли, в частности работникам месторождения «Х» приходится часто сталкиваться и контактировать с различными химическими веществами. Сама по себе нефть, добычу которой ведут на месторождении, является вредным химическим веществом, при обращении с которым необходимо соблюдать осторожность. Большая концентрация вредных химических веществ содержится в АГЗУ. Также подвергнуться химическому воздействию могут люди работающие на установках подготовки воды, нефти и газа, где для отделения фракций друг от друга, могут использоваться различные ингибиторы и эмульгаторы, состоящие из сложных химических веществ, чаще всего вредных для человека [7].

Основной величиной экологического нормирования содержания вредных химических является предельно допустимая концентрация (ПДК) –  $\text{мг/м}^3$ . ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны: нефть –  $100 \text{ мг/м}^3$ , уайт-спирит –  $300 \text{ мг/м}^3$ , бензол –  $5 \text{ мг/м}^3$ ,  $\text{C}_1\text{-C}_5$  –  $3 \text{ мг/м}^3$ , сероводород –  $10 \text{ мг/м}^3$ , хлор –  $1 \text{ мг/м}^3$  [14].

На месторождении «Х» применяют СИЗ и средства коллективной защиты для уменьшения химического воздействия на рабочих. Из средств индивидуальной защиты применяются: очки, спецодежда, шланговые и гражданские противогазы [7].

## **Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе**

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

Из параметров характеризующих климат и оказывающих влияние на организм человека можно отнести такие условия как температура, скорость ветра, барометрическое давление, влажность [7].

Для районов Западной Сибири характерен континентальный тип климата. Зимой и в летнее время сюда приходит арктический воздух. В целом же климатические условия могут резко меняться как в течении сезона, так и в течении дня. Способность человеческого организма поддерживать постоянной температуру тела при изменении параметров климата и при выполнении работы, называется терморегуляцией. Для оптимального поддержания терморегуляции, необходима температура тела в пределах 36°C. Различные среды по-разному влияют на организм. Так например, при продолжительном нахождении работника в среде с высокой температурой, значительно увеличивается вероятность перегрева организма, что может вызвать гипертермию, которая может в дальнейшем вызвать тепловой удар, и работник может даже потерять сознания. Высокая влажность, как и высокая температура, значительно усложняет условия работы для человека. При сочетании этих двух факторов, работать становится намного сложнее.

Низкая температура, также как и высокая вызывает неблагоприятное воздействие на организм. Наиболее опасным для человека явлением можно считать гипотермию, вызываемую продолжительной работой в условиях низкой температуры. Для защиты переохлаждения работникам рекомендуется находиться на холоде не более 10 минут при температуре воздуха до плюс 10°C. И не более 5 минут при температуре ниже минус 10°C. На кустовой площадке, для периодического обогрева возможно нахождения в помещениях оператора, и в БМА (блок местной автоматики), которые оборудованы нагревателями, и температура в них поддерживается на уровне 23°C [7].

## **5.1.2 Анализ опасных факторов Движущиеся машины и механизмы**

Процесс гидравлического разрыва пласта осуществляется под руководством инженерно-технического работника по утвержденному плану. Агрегаты для гидравлического разрыва пласта устанавливаются на расстоянии не менее 10 м от устья скважины так, чтобы расстояние между ними было не менее 1 м, а кабины не были обращены к устью скважины. Перед проведением гидравлического разрыва-пласта талевый блок опускается вниз, отводится в сторону и прикрепляется к ноге подъемного сооружения. На глубиннонасосных скважинах отключается привод станка-качалки, затормаживается редуктор и вывешивается плакат: «Не включать – работают люди». Балансир станка-качалки демонтируется либо устанавливается в положение, при котором он не будет мешать установке устьевого арматуры и выполнению работ по обвязке устья скважины. Во время монтажа напорных трубопроводов и обвязки устья скважины на устьевого арматуры или на нагнетательных линиях устанавливаются обратные клапаны, а на насосах-предохранительные устройства (тарированные мембраны) и манометры. С помощью импульсных трубок манометры выносятся на расстояние, обеспечивающее возможность безопасного наблюдения за их показаниями. Отвод от предохранительного устройства, установленного на насосе, закрывается кожухом и выводится под агрегат. Выхлопные трубы двигателей, установленных на агрегатах и других машинах, обеспечиваются глушителями с искрогасителями и нейтрализаторами выхлопных газов и выводятся на высоту не менее 2 м от платформы агрегата. Если при гидравлическом разрыве пласта возможно возникновение давления выше допустимого для эксплуатационной колонны данной скважины, то производится пакерование колонны. До начала закачки в скважину жидкости для гидравлического разрыва проверяется исправность насосных агрегатов и другого оборудования, правильность и надежность их обвязки и соединения с устьевого арматуры скважины. Проверяется исправность устьевого и запорной арматуры, обратных клапанов, а также приборов для замера и регистрации



