

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

### ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
<b>ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>

УДК 622.276.66(571.1)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Пискунов Сергей Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькикова Маргарита Радиевна	к.т.н., доцент		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькикова Маргарита Радиевна	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП/ОПОП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	д.г.-м.н.		

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ**  
**21.04.01 Нефтегазовое дело**  
**ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**

Код компетенции	Наименование компетенции
<b>Универсальные компетенции</b>	
<b>УК(У)-1</b>	Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
<b>УК(У)-2</b>	Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
<b>УК(У)-3</b>	Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
<b>УК(У)-4</b>	Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
<b>УК(У)-5</b>	Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
<b>УК(У)-6</b>	Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
<b>ОПК(У)-1</b>	Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
<b>ОПК(У)-2</b>	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
<b>ОПК(У)-3</b>	Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
<b>ОПК(У)-4</b>	Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
<b>ОПК(У)-5</b>	Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
<b>ОПК(У)-6</b>	Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
<b>Профессиональные компетенции</b>	
<b>ПК(У)-1</b>	Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья
<b>ПК(У)-2</b>	Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья
<b>ПК(У)-3</b>	Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья
<b>ПК(У)-4</b>	Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли

<b>ПК(У)-5</b>	Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности
<b>ПК(У)-6</b>	Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
<b>ПК(У)-7</b>	Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ И.А. Мельник  
 (Подпись)     (Дата)     (ФИО)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ15	Пискунов Сергей Александрович

Тема работы:

<b>ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	Технологическая схема разработки Столбового месторождения, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы
<p><b>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b>  <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Рассмотреть современное представление ГРП;</li> <li>2) Провести дизайн ГРП с применением аналитического метода и метода 2Д моделирования на примере Столбового нефтяного месторождения Западной Сибири;</li> <li>3) обосновать эффективность применения предложенного аналитического метода дизайна ГРП для дальнейшего использования на</li> </ol>

	месторождениях Западной Сибири
--	--------------------------------

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

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	Цибульникова М.Р.
<b>Социальная ответственность</b>	Сечин А.А.
<b>Английский язык</b>	Болсуновская Л.М.

**Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:**

Введение

Современное представление гидравлического разрыва пласта

Заключение

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульникова Маргарита Радиевна	к.г.н., доцент		

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Пискунов Сергей Александрович		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ весенний семестр 2022/2023 учебного года

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

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ15	Пискунов Сергей Александрович

Тема работы:

<b>ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>
---

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Современное представление гидравлического разрыва пласта	20
	Дизайн гидравлического разрыва пласта	20
	Обоснование эффективности применения предложенного аналитического метода дизайна ГРП	20
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
	Социальная ответственность	20

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькинова Маргарита Радиевна	к.г.н., доцент		

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	д.г.-м.н		

**Обучающийся**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Пискунов Сергей Александрович		

## Обозначения, определения и сокращения

**ГРП** – гидравлический разрыв пласта

**SPE** – общество инженеров-нефтяников

**ГИС** – геофизические исследования скважин

**ГП** – горная порода

**КВД** – кривая восстановления давления

**ГДИС** – гидродинамические исследования скважин

**ЦКР** – центральная комиссия по разработке

**ГТМ** – геолого-технические мероприятия

**НТЦ** – научно-технический центр

**УВС** – углеводородное сырье

**КИН** – коэффициент извлечения нефти

**ЛУ** – лицензионный участок

**NPV** – чистая приведенная стоимость

**КРС** – капитальный ремонт скважин

**KGD** – модель трещины Христианович-Гитсма-Де Клерк

**РКН** – модель трещины Перкинс-Керн-Норгрен

**КПД** – коэффициент полезного действия

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 111 страницы, в том числе 22 рисунков, 20 таблиц.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, проппант, дизайн трещины, давление нагнетания, механические свойства горных пород.

Объектом исследования являются нефтяные месторождения Западной Сибири.

Предметом исследования является дизайн гидравлического разрыва пласта.

Цель работы заключается в исследовании создания дизайна гидравлического разрыва пласта аналитическим способом и методом 2Д моделирования, а также оценка возможности их применения для подтверждения 3Д дизайнов.

В качестве результатов ожидается получить готовый, проверенный метод для быстрого составления концепта дизайна гидравлического разрыва пласта, который позволит делать быструю, примерную оценку будущего ГРП.

Актуальность работы – гидравлический разрыв пласта является наиболее популярным, признанным и используемым в наше время методом интенсификации притока как на множестве месторождений России, так и всего мира. На сегодняшний день, когда разработка месторождений в России стала очень дорогостоящей из-за климатических, геологических, технологических сложностей, вопрос оптимизации и правильного применения такого рентабельного и высокоэффективного метода как ГРП стоит очень остро.

Область применения: данный алгоритм создания дизайна гидравлического разрыва пласта целесообразно применять к современным подходам создания полноценных дизайнов ГРП при помощи 3Д комплексов.



## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	11
1 СОВРЕМЕННОЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА .....	14
1.1 История развития метода ГРП.....	14
1.2 Роль механики горной породы при проектировании гидравлического разрыва пласта.....	16
1.3 Факторы, которые необходимо учитывать при проведении ГРП, выборе его параметров и технологии.....	22
1.4 Методика исследования и обработки результатов .....	24
2 АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	26
2.1 Опыт применения технологии ГРП на месторождениях Западной Сибири.....	26
2.2 Геолого-физические характеристики Столбового месторождения.....	27
2.3 Дизайн гидравлического разрыва пласта .....	32
2.4 Расчет графика закачки .....	36
2.5 Оценка дизайна гидравлического разрыва пласта при моделировании	46
3 ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПРЕДЛОЖЕННОГО АНАЛИТИЧЕСКОГО МЕТОДА ДИЗАЙНА ГРП.....	55
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	58
4.1 Обоснование показателей экономической эффективности.....	58
4.2 Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта.....	59
4.2.1 Выручка от реализации.....	59
4.2.2 Эксплуатационные затраты.....	60
4.2.3. Капитальные затраты.....	62
4.2.4. Платежи и налоги.....	63
4.2.5. Прибыль от реализации .....	65
4.3. Расчет экономических показателей проекта .....	66
4.3.1 Поток денежных средств.....	66
4.3.2 Индекс доходности .....	67

4.3.3	Период окупаемости .....	67
4.3.4	Экономическая оценка проекта .....	68
4.4	Сравнение технико-экономических показателей до и после проведения ГРП .....	68
4.5	Анализ чувствительности. ....	69
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	73
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	73
5.2	Производственная безопасность .....	75
5.2.1	Анализ вредных факторов.....	76
5.2.2	Анализ опасных факторов.....	80
5.3	Экологическая безопасность.....	85
5.3.1	Влияние на литосферу .....	85
5.3.2	Влияние на гидросферу .....	86
5.3.3	Влияние на атмосферу .....	87
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	87
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	90
	СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ МАГИСТРАНТА .....	90
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	92
	Приложение А .....	96

## **ВВЕДЕНИЕ**

Технология гидравлического разрыва пласта – это один из методов стимуляции скважины (интенсификации притока), заключающийся в закачке под высоким давлением в скважину «жидкости гидроразрыва», в основном состоящей из воды, песка или других проппантов. Данная операция позволяет создать высокопроводимые трещины. Представленная технология является наиболее подходящей для скважин с низкой и умеренной проницаемостями, то есть экономически нерентабельных, но также данная технология может использоваться для пластов с высокими показателями проницаемости, если это является экономически обоснованным решением. Помимо увеличения дебита флюида технология позволяет увеличить нефтеотдачу, так как образуемые трещины способны уйти глубоко в пласт и затронуть целиковые зоны, не охваченные другими методами разработки. Указанный метод интенсификации притока позволяет быстрее вырабатывать запасы и также получать большее количество флюида на последних этапах разработки, что может играть ключевую роль, когда данные этапы затягиваются [1].

ГРП является дорогостоящей операцией и достигает в стоимости до нескольких миллионов, но данные затраты являются обоснованными, если учитывать все плюсы этого метода. Также практически всегда он является рентабельным.

В данной работе рассмотрены такие основные составляющие метода гидравлического разрыва пласта, как сущность самого метода, анализ графиков закачки и распределения давления при ГРП, механические свойства горных пород, дизайн гидравлического разрыва пласта.

Объектом исследования являются месторождения Западной Сибири, в пластах которых, на основе технолого-геологических особенностей и экономических параметров, имело место быть применение ГРП.

Актуальность работы – гидравлический разрыв пласта является наиболее популярным, признанным и используемым в наше время методом

интенсификации притока как на множестве месторождений России, так и всего мира. На сегодняшний день, когда разработка месторождений в России стала очень дорогостоящей из-за климатических, геологических, технологических сложностей, вопрос оптимизации и правильного применения такого рентабельного и высокоэффективного метода как ГРП стоит очень остро.

Основными методами исследования являются: моделирование, анализ, аналогия.

Цель работы заключается в исследовании создания дизайна гидравлического разрыва пласта аналитическим способом и методом 2Д моделирования, а также оценка возможности их применения для подтверждения 3Д дизайнов.

Задачи исследования:

1. рассмотреть теоретические и современные практические подходы к планированию проведения ГРП;
2. выполнить дизайн ГРП с применением аналитического метода и метода 2Д моделирования на примере Столбового нефтяного месторождения, провести их сравнительный анализ;
3. обосновать эффективность предложенного аналитического метода и 2Д метода дизайна ГРП для применения на Столбовом месторождении и для терригенных коллекторов в целом

В качестве результатов ожидается получить готовый, проверенный метод для быстрого составления концепта дизайна гидравлического разрыва пласта, который позволит делать быструю, примерную оценку будущего ГРП.

Практическая значимость.

На основании проведённого анализа геолого-промысловых характеристик Столбового нефтяного месторождения, принципов построения дизайна гидравлического разрыва пласта, особенностей технологии гидравлического разрыва пласта предложено использование аналитического дизайна и метода 2Д моделирования для составления предварительного

концепта дизайна ГРП на данном месторождении, что позволит сделать быструю проверку качества дизайна будущего ГРП, составленного сторонней сервисной компанией без покупки дополнительных дорогостоящих программных комплексов.

Научная новизна исследования.

На основании проведенных технологических расчетов эффективности и точности предложенного аналитического дизайна и 2Д дизайна было доказано, что данные методы являются допустимо точными (10%-30%), что позволяет использовать их для быстрой оценки дизайна ГРП и создавать более точные 3Д модели.

Защищаемое положение.

2Д и аналитический метод можно использовать добывающей компанией в условиях Западной Сибири для терригенной коллекторов в случае временных, санкционных и финансовых ограничений, а также дает возможность вести анализ качества дизайнов ГРП, предлагаемых сервисными компаниями, без затрат на дорогостоящий 3Д программных комплексов.

# 1 СОВРЕМЕННОЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

## 1.1 История развития метода ГРП

Гидравлический разрыв пласта имеет богатую историю, которая насчитывает более 130 лет, но только в ближайшие 50 лет он смог стать одним из самых эффективных методов интенсификации притока. Данный метод имеет место как для терригенных, так и для карбонатных коллекторов, однако, в одних случаях мы делаем классическое удержание трещин при помощи проппанта, а в других используем кислоту, которая вступает во взаимодействие с карбонатом, не позволяя смыкаться трещинам. На основе множества испытаний было исследовано, что данный МУН проходит на больших глубинах – это свидетельствует о полной безопасности окружающей среды. Отсутствие влияния на сточные и грунтовые воды, почву свидетельствует о безопасности людей, которые проживают рядом. Но тем не менее, не смотря на все преимущества ГРП, данный метод не применяется настолько часто, насколько этого хотелось бы, так как является очень дорогостоящим, тяжелым в техническом плане, требующим большого количества подготовленного персонала. ГРП является очень сложной в расчетах операцией, так как тяжело предугадать куда пойдет трещина, в какой момент может произойти переток в другую зону, образование несовместных условия эксплуатации при которых флюид будет перетекать из одной зоны в другую, и будет стоять задача об установке множества пакеров, которые не всегда могут устранить проблему [2].

Чаще всего такой метод интенсификации притока как гидравлический разрыв пласта используется именно на месторождениях, на которых идет поздний этап разработки, так как именно на этом этапе коэффициент продуктивности становится наименьшим и необходимо вносить кардинальные меры по увеличению притока к стенкам скважины. Метод ГРП не является универсальным, поэтому необходимо строго соблюдать критерии

его применимости, к которым относятся показатель продуктивности скважины по отношению к соседним, показатель обводнённости. Если идет речь о низкопроницаемых коллекторах, то критерии становятся еще более строгими и к вышесказанным критериям прибавляются такие уточнения, что должна соблюдаться необходимая минимальная эффективная толщина пласта, которая устанавливается индивидуально, в зависимости от разрабатываемого месторождения и условий в частности, отсутствие в полученном флюиде газа и газовой шапки. Также недопустимо применение заводнения во всех его проявлениях, поскольку образование трещин может привести к резкому притоку воды, вследствие чего большая часть добываемого флюида будет вода, что является недопустимым. Имеется множество и других критериев, которые связаны с литологическими особенностями разработки, которые должны рассматриваться индивидуально в каждом случае. Метод ГРП является очень эффективным, о чем говорит статистика и анализ, проведенный множеством крупных компаний, лидирующих в секторе нефтегазовой отрасли России, в данных которых наглядно прослеживается возможное увеличение притока флюида в 1,7 раза, что является выдающимся показателем, по сравнению с другими возможными методами [3].

Технология ГРП не нашла такое распространение во многих странах мира как в США и России, так как несмотря на проведенные опыты по безопасности данного метода, в некоторых странах Европы он является запрещенным из-за возможных последствий, связанных с окружающей средой. Тем не менее, данный метод является очень эффективным. Так, по некоторым подсчетам, он способствует увеличению добытой нефти в Северной Америке на 8 млрд. баррелей, что нельзя не отметить. Из всего вышесказанного, можно сделать вывод, что необходимо всегда соотносить как экономическую составляющую, так и риски с результатом, полученным с проведенной операции, и только потом принимать решение о непосредственном использовании данного метода на том или ином

месторождении, учитывая непосредственно условия, в которых добывается нефть и ее стоимость на рынке [4].

Если взглянуть на эволюцию гидравлического разрыва пласта, то можно заметить этот сложный и тернистый путь от простого разрыва толщи породы с применением обычного керосина без какого-либо закрепляющего агента и приемлемого расчёта, до высокотехнологичного метода интенсификации притока и увеличения нефтеотдачи, в котором важен каждый показатель и предъявляемые требования к его проведению подбираются индивидуально в зависимости как от геологических, так и от технологических параметров [5].

Со временем гидравлический разрыв пласта изменил энергетический ландшафт мирового подхода к обработке скважины. Данный метод интенсификации впервые произошел в 1947 году и активно обзвевался в мировом сообществе SPE (Society of Petroleum Engineers). Количество гидравлических разрывов росло в геометрической прогрессии, результатом чего стала сланцевая революция в США, что позволило выйти Америке на ведущие позиции в добычи нефти. В период с 2000 по 2018 года возросла интенсивность гидроразрыва и лучшее знание особенностей, связанных с подземными работами, привели к тому, что мощность нагнетания давления в мире увеличилась в разы, также увеличилось количество этапов гидроразрыва в несколько раз, а масса прокачиваемого проппанта увеличилась в десятки раз [6].

## **1.2 Роль механики горной породы при проектировании гидравлического разрыва пласта**

Принято считать, что продуктивный пласт слагается из пород с пустотами (порами), которые заполнены различными флюидами или газами. Чтобы применить к такой системе принципы линейной теории упругости, необходимо знать такие параметры, как модуль Юнга, коэффициент Пуассона, модуль объема упругости. В зависимости от объема и состава газа и жидкости, которые насыщают поры, значения этих констант могут значительно



различаться. Вначале разберемся, что же из себя представляют данные параметры [4]:

Гидравлический разрыв пласта представляет собой разрыв сплошности породы с последующим образованием трещин, которые закрепляются специальным агентом, который позволяет зафиксировать полученный результат, достичь необходимых параметров и в целом получить приемлемые показатели. Данный процесс разрыва сплошности породы в вертикальной скважине с установленным пакером (необходимый для фиксирования давления в затрубе и экономии оборудования) представлен на рисунке 1.1 [4].

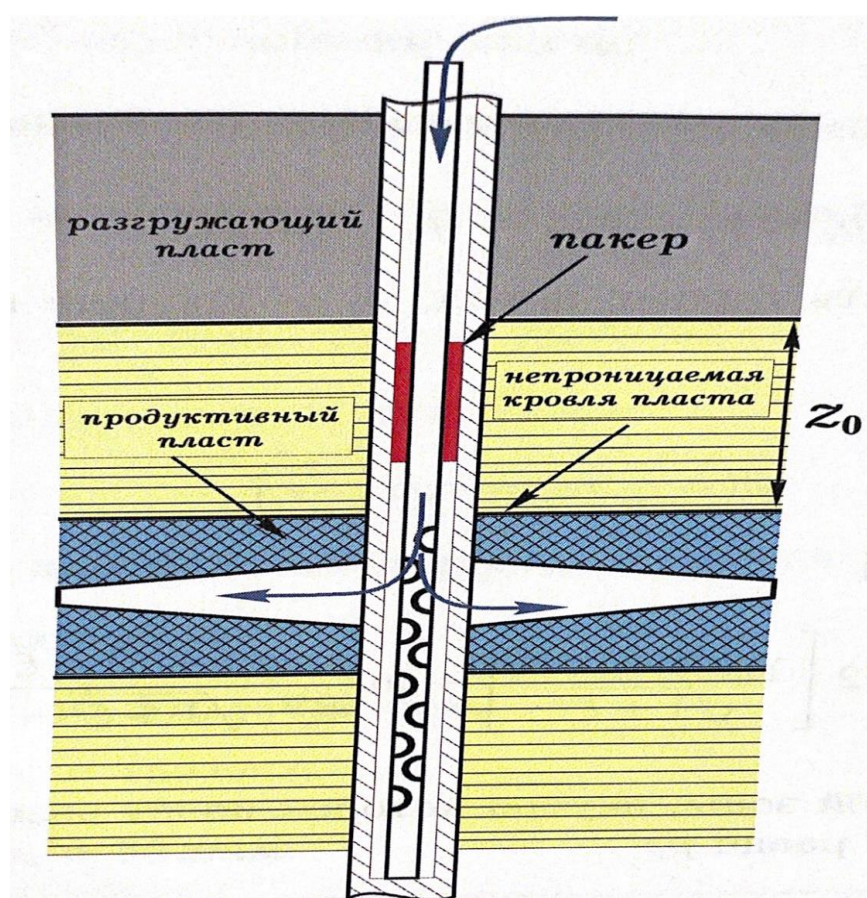


Рисунок 1.1 – Схема образования горизонтальной трещины ГРП [4]

*Модуль Юнга* – одна из физических величин, которая показывает степень того, как материал может сопротивляться растяжению, сжатию при упругой деформации (различным внешним воздействиям). Обозначается буквой  $E$ . В динамических задачах механики модуль Юнга рассматривается в более общем смысле - как функционал деформируемой среды и процесса.

Учитывая то, что практически все конструкционные материалы имеют значение высокого порядка (как правило  $10^9$  Па), его размерность часто записывают с помощью кратной приставки «гига» (гигапаскаль [ГПа]). Определение модуля Юнга является необходимым условием для расчета успешного гидравлического разрыва пласта. Данный параметр определяется путем испытания на деформацию, то есть используется тест на одноосной нагрузке, как представлено на рисунке 1.2 [7].