давления. Нагнетательные трубопроводы подвергаются опрессовке на давление, в полтора раза большее ожидаемого максимального давления при гидравлическом разрыве. При производстве гидравлического испытания трубопроводов люди должны быть удалены за пределы опасной зоны. Для осуществления процесса ГРП необходимо предусмотреть надежную связь между руководителем работ и персоналом, обслуживающим агрегаты. Агрегаты пускаются в ход только после удаления людей, не связанных непосредственно с выполнением работ у агрегатов, за пределы опасной зоны. Во время закачки и продавки жидкости при гидроразрыве пластов нахождение людей возле устья скважины и у нагнетательных трубопроводов запрещается. Во время работы агрегатов запрещается ремонтировать их, крепить обвязку или устранять пропуски в запорной арматуре. Перед отсоединением трубопроводов от устьевой арматуры, на ней закрываются краны, а в трубопроводе давление снижается до атмосферного. Остатки жидкости разрыва из емкостей агрегатов и автоцистерн сливаются в канализацию или специальную емкость. В зимний период после временной остановки работ производят пробную прокачку жидкости, чтобы убедиться в отсутствии пробок в трубопроводах [7].

### **Электробезопасность**

На кустовой площадке рабочие ежедневно сталкиваются с различными электроприборами которые могут нести в себе опасность поражения электрическим током. Действие электрического тока на человека носит многообразный характер. Проходя через организм человека, электрический ток вызывает термическое (ожоги), электролитическое (разложение крови), биологическое (раздражение тканей, нарушение кровообращения и дыхания) и механическое действие (судороги, разрывы кожи, сосудов, переломы костей). Все это многообразие действий может привести к двум видам поражения: электрическим травмам и электрическим ударам [2].

В таблице 5.2 представлены значения силы тока и воздействие их на организм.

Таблица 5.2 – Воздействие на организм различных значений силы тока

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

### **Пожарная безопасность**

Как уже отмечалось, при проведении гидравлического разрыва пласта зачастую применяют жидкости на нефтяной основе. А так как нефть является легковоспламеняющимся веществом, то при проведении ГРП существует вероятность возникновения пожара, который может привести не только к повреждению оборудования и транспорта, но и к нанесению серьезных увечий обслуживающему персоналу.

Кроме того, на промысле могут возникать огневые шары, которые образуются при возгорании паровоздушной смеси углеводородов. Причем опасен не столько шар, сколько тепловой импульс, который он создает. Чем больше по объему сгорает углеводородов, тем дольше существует огневой шар и его импульс.

Продукты термического разложения и горения также являются опасными факторами при пожаре, так как оказывают общее токсическое воздействие на организм. Также они могут стать причиной появления вторичных факторов, таких как:

- электрический ток;
- взрыв;
- осколки;
- движущиеся части поврежденного оборудования.

Исходя из ССБТ ГОСТ 12.1.004 – 91 допускается уровень пожарной опасности для людей, не превышающий  $10^{-6}$  от воздействия опасных факторов при пожаре, превышающих допустимые значения, в год в расчете на каждого человека.

Для того, чтобы предотвратить возникновение пожаров и взрывов, необходимо:

- согласно СНиП П 33-75 необходимо оборудовать АГЗУ специальной вытяжной вентиляцией типа «Спутник»;
- при производстве ремонтных работ необходимо использовать искробезопасные инструменты;
- обслуживающий персонал при проведении стравливания давления с затрубного пространства скважины должен быть позади обваловки скважины с подветренной стороны;
- все взрывоопасные объекты промысла должны быть оснащены противопожарными средствами: лопатой, песком, ведром, топором и огнетушителем ОХП - 10) [4].

## **5.2 Экологическая безопасность**

### **5.2.1 Источники загрязнения и виды воздействия на природную среду**

а) Первостепенными источниками загрязняющего воздействия при гидравлическом разрыве пласта являются:

- жидкости ГРП (разрыва, продавочная);
- загрязненные ливневые воды;
- горюче смазочные материалы (ГСМ);
- продукты сгорания топлива при работе ДВС;
- хозяйственно-бытовые жидкие и твердые отходы;

б) Виды возможного воздействия на природную среду при ГРП:

– загрязнение жидкостями ГРП и химическими реагентами почвы, поверхностных водоемов, атмосферного воздуха.

в) Второстепенные объекты негативного воздействия:

- почвы;
- недра;
- поверхностные водоемы;
- атмосферный воздух;
- растительный и животный мир [10].

## **5.2.2 Решения по обеспечению экологической безопасности при проведении ГРП**

При осуществлении гидравлического разрыва в большинстве случаев используют жидкости на основе нефти. Причем перед закачкой их обрабатывают химическими составами компании «CLEARWATER Inc.». Последние имеют в своей основе вещества 3 класса опасности и большинство других веществ 2-3 класса. Это напрямую говорит о том, что при утечке они представляют серьезную опасность для окружающей среды. Поэтому на производстве применяют следующие способы, предотвращающие попадание жидкостей разрыва в окружающую среду [10]:

- жидкости для гидравлического разрыва изготавливаются по специальным технологиям, не допускающим их попадания в почву;
- при сборке-разборке быстросъемных соединений и других креплений арматуры применяются поддоны;
- проведение ГРП осуществляют только при полностью герметизированной эксплуатационной колонне и в отсутствие ЗКЦ [10].

## **5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация – обстановка, возникающая в результате аварии на объекте или определенной территории, а также в результате иного природного или техногенного бедствия. В результате ЧС наносится серьезный вред окружающей среде и народному хозяйству, ставится под угрозу жизнь людей, а также причиняется ущерб имуществу населения. Чрезвычайные ситуации подразделяются на трансграничные, территориальные, федеральные, региональные, местные и локальные. Принадлежность ЧС к той или иной категории зависит от числа пострадавших людей, размера ущерба в материальном отношении, а также от площади воздействия вредоносных факторов [17].

В наших суровых природно-климатических условиях при проведении ГРП могут возникнуть следующие чрезвычайные ситуации:

Природного характера:

- паводковые наводнения;
- лесные и торфяные пожары;
- ураганы;
- сильные морозы (ниже - 40°);
- метели и снежные заносы.

Техногенного характера:

- фонтанирование скважин;
- взрывы;
- отключение электроэнергии [17].

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи при чрезвычайных ситуациях составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и должны содержать следующее:

- перечень возможных аварий на объекте;
- способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;
- действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий;
- список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;
- способы ликвидации аварий в начальной стадии. Первоочередные действия технического персонала по ликвидации аварий (пожара), предупреждению увеличения их размеров и осложнений.
- осуществление мероприятий по предупреждению тяжелых последствий аварий. Порядок взаимодействия с газоспасательными и другими специализированными службами;

- список и местонахождение аварийной спецодежды, средств индивидуальной защиты и инструмента;
- список пожарного инвентаря, находящегося на объекте;
- акты испытания СИЗ, связи, заземления;
- график и схему по отбору проб газовой среды;
- технологическая схема объекта;
- годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий [17].