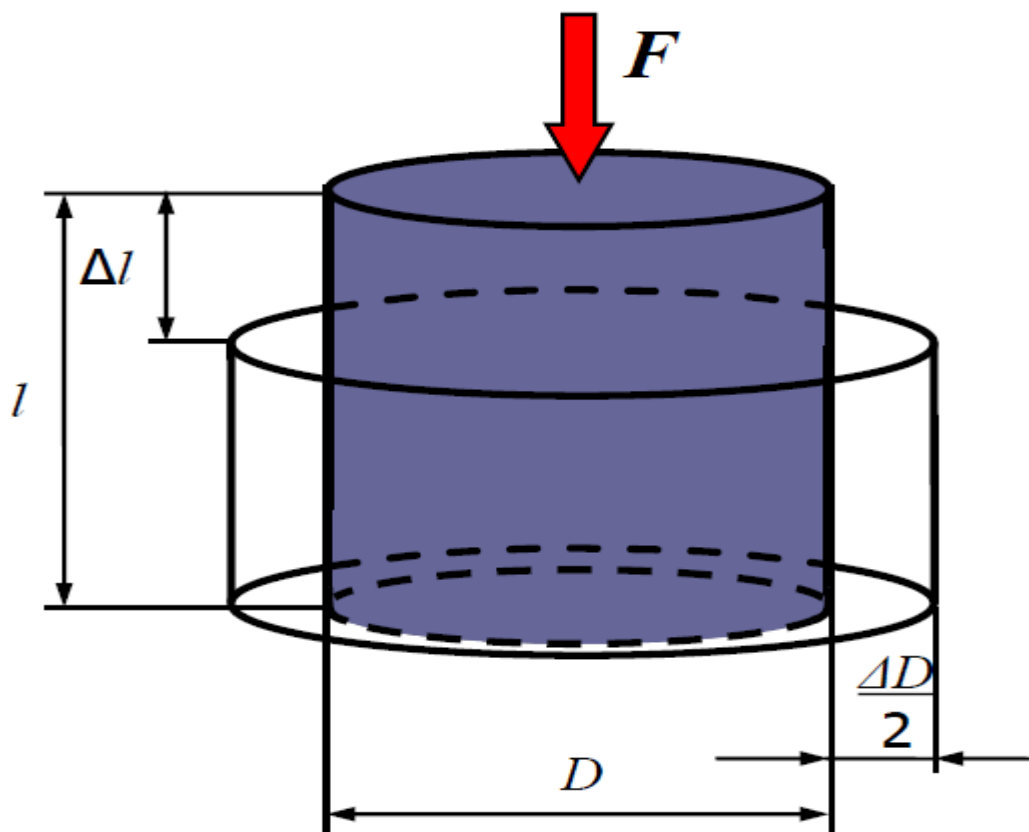


Рисунок 1.2 – Деформация при одноосной нагрузке [4]

В частности, для нефтегазовых пластов берется образец керна, имеющий отношение длины к диаметру 2 к 1, который нагружается в осевом направлении при постоянном увеличении давления (вследствие и силы). Также контролируются боковые и осевые деформации, которые и используются для определения необходимых нам параметров (в частоте модуль Юнга и коэффициент Пуассона) [8].

Модуль Юнга рассчитывается по следующей формуле [4]:

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} \quad (1.1)$$

где  $\varepsilon$  – деформация в направления приложенного напряжения, м;

$\sigma$  – Приложенное напряжение, Па.

Модуль Юнга наиболее важен при расчетах давления разрыва и профиля ширины трещины [8].

Различия в модулях Юнга у породы пласта и породы ограничивающих барьеров может влиять на рост высоты трещины

*Коэффициент Пуассона* – параметр, который характеризует отношение величины поперечного сжатия к относительному продольному растяжению. Данный коэффициент определяется таким же образом, как и модуль Юнга, используя тест на трехосное напряжение [4].

Рассчитывается, используя следующую закономерность:

$$\nu = - \frac{\varepsilon_{yy}}{\varepsilon_{xx}} \quad (1.2)$$

где  $\varepsilon_{xx}$  – деформация в направления x, м;

$\varepsilon_{yy}$  – деформация в направления y, м.

Коэффициент Пуассона хотя и в меньшей степени важен, чем модуль Юнга, но необходим для расчета ширины трещины. Для примерной оценки данного параметра можно использовать следующую таблицу 1.1 [4]:

Таблица 1.1 – Коэффициент Пуассона в различных породах [4]

Твердость/ порода	Коэффициент Пуассона
Слабые песчаники	0,2
Средние песчаники	0,17
Твердые песчаники	0,15
Слабые доломиты	0,3
Средние доломиты	0,27
Твердые доломиты	0,25
Слабые известняки	0,28

Средние известняки	0,25
Твердые известняки	0,23

Также указанные параметры выше можно определять путем акустического каротажа. Но обычно параметры, полученные в двух этих экспериментах, отличаются и принимается либо какое-то усредненное, либо один из них в зависимости от конкретной ситуации [8].

Модуль Юнга является чрезвычайно важным параметром в процессе гидроразрыва, который имеет прямую связь с чистым давлением обработки, геометрией трещины, шириной трещины и определением утечек жидкости по данным падения давления. Поскольку модуль Юнга можно легко измерить. Зная, отбирались ли образцы керна и проводились ли тесты на трехосное сжатие для определения упругих постоянных. Модуль Юнга является единственным расчетным параметром для проектирования гидроразрыва, который может быть определен заранее с помощью лабораторных испытаний. Поскольку чистое давление обработки напрямую связано с модулем Юнга, то есть острая необходимость в точных значениях модуля для пластов, где гидроразрыв пласта является основным методом заканчивания. Основная цель состоит в том, чтобы повысить чистое давление обработки (которое пропорционально ширине трещины) и создать широкие проводящие трещины [4].

Хочется отметить следующие виды тестов, которые позволяют определить необходимые параметры упругости породы:

*Осушенный тест* – цель заключается в определении параметров породы, которая является сухой (в ней отсутствует жидкость, даже в запертых порах).

*Матричный тест* – определяются упругие параметры скелета (состоит из скелета и флюида в запертых порах).

*Неосушенный тест* – оценивается образец керна без осушки, то есть в его естественном состоянии. Прилагаемые нагрузки не влекут изменение начальной массы жидкости в образце [4].

Наглядно разрыв пласта с приложенными напряжениями можно наблюдать на следующем рисунке 1.3. На данном рисунке показан именно разрыв породы в скважине с точки зрения напряжений. Можно заметить, что разрыв породы идет преимущественно перпендикулярно минимальному напряжению породы, что связано с особенностью механики горных пород. Данная особенность также была доказана экспериментальным путем. Эта закономерность сильно упрощает инженерам расчет дизайна ГРП.

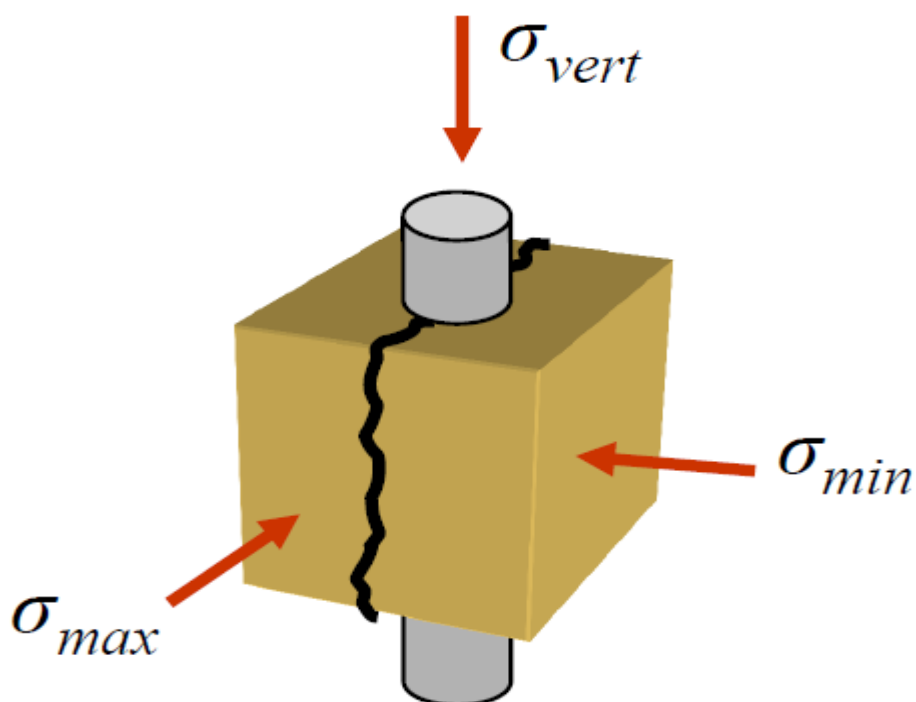


Рисунок 1.3 – Приложенные напряжения при ГРП [4]

Трещина всегда возникает перпендикулярно минимальному напряжению в образовавшейся системе. Данная особенность позволяет определить ориентацию трещины в скважине, что позволяет более точно вести как аналитический расчет, так и построение моделей в специализированных программах.

### 1.3 Факторы, которые необходимо учитывать при проведении ГРП, выборе его параметров и технологии

*Геолого-физические характеристики* объекта воздействия играют огромную роль в выборе параметров и непосредственно самой технологии проведения гидравлического разрыва пласта. В качестве параметров, характеризующих геолого-физические условия выбраны: общая и эффективная нефтенасыщенная толщины пласта, коэффициент пористости, коэффициент песчаности, проницаемость, параметр «Альфа-ПС», коэффициент макронеоднородности пласта и нефтенасыщенность. Параметры, характеризующие технологию проведения ГРП: масса проппанта закаченного и в пласте, темп закачки и средняя концентрация проппанта, давление ГРП и давление после ГРП. В качестве характеристик эффективности проведения ГРП выбраны: приросты дебитов по жидкости и нефти, а также прирост обводненности. Для полноты картины в таблица 1.2 представлены все влияющие на ГРП параметры [9].

Таблица 1.2 – Значимость различных данных для проведения ГРП [9]

тип данных	источники данных	назначение данных (для определения)
<ul style="list-style-type: none"> <li>• литология</li> <li>• тип горных пород</li> <li>• пористость</li> <li>• проницаемость</li> <li>• напряжение горных пород</li> <li>• градиент разрыва</li> <li>• вдавливание проппанта в ГП</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• каротаж</li> <li>• образцы керна</li> <li>• опробование пласта</li> <li>• исследование кривых восстановления давления</li> <li>• отчета о проведении ГРП в других скважинах ГИС</li> <li>• диаграмма параметров бурения</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• тип воздействия</li> <li>• вероятной эффективности ГРП</li> <li>• максимального рабочего давления на поверхности</li> <li>• ухудшения проводимости трещины.</li> </ul>
состав пластовых флюидов	<ul style="list-style-type: none"> <li>• образцы керна</li> <li>• опробование пласта</li> <li>• каротаж.</li> </ul>	для определения совместимости пластовых флюидов с рабочими жидкостями.
водонасыщенность	<ul style="list-style-type: none"> <li>• каротаж</li> <li>• образца керна.</li> </ul>	для определения водонефтяного фактора, совместимости жидкостей

		и потенциального дебита скважины после ГРП.
пластовые аномалии или скин призабойной зоны пласта	<ul style="list-style-type: none"> <li>• исследование кривых восстановления давления (КВД)</li> <li>• опробование пласта</li> <li>• геологические карты/разрезы.</li> </ul>	для определения типа воздействия.
пластовое давление	исследование КВД или методом понижения уровня	<ul style="list-style-type: none"> <li>• для определения ожидаемой продуктивности</li> <li>• для расчета индекса продуктивности по сравнению с соседними скважинами.</li> </ul>

Также необходимо отметить характеристики пласта по добыче, которые влияют на возможную эффективность мероприятия. Обычно их выделяют отдельно. Подобные данные представлены в таблице 1.3 [9].

Таблица 1.3– Влияние данных по добычи на расчёт и эффективность ГРП [9]

Данные по добыче	История добычи испытание скважины на приток	<ul style="list-style-type: none"> <li>• для расчета индекса продуктивности PI;</li> <li>• для определения кратности увеличения дебита;</li> <li>• для определения извлекаемых запасов;</li> <li>• для определения вероятности успеха;</li> <li>• для установления вероятных проблем при дизайне и проведения ГРП.</li> </ul>
------------------	--	---

Текущие условия эксплуатации скважин влияют на результат проведения каждого ГРП. Поэтому, наличие более полной информацией о пласте необходимо для выбора кандидатов для проведения ГРП. Некоторые параметры должны быть рассмотрены в обязательном порядке [10]:

1. высокие газонефтяной или водонефтяной факторы
2. интерференция с соседними скважинами
3. причина низкой продуктивности

*Технические характеристики* также необходимо учитывать, так как операция ГРП проходит под большими скоростями закачки жидкости и рабочими давлениями. Неисправное состояние оборудования, используемого при ГРП (наземного и подземного), а также техническое состояние

эксплуатационной колонны могут послужить преждевременной остановке процесса. Если по какой-либо причине оборудование не может выдерживать максимальную нагрузку необходимую для проведения операции, следует заменить его, либо ограничить нагрузку путем понижения рабочего давления, либо исключить возможность ГРП на данной скважине [10].

Для оценки потенциального прироста параметров после ГРП можно использовать различные методы, которые начинаются с простых аналитических калькуляций и заканчиваются сложными гидродинамическими моделями в специализированном софте. У каждого из этих методов имеются преимущества и недостатки. Например, для аналитического метода необходимо знать куда меньше значений, но в то же время страдает точность данного метода. Данный метод необходимо применять в зависимости от ситуации. В случае, когда необходимо провести быструю оценку, аналитический метод имеет основное преимущество – он легкий и быстрый, но если речь идет о сложных долгосрочных проектах, то моделирование является предпочтительным [11,12].

Для более точного расчета результата, предстоящего ГРП необходимо иметь данные по гидродинамическим исследованиям. К основным данным ГДИС относятся: скин-фактор, установившееся средневзвешенное пластовое давление, проницаемость и интервалы притока. Чем больше данных изначально имеются у проектировщиков ГРП, тем более успешной можно сделать операцию. Минус моделирования состоит в сложности используемого софта и необходимости большого количества исходных данных для получения полноценной модели [12].

#### **1.4 Методика исследования и обработки результатов**

Проведен анализ месторождений Западной Сибири на примере Столбового месторождения путем подробного исследования его составляющих. Изучены отдельные части объекта в совокупности.



На основе опыта применения дизайна ГРП на других месторождений и установления закономерности (общего) к конкретному применению при создании дизайна на Столбовом месторождении(частному).

На примере Столбового месторождения проведено моделирование дизайна гидравлического разрыва пласта, а также проведено его сравнение с аналитическим расчетом, что позволяет соотнести параметры и сделать вывод о правильности дизайна. В работе используется математическое моделирование. В качестве программы используется excel файл Hydraulic Fracturing 2D, который является составляющей программного комплекса, идущий вместе с изданием книги Экономидеса, в которой заданные соответствующие закономерности и алгоритмы для подсчета основным параметров дизайна ГРП.

В результате перечисленных раньше методов исследования были получены результаты с наибольшей достоверностью. Совмещение различных методов позволяют исключить неправильные суждения и видеть проблему более комплексно.

## **2 АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

### **2.1 Опыт применения технологии ГРП на месторождениях Западной Сибири**

Месторождения Западной Сибири расположены на Западно-Сибирской равнине и приурочены к осадочному чехлу Западно-Сибирской плиты. Эти месторождения преимущественно сложены терригенными отложениями, которые обладают низкими фильтрационно-емкостными свойствами, то есть низкими показателями пористости и проницаемости. Также зачастую открытая пористость данных коллекторов является сильно завышенной по сравнению с эффективной пористостью (в которой может фильтроваться флюид) в связи с наличием большого количества закрытых пор, трещин, глин и связанной воды. Для вовлечения этих закрытых участков в разработку и улучшения коллекторских свойств призабойной зоны очень хорошо подходит ГРП.

Метод ГРП нашел свое применения на низкопроницаемых коллекторах Приобского месторождения. Толща породы характеризуется высокой глинистостью и расчлененностью. Характерны переслаивающиеся песчано-алевролитовые линзы. После проведения ГРП некоторые новые скважины выходили на дебит не менее 130 тонн в сутки, что значительно превышает прогнозные показатели без его проведения.

На Вынгапуровском месторождении были проведены работы по многостадийным ГРП на 78 горизонтальных скважинах с низкими фильтрационно-ёмкостными свойствами. Среднесуточный прирост дебита составлял 53,9 т/сут. в наклонно-направленных скважинах. Дополнительная добыча из горизонтальных скважин достигла 619,415 тыс.т.

На Столбовом месторождении проведение ГРП дает в среднем увлечение дебита жидкости в 7 раз (в случае если призабойная зона находится в плохом состоянии и имеется сильное отклонение от расчетных параметров

скважины). Зачастую, на низкопроницаемых коллекторах ГРП – это единственный способ «реанимировать» скважину.

Основная сложность при проведении ГРП состоит в создании правильного дизайна будущей трещины, так как иногда бывает очень сложно учесть все факторы, которые влияют на распространение трещины и на это может уйти очень много времени. Для более эффективного и правильного составления дизайна ГРП необходимо иметь специальные программные комплексы или аналитические решения для возможности быстро создать и оценить будущий ГРП.

В качестве примера для оценки применения дизайна ГРП рассмотрим одно из месторождений Западной Сибири – Столбовое месторождение, которое имеет фильтрационно-емкостные и геолого-механические свойства, присущие большинству месторождений Западной Сибири.

## **2.2 Геолого-физические характеристики Столбового месторождения**

Столбовое месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области, который входит в состав Васюганского нефтедобывающего района.

Неподалеку расположен крупный населенный пункт – с. Новый Васюган, Расстояние от которого составляет примерно 70 км.

Месторождение располагается ориентировочно в 25 км по направлению к северо-востоку от вахтового посёлка Пионерный.

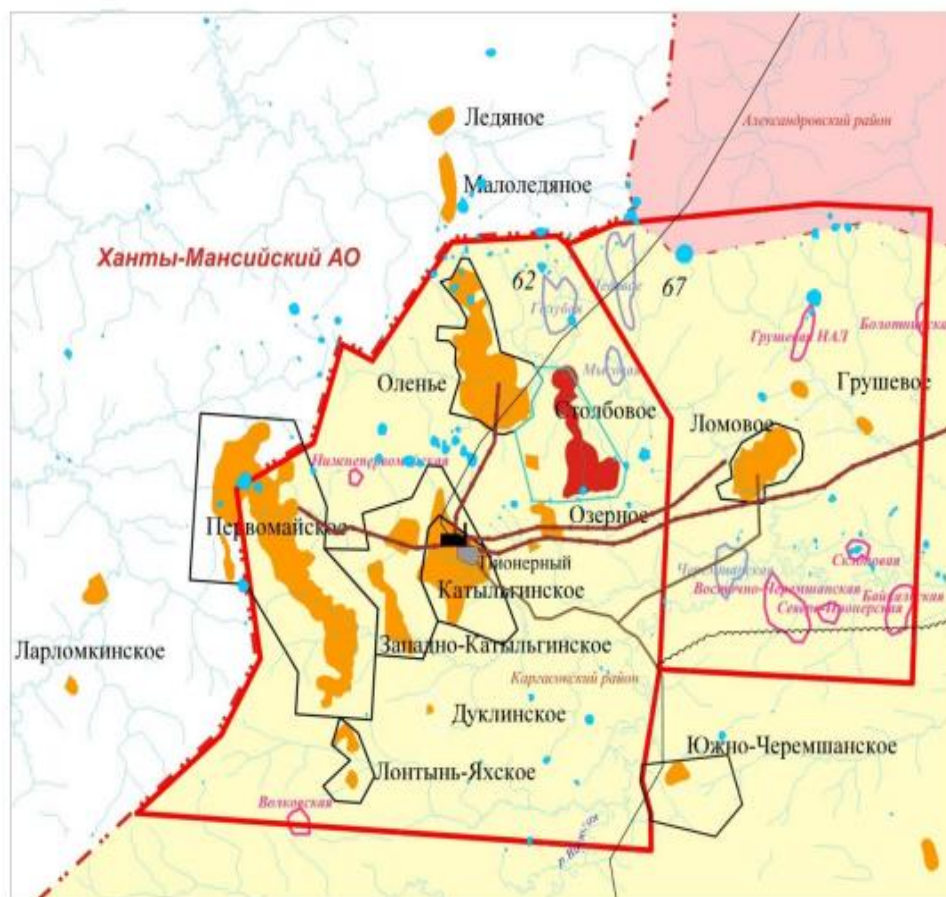


Рисунок 2.1 – Район расположения Столбового месторождения

Столбовое месторождения полностью располагается в Каймысовском нефтегазовом районе. Имеется множество других месторождений, которые находятся близко к данной области, и которые также введены в промышленную разработку. В основном залежи приурочены к горизонту Ю<sub>1</sub> васюганской свиты верхней юры.

Промышленная нефтеносность Столбового месторождения также связана с горизонтом Ю<sub>1</sub> васюганской свиты верхней юры, где породы представлены песчаником и алевролитами с прослоями аргиллита, глин. Они характеризуются большой литолого-фациальной изменчивостью, наличием зон замещения пород коллекторов непроницаемыми породами, невыдержанностью коллекторских свойств и часто не контролируются положительными формами. Все залежи литологически экранированные.