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

### **5.4.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.**

Согласно ТК РФ, N 197 - ФЗ каждый работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов [16];
- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;
- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;
- обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;

– личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его рабочем месте, и в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания;

– внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра;

– гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим Кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.

– повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за работу на работах с вредными и (или) опасными условиями труда могут устанавливаться коллективным договором, локальным нормативным актом с учетом финансово-экономического положения работодателя [16].

## 5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

– Гидравлический разрыв пласта осуществляется при надзоре ответственного инженерного работника согласно плану работ, подписанному руководителем организации;

– ГРП проводится под руководством ответственного инженерно-технического работника по плану работ, утвержденному техническим руководителем организации [15];

– в процессе ГРП персоналу запрещается находиться вблизи нагнетательных трубопроводов и рядом с устьем скважины;

– напорный коллектор блока манифольдов должен быть оборудован датчиками контрольно-измерительных приборов, предохранительными клапанами и линией сброса жидкости, а нагнетательные трубопроводы - обратными клапанами. Схема обвязки устья скважины перед проведением ГРП согласовывается с противофонтанной службой;

– после обвязки устья скважины необходимо опрессовать нагнетательные трубопроводы на ожидаемое давление при гидравлическом разрыве пласта с коэффициентом запаса не менее 1,25 [15];

В процессе ГРП все оборудование работает на предельных паспортных режимах при высоких давлениях, поэтому для обеспечения безопасности работ необходимо придерживаться следующих правил:

– работников допускают к проведению ГРП только после соответствующего инструктажа по ТБ;

– территорию вокруг скважины очищают от посторонних предметов;

– расставляют агрегаты, обвязывают все оборудование, опрессовывают его под непосредственным руководством и контролем ответственного руководителя работ;

– насосные агрегаты должны иметь исправную контрольно-измерительную аппаратуру; предохранительные клапаны должны быть предварительно опрессованы, а их сброс должен быть обеспечен линией, отводящей жидкость под агрегат;



– при опрессовке обвязки и пакера рабочие не должны находиться у устья скважины и у элементов обвязки. В это время запрещается проводить какие-либо работы с элементами обвязки;

– демонтаж оборудования разрешается только после снижения давления до атмосферного [15].

## **Заключение**

В ходе проделанной работы была проанализирована текущая ситуация, связанная с разработкой объекта АВ<sub>1</sub>. Было выявлено, что проблемы применения гидравлического разрыва пласта напрямую связаны с трудной геологической обстановкой, сложившейся в пласте, а также с устареванием имеющегося фонда скважин, применяемых методов увеличения нефтяной отдачи и геолого-технических мероприятий. Кроме того, из-за истощения глинистой перемычки, в настоящее время практически невозможно ограничить трещины от прорыва в обводненные пласты.

В теоретической части дипломной работы были рассмотрены основные геолого-технические мероприятия и методы увеличения нефтеотдачи, примененные на месторождении за весь период разработки, а также представлен перспективный вариант разработки, связанный с максимальной интенсификацией добычи остаточных запасов при помощи бурения горизонтальных скважин (за счет проектного фонда) и зарезки боковых стволов. Помимо этого, он предполагает внедрение новых или же совершенствование уже имеющихся геолого-технических мероприятий и методов увеличения нефтеотдачи, преимущественное применение потокоотклоняющих технологий.

В финансовой части работы был произведен расчет экономической эффективности гидравлического разрыва пласта на 9 скважинах. В ходе него были рассчитаны основные экономические показатели и сделан вывод о нерентабельности реализации ГРП в проектный срок разработки.

В специальной части бакалаврской работы предложены наиболее современные и высокотехнологичные составы для закачки в пласт, а также приведен перечень наиболее целесообразных мероприятий, способных конкурировать с гидравлическим разрывом пласта и заменить его в ближайшем будущем вследствие того, что ГРП выработал себя на данном месторождении.

## Список литературы

1. Анализ разработки месторождения «Х» с уточнением технологических показателей до 2010 г. (заключительный отчет), тема 89.81, СибНИИНП. Багаутдинов А.К. и др., Тюмень, 1982, 213 с.
2. Составление проектов и технологических схем разработки месторождений объединения <<Томскнефть>>. Проект месторождения «Х» (заключительный), договор Е. 86. 4775. 88, ТомскНИПИнефть, Багаутдинов А.К. и др., Томск, 1990, т. 1, 511 с.
3. Российская Федерация. М-во топлива и энергетики (Москва). Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. – 1996.
4. Анализ и уточнение технологических и технико-экономических показателей разработки месторождений ОАО <<Томскнефть>> ВНК. договор № 63н (Ю-9-4-01/180), ОАО <<ТомскНИПИнефть ВНК>>, Багаутдинов А.К., Ильин Н.Н. и др., Томск. 1999, т. 11, книга 1, часть 1, 181 с.
5. Обобщение и анализ результатов исследований с целью создания банка данных и оценки потенциальной продуктивности скважин месторождений П/О <<Томскнефть>>, СибНИИНП, Юсупов К.С., Тюмень, 1993.
6. Тезисы докладов Пятой региональной научно-технической конференции молодых специалистов ОАО «ТомскНИПИнефть». – Томск: ТМЛ-Пресс, 2012. – 292 с.
7. Экологический паспорт нефтяного месторождения «Х». – ОАО <<Томскнефть>> ВНК, ТомскНИПИнефть, Томск. 1997.
8. Организация производства. Часть 1. Основы теории организации производства: Дайджест осн. разделов и тем для студентов института экономики и менеджмента в промышленности / Под ред. А.К. Казанцева. – С.-Пб.: СПбИЭА, 1995. – 121с
9. Бородин, А.В. Опыт применения многозабойных скважин для повышения эффективности разработки пласта АВ<sub>1</sub> месторождения «Х»/ А.В. Бородин [и др.]//Нефтяное хозяйство. – 2012. – №3 (9). – С. 30-34.

10. Экологическая безопасность при ГРП, [Электронный ресурс], Режим доступа: <http://vseonefti.ru/upstream/frac.html>. Дата обращения: 07.05.2017 г.
11. Среднегодовые курсы доллара к рублю, [Электронный ресурс], Режим доступа: <http://kurs-dollar-euro.ru/srednegodovoj-kurs.html>. Дата обращения: 07.05.2017 г.
12. Годовой отчет ОАО «Томскнефть» ВНК – ОАО «Томскнефть» ВНК, 2010-2012 гг.
13. Альвараво В., Манрик Э. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения //М.: Премиум Инжиниринг. – 2011.
14. Требования безопасности при закачке химических реагентов, [Электронный ресурс], Режим доступа: [http://studbooks.net/805616/geografiya/trebovaniya\\_bezopasnosti\\_zakachke\\_himicheskikh\\_reagentov](http://studbooks.net/805616/geografiya/trebovaniya_bezopasnosti_zakachke_himicheskikh_reagentov). Дата обращения: 07.05.2017 г.
15. Компоновка рабочей зоны при ГРП, [Электронный ресурс], Режим доступа: [http://studopedia.ru/17\\_50245\\_gidravlicheskiy-razriv-plasta.html](http://studopedia.ru/17_50245_gidravlicheskiy-razriv-plasta.html). Дата обращения: 07.05.2017 г.
16. Гарантии права работников на труд в условиях, соответствующих требованиям охраны труда, [Электронный ресурс], Режим доступа: <http://tkodeksrf.ru/ch-3/rzd-10/gl-36/st-220-tk-rf>. Дата обращения: 07.05.2017 г.
17. Мастрюков Б. С. Безопасность в чрезвычайных ситуациях в природно-техногенной сфере . Прогнозирование последствий: учеб. Пособие для студ. учреждений высш. проф. образования 2-е изд., стер. //Прогнозирование последствий-М.: Изд. центр «Академия. – 2012.