Данное месторождение имеет следующие геолого-физические характеристики

Таблица 2.1 – Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта

Параметры	Б <sub>18</sub>	Ю <sub>1</sub> <sup>0</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>
Средняя глубина залегания кровли, м	-2394	-2523	-2514	-2519
Тип коллектора	Поровый			
Средняя общая толщина, м	10,3	4	4,2	7,9
Коэффициент пористости	0,221	0,161	0,174	0,166
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	11	20,3	29,9	17,5
Пластовое давление, МПа	22,6	25,9	25,9	25,9
Пластовая температура, °С	93,5	96,2	96,2	95,2
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	712	720	720	725
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	84,6	91,3	91,3	87,7
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, МПа	0,611	0,578	0,599	0,541
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,6	9,9	9,9	9,5
Средняя общая толщина, м	10,3	4	4,2	7,9

Столбовое месторождение открыто в 1986 году по результатам бурения поисковой скважины №75. В пробную эксплуатацию введено в 1991 году после расконсервации трех разведочных скважин №№ 78Р, 86Р и 91Р. Промышленная нефтеносность в разрезе месторождения связана с отложениями горизонта Ю1 васюганской свиты верхней юры (пластами Ю10, Ю11, Ю12) и (пластом Б18) ачимовской пачки нижнее-мелового возраста.

Подсчитанные геологические запасы нефти в пределах Столбового ЛУ по отношению к числящимся на Госбалансе увеличились в связи с проведенными ГРР и пересчетам запасов по категориям В+С1 на 4108 тыс.т. (+13,2%) и по категории С2 уменьшились на 8306 тыс.т. (-64,5%). В связи с изменением представлений о геологическом строении месторождения возникла необходимость в составлении нового проектного документа. Таким образом, последним действующим проектным документом является

«Дополнение к технологической схеме разработки Столбового месторождения» (ТО ЦКР по ТПП протокол №5524 от 13.12.2012).

Данная работа принята по второму варианту со следующими основными положениями и технико-экономическими показателями:

Проектные уровни:

добычи жидкости, тыс.т. – 3736 (2024 г.);

закачки воды, тыс. м<sup>3</sup> – 4119 (2026 г.);

КИН, доли ед. – 0.41.

Общий фонд скважин:

в т.ч. добывающих/нагнетательных – 186/59;

Фонд скважин для бурения:

в т.ч. добывающих/нагнетательных – 140/51.

– выделение двух объектов разработки: пласт Б18 и Ю1 (пласты Ю10, Ю11, Ю12);

– система разработки – девитоточечная, с расстоянием между скважинами 600 м;

– выполнение комплекса ГТМ, исследовательских работ и ввода скважин из неработающего фонда.

На данном месторождении активно применяется ГРП как метод интенсификации притока и увеличения нефтеотдачи

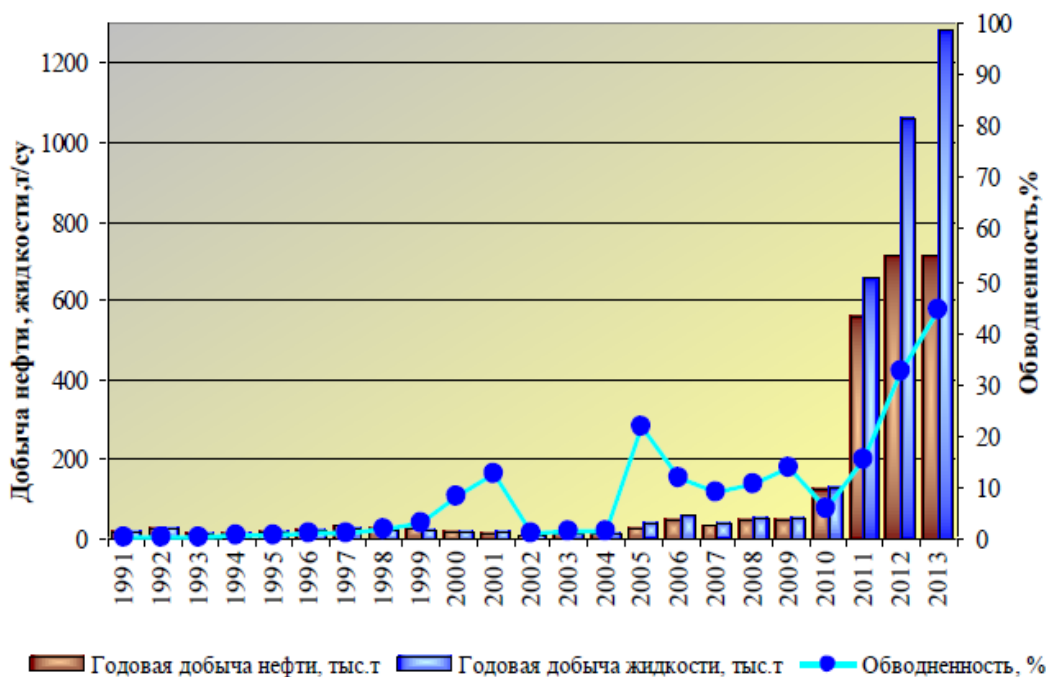


Рисунок 2.2 – Динамика добычи нефти, жидкости и обводнённости по объекту

В основном данное мероприятие выполняет такая компания как ООО «КАТКОНЕФТЬ», которая специализируется именно на данных видах аутсорсинговых работ.

Нефть юрского периода в пластовых условиях характеризуется низкой плотностью и вязкостью, высокой степенью пережатия (давление насыщения ниже пластового почти вдвое). Плотность пластовой нефти изменяется от 0,679 до 0,810 г/см<sup>3</sup>, в среднем 0,764 г/см<sup>3</sup>, плотность сепарированной нефти изменяется от 0,796 до 0,867 г/см<sup>3</sup>, среднее значение - 0,844 г/см<sup>3</sup>. По результатам дифференциального разгазирования среднее значение плотности составляет 0,839 г/см<sup>3</sup>.

Вязкость пластовой нефти в среднем составляет 1,15 мПас, сепарированной нефти в среднем 5,47 мПас. Возможно, это связано с низкой величиной газонасыщенности (49,6 м<sup>3</sup>/т).

Объемный коэффициент, учитывающий степень уменьшения объема пластовой нефти на поверхности, колеблется в пределах 1,08 - 1,33, среднее

значение его равно 1,186 при контактном и 1,159 при дифференциальном разгазировании.

Состав растворенного в нефти газа приводится по результатам дифференциального разгазирования пластовой нефти в рабочих условиях. Газ относится к жирным и содержит 65,56 % метана, до 28 % тяжелых углеводородов, небольшое количество углекислого газа (1,12 %), азота и редких компонентов 2,6 %. Абсолютная плотность газа составляет в среднем 1,088 г/см<sup>3</sup>, относительная 0,903 г/см<sup>3</sup>. Газосодержание сравнительно невысокое и составляет при контактном способе разгазирования - 54,5 м<sup>3</sup>/т, при дифференциальном - 49,6 м<sup>3</sup>/т. Отмечается закономерное уменьшение величины газосодержания с глубиной и к поверхности ВНК.

В поверхностных условиях нефть характеризуется как легкая, плотность ее составляет в среднем 0,844 г/см<sup>3</sup>. Нефть маловязкая, сернистая (содержание серы 0,69 %), парафинистая с содержанием парафинов 2,64 %, имеет низкую температуру кипения плюс 67,5°С и высокий выход легких фракций, выкипающих до 300°С.

Нефть Юрского периода относится к нафтеново-метановому типу. По групповому составу нефть в целом содержит: ароматических углеводородов - 18,61 %, нафтеновых - 28,56 %, метановых - 38,75 %.

### **2.3 Дизайн гидравлического разрыва пласта**

В основу проектирования дизайна гидравлического разрыва пласта включается не только создание трещины необходимого объёма (достижения поставленных размеров трещины), но также расчёт графиков закачки (жидкость разрыва и проппанта), который позволит реализовать поставленные цели для конкретного случая проведения ГРП. Все указанные выше параметры крайне важны для достижения желаемого результата.



Перед проведением основного гидравлического разрыва пласта необходимо провести предварительное исследование «мини-ГРП», что позволит установить давление разрыва и смыкания трещины. Данный метод позволит определить наименьшее напряжение в целевом пласте. Обычно для осуществления данного метода выбирается небольшой интервал (в районе 3 метров) и закачивается жидкость разрыва с низкими темпами расхода (в районе 0,05 м<sup>3</sup>/мин). Минимальное напряжение устанавливается путем анализа графика закачки, в котором исследуется спад давления после закрытия трещины или росту давления в начале нагнетания (рис.2.3)[5].

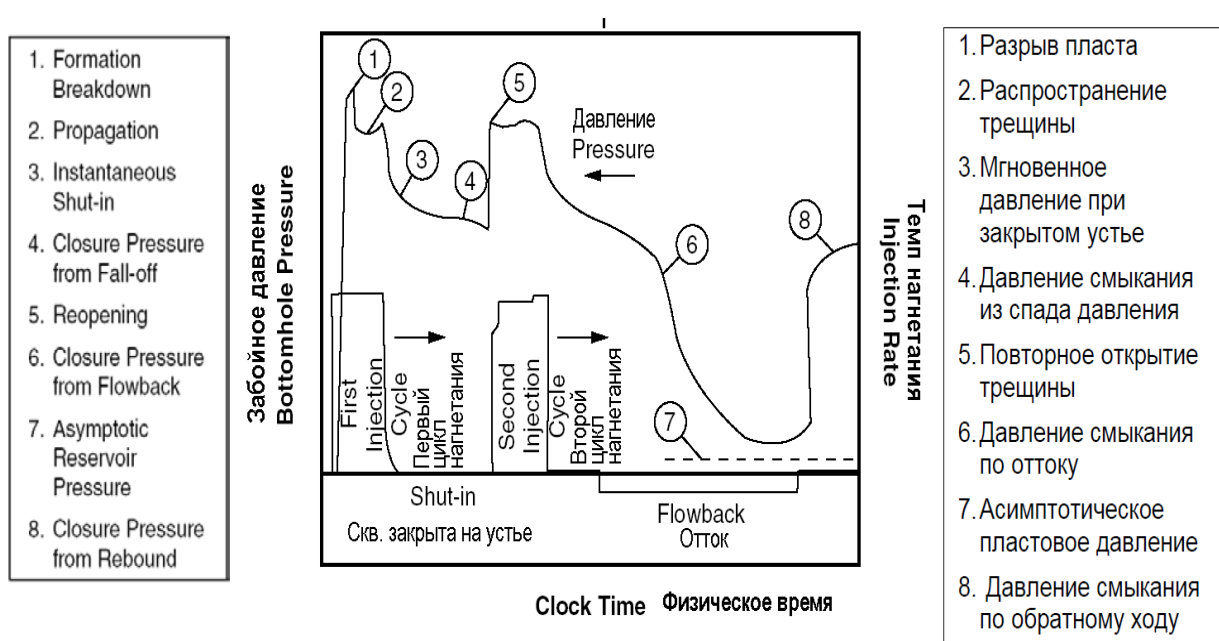


Рисунок 2.3 – Параметры на устье при мини-ГРП [5]

Можно четко отследить значения указанных ранее давлений, проницаемость полученной системы, коэффициент утечки для полученной геометрии трещины. Максимальное значение давления при первой закачке позволяет определить давление открытия трещины при котором происходит разрушение породы и резкое падение значения давления. В некоторых случаях «мини-ГРП» называются также испытанием для калибровки разрыва пласта. В процессе испытания производят закачку жидкости в пласт с дальнейшим закрытием скважины на забое (закачивают несколько кубометров жидкости). Также имеется возможность определить различные признаки ограничения

роста трещины в высоту. На графике часто отслеживаются такие параметры как затрубное давление, которое необходимо удерживать примерно в одном значении для контролирования процесса, расход жидкостей (разрыв, проппант). При повторной закачке (цифра 5 на рисунке 1.6) можно заметить, что давление разрыва во второй раз значительно ниже, чем в первый раз, что естественно, ведь порода была уже порвана ранее. Далее цифрой 6 показано равномерное падение давления в этой области. Если давление будет падать не равномерно, то очевидна забитость перфорированной зоны проппантом или другими мех примесями, что может оказаться критично во время основного гидравлического разрыва пласта. Также необходимо проводить сравнение кривых падения давления в 1 и 2 случаях и соотносить их, так как это является очень важной информацией [13].

При проведении ГРП составляются специальные графики, которые аналогичны графику проведения «мини-ГРП» (рисунок 2.4).

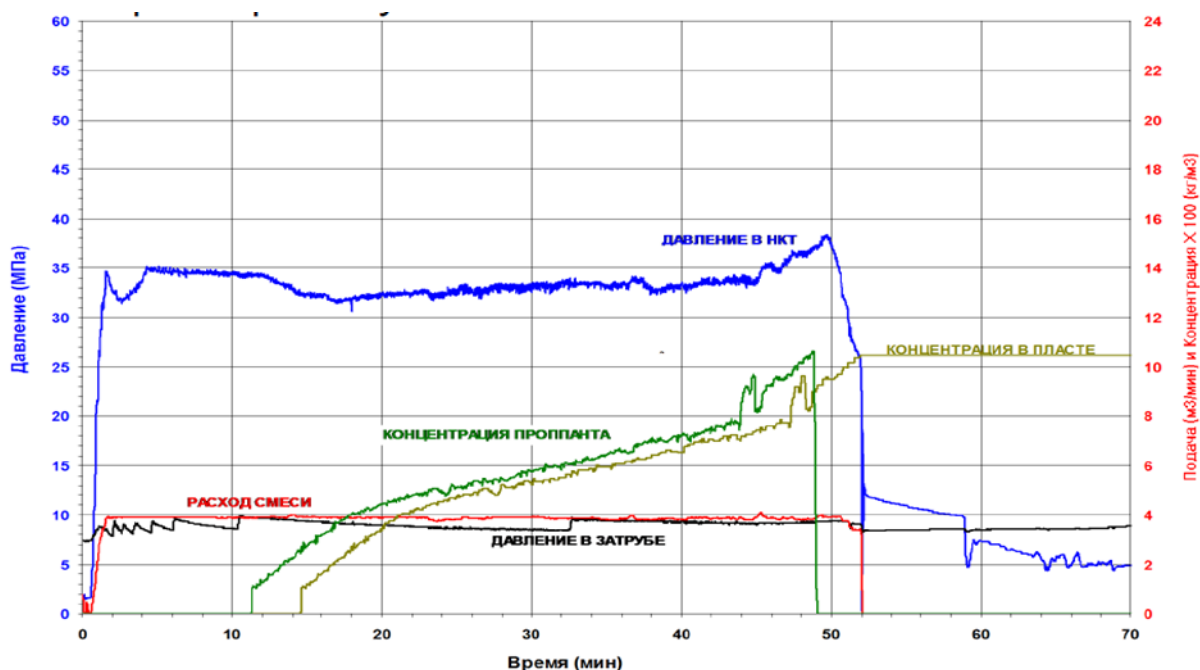


Рисунок 2.4– график закачки при проведении ГРП [4]

Давление в НКТ резко возрастает до показателей 350 атмосфер, после чего происходит падение давления из-за раскрытия трещины. В дальнейшем его значение остается постоянным. Ориентировочно на 11,5 минуте начинается подача проппанта, и его концентрация постепенно увеличивается

(подушка уже сформирована). Концентрация пропанта в пласте постоянно отличается на одну и ту же величину от концентрации пропанта на поверхности, так как затрачивается время на его транспортирование в пласт. Когда необходимые размеры трещины достигнуты, подача останавливается и давление падает. Можно проследить установившееся значение давления в затрубе, что достигается герметичностью пакера в призабойной зоне скважины и работой оператора на поверхности, который обеспечивает контроль над данным параметром. Этот график позволяет контролировать количество пропанта, закачиваемого в пласт, так как слишком большое количество пропанта может вызвать схлопывание породы, в результате чего мы потеряем весь эффект от проводимой операции и даже можем ухудшить ситуацию в призабойной зоне и ухудшить параметры скважины. А слишком малое количество пропанта может вызвать потерю от запланированного эффекта и отклонение от заранее предполагаемого дизайна, что сведет эффект этой операции к нулю. Также на данном графике можно отследить точки максимума концентрации пропанта в пласте. В случае получения больших отклонений и нарушения проведения ГРП процесс проведения ГРП останавливается, команда КРС срывает пакер и производит очистку забоя. За всеми параметрами необходимо следить очень тщательно, так как даже какой-то незначительный, на первый взгляд, параметр может сильно повлиять. И в этом заключается большой недостаток аналитического метода расчета, так как он не учитывает некоторые изменяющиеся параметры, так как они не подаются аналитическому решению. Это и есть основная причина почему в наше время используют именно метод моделирования. Можно проследить изменения параметров при проведении ГРП (данные аналогичны проведению «мини-фрака»), но дают большую информацию, так как в этом случае происходит полноценная реализация дизайна гидравлического разрыва пласта, который был задуман заранее инженерами и полученные данные должны быть в какой-то степени предсказаны и оценены [14].

## 2.4 Расчет графика закачки

Размер обработки определяется в первую очередь длиной полученной трещины. Объем флюида и проппанта регулируется в основном такими параметрами, как длина трещины, скорость закачки и показателями утечки. В общем, можно утверждать, что чем больше трещина, заполненная проппантом и в целом объем проппанта, тем выше будет конечная производительность скважины с трещиной. Ограничения в процесс вносят экономические и технические факторы, то есть имеются ограничения по скорости закачки (оборудование может не выдержать), стоимость жидкости разрыва и проппанта. В данном случае обычно руководствуются получением максимального NPV. В этом разделе будет рассмотрен расчет показателей закачки, используя модель KGD для упрощения расчёта (данное упрощение может позволить сделать расчет возможным без использования специализированных программ и моделирования). Модель KGD подразумевает следующие условия [15]:

1. Пласт представляет собой бесконечную, однородную, изотропную и линейно-упругую среду, которая характеризуется такими параметрами, как модуль Юнга  $E$ , коэффициент Пуассона и прочность.
2. Трещина радиально симметричная и образуется из источника, который является центральным(точка). Трещина несет округлую форму.
3. Жидкость гидроразрыва является ньютоновской с определенной вязкостью. Расход закачиваемой жидкости постоянный и течение является ламинарным. Гравитационный эффект не учитывается.

Распространение трещины представлено на рисунке 2.5 [5].

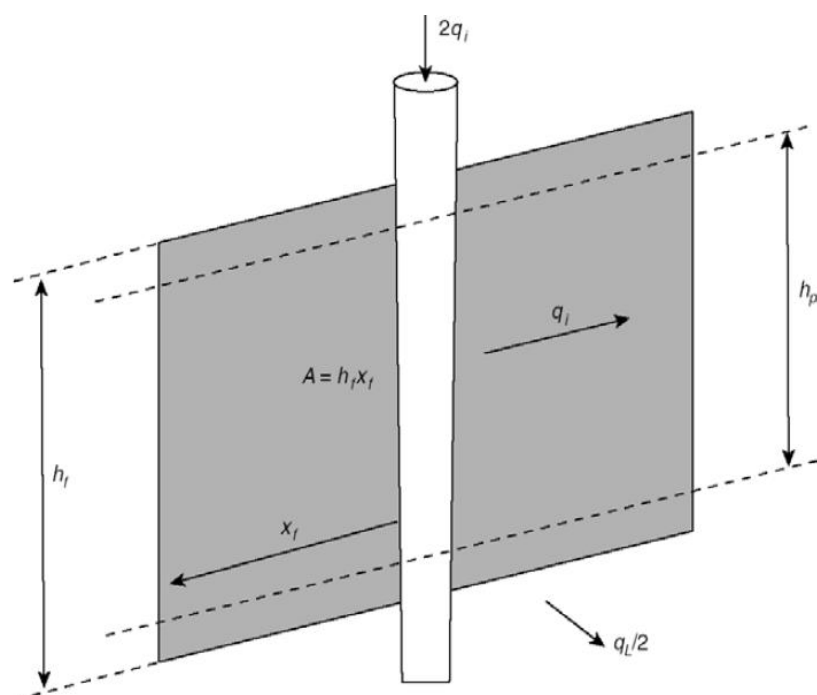


Рисунок 2.5 – Отношение проницаемой части трещины к общей площади трещины по KGD [5]

Необходимо отметить, что представленный расчет считается грубым и проводится лишь тогда, когда нет возможности использовать соответствующие программное обеспечение, а требуется примерно предсказать параметры системы при проведении ГРП. Процедура сводится к следующему [16]:

Необходимо оценить следующие параметры [17]:

1. Требуемый объём флюида;
2. Схему(расписание) времени смешения проппанта(график);
3. Необходимый вес проппанта;
4. Ширина трещины, заполненной проппантом.

Приведем расчет дизайна гидравлического разрыва пласта для Столбового месторождения. Исходные данные представлены в таблице 2.2. Основные данные взяты с месторождения, а некоторые элементы лишь предполагаются, что является частью дизайна гидравлического разрыва пласта (в приведенных данных необходимо предположить возможную полудлину трещины, установить показатель расхода жидкости). Какие данные являются предположительными зависят от способа моделирования, то есть

возможна смены зависимой переменной на независимую (этот момент является очень важным при составлении дизайна).

Таблица 2.2 – Исходные данные

Величина	Единица измерения	Значение
Толщина продуктивной зоны	50 ft	15,24 м
Модуль Юнга	$2 * 10^6$ psi	136092 атм
Коэффициент Пуассона	0,25	0,25
Вязкость флюида	1,5 cP	1,5 сП
Коэффициент фильтрации жидкости	0,002 ft/ min <sup>1/2</sup>	0,00061 м/мин <sup>0,5</sup>
Плотность проппанта	150 lb/ft <sup>3</sup>	2402,8 кг/м <sup>3</sup>
Пористость проппанта	0,4	0,4
Полудлина трещины	150 ft	45,72 м
Высота трещины	50 ft	15,24 м
Конечная концентрация проппанта	6 ppg(pound per gallon)	719 кг/м <sup>3</sup>

Данные приведены в американских системах измерений, так как формулы для расчета дизайна ГРП чаще всего приводятся именно в этой системе, так как многие обучающие пособия и те же произведения «Unified Fracture Design Bridging the Gap Between Theory and Practice», по которому написана эта работа опирается на данную систему исчисления.

Для начала необходимо провести оценку примерной ширины трещины, которая образуется в конце нагнетания, которая рассчитается по следующей формуле [4]:

$$w = 0,29 * \left( \frac{q * \mu * (1 - \nu) * x^2}{G * h_f} \right)^{0,25} * \left( \frac{\pi}{4} \right) \quad (2.1)$$

$$w = 0,29 * \left( \frac{(20 * 1,5 * (1 - 0,25) * 150^2)}{\frac{50 * 10^6}{2 * (1 + 0,25)}} \right)^{0,25} * \left( \frac{\pi}{4} \right) = 0,043 \text{ in} = 1,1 \text{ мм} \quad (2.2)$$

где  $G$  – модуль сдвига, Па;

$q$  – расход жидкости, bpm;

$\mu$  – вязкость флюида, ср;

$\nu$  – коэффициент Пуассона;

$h_f$  – высот трещины, ft;

$x$  – полудлина трещины; ft.

Модуль сдвига определяется по формуле:

$$G = \frac{E}{2 * (1 + \nu)} \quad (2.3)$$

Далее рассчитаем площадь поверхности трещины, через которую идет фильтрация. Это площадь той части пласта, которая затронута воздействием трещины [4].

$$A_f = 2 * x_f h_f \quad (2.4)$$

$$A_f = 2 * 150 * 50 = 15000 \text{ ft}^2 = 1393,5 \text{ м}^2 \quad (2.5)$$

где  $x_f$ - полудлина трещины, ft;

$h_f$ - высота трещины, ft.

Рассчитаем отношение продуктивной мощности пласта к высоте трещины, для дальнейших расчетов [4].

$$r_p = \frac{h}{h_f} \quad (2.6)$$

$$r_p = \frac{50}{50} = 1 \quad (2.7)$$

где  $h$  – эффективная толщина пласта, ft;

$h_f$ -высота трещины, ft.

Для дальнейшего расчета необходимо упомянуть уравнение фильтрации Картера в образовавшейся трещине, которое позволяет оценить утекающую в пласт часть флюида, которые необходимо оценить. Это уравнение является основополагающим в материальном расчете ГРП. Оно представлено в упрощенном виде, так как в полном виде содержит слишком много переменных и интегралов, а расчет ведется аналитическим способом, следовательно, на подобные упрощения идти просто необходимо [4]:

$$\frac{V_L}{A_L} = 2 * C_L * \sqrt{t} + S_p \quad (2.8)$$

где  $V_L$ -объем профильтровавшейся в пласте жидкости;

$A_L$ -площадь поверхности трещины, через которую идет фильтрация, м<sup>2</sup>;

$C_L$ - коэффициент фильтрации жидкости, м/сек<sup>0,5</sup>;

$t$ - время фильтрации, сек;

$S_p$  – ширина мгновенных потерь жидкости в пласт, м.

Распространение жидкости разрыва и распространение трещины в призабойной зоне пласта происходит от ствола скважины вглубь продуктивного горизонта (рисунок 2.6) [4].

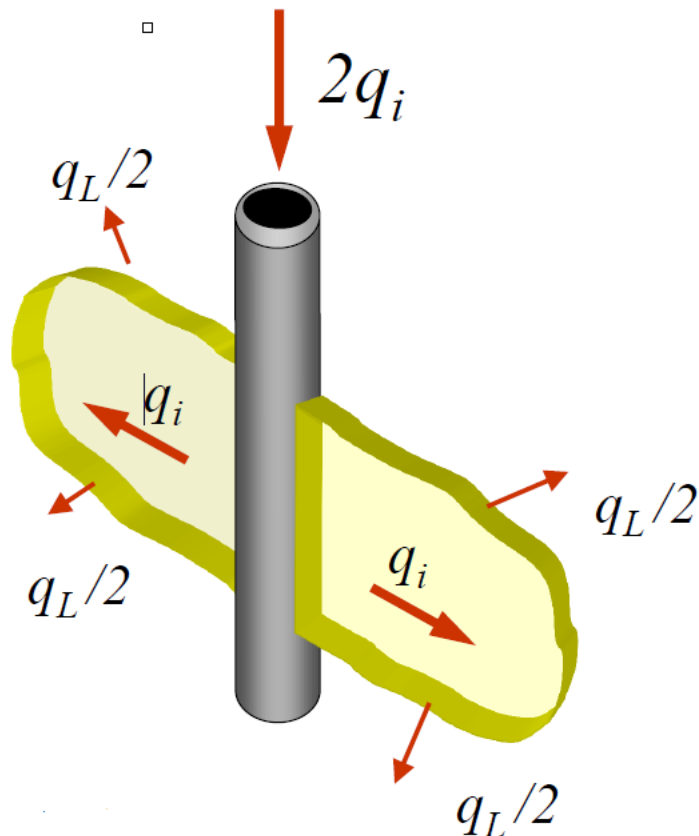


Рисунок 2.6 – Распространение флюида в призабойной зоне [4]

Рассчитаем объем флюида, используя уравнение материального баланса (уравнение получено путем подставления уравнения фильтрации Картера в уравнение материального баланса для трещины) [5]:

$$V_i = V_f + V_L \quad (2.9)$$

где  $V_i$  – закачанный объем в одно крыло трещины, м<sup>3</sup>;

$V_f$  – объем одного крыла трещины, м<sup>3</sup>;

$V_L$  – потери жидкости вследствие утечки в пласт, м<sup>3</sup>.



При подстановке уравнение 8 в уравнение 7 можно получить следующее выражение:

$$q_i * t_i = A_f * w + 2 * K_L * C_L * A_f * r_p * \sqrt{t_i} \quad (2.10)$$

где  $K_L$  – коэффициент раскрытия трещины.

Так как данное уравнение имеет 2 переменные, показатель  $K$ , который характеризует распределения раскрытия трещины по времени, и  $t$  время закачки, которое необходимо вычислить, то можно предположить, какое значение может принять параметр  $K$  (обычно он изменяется в районе 1-1,5), который позволит обеспечить равномерную закачку проппанта в пласт (линейную зависимость на графике закачки проппанта). Далее будет проведена проверка данного параметра, и в случае отличия полученных данных необходим возврат к исходным данным и подстановка нового значения и так снова и снова, пока не будет достигнуто соответствие полученного и выбранного значения [18].

Предположим, что  $K=1,5$

Необходимо привести значение расхода и ширины трещины к одной размерности, используя следующие соотношения между величинами:

$$1 \text{ oil barrel} = 5,615 \text{ ft}^3$$

$$1 \text{ ft} = 12 \text{ inch}$$

Подставим имеющие значения и получим следующее:

$$11,23 * t = 15000 * 0,043/12 + 2 * 1,5 * 0,002 * 15000 * 1 * t^{0,5} \quad (2.11)$$

В дальнейшем необходимо оценить, какой коэффициент эффективности жидкости имеется в нашем конкретном случае (данный коэффициент является своеобразным КПД для жидкости) [5].

Приведем данное уравнение к стандартному квадратному уравнению, используя следующую замену:

$$\text{Пусть } t^{0,5} = x$$

Получим следующее уравнение:

$$11,23 x^2 = 53,7 + 90x$$

$$11,23x^2 - 90x - 53,7 = 0$$

$$x_1 = -0,56$$

$$x_2 = 8,57$$

Очевидно, что берем  $x_2$ , так как корень всегда положительный

$$t = 8,57^2 = 73,45 \text{ минут.}$$

Проверим значение  $K = 1,5$

Для проверки полученного значения  $K$  используем следующий подход:

Рассчитаем объем жидкости, который будет закачен в пласт с установленным нами расходом и рассчитанным временем закачки [5].

$$V_i = q_i * t_i \quad (2.12)$$

$$V_i = 73,45 * 42 * 26169 \text{ gal} = 23352 \text{ л, так как } 1 \text{ bar} = 42 \text{ gal.} \quad (2.13)$$

Рассчитаем соответствующие параметры объема трещины, образованной в пласте в результате гидроразрыва:

$$V_{frac} = A_f * w \quad (2.14)$$

$$V_{frac} = 15000 * 0,043 / 12 * 7,48 = 401 \text{ gal} = 1517,95 \text{ м}^3 \quad (2.15)$$

В дальнейшем необходимо оценить, какой коэффициент эффективности жидкости имеется в нашем конкретном случае (данный коэффициент является своеобразным КПД для жидкости) [5].

$$\eta = \frac{V_{frac}}{V_i} \quad (2.16)$$

$$\eta = \frac{1517,95}{23352} = 0,0651 \quad (2.17)$$

Низкое значение данного параметра говорит о том, что при такой большой затрате жидкости образуется такая маленькая трещина.

Рассчитаем полученный коэффициент развития трещины:

$$K_L = 0,5 * \left( \frac{3}{8} * \eta + \pi(1 - \eta) \right) \quad (2.18)$$

$$K_L = 0,5 * \left( \frac{3}{8} * 0,0651 + \pi(1 - 0,0651) \right) = 1,48 \quad (2.19)$$

Полученное значение параметра распределения раскрытия трещины примерно равно 1,5, которое мы взяли изначально, то есть расчет верный и можно его продолжать с полученными значениями [4].

Далее смотрится соответствие полученных значений и исходного значения  $K$  и определяется решения на тему того, будет ли выбранное значение параметра подходящим.

Следующим шагом необходимо рассчитать показатель степени для кривой концентрации проппанта [5].

$$\varepsilon = \frac{1-\eta}{1+\eta} \quad (2.20)$$

$$\varepsilon = \frac{1-0,0651}{1+0,0651} = 0,877 \quad (2.21)$$

Дальше рассчитаем объём подушки, то есть объём флюида, закаченный до начала закачивания проппанта.

$$V_{pad} = V_i * \varepsilon \quad (2.22)$$

$$V_{pad} = 6169 * 0,877 = 5415 \text{ gal} = 20494 \text{ л} \quad (2.23)$$

$$t_{pad} = \frac{5415}{2*42} = 64,47 \text{ минут} \quad (2.24)$$

То есть подушка закачается с указанным расходом ориентировочно за 1336,9 минут, не учитывая время, в течении которого жидкость будет транспортироваться с поверхности до начала трещины (потери в значениях будут незначительными и на результат не повлияют).

Далее необходимо построить графики концентраций проппанта, используя следующую зависимость [5]:

$$c = c_e * \left( \frac{t-t_{pad}}{t_e-t_{pad}} \right)^\varepsilon \quad (2.25)$$

где  $c_e$  - максимальная концентрация проппанта, кг/м<sup>3</sup>;

Можно заметить, что в данной зависимости ключевыми параметрами являются время закачки подушки и суммарное время на операцию, то есть важную роль несет соотношение этих двух показателей [19].

Для образования графика необходимо рассчитать параметры концентрации проппанта в соответствующие моменты времени для

построения графической зависимости. Подставив полученные данные, можем получить таблицу для построения следующего графика закачки, которую в дальнейшем использовать для построения соответствующих графиков, на которых можно будет проследить зависимость концентрации проппанта в трещине на протяжении всего процесса ГРП (начиная с закачки жидкости разрыва и образования подушки и заканчивая наполнением трещины расклинивающим агентом, то есть проппантом) [5].

В дальнейшем полученные зависимости можно будет сопоставить и сделать выводы о правильности дизайна (таб. 2.3 и рисунок 2.7).

Таблица 2.3 – параметры закачки проппанта во время проведения ГРП

Время от начала операции, минут	Концентрация проппанта, ppg
0-64,47	0
65	0,503889
66	1,272264
67	1,976544
68	2,646697
69	3,293736
70	3,923412
71	4,539251
72	5,143627
73	5,738244
73,45	6
75	0
80	0

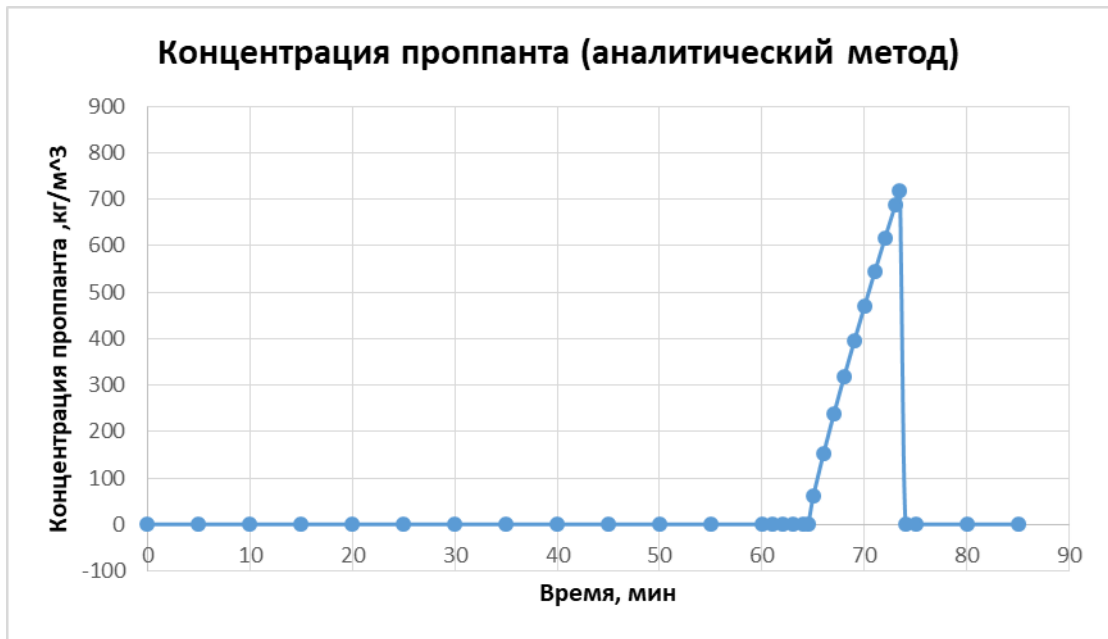


Рисунок 2.7 – Эволюция распределения проппанта во время закачки [5]

Длительность этапа создания давления для разрыва трещины и нагнетания подушки длится 64,47 минуты, после чего равномерно начинается увеличиваться концентрация проппанта до максимального своего значения равная 6 фунт/галлон достигается на 73,45 минуте. После чего подача проппанта останавливается и идет стадия продавливания.

Далее необходимо провести расчет массы проппанта, который нужно закачать в пласт.

Также требуется рассчитать такие параметры, как подходящий вес проппанта и ширина трещины, которая будет заполнена проппантом [5].

Найдем массу проппанта, используя следующую закономерность:

$$M = \eta_e * V_i * c_e \quad (2.26)$$

$$M = 6 * 0,065 * 6169 = 2410 \text{ lb} = 1,093 \text{ тонн.} \quad (2.27)$$

Далее вычислим объем, занимаемый данным проппантом:

$$V_p = \frac{M}{(1 - \varphi) * \rho_p} \quad (2.28)$$

$$V_p = \frac{2410}{(1 - 0,4) * 150} = 26,78 \text{ ft}^3 = 758 \text{ литров.} \quad (2.29)$$

где  $\varphi$  - пористость проппанта, %.

Далее вычислим ширину трещины, заполненной проппантом:

$$w_p = \frac{V_p}{x_f h_f} \quad (2.30)$$

$$w_p = \frac{26,78}{150 * 50} = 0,0035 \text{ ft} = 1,067 \text{ мм} \quad (2.31)$$

В данном разделе был проведен расчет дизайна закачки проппанта в пласт, установление зависимости его концентрации в определенный момент. Время закачки проппанта оказалось равно 8,98 минут. Закачка началась непосредственно после закачки всей жидкости разрыва и раскрытия трещины. Масса проппанта, необходимая для проведения данной операции, составляла 1,093 тонны, что является возможным значением с учетом начальных данных. Ширина образовавшейся трещины находится в районе 1,1 мм, из которых 1,067 мм забиты проппантом. Данный показатель был достигнут очень успешно. График концентрации проппанта получился равномерным, что говорит о правильном расчете его концентрации. Равномерная закачка проппанта позволит исключить проблем с оборудованием и резкого закупоривания каналов перфорации. [9]

## **2.5 Оценка дизайна гидравлического разрыва пласта при моделировании**

Используем данные, аналогично аналитическому методу расчета графика закачки и параметров полученной трещины. Для моделирования используем excel файл Hydraulic Fracturing 2D, который является составляющей программного комплекса, идущий вместе с изданием книги Экономидеса, указанной ранее [5]. Основными отличиями данного моделирования будет изменение модели на PKN. Данная модель является более точной и позволяет учесть много факторов, которые не учитывались в аналитическом методе в силу сложности и недостатка данных. Зададим входные данные (таблица 2.4) [9].

Таблица 2.4 – Входные данные

Параметр	Величина
Пористость пачки проппанта	0.4
Проницаемость пачки проппанта, мД	60000
Максимальный диаметр проппанта, дюйм	0.031
Проницаемость пласта, мД	5
Эффективная толщина, фут	50
Радиус скважины, футы, фут	0.3
Радиус зоны дренирования, фут	1650
Скин фактор до ГРП	0
Высота трещины, фут	50
Модуль Юнга, фунт/м <sup>2</sup>	2000000
Расход, , баррель/мин.	2
Коэффициент утечки, фут/мин <sup>0,5</sup>	0.002
Максимальная концентрация проппанта, фунт/галлон	6

После расчета получаем готовые данные по геометрическим размера трещины (таблица 2.5).

Таблица 2.5 – Выходные данные

Параметр	Величина
Оптимальная полудлина трещины, фут	188.9
Оптимальная ширина трещины, фут	0.049
Скин фактор после ГРП	-4.2

Можно заметить, что полученные цифры отличаются от ранее полученных аналитическим путем значений, что является очевидным, так как использовалась другая модель расчета (более сложная), а также были учтены некоторые параметры, которые в предыдущем расчете не учитывались (диаметр скважины, радиус дренирования, проницаемость проппанта и пласта). Эти данные было бы практически невозможно учесть в предыдущем

расчете, так как имеются сложные зависимости и просто нет реальной возможности это рассчитать без применения методов моделирования.

Отметим следующий график, который был приведен в аналитической части работы на рисунке 2.8.

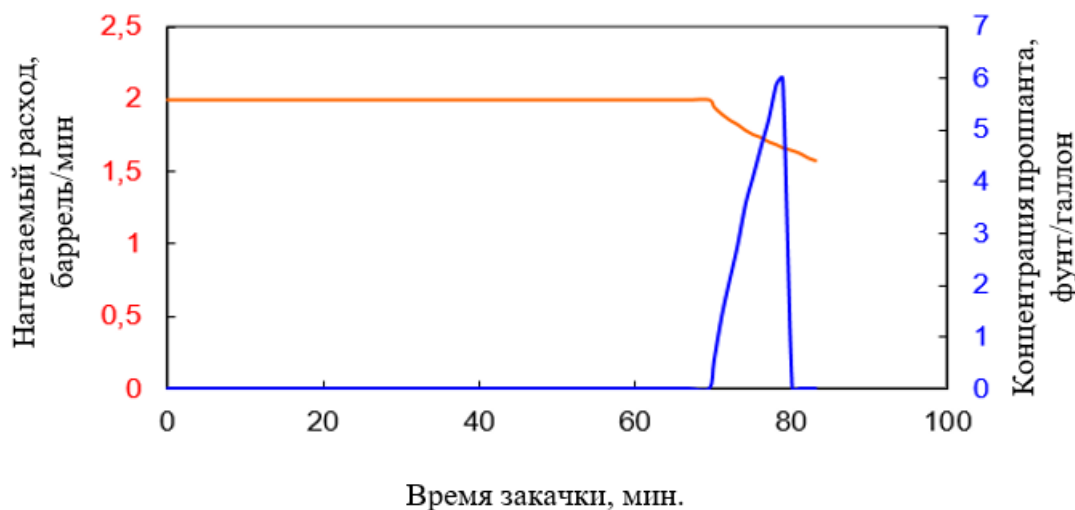


Рисунок 2.8 – График закачки пропантанта

Поведение графика полностью совпадает с аналитической частью, что говорит о правильности проведенного расчета. Основное отличие заключается в длительности закачки пропантанта и моментом начала закачки пропантанта. Данные отклонения являются закономерными, так как аналогично отличиям полученных значений графиков также должны отличаться, ведь учитывается куда больше факторов. Главное, что график ведет себя аналогично, что дает подтверждения полученных значений. Для более подробного анализа полученной разницы необходимо выписать числа полученного графика и соотнести значения с предыдущими расчетами. График закачки также является довольно естественным. Значение немного падает в связи с добавлением в поток пропантанта, что является закономерным.

В таблице 2.6 приведем данные графика закачки пропантанта для лучшего анализа данных. Рост является аналогичным первой аналитической модели, что подтверждает модели поведения изменения концентрации пропантанта, что означает, что результаты были получены правильно. Данная сверка данных



является необходимой для составления наиболее точного дизайна гидравлического разрыва пласта.

Таблица 2.6 – Результат закачки при моделировании

Время от начала операции	Концентрация проппанта, ppg
0-69,38	0
70,00	0,55
71,00	1,42
72,00	2,1
73,00	2,76
74,00	3,55
75,00	4,1
76,00	4,67
77,00	5,21
78,00	5,89
78,77	6
79	0
80	0

В целом данные по закачке относительно совпадают с теми данными, которые были получены аналитическим методом. Длительность этапа создания давления для разрыва трещины и нагнетания подушки длится 69,38 минут, после чего равномерно начинается увеличиваться концентрация проппанта до максимального своего значения равная 6 фунт/галлон достигается на 78,77 минуте. После чего подача проппанта останавливается и идет стадия продавливания. Далее взглянем на полученный график закачки проппанта на рисунке 2.9.

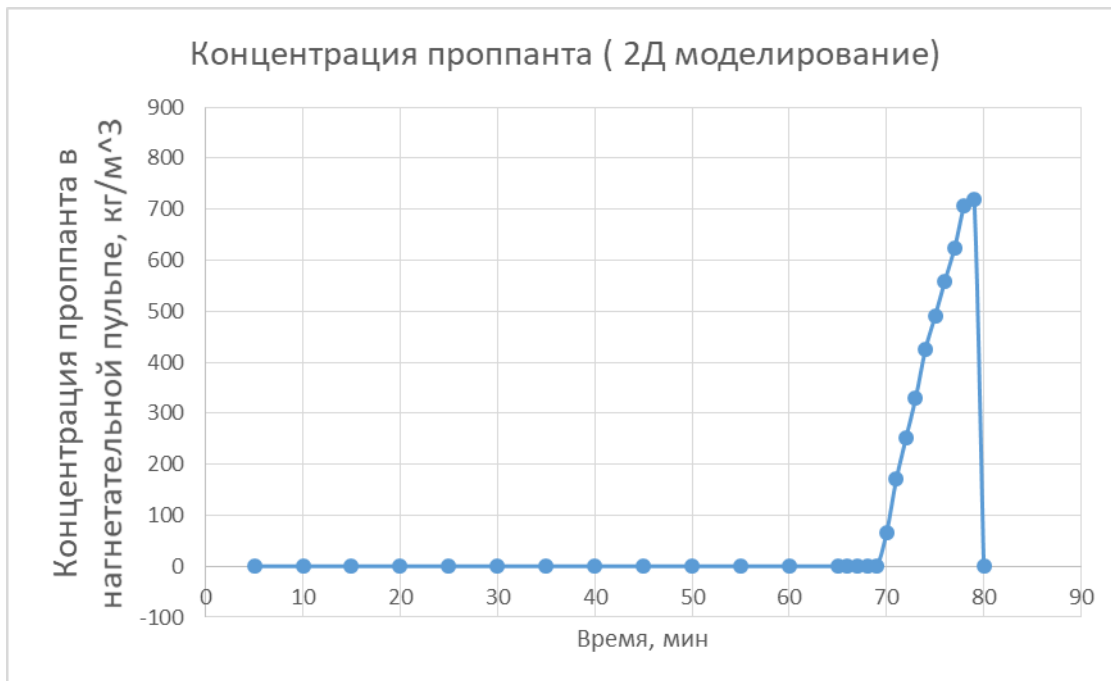


Рисунок 2.9 – Концентрация проппанта при 2Д моделировании

Можно заметить, что начало времени закачки проппанта сдвинулась примерно на 5 минут, что говорит о недочете аналитического метода. Длительность закачки увеличилась примерно на минуту. Полученная погрешность является допустимой, так как имеются различные модели и больший спектр изначальных данных учитывается, так как имеются различные модели и больший спектр изначальных данных. Градиент концентрации проппанта примерно одинаковый, что также позволяет закрепить данный параметр, как точно определенный. Подобная оценка позволяет определить верность полученных значений, что в свою очередь помогает определить верную модель. На практике принято считать модель ГРП, используя различные методы и модели, что позволяет методом усреднения определить наиболее вероятный результат развития событий, что в свою очередь является основной задачей создания дизайна ГРП.

Полученный результат моделирования распространения трещины представлен на рисунке 2.10.

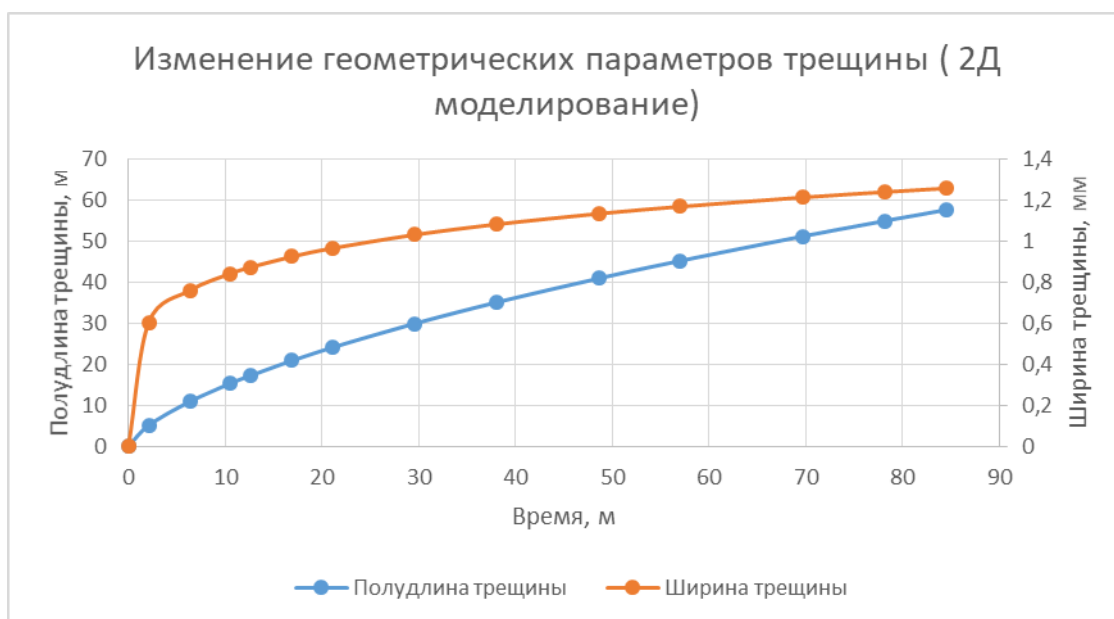


Рисунок 2.10 – График распределения трещины

На графике можно наблюдать равномерное увеличение полудлины трещины до значения 57,57 метров и резкое увеличение ширины трещины до значения 0,6 мм. и последующий постепенный рост до 1,24 мм., что логично, так как увеличивать длину трещины со временем становится все тяжелее и тяжелее. Значение длины и ширины трещины не сильно изменились по сравнению с аналитическим методом, что позволяет судить о верности расчётов. Полученные результаты моделирования показали, что имеются расхождения с данными, полученными аналитическим способом примерно на 20%, что является допустимым, так как применялось слишком большое упрощение, в связи с невозможностью провести расчёт, используя исходные данные. Также некоторые параметры просто не учитывались в первой модели в связи с невозможностью это сделать. Примерные расхождения вполне возможны, так как в основе лежали линейные зависимости, не учитывая сложно хаотичное распределение результатов. Также незначительные отклонения имеются в ширине трещины, которые также являются приемлемыми.

Сравним полученные данные с реальными данными, которые получились на Столбовом месторождении при проведении ГРП. В данном случае расчет дизайна проводился при помощи 3Д моделирования, что является куда более сложным процессом, требует специализированный софт и обученный персонал, что не всегда является возможным, и несет дополнительные затраты. Были получены следующие результаты (рисунок 2.11, рисунок 2.12, таблица 2.7):

Таблица 2.7 – Смоделированные данные размера трещины

Время , мин	Полудлина трещины, м	Ширина трещины, мм
0	0	0
2,11	7,21	0,4
6,34	13,23	0,65
10,56	17,12	0,83
12,68	19,34	0,91
16,9	23,21	0,99
21,13	26,12	1,05
29,58	32,21	1,12
38,03	37,21	1,17
48,59	43,11	1,24
57,04	47,22	1,29
69,72	53,22	1,35
78,17	56,92	1,4
84,5	60,62	1,44
87,21	63,21	1,47

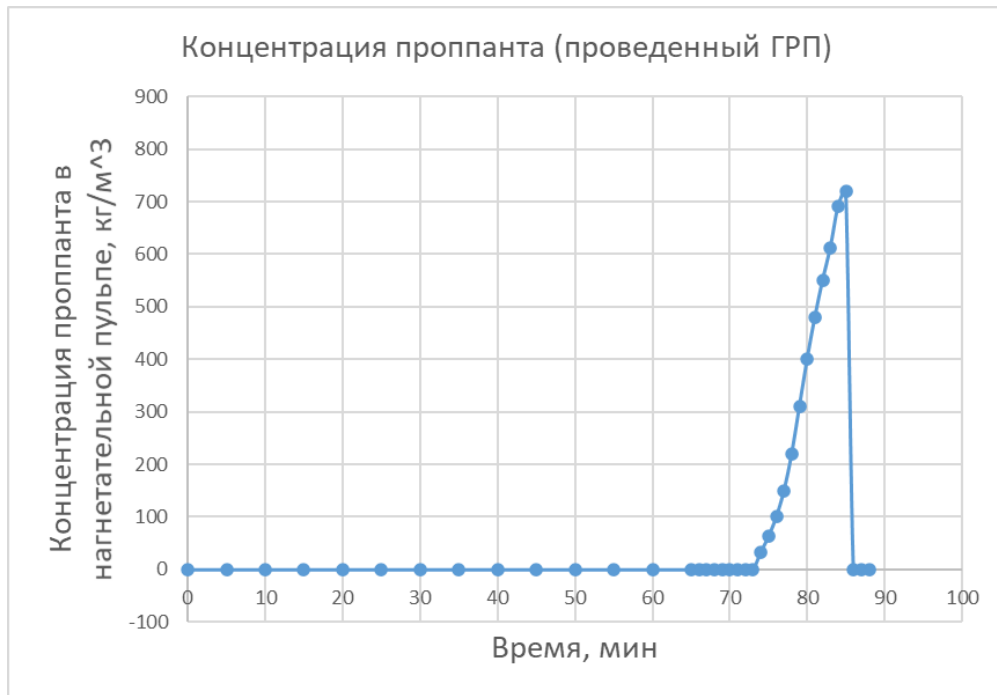


Рисунок 2.11 – График закачки пропанта на Столбовом месторождении

Длительность этапа создания давления для разрыва трещины и нагнетания подушки длится 73,5 минуты, после чего равномерно начинается увеличиваться концентрация пропанта до максимального своего значения равная 6 фунт/галлон достигается на 85,5 минуте. После чего подача пропанта останавливается и идет стадия продавливания.

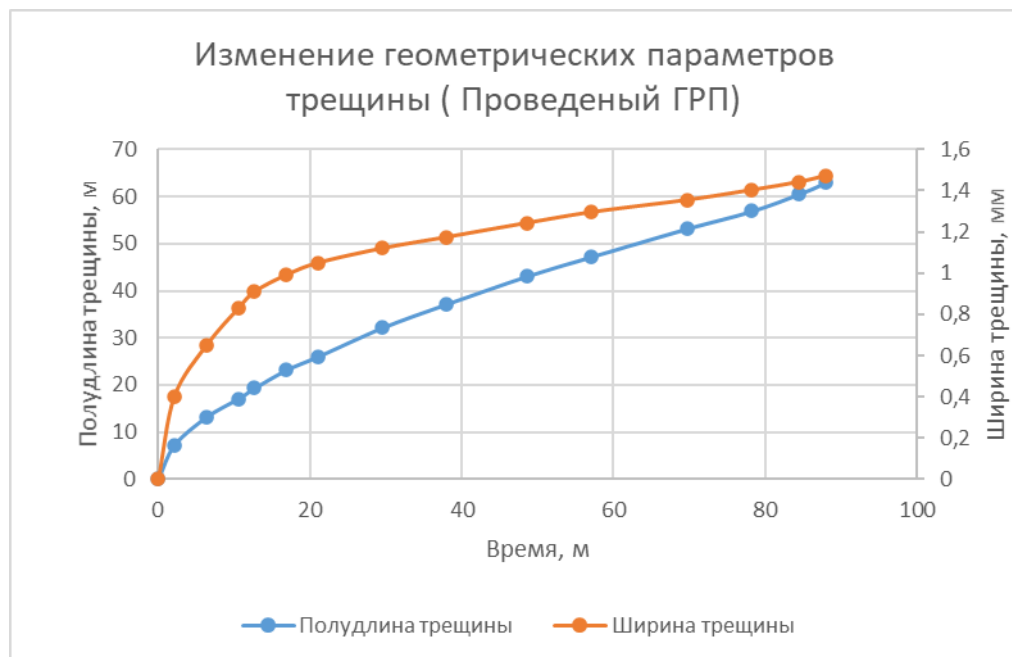


Рисунок 2.12 – Размеры трещины на Столбовом месторождении

На графике можно наблюдать равномерное увеличение полудлины трещины до значения 63,21 метров и резкое увеличение ширины трещины до значения 0,4 мм. и последующий постепенный рос до 1,47 мм., что логично, так как увеличивать длину трещины со временем становится все тяжелее и тяжелее.

### 3 ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПРЕДЛОЖЕННОГО АНАЛИТИЧЕСКОГО МЕТОДА ДИЗАЙНА ГРП

В ходе работы были проведены аналитические расчеты с последующим моделированием процесса, что позволило проверить полученные в расчете данные и сделать вывод о возможности использования данного метода расчета для применения на месторождениях Западной Сибири. Данный метод можно применять, так как отклонения оказались не критическими и для быстрого оценки аналитический метод идеально подходит, но нельзя забывать, что моделирование в любом случае будет точнее, так как применяется более сложные нелинейные формулы расчета и учитывается большее количество параметров, следовательно, полученная модель в большей степени соответствует действительности. Данные, полученные при помощи 2Д моделирования отличаются от реальных данных, но не настолько как при аналитическом расчете, что говорит о возможности применять данные методы. Разница является допустимой, но аналитический метод и 2Д моделирование является куда проще и дешевле по описанным ранее причинам. На Столбовом месторождении применялось 3Д моделирование, результаты которого представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Смоделированные данные размера трещины

Параметр	Аналитический метод	2Д моделирование	3Д моделирование	Погрешность %
Скин-фактор	-	-4,2	-4,55	8,3
Оптимальная полудлина, м	45,72	57,57	63,21	28/9
Оптимальная ширина, заполненная пропантом, мм	1.067	1,24	1,473	27/16
Время закачки пропанта, мин	8,98	9,39	11,22	20/16
Qf/Qo	-	2,07	2,3	11,1

Метод 2Д моделирования является более приближенным к значениям 3Д моделирования, чем аналитический метод, что является очевидным, но в то же время аналитический метод значительно проще и не требует специальных

софт и обученного работника. В числовом методе расчета не учитываются многие параметры, следовательно, полученный дизайн и не мог точно совпасть с значениями 3Д модели (Погрешность в районе 20-30 %). Также аналитический метод не позволяет оценить скин-фактор, что является очень большим недостатком. Метод 2Д моделирования, в свою очередь, оказался относительно точным и значения, полученные в ходе данного дизайна, являются приближенным к реальным значениям с допустимыми отклонениями (Погрешность в районе 10-15 %).

Можно сделать вывод о том, что данным методы (особенно в совокупности) могут применяться для грубой оценки дизайна гидравлического разрыва пласта, когда необходимо быстро провести примерный расчет и сделать определенные вывод для последующего более дорого полноценного дизайна. Также данный метод в совокупности с методом 2Д моделирования является актуальным, в случае санкций и невозможности приобрести дорогостоящий 3Д софт.



**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ15	Пискунову Сергею Александровичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых ресурсов при выполнении работ по проведению ГРП.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	ГОСТ 32359-2013
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации Ф3 №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Обоснование целесообразности проведения технологии ГРП на месторождении
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Оценка и расчет эксплуатационных затрат на ГРП
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет экономической эффективности по проведению работ по ГРП

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

<b>Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком</b>	
--	--

**Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент ОНД ТПУ	Цибулькинова Маргарита Радиевна	к.г.н., доцент		

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ15	Пискунов Сергей Александрович		



Дисконтированный поток денежной наличности - сумма прибыли от реализации и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину инвестиций, направляемых на освоение нефтяного месторождения, расчет NPV дает ответ об эффективности варианта в целом.

Индекс доходности (PI) характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных чистых поступлений к суммарному объему капитальных вложений, его значение интерпретируется следующим образом: если  $PI > 1$ , проект эффективен, если  $PI < 1$  – проект не рентабелен.

## 4.2 Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта

Таблица 4.1 - Экономические условия расчета

Показатели	Ед.изм.	Значение
Количество проведенных ГРП	шт.	25
Дополнительная добыча нефти	тыс.т	63,322
Стоимость одного ГРП, тыс.руб.	тыс.руб.	4987,9
Цена реализации нефти на внутреннем рынке	руб/т	24500
Норма дисконта	%	15
Расчетный период	год	3

Расчет затрат на процесс проведения ГРП на одну скважину сделан на основании сметы затрат и нормативов.

### 4.2.1 Выручка от реализации

Цена реализации нефти на внутреннем рынке принята 24500 руб/т.

Выручка от реализации продукции ( $V_t$ ) рассчитывается как произведение цены реализации нефти и доп. добычи нефти после ГРП за годичный период

$$V_t = (C_n \cdot Q_n), \quad (4.1.)$$

где,  $C_n$  – цена реализации в t-ом году, руб./т;

$Q_n$  – дополнительная добыча нефти за t год.

Определим прирост выручки за счет дополнительной реализации нефти:

$V_1 = 35\,772 \cdot 24\,500 = 876\,414\,000$  руб., за 2023 год;

$V_2 = 18\,350 \cdot 24\,500 = 449\,575\,000$  руб., за 2024 год;

$V_3 = 9\,200 \cdot 24\,500 = 2\,254\,000\,000$  руб., за 2025 год.

Прирост выручки за 3 года составил 1 551 389 000 рублей.

#### 4.2.2 Эксплуатационные затраты

При оценке вариантов разработки эксплуатационные затраты могут быть определены по видам расходов – статьям затрат или элементам затрат.

Эксплуатационные затраты рассчитаны, исходя из зависимости нормативов и технологических показателей.

Таблица 4.2 - Нормативы эксплуатационных затрат

Элементы затрат	Ед.измерения	значение
Расходы на энергию по извлечению нефти	Тыс.руб./т.	6,8
Расходы по искусственному воздействию на пласт	Тыс.руб./т.	84,2
Расходы по сбору и транспортировке нефти и газа	Тыс.руб./т.	11,4
Расходы по технологической подготовке нефти	Тыс.руб./т.	78,2
Обслуживание скважин	Тыс.руб./скв.	360,1
Балансовая стоимость ОПФ	Млн.руб.	8,8
Остаточная стоимость ОПФ	Млн.руб.	2,5
Средняя норма износа ОПФ	%	6,8
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	Тыс.руб./т.	427,4
Цеховые расходы	Тыс.руб./т.	131
Общепроизводственные расходы	Тыс.руб./скв.	645,4
Прочие производственные расходы	Тыс.руб./скв.	15,1

Расчёт эксплуатационных затрат:

Обслуживание нефтяных скважин:

$Z_{об} = 25 \cdot 360,1 \cdot 1000 = 9\,002\,500$  руб. за 1 год.

$Z_{об} = 9\,002\,500 \cdot 3 = 27\,007\,500$  руб. за 3 расчётных года.

Затраты на энергию по извлечению дополнительной жидкости после ГРП на каждый год расчётного периода:

$Z_{эл/эн} = 35\,772 \cdot 6,8 = 243\,249,6$  руб., за 2023 г;

$Z_{эл/эн} = 18\,350 \cdot 6,8 = 124\,780$  руб., за 2024 г;

$$Z_{\text{эл/эн}} = 9\,200 \cdot 6,8 = 62\,560 \text{руб.}, \text{ за } 2025 \text{ г.}$$

Итого энергетические затраты за 3 года – 430 589,6 руб.

Затраты по искусственному воздействию на пласт (закачка воды) на каждый год расчётного периода:

$$Z_{\text{зак}} = 35\,772 \cdot 84,2 = 3\,012\,002,4 \text{руб.}, \text{ за } 2023 \text{ г.};$$

$$Z_{\text{зак}} = 18\,350 \cdot 84,2 = 1\,545\,070 \text{руб.}, \text{ за } 2024 \text{ г.};$$

$$Z_{\text{зак}} = 9\,200 \cdot 84,2 = 774\,640 \text{руб.}, \text{ за } 2025 \text{ г.}$$

Итого затраты по закачке воды за 3 года – 5 331 712,4 руб.

Затраты на сбор и транспорт нефти на каждый год расчётного периода:

$$Z_{\text{сб.}} = 35\,772 \cdot 11,4 = 407\,800,8 \text{руб.}, \text{ за } 2023 \text{ г.};$$

$$Z_{\text{сб.}} = 18\,350 \cdot 11,4 = 209\,190 \text{руб.}, \text{ за } 2024 \text{ г.};$$

$$Z_{\text{сб.}} = 9\,200 \cdot 11,4 = 104\,880 \text{руб.}, \text{ за } 2025 \text{ г.}$$

Итого затраты на сбор и транспорт нефти за 3 года – 721 870,8 руб.

Затраты по технологической подготовке нефти за 3 года:

$$Z_{\text{подг}} = 35\,772 \cdot 78,2 = 2\,797\,370,4 \text{руб.}, \text{ за } 2023 \text{ г.};$$

$$Z_{\text{подг}} = 18\,350 \cdot 78,2 = 1\,434\,970 \text{руб.}, \text{ за } 2024 \text{ г.};$$

$$Z_{\text{подг}} = 9\,200 \cdot 78,2 = 719\,440 \text{руб.}, \text{ за } 2025 \text{ г.}$$

Итого затраты на подготовку нефти за 3 года – 4 951 780,4 руб.

Затраты на содержание и эксплуатацию оборудования (в т.ч. ПРС) на каждый год расчётного периода:

$$Z_{\text{ПРС}} = 35\,772 \cdot 360,1 = 12\,881\,497,2 \text{руб.}, \text{ за } 2023 \text{ г.};$$

$$Z_{\text{ПРС}} = 18\,350 \cdot 360,1 = 6\,607\,835 \text{руб.}, \text{ за } 2024 \text{ г.};$$

$$Z_{\text{ПРС}} = 9\,200 \cdot 360,1 = 3\,312\,920 \text{руб.}, \text{ за } 2025 \text{ г.}$$

Итого затраты на содержание и эксплуатацию оборудования (в т.ч. ПРС) за 3 года – 22 802 252,2 руб.

Текущие затраты в целом:

$$Z_{\text{тек.}} = Z_{\text{об}} + Z_{\text{эл/эн}} + Z_{\text{зак}} + Z_{\text{сб.}} + Z_{\text{подг}} + Z_{\text{ПРС}}$$

$$Z_{\text{тек}} = 28\,344\,420,4 \text{руб.}, \text{ за } 2023 \text{ г.};$$

$$Z_{\text{тек}} = 18\,924\,345 \text{руб.}, \text{ за } 2024 \text{ г.};$$

$$Z_{\text{тек}} = 13\,976\,940 \text{руб.}, \text{ за } 2025 \text{ г.}$$

Итого текущие затраты в целом за 3 года – 61 245 705,4 руб.

#### 4.2.3. Капитальные затраты

Расчет капитальных вложений производится с учетом необходимой реконструкции и технического перевооружения производственных мощностей, существующих на месторождении. В данном проекте подобные вложения не предусмотрены. В данном проекте капитальным вложением является гидравлический разрыв пласта – его стоимость.

В том числе, оборудование, предлагаемое подрядчиком, для выполнения операций ГРП: 4 насосных агрегата; блендер; песковоз; манифольд; станция управления и контроля; лаборатория; комплект трубы НКТ NEW-VAM L -80; колонная головка Cameron 15000 PSI; извлекаемый пакер Seit 15000 PSI; скрепер.

Персонал для проведения необходимого проектирования: инженер-геолог ГО; лаборант.

Персонал для проведения фрак-операции, состав группы ГРП: руководитель работ по ГРП; 2 оператора блендера; 8 операторов насосных агрегатов; оператор станции управления и контроля; 2 машиниста автогидроподъёмника; оператор песковоза.

Стоимость услуг по проведению ГРП приведены в табл. 4.3

Таблица 4.3 - Стоимость услуг и материалов

Величина	Количество	Стоимость, руб.
Услуги инженерного сопровождения		
Стоимость инженерного сопровождения	150 час.	105 000
Оборудование		
Флот ГРП	9	950 000
Пакер	1	70 000
Колонная головка	1	250 000
Трубы НКТ	до 1500 м	320 000
Скрепер	1	50 000
Материалы		
Жидкость разрыва на нефтяной основе	руб./ м <sup>3</sup>	5500
Проппант	руб./ т.	54545
Мобилизация и демобилизация		527 000

Итого стоимость одного гидроразрыва пласта равна 4 987 900 рублей и внесена в таблицу экономические условия.

#### 4.2.4. Платежи и налоги

Налоги, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды, определены законодательством РФ и законами местных органов, перечень и порядок их начисления указан в табл. 4.4

Таблица 4.4 - Ставки налогов и отчислений

Показатели	Ед. изм.	Значения
Налог на добавленную стоимость	%	20,0
Единый социальный налог	%	30,0
Налог на добычу полезных ископаемых	руб.	К ц *919-Дм Кц = (Ц-15)*P/261
Налог на имущество	%	2,2
Ставка налога на прибыль	%	24,0
Подоходный налог	%	13,0
Прочие налоги	тыс.руб./скв	0,159

В расчетах ставки налога на добычу полезных ископаемых в размере Кц\*919-Дм и Кц = (Ц-15) \*P/261 на 2023-2025 гг. налогооблагаемой базой является объем добытой нефти.

Платежи и налоги, включаемые в себестоимость нефти: Налог в дорожный фонд на каждый год расчётного периода:

$$\text{Ндор.} = 24\,500 \cdot 35\,772 \cdot 0,01 = 8\,764\,140 \text{руб.}, \text{ за } 2023 \text{ г};$$

$$\text{Ндор.} = 24\,500 \cdot 18\,350 \cdot 0,01 = 4\,495\,750 \text{руб.}, \text{ за } 2024 \text{ г};$$

$$\text{Ндор.} = 24\,500 \cdot 9\,200 \cdot 0,01 = 2\,254\,000 \text{руб.}, \text{ за } 2025 \text{ г.}$$

Итого платёж в дорожный фонд за 3 года – 15 513 890руб.

Налог в фонд НИИОКР на каждый год расчётного периода:

$$\text{Ннии} = 28\,344\,420,4 \cdot 0,01 = 283\,444,204 \text{руб.}, \text{ за } 2023 \text{ г};$$

$$\text{Ннии} = 18\,924\,345 \cdot 0,01 = 189\,243,45 \text{руб.}, \text{ за } 2024 \text{ г};$$

$$\text{Ннии} = 13\,976\,940 \cdot 0,01 = 139\,769,4 \text{руб.}, \text{ за } 2025 \text{ г.}$$

Итого платёж в фонд НИИОКР за 3 года – 612 457,054 руб.

Налог на добычу полезных ископаемых на каждый год расчётного периода:

$\text{Ндпи} = 24\,500 \cdot 35\,772 \cdot 35,4/100 = 310250556 \text{ руб.}, \text{ за } 2023 \text{ г};$

$\text{Ндпи} = 24\,500 \cdot 18\,350 \cdot 35,4/100 = 159149550 \text{ руб.}, \text{ за } 2024 \text{ г};$

$\text{Ндпи} = 24\,500 \cdot 9\,200 \cdot 35,4/100 = 79791600 \text{ руб.}, \text{ за } 2025 \text{ г}.$

$\text{НДПИ} = \text{Кц} \cdot 919\text{-Дм}$

$\text{Кц} = (\text{Ц}-15) \cdot \text{Р}/261$

$\text{НДПИ} = 35,4 \%$

Итого плата налога на добычу полезных ископаемых составляет за 3 года расчётного периода – 549191706 руб.

Итого платежей и налогов, включаемых в себестоимость нефти:

$\text{Нплат.} = \text{Ндор} + \text{Ннии} + \text{Нстр} + \text{Ндпи}$

$\text{Нплат.} = 319298140 \text{ руб.}, \text{ за } 2023 \text{ г};$

$\text{Нплат.} = 163834543,5 \text{ руб.}, \text{ за } 2024 \text{ г};$

$\text{Нплат.} = 82185369,4 \text{ руб.}, \text{ за } 2025 \text{ г}.$

Итого платежей и налогов, за 3-х летний период – 565318053,1 руб.

Амортизационные отчисления по скважинам на каждый год расчётного периода:

$\text{Аскв.} = 4\,570\,012 \cdot 6,7/100 = 306\,190,8 \text{ руб. за } 2023 \text{ г};$

$\text{Аскв.} = 4\,263\,821,2 \cdot 6,7/100 = 285\,676,02 \text{ руб. за } 2024 \text{ г};$

$\text{Аскв.} = 3\,978\,145,2 \cdot 6,7/100 = 266\,535,73 \text{ руб. за } 2025 \text{ г}.$

Итого амортизационных отчислений по скважинам за 3 года – 858 402,55руб.

Налоги и платежи, отчисляемые в бюджет:

Налог на добавленную стоимость уплачивает покупатель продукции, то есть компания не будет его оплачивать.

$\text{Зтек+н} = \text{Зтек} + \text{Нплат.}$

$\text{Зтек+н} = 347642560,6 \text{ руб.}, \text{ за } 2023 \text{ г};$

$\text{Зтек+н} = 182758888,5 \text{ руб.}, \text{ за } 2024 \text{ г};$

$\text{Зтек+н} = 96162309,4 \text{ руб.}, \text{ за } 2025 \text{ г}.$

Итого за 3 года расчётного периода – 626563758,5 руб.



#### 4.2.5. Прибыль от реализации

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

$$P_t = \sum_{t=1}^T \frac{B_t - \text{Э}_t - N_t}{(1 + E_n)^{t-t_p}} \quad (4.2)$$

где,  $P_t$  – прибыль от реализации продукции;

$T$  – расчетный период оценки деятельности предприятия;

$B_t$  – выручка от реализации продукции;

$\text{Э}_t$  – эксплуатационные затраты с амортизацией;

$N_t$  – сумма налогов;

$E_n$  – норматив дисконтирования, доли ед.;

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

$Z_{\text{эксп.}} = Z_{\text{тек+н}} + A_{\text{скв.}}$

$Z_{\text{эксп}} = 347948751,4$  руб., за 2023 г;

$Z_{\text{эксп}} = 183044564,5$  руб., за 2024 г;

$Z_{\text{эксп}} = 96428845,13$  руб., за 2025 г.

Итого за 3 года расчётного периода – 718 954 112 руб.

Валовая прибыль от реализации на каждый год расчётного периода:

$P_t = B_t - (Z_{\text{эксп}} + N_{\text{акц}} + N_{\text{им}})$

$P_1 = 209167108,4$  руб., за 2023 г;

$P_2 = 102695892,1$  руб., за 2024 г;

$P_3 = 46785785,47$  руб., за 2025 г.

Итого за 3 года расчётного периода – 358648786 руб.

Налог на прибыль на каждый год расчётного периода:

Нпр. = 209167108,4 · 20/100 = 41833421,68 руб., за 2023 г;

Нпр. = 102695892,1 · 20/100 = 20539178,42 руб., за 2024 г;

Нпр. = 46785785,47 · 20/100 = 9357157,095 руб., за 2025 г.

Итого за 3 года расчётного периода – 71729757,2 руб.

Прибыль предприятия на каждый год расчётного периода:

Ппр. = Пт – Нпр

Ппр. = 167333686,7 руб., за 2023 г;

Ппр. = 82156713,66 руб., за 2024 г;

Ппр. = 37428628,38 руб., за 2025 г.

Итого за 3 года расчётного периода – 286919028,8 руб.

Дисконтированная прибыль на каждый год расчётного периода:

Ппр.диск. = 101040690,5 руб., за 2023 г;

Ппр.диск. = 82372725,78 руб., за 2024 г;

Ппр.диск. = 37603879,95 руб., за 2025 г.

Итого за 3 года расчётного периода – 221017296,2 руб.

### **4.3. Расчет экономических показателей проекта**

#### **4.3.1 Поток денежных средств**

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{П_t + A_t - K_t}{(1 + E_H)^{t-t_p}} \quad (4.3)$$

Дисконтированный поток денежной наличности, определяется как сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году:

где, NPV – дисконтированный поток денежной наличности;

П<sub>t</sub>– прибыль от реализации в t-м году;

A<sub>t</sub> – амортизационные отчисления в t-м году;

K<sub>t</sub> - капитальные вложения в разработку месторождения в t-м году;

Дисконтированный поток денежной наличности (NPV) на каждый год расчётного периода:

$$NPV1 = 101040690,5 \text{ руб.}, \text{ за } 2023 \text{ г};$$

$$NPV2 = 183413416,3 \text{ руб. за } 2024 \text{ г};$$

$$NPV3 = 221017296,2 \text{ руб. за } 2025 \text{ г.}$$

Итого NPV за 3 года расчётного периода – 505471403 руб. Положительная величина чистого дисконтированного дохода (NPV>0) свидетельствует об эффективности проекта, поскольку поступлений от его реализации достаточно для того, чтобы возместить затраты и обеспечить минимально требуемый (равный норме дисконта – 15%) уровень доходности этого капитала.

#### 4.3.2 Индекс доходности

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

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (Pt + At) / (1 + E_n)^{t-tp}}{\sum_{t=1}^T Kt / (1 + E_n)^{t-tp}} \quad (4.4)$$

Определим индекс доходности (PI):

$$PI = (167333686,7 + 306\ 190,8) / (1 + 0,15) + (82156713,66 + 285\ 676,02) / (1 + 0,15)^2 + (37428628,38 + 266\ 535,73) / (1 + 0,15)^3 / (4\ 987\ 900 * 25 / 1,15) = 2,15$$

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

#### 4.3.3 Период окупаемости

Период окупаемости (Пок) - это продолжительность периода, в течение которого начальные негативные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются ее положительными значениями. Период окупаемости может быть определен из следующего равенства:

где, Пок - период возврата вложенных средств,

Определим прибыль предприятия за месяц.

$$П_{\text{ср}} = 286919029 / 36 = 7969973,02 \text{ руб/мес.}$$

Определим период окупаемости проведенного ГРП:

$$П_{\text{ок}} = 25 \cdot 4\,987\,900 / 7969973,02 = 15,64 \text{ мес.}$$

Срок окупаемости по проектируемому варианту составит около 16 месяцев, период за которым значение NPV и дальше положительно.

#### 4.3.4 Экономическая оценка проекта

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

Как показал расчет экономической эффективности проекта, отрицательные значения отсутствуют, то есть при существующих экономических обстоятельствах проведение мероприятия окупается в течение 16 месяцев. Экономическая оценка проведения ГРП на 25 скважинах Столбового месторождения, приведена в табл. 4. 5.

Таблица 4.5 - Экономическая оценка эффективности проекта

Показатели	Значение (по годам)		
	2023г.	2024г.	2025г.
Прирост добычи нефти, тыс.т	35772	18350	9200
Прирост выручки от реализации, млн.руб.	876,41	449,58	225,40
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	347,95	183,04	96,43
Сумма налогов и платежей, млн.руб.	319,30	163,83	82,19
Прибыль предприятия, млн.руб.	167,33	82,16	37,43
Поток денежной наличности (NPV), млн.руб.	101,04	183,41	221,02
Индекс доходности (PI), доли ед.	2,15		
Срок окупаемости, месяц.	16		

#### 4.4 Сравнение технико-экономических показателей до и после проведения ГРП

По каждому варианту определены основные экономические показатели, к числу которых относятся, эксплуатационные затраты на добычу нефти,

дисконтированный поток денежной наличности (NPV), индекс доходности (PI), период окупаемости вложенных средств. Данные показатели рассчитывались по 25 скважинам в динамике на 3-х летний период.

По результатам расчётов эффективным по основным экономическим параметрам является вариант с применением ГРП, при котором компания получает дисконтированный доход наличности в размере 221,02 млн.руб. за 3 года. При осуществлении гидравлического разрыва пласта дополнительная добыча за 3 года составит 63322 т. нефти.

#### 4.5 Анализ чувствительности.

Проведем оценку чувствительности данного мероприятия на следующие параметры: добыча нефти, стоимость 1 тонны нефти, эксплуатационные затраты и капитальные затраты и получим следующие результаты (таблица 4.6, рисунок 4.1)

Таблица 4.6– Анализ чувствительности

NPV, млн. руб.			
Изменяемый показатель	-20%	0%	20%
Добыча нефти	329,3877963	505,471403	681,5550097
Цена за 1 тонну нефти	313,5002222	505,471403	697,4425838
Капитальные вложения	570,5309682	505,471403	440,4118378
Эксплуатационные затраты	853,3030949	505,471403	287,7588415

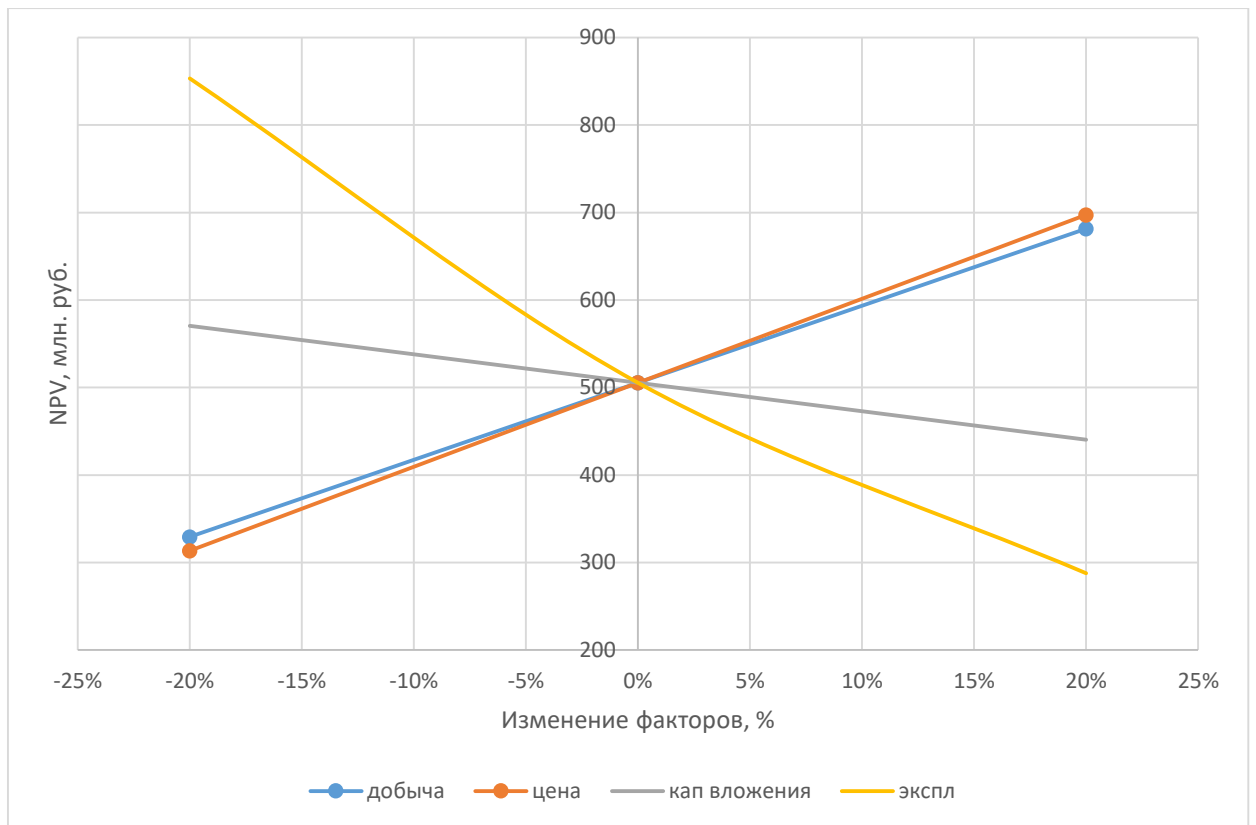


Рисунок 4.1 — Анализ чувствительности

Данный проект является значительно чувствительным к эксплуатационным затратам, чувствительным к объёмам добычи нефти и цене на нефть, а также малочувствительным к капитальным вложениям.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ15	Пискунову Сергею Александровичу

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01. «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

<b>Анализ эффективности применения технологии гидравлического разрыва пласта на месторождениях Западной Сибири.</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>	<p>Рабочее место – на открытом воздухе вблизи оборудования для проведения ГРП или непосредственно у устья скважины; рядом с оборудованием для ремонта.</p> <p>Объект исследования: продуктивные пласты нефтяных месторождений на которых был проведен гидравлический разрыв пласта.</p> <p>Область применения: фонд скважин, в которых требуется увлечение продуктивности.</p> <p>Материалы и вещество – продавочная жидкость, жидкость разрыва. ГСМ.</p> <p>Оборудование - насосные агрегаты, трубопроводы, система блока манифольда , автоцистерны машины</p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p><b>1. 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>В процесс написания данной части в основе лежит рассмотрение норм трудового законодательства, касающиеся ненормативного рабочего дня и работ в ночное время. Трудовом кодексе РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 19.12.2022).</p> <p>Рассмотрены организационные мероприятия по расположению объектов на рабочей зоне согласно правилам безопасности нефтяной и газовой промышленности. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. ГОСТ 22269-76 Система «Человек-машина». ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (1997)</p>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p> <p>2.3. Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора</p>	<p><b>Вредные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-производственный шум и вибрация;</li> <li>-загазованность воздушной среды газами выхлопных машин, которые используется как техника для ГРП;</li> <li>-неблагоприятные метеорологические условия – тепловое воздействие, охлаждение, влажность воздуха, скорость ветра;</li> <li>-утечка вредных веществ в атмосферу.</li> </ul> <p><b>Опасные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-движущиеся машины и механизмы; подвижные части оборудования для ГРП;</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>-напряжение электрического тока</li> <li>-возможная утечка токсичных веществ</li> <li>-удар молнии</li> </ul> <p>В случае аварии возможно воздействие следующих факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-воздействие теплового излучения пожара</li> <li>-воздействие воздушной ударной волны</li> <li>-токсичное действие химических реагентов</li> <li>-возможный контакт с осколками.</li> </ul> <p>Расчет параметров молниеотвода для безаварийного проведения ГРП на кустовой площадке</p>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<p>Атмосфера: выбросы выхлопных газов машин и оборудования ГРП, вредных веществ в окружающую среду, пары нефти и газа.</p> <p>Литосфера: разлив жидкости при закачке в пласт</p> <p>Гидросфера: загрязнение поверхностных и подземных вод</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>При проведении ГРП возможно различные ЧС, к которым можно отнести:</p> <p>ЧС природного характера:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-неуправляемое открытое фонтанирование скважины</li> <li>-разрывы</li> <li>-возгорание</li> <li>-непредвиденные разливы</li> </ul> <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <p>Неуправляемые потоки жидкости разрыва при разгерметизации высоконапорной линии(манифольд)</p>

<b>Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком</b>	
--	--

**Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Пискунов Сергей Александрович		



## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

В данной главе ВКР будет идти речь о таких разделах социальной ответственности как производственная безопасность, экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях, а также рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на объектах нефтедобычи при проведении операции гидравлического разрыва пласта. Основная проблема, которая может вызвать ЧС является именно большое давление, под которым находится практически все оборудование ГРП, вследствие чего риск их возникновения увеличивается в разы даже при правильном расчете и выполнении операции.

Пользователями разрабатываемого решения являются непосредственно нефтяные и газовые компании, которые могут как выступать в роли подрядчиков, выполняя данную операцию, так и в роли заказчиков, которые контролируют процесс проведения ГРП.

В качестве места выполнения работ рассматривается непосредственно месторождения Западной Сибири, в области вблизи скважин, где проводится ГРП и установлено основное оборудование для его проведения.

Данная работа является актуальной, так как безопасность при проведении такого сложного процесса как ГРП стоит на 1 месте, так как возможны ЧС, при которых возможны не только большие экономические потери, но также и нанесение вреда здоровью работников при его проведении.

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

При возникновении правовых и организационных вопросов регулируется Трудовым кодексом Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (редакция от 19.12.2022), в котором и расписываются основные положения. Хочется отметить основные из них:

- режима рабочего времени, оплаты и нормирование труда;
- обеспечение важности и необходимости всех условий для сохранения здоровья и жизни сотрудников предприятия (что является наиболее приоритетным при выполнении такой опасной операции как ГРП);
- условие финансирование труда;
- основные нормы по охране труда;
- координация деятельности в области охраны труда, окружающей среды и другие виды экономической и социальной деятельности;
- проведение плановых и внеочередных медицинских осмотров, основываясь на медицинских рекомендация с сохранением рабочего места и среднего заработка во время прохождения данных мероприятий.

Обязательные гарантии и обеспечение необходимых компенсаций, в соответствии с Настоящим Кодексом, согласно заключенному коллективному договору между работником и предприятием, трудовым договором различными локальными актами, если работник участвует в операциях с опасными и вредными условиями труда [22].

Обеспечение специальных и индивидуальных средств защиты работников при выполнении непосредственно операции за счет работодателя

Также необходимо отметить такой документ как ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования, который непосредственно и описывает основные эргономические требования к рабочим местам при физической работе различных степеней тяжести. Конструкция, взаимное расположение элементов рабочего места (органы управления, средства отображения информации и т.д.) должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы. Рабочее место должно быть организовано в соответствии с требованиями стандартов, технических условий и (или) методических указаний по безопасности труда, которые представлены в соответствующих нормативных документах [23].

## 5.2 Производственная безопасность

Для определения и оценки потенциальные вредные и опасные факторы, которые могут возникнуть при разработке, подготовки и непосредственного проведения операции ГРП используем ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы [24]. Классификация» и представим краткий результат в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работы			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Повышенный уровень шума и вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ ГОСТ 12.1.012-2004
Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	—	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ
Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу	—	+	+	ГОСТ Р 56167-2014 ГОСТ 12.1.007-76
Отклонение показаний микроклимата на открытом воздухе	—	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ
Движущиеся машины и механизмы	—	+	+	ГОСТ 12.3.002-2014 ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ
Электробезопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ
Пожарная безопасность	+	+	+	ССБТ ГОСТ 12.1.004 – 91 Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ

### 5.2.1 Анализ вредных факторов

*Повышенный уровень шума и вибрации* является одним из основных вредных производственных факторов. Шум – разновидность звуковых колебаний, находящаяся в диапазоне слышимых частот, имеющая возможность оказать вредное воздействие на безопасность и здоровье работников [25]. Вибрация – разновидность механических колебаний машин и механизмов, которые могут оказывать вредное воздействие на здоровье работника [26]. Максимально допустимые показатели шума и вибрации должны соответствовать нормам, которые регламентированы СанПиН 1.2.3685-21 [27] и ГОСТ, указанными в таблице 1. Данные представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Предельно допустимые эквиваленты уровня звука [17]

Предельно допустимые эквивалентные уровни звука, дБА			
Категории напряженности трудового процесса	Категории тяжести трудового процесса		
	легкая и средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени
Напряженность легкой и средней степени	80	75	75
Напряженный труд 1 степени	70	65	65
Напряженный труд 2 степени	60	-	-
Напряженный труд 3 степени	50	-	-

<\*> Примечание. Количественную оценку тяжести и напряженности трудового процесса по условиям труда следует проводить в соответствии с действующим документом по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса.

Превышения установленных норм может привести к потере внимания, повышению количеству ошибок при выполнении операций, влияет напрямую на центральную нервную систему, вызывает заболевания сердечно-

сосудистой системы и других органов. Возможна потеря слуха, контузия и даже смерть и др [26].

Для уменьшения влияния данного вредного фактора при проведении ГРП нефтегазовыми компаниями применяется целый комплекс мероприятий по защите работников, к которому относятся:

- частичная автоматизация процессов проведения ГРП;
- использование системы для снижения шума и вибраций в источниках его возникновения и на путях его распространения;
- рациональное планирование системы проведения ГРП(оборудование);
- введение рациональных режимов труда и отдыха;
- введение индивидуальных средств защиты работника [25].

Обеспечение средствами индивидуальной защиты регламентируется отраслевыми правилами техники безопасности, а в частности «Типовыми отраслевыми нормами бесплатной выдачи спецодежды, спецобуви и других средств защиты работникам нефтяной и газовой промышленности» [27].

*Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны* является следующим немаловажным опасным фактором. В процессе проведения ГРП возможна утечка газа, что может являться причиной отравления рабочих. Загазованность обычно изменяются, используя газоанализатор СГГ-20, который используют в основном на всех нефтяных месторождениях. Утечки газа находят, используя любой раствор ПАВ (обычно используют раствор мыла). Обнаружив утечку газа необходимо сделать все возможные мероприятия по ее устранению, соблюдая все правила безопасности и охране окружающей среды. Если не имеется возможность устранить проблему, то вызвать бригаду по ликвидации аварии, которые имеют специализированное оборудование и квалификацию. В случае большой загазованность обеспечивать вентиляцию (как правило проводится в районе 20 минут). При выполнении работ использовать средства индивидуальной защиты как при проверке наличие газа и утечек, так и ликвидации уже случившийся аварии.

Контролировать содержание концентрацию вредных веществ в нефти и газе в соответствие с санитарными нормами согласно таблице 5.3 [28].

Таблица 5.3 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ [28]

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Бензин (растворитель топливный)	100	IV
Бензол	5	II
Керосин (в пересчете на С)	300	IV
Лигроин (в пересчете на С)	300	IV
Масла минеральные нефтяные	5	III
Нефрас С 150/200 (в пересчете на С)	100	IV
Нефть	10	III
Сероводород	10	II
С1 – С5	3	III
Тetraэтилсвинец	0,005	I
Толуол	50	III
Уайт-спирит (в пересчете на С)	300	IV
Хлор	1	II

*Утечка токсичных и вредных веществ в атмосфере* возможная при проведении ГРП. К вредным и токсичным веществам относятся те группы веществ, которые при контакте с организмом человека могут вызвать различные производственные травмы, развитие профессиональных заболеваний, отклонение в состоянии здоровья, если не будут выполняться все требования безопасности. Чаще всего на нефтегазовых месторождениях это происходит через дыхательные пути и кожу. При взаимодействии вредных и токсичных веществ с кровью могут возникать болезни и осложнения.

При проведении ГРП работникам приходится сталкиваться и входить в непосредственный контакт с различными химическими веществами (например, закачивают специальные вещества после его проведения чтобы определить зоны притоков и оттоков, и они являются опасными для человека). В основном все эти вещества находятся в нефти и газе, следовательно,

необходимо строго следовать правилам безопасности и соблюдать осторожность. Самая опасная зона является непосредственно рядом с устьем скважины, где все находится под большим давлением и возможны утечки различных веществ [29].

Основным критерием, служащий экологическим нормирование содержания вредных веществ является предельно допустимая концентрация (ПДК). Они нормируются специальным документами. Некоторые из них вы можете видеть в таблице 4.3 [28].

Для предотвращения последствий утечек и снижению влияния на организм человека применяют СИЗ и средства коллективной защиты. Из средств индивидуальной защиты обычно применяют стандартное оборудование: очки, специальная одежда, противогазы.

*Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе* необходимо учитывать при ГРП. В связи с географией расположения рассматриваемых месторождений Западной Сибири имеется наличие сложных климатических условий. К основным показателям, которые характеризуют микроклимат являются температура, скорость ветра, давление и влажность.

Климатические условия резко меняются как течение всего сезона, так и в течение дня и ночи (разбег по 30 °С). Для обеспечения безопасных условий работы необходимо поддерживать температуру в районе 36 °С. При слишком большой температуре возможен перегрев, а при низкой- переохлаждение. Впоследствии возможно развитие гипертермии, тепловой удар и потеря сознания. А если к сложным температурным режимам добавить изменяющуюся влажность и ветер, то условия становятся еще более сложными.

Каждое предприятие устанавливает соответствующие нормы по работе при низких температурах. Для защиты от переохлаждения при низких температурах (в районе минус 30°С) работают 20 минут и 10 минут отдыхают(например). Все зависит от конкретного расположения и условий. Используется блок местной автоматики или специальные обогревочные

пункты, в которых устанавливается комфортная температура (в районе 18 °С) в которой и производится отдых и обогрев между заходами. Применяется специальная одежда для обеспечения терморегуляции организма [28].

### **5.2.2 Анализ опасных факторов**

*Движущиеся машины и механизмы* являются ключевым опасным фактором при проведении ГРП. Для безопасного проведения операции ГРП и подготовки к ней необходимо придерживаться основных правил безопасности, касающихся как самой операции, так и оборудования для избегания непосредственного контакта с движущимися механизмами и нанесения вреда здоровью сотрудников, и заключающиеся в следующем:

–ГРП должен проводиться специальной бригадой под руководством инженерном-технического мастера, утвержденного главным инженером с соблюдением всех норм и правил безопасности;

–между агрегатами должно быть расстояние не более 1 м и расстояние от насосных агрегатов до самого устья куда ведется закачка не менее 10 м;

–места установки оборудования должны быть подготовлено и очищено;

–необходимо остановить станок качалку (если скважина оборудована ШСНУ), расположить балансир в положение, которое не мешает проведению операции или демонтировать его;

–агрегат должен соединяться с трубами высокого давления, оборудован обратными клапанами, специальными манометрами и предохранительными устройствами;

–при отсутствии у машин нейтрализаторов выхлопных труб необходимо вывести трубы на высоту не менее 2 метров от платформы агрегата;

–перед отсоединением оборудования снизить давления, чтобы не случился разрыв и преждевременный выброс;

–наличие исправного оборудования;



–знание персоналом строениям и принципов действия каждого агрегата, с которым ведется работа;

–проводить опрессовку труб давлением, которое превышает максимально расчетного при проведении ГРП в 1,5 раза;

–пускать агрегаты в ход только после удаления людей на безопасное расстояние;

–всегда следовать инструкциям руководящего проведением ГРП;

–в зимнее время проводить пробную прокачку жидкости после проведения, для убеждения, что пробки отсутствуют [30].

*Электробезопасность* также несет в себе один из самых опасных факторов на производстве. При проведении операции ГРП на кустовой площадке сотрудники постоянно сталкиваются с электрооборудованием, вследствие чего имеется шанс быть пораженным электрическим током. Действие электрического тока является опасным для организма человека и может вызывать множество таких осложнений, как термические, биологические, электролитические, вызывание механических действий. При нарушении требований безопасности возможна даже смерть.

Норма по максимально возможному току и напряжению, протекающему через организм человека не должны превышать значений, представленных в таблице 5.4 [31].

Таблица 5.4 – Предельно допустимые значения тока и напряжения [31]

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

Для обеспечения безопасности работников при операции проведения ГРП необходимо выполнить определенных мероприятий, к которым относятся:

– заземление оборудования для проведения ГРП;

- обесточивание всего оборудования, которое непосредственно не участвует в проведении;
- использование СИЗ;
- вывешены таблички с ограничениями при проведении ГРП;
- использование специальный электротехнический инструмент;
- соблюдение правил безопасности;
- отсутствие персонала рядом с оборудованием во время ГРП [30].

*Пожарная безопасность*, как и в нашей повседневной жизни, так и на производстве несет большую опасность. Так как процесс ГРП включает в себя взаимодействие рабочего агента (жидкость на нефтяной основе) с нефтью и газом, то имеется большой шанс возгорания, что может привести к поломке оборудования и нанесению вреда здоровью работников. Опасность несет не только возникающее возгорание, но и возгорание паровоздушной смеси углеводородов. Опасен не столь источник возгорания смеси, как тепловой импульс, который он создает.

Продукты горения также являются опасным фактором при возникновении пожара, так как оказывают токсичное воздействие на организм человека. Также возможны возникновение вторичных факторов, которые могут нанести еще больший вред, такие как:

- электрический ток;
- взрывы;
- возникновение большого количества осколков;
- падение и непредсказуемое движение оборудования [30].

В 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 на расчете на каждого человека [32].

Для обеспечения безопасности при возникновении пожаров и взрывов, необходимо:

- при проведении операции и ремонтах работ обязательно использовать искробезопасные инструменты;
- следовать правилам пожарной безопасности;
- иметь специальные вытяжные системы в пунктах управления и агрегатах;
- персонал, при проведении опрессовки с срабатывания давления, должен находиться с подветренной стороны;
- оснащение противопожарными средствами: лопата, песок, ведра, топоры и огнетушители ОХП-10.

При возникновении пожара сделать все возможное для устранения проблемы и следовать правилам пожарной безопасности, вызвать специальные группы для устранения проблемы.

*Удар молнии.* Удары молний являются одним из возможных факторов, приводящих к чрезвычайным ситуациям на кустовой площадке. Молниезащита применяется с целью защиты сооружений, сохранности и стойкости от возможных возгораний, защиты от гибели и травмирования людей.

По типу молниезащита может быть: 1) одностержневой; 2) двухстержневой одинаковой или разной высоты; многократной стержневой; одиночной тросовой; многократной тросовой. По степени надёжности защиты различают два типа зон: А – степень надёжности защиты  $\geq 99,5\%$ ; Б – степень надёжности защиты 95-99,5% [33].

Стержневой молниеприемник представляет собой металлический штырь, возвышающийся над объектом защиты. Молниеприемная сетка представляет собой металлическую сетку, в ячейках которой установлены небольшие молниеприемники. Тросовый молниеприемник – это трос, натянутый между двух вертикальных опор. Основным видом пассивной молниезащиты, применяемый на кустовых площадках это – стержневой молниеприемник с сечением 50-100 мм<sup>2</sup>. Такой тип молниеприемника используется на Столбовом месторождении.

### 5.2.3 Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора

На рассматриваемом предприятии Столбового месторождения производственные здания имеют II категорию молниезащиты. В таблице 5.5 представлены исходные данные кустовой площадки Столбового месторождения (на которой проводится ГРП), применяемые для расчета молниезащиты.

Таблица 5.5 – Исходные данные для расчета

Величина	Значение
Ширина кустовой площадки (S), м.	50
Длина кустовой площадки (L), м.	100
Высота колонны с жидкостью разрыва( $h_x$ ), м.	10

Рассчитаем горизонтальное сечение зоны защиты на высоте защищаемого объекта (колонна жидкости разрыва) – круг радиуса  $r_x$ :

$$r_x = \frac{S}{2} = \frac{50}{2} = 25 \text{ м.} \quad (5.1)$$

Высота стержневого молниеотвода определяется по формуле:

$$h = \frac{r_x + 1,63h_x}{1,5} = \frac{25 + 16,3}{1,5} = 27,53 \text{ м.} \quad (5.2)$$

Зона защиты молниеотвода:

$$r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 27,5 = 41,25 \text{ м.} \quad (5.3)$$

Таким образом, на рассматриваемой кустовой площадке Столбового месторождения для проведения ГРП с использованием цистерн для жидкости разрыва высотой 10 м радиус зоны защиты на земле от стержневого молниеотвода составляет 41,25 м. Для расчета высоты вершины конуса (защиты) стержневого молниеотвода применяем формулу (3.4):

$$h_0 = 0,92 \cdot h = 0,92 \cdot 27,53 = 25,33 \text{ м.} \quad (5.4)$$

Таким образом, для защиты от ударов молнии автоматической групповой замерной установки, станций управлений, находящихся на территории кустовой площадки ( $L = 100\text{ м.}$ ) необходимо установить 2 одиночных стержневых молниеотвода.

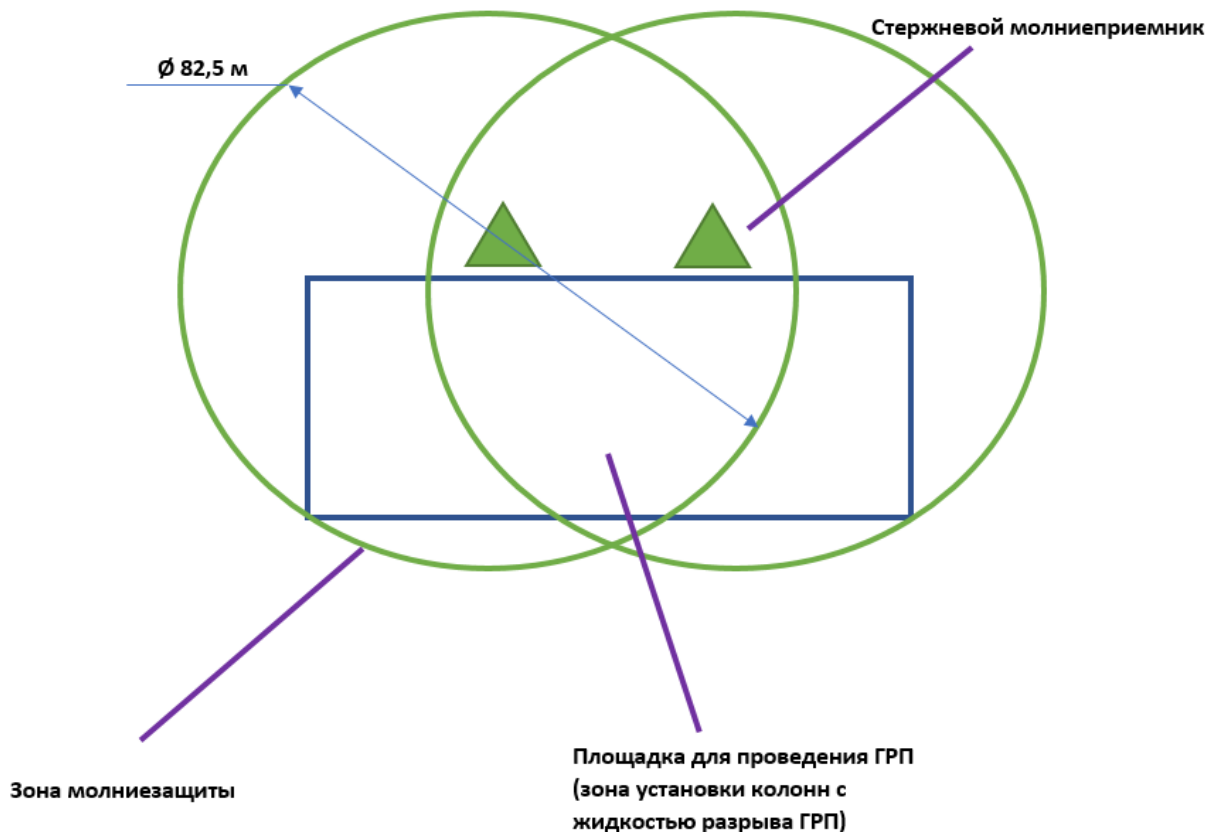


Рисунок 3.1 – Схема расстановки молниеотводов на кустовой площадке Столбового месторождения для проведения ГРП

### 5.3 Экологическая безопасность

Процесс проведения ГРП потенциально может принести вред окружающей среде, следовательно, необходимо учитывать это при планировании данного мероприятия.

#### 5.3.1 Влияние на литосферу

Отрицательное влияние на литосферу начинается еще с момента начала строительства планируемых объектов, которое сказывается на почвенном

покрове путем разрушения и замены естественных почвенных горизонтов на минерализованные грунты при отсыпке площадки.

Основные источники загрязнения литосферы является:

- проникновение жидкости ГРП в почву;
- горюче смазочные материалы;
- твердые отходы и продукты после проведения;
- загрязнения химическими реагентами почвы.

Для устранения вышесказанных проблем или хотя-бы уменьшения их влияния используют жидкости на основе нефти, которые имеют естественно природное происхождение, обрабатывают специальными составами, чтобы не было сильных последствий при попадании в почву, жидкости ГРП изготавливают из специальных технологий, которые не позволяют проникнуть им в почву, мероприятия проводят при полной герметизации оборудования, что не вызвать перетоков и контакт с природной составляющей [34].

### **5.3.2 Влияние на гидросферу**

Возможно отрицательное влияние на подземные и поверхностные воды, ливневую воду вследствие перетоков нефти и самой жидкости гидравлического разрыва, которая и загрязняет их. Хочется отметить, что данное влияние можно практически свести к 0, если выполнять условие, которые заключаются в соблюдение определённого расстояния между водоносным горизонтом и точкой гидравлического разрыва, что гарантирует отсутствие их взаимодействия и закономерного загрязнения. Данное расстояние вычисляется инженерами и геологами на основе множества данных, полученных при изучении строения месторождения. Также необходимость правильно выполнения операции ГРП и соблюдение всех норм безопасности.

### **5.3.3 Влияние на атмосферу**

Также имеется отрицательное влияние на атмосферу. При проведении операции ГРП возможны выбросы опасных(токсичных) веществ в атмосферу. Для уменьшения влияния данной проблемы тщательно проверять все оборудование. Весь персонал должен строго соблюдать правила труда на при работе на предприятии.

Основным источником газов являются продукты сгорания топлива при постоянно работающий ДВС, испарение паров углеводородов и жидкостей, которые участвует в процессе. Лишний газ необходимо не сжигать, а утилизировать или отправлять на завод, где будет производится его переработка [35].

### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация – обстановка, которая возникает вследствие аварии на объекте или определённой территории, а также вследствие другого природного или техногенного бедствия. По причине ЧС возможно нанесение большого вреда окружающей среде и хозяйству в целом, возможны даже человеческие жертвы, а также большие материальные потери. Отношение к какой-либо категории ЧС зависит от общего количества пострадавших, в целом- размера ущерба в материальном эквиваленте, от площади воздействия вредоносных факторов [35].

В наших сложных условиях Западной Сибири может возникнуть множество ЧС, к которым относятся:

Природного характера:

- различные наводнения;
- пожары;
- ураганы;
- морозы;
- метели.

Техногенного характера:

- неуправляемое открытое фонтанирование скважины;
- разрывы;
- возгорание;
- непредвиденные разливы;
- неуправляемые потоки жидкости при разгерметизации высоконапорной линии.

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 [35].

В данной главе были рассмотрены такие разделы социальной ответственности как производственная безопасность, экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях, а также рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на объектах нефтедобычи при проведении операции гидравлического разрыва пласта. Все ранее перечисленные разделы являются очень важными при проведении ГРП, так как это опасная операция, которая может сказаться как на здоровье сотрудников, так и на экологию, следовательно, ей необходимо уделять большое внимание и финансирование. Нефтегазовые компании несут большую социальную ответственность, чтобы минимизировать риски и затраты на устранение последствий происшествий, именно поэтому они постоянно внедряют новые разработки, нормы, правила и стандарты в свое производство. Все они преследуют единую цель – избежать происшествия и минимизировать потери. Для этого создаются специальные отделы, которые контролируют такую важную часть производственного процесса, как социальную ответственность.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Гидравлический разрыв пласта является очень сложным и дорогостоящим процессом, следовательно, необходимо учитывать множество факторов, начиная с геологического строения пласта и взаиморасположения флюидов, и заканчивая техническим состоянием подземного оборудования скважины. В зависимости от исходных значений мы изменяем жидкость разрыва, давления, под которым производим закачку, сам расход этой жидкости и непосредственно параметры проппанта (расклинивающего материала). В зависимости от литологического состава выбираются различные жидкости разрыва, также оборудование не всегда может выдержать давление, которое задают насосы при разрыве.

В современных подходах к планированию ГРП используются методы: расчетные методы и методы моделирования. Наиболее точным является метод 3Д моделирования, но временные и финансовые затраты ограничивают возможность его применения, поэтому на практике актуально использование экспресс методов, таких как: аналитический метод и 2Д моделирование.

Сравнительный анализ, проведенный на примере Столбового месторождения, показал, что расхождение результатов, полученных методом 2Д моделирования с методом 3Д моделирования составляет 10% – 15%, а расчетного метода – 20%-25%.

Исследования результатов дизайна ГРП, проведенных различными методами для Столбового месторождения, позволяют рекомендовать добывающим компаниям использовать рассмотренные экспресс-методы в условиях Западной Сибири для терригенной коллекторов в случае временных, санкционных и финансовых ограничений, а также дает возможность вести анализ качества дизайнов ГРП, предлагаемых сервисными компаниями, без затрат на дорогостоящий 3Д программных комплексов.

## СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ МАГИСТРАНТА

1. Пискунов С.А. Совершенствование технологических подходов гидравлического разрыва пласта / С.А. Пискунов // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященный 90-летию со дня рождения Н.М. Расказова, 120-летию со дня рождения Л.Л. Халфина, 50-летию научных молодежных конференций имени академика М.А. Усова, Том 2 / Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2022. – С. 309-311.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Johannes Fink. Hydraulic Fracturing / F. Johannes // Hydraulic Fracturing Chemicals and Fluids Technology. – 2020 г. – № 2. – С. 259-320.
2. Насиров А.Р. Влияние ГРП на нефтеотдачу пластов Западной Сибири / А.Р. Насиров // Научный электронный журнал Меридиан. – 2020 г. – № 1. – С. 204-206.
3. Хакимова А.С. Интенсификация углеводородов методом ГРП / А.С. Хакимова // Международный журнал гуманитарных и естественных наук – 2017 г. – № 12. – С. 47-49.
4. Гидравлический разрыв пласта: учебное пособие / Д.С. Кузнецов, Т.Е. Кулагина, Д.А. Малахова, В.П. Меркулов – Том. политехн. ун-т. – Томск: Изд-во ТПУ, 2020. – 221 с.
5. Michael Economides. Unified Fracturing Design. Bridging the gap between theory and practice / M. Economides. – Texas: Изд-во Orsa Press, 2002. – 259 с.
6. Matt Zborowski. Exploring the Innovative Evolution of Hydraulic Fracturing / M. Zborowski // Journal of Petroleum Technology. – 2019 г. – № 1. – С. 1-12.
7. Картюхов С. Модуль Юнга (упругость) / [Электронный ресурс]: справочник / С. Картюхов – Режим доступа: <https://stankiexpert.ru/spravochnik/materialovedenie/modul-yunga.htm>. Дата обращения: 05.03.2022 г
8. Анкушев Я.Е. Роль механики горных пород при проектировании гидравлического разрыва пласта / Я.Е. Анкушев // Наука, техника и образование – 2019 г. – № 1. – С. 34-36.
9. Искандаров А.С. Рекомендации по применению технологии ГРП на Кочевском месторождении / А.С. Искандаров // ЭНИГМА – 2020 г. – № 27-2. – С. 114-119.

10 Михайлов С.А., Магадов В.Р. Исследование долговременной проводимости проппантов различных производителей) / [Электронный ресурс]: исследование / С.А. Михайлов, В.Р. Магадов; РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина – Москва, 2011. – 89 с. Режим доступа: [https://www.gubkin.ru/departaments/international\\_activity/files/grant4.pdf](https://www.gubkin.ru/departaments/international_activity/files/grant4.pdf). Дата обращения: 17.03.2022 г.

11. Гидравлический разрыв пласта (ГРП)/ [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://neftegaz.ru>. Дата обращения: 17.03.2022 г.

12. Требования к ГРП, / [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://studwood.ru>. Дата обращения: 17.03.2022 г.

13. Т.Е. Джатыков. М.А. Баймухаметов. Б.Ж. Сагиндыков. Важные этапы при проектировании проппантового гидроразрыва пласта для интенсификации добычи углеводородов/ Джатыков Т.Е. Баймухаметов. М.А. Сагиндыков Б.Ж. / Международная научно-практическая конференция «Наука и просвещение» – 2021. – № 1. – С. 46-52.

14. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Рекомендации по применению технологии ГРП на Кочевском месторождении / А.А. Севастьянов, К.В. Коровин, О.П. Зотова, // Научный форум. Сибирь – 2018 г. – № 2. – С. 29-30.

15. Батталов А.Х. Способы повышения выработки запасов / А.Х. Батталов / Научный форум. Сибирь. – 2018. – № 2. С. 38.

16. Шагалева Р.К. Совершенствование технологии гидроразрыва пластов с целью обеспечения стабилизации продуктивности объектов воздействия во времени/ Р.К. Шагалева // Нефтепромысловое дело. – 2014. – №12. С. 29-34.

17. Каневская Р.Д. Применение гидравлического разрыва пласта для интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи/ Р.Д. Каневская // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №5. С. 96-100.

18. Пасынков А.Г. Развитие технологий гидроразрыва пласта в ООО «РНЮганскнефтегаз» / А.Г.Пасынков // Нефтяное хозяйство. – 2007. – №3. С. 41-43.

19. Акимов О.В. Потенциал технологий закрепления проппанта для повышения эффективности гидроразрыва пласта / О.В. Акимов // Нефтяное хозяйство. – 2008. – №11. С. 31- 33.

20. ГОСТ Р 54571 -2011. Проппанты магнезиально-кварцевые. Технические условия. Классификация. – Введ. 2013-01-01. М.: Стандартинформ., 2013.

21. ГОСТ Р 53713-2009. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки. Классификация. – Введ. 2011-01-01 – М.: Стандартинформ., 2019.

22. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 19.12.2022) //Доступ из справ. – правовой системы «КонсультантПлюс». Дата обращения: 1.04.2023 г.

23. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. – М.: Стандартинформ, 2001 год – 10 с.

24. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – М.: Стандартинформ, 2017 год – 17с.

25. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. – М.: Стандартинформ, 2015 год – 28 с.

26. ГОСТ 12.1.012-2004. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования. – М.: Стандартинформ, 2008 год – 20 с.

27. СанПиН 1.2. 3685-21. «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания», 2021 год – 736 с.

28. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Система стандартов безопасности труда. общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: Стандартиформ, 1989 год – 49 с.

29. ГОСТ Р 56167-2014. Национальный стандарт Российской Федерации. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу. – М.: Стандартиформ, 2015 год – 12 с.

30. Требования к ГРП, [Электронный ресурс], Режим доступа: <https://studwood.ru>. Дата обращения: 01.04.2021 г.

31. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. – М.: Стандартиформ, 1983 год – 7 с.

32. В ССБТ ГОСТ 12.1.004 – 91. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Стандартиформ, 2001 год – 153 с.

33. Кабышев А.В. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения // Учебное пособие, Издательство ТПУ, 2006.

34. Экологическая безопасность при ГРП, [Электронный ресурс], Режим доступа: <http://vseonefti.ru>. Дата обращения: 01.04.2021 г.

35. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения. – М.: Стандартиформ, 2021 год – 28 с.

36. Reservoir stimulation. Third edition. / Eds. M.J. Economides, K.G. Nolte. N.Y.: John Wiley and Sons, 2000. 856 p.

37. Behrmann L.A., Elbel J.L. Effect of perforations on fracture initiation // J. Petrol. Tech. 1991. P. 608-615.

38. Geertsma J., Haafkens R. A Comparison of the theories for predicting width and extent of vertical hydraulically induced fractures // J. Energy Res. Tech. 1979. Vol. 101, iss. 1. P. 8-19.

39. Батлер Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов [Текст]. Ижевск: Институт компьютерных исследований. НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2015. 536 с.

## Приложение А

### Раздел на английском языке

#### Раздел 1.1

#### MODERN REPRESENTATION OF HYDRAULIC FRACTURING

Обучающийся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ15	Пискунов Сергей Александрович		

Консультант отделений нефтегазового дела ИШПР:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент ОНД ТПУ	Цибульникова Маргарита Радиевна	к.г.н., доцент		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИН

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



## INTRODUCTION

Hydraulic fracturing technology is one of the methods of well stimulation , which consists in pumping "hydraulic fracturing fluid" under high pressure, mainly consisting of water, sand or other proppants, thickeners, into the wellbore, creating conducted fractures through which fluid can move. This technology is most suitable for wells with small and moderate permeability, which are unprofitable, but it can also be used for reservoirs with large permeability indicators, if this is an economically sound solution. In addition to increasing the flow rate of the fluid, this technology allows to increase oil recovery, since the fractures formed can go deep into the reservoir and affect whole zones not covered by other development methods. This method of inflow intensification allows to produce reserves faster and also get more fluid at the last stages of development, which can be very important, especially when these stages are delayed.

Hydraulic fracturing is an expensive operation and can reach up to several million in cost, but these costs are reasonable if all the advantages of this method are taken into account. It is also almost always cost-effective.

In this paper, the main components of the hydraulic fracturing method are considered, such as the essence of the method itself, analysis of injection schedules and pressure distribution during hydraulic fracturing, mechanical properties of rocks, design of hydraulic fracturing.

The relevance of the work – hydraulic fracturing is the most popular, recognized and used in our time method of intensification of inflow both at a variety of fields in Russia and around the world. Today, when the development of deposits in Russia has become very expensive due to climatic, geological, technological difficulties, the question of optimization and proper application of such a cost-effective and highly effective method as hydraulic fracturing is very acute.

The main research methods are: modeling, analysis, analogy.

The purpose of the work is to study the creation of hydraulic fracturing design by analytical method and 2D modeling method, as well as to assess the possibility of their application.

Research objectives:

- consideration of the modern concept of hydraulic fracturing;
- consideration of hydraulic fracturing design in an analytical way;
- to carry out the design of hydraulic fracturing using modeling;
- assessment of the possibility of using the analytical method and the 2D modeling method for hydraulic fracturing design.

Based on the analysis of the geological and commercial characteristics of the oil fields, the principles of hydraulic fracturing design, the features of hydraulic fracturing technology, the use of analytical design and 2D modeling method is proposed to compile a preliminary design concept for hydraulic fracturing at the Pillar oil field, which will make a quick assessment of the future hydraulic fracturing. Also, based on the data obtained, to make a full-fledged detailed modeling in 3D software complexes.

# **MODERN REPRESENTATION OF HYDRAULIC FRACTURING**

Hydraulic fracturing has a rich history that dates back more than 130 years, but more and more improvements have been made and only in the next 50 years it has been able to become one of the most effective methods of inflow intensification, this method takes place for both terrigenous and carbonate reservoirs, only in one we do classical crack retention with the help of a proppant, and in others we use acid, which interacts with carbonate, not allowing cracks to close. On the basis of many tests, it was investigated that this MUN takes place at great depths, which indicates complete environmental safety, the absence of influence on wastewater and groundwater, soil, therefore, does not affect people who live nearby. But nevertheless, despite all the advantages of this method, this method is not used as often as we would like, since it is very expensive, heavy in technical terms, requiring a large number of trained personnel and a very difficult operation in calculations, since it is difficult to predict where the crack will go at what point, it may occur overflow to another zone, the formation of incompatible operating conditions under which the fluid will flow from one zone to another and the task will be to install a set of packers, which may not always fix the problem .

Most often, such a method of intensification of inflow as hydraulic fracturing is used precisely in fields where a late stage of development is underway, since it is at this stage that the productivity coefficient becomes the lowest and it is necessary to take drastic measures to increase the inflow to the walls of the well. The hydraulic fracturing method is not universal and it is necessary to strictly observe the criteria of its applicability, which include the permeability index of the well in relation to neighboring ones, the indicator of waterlogged. If we are talking about low-permeability reservoirs, then the criteria become even more stringent and such clarifications are added to the above criteria that the required minimum effective thickness of the reservoir must be observed, which is set individually, depending on the field being developed and conditions, in particular, the absence of gas and gas

caps in the resulting fluid, it is also unacceptable to use flooding in all its manifestations, since the formation of cracks can lead to a sharp influx of water, as a result of which most of the extracted fluid will be water, which is unacceptable, there are also many other criteria that are related to the lithological features of the development and should be considered individually in each case. This method is very effective, as evidenced by statistics and analysis conducted by many large companies leading in the Russian oil and gas industry, whose data clearly shows a possible increase in fluid inflow by 1.7 times, which is an outstanding indicator compared to other possible methods .

Hydraulic fracturing technology has not found such a large application in all countries of the world as in the USA and Russia, because despite the experiments conducted on the safety of this method in some European countries, this method is prohibited due to possible environmental consequences. Nevertheless, this method is very effective and could, according to some estimates, contribute to an increase in oil produced in North America by as much as 8 billion. barrels, which should be noted. From all of the above, it can be concluded that it is always necessary to correlate both the economic component, the risks and the result obtained from the operation and only then make a decision on the direct use of this method at a particular field, taking into account the conditions in which oil is produced and its value on the market.

If you look at the evolution of hydraulic fracturing, you can notice this complex and thorny path from a simple rupture of the rock thickness using conventional kerosene, without any fixing agent and acceptable calculation to a high-tech method of intensification of inflow and increase in oil recovery, in which each indicator is important and the requirements for its implementation are selected individually depending on how from geological and technological parameters .

Over time, hydraulic fracturing has changed the energy landscape of the global approach to well processing. This method of intensification first occurred in 1947 and was actively observed in the world community of SPE (Society of Petroleum Engineers). The number of hydraulic fractures grew exponentially,

resulting in the shale revolution in the United States, which allowed America to take a leading position in oil production. In the period from 2000 to 2018, the intensity of hydraulic fracturing increased and a better knowledge of the difficulties associated with underground work led to the fact that the pressure injection capacity in the world increased several times, the number of hydraulic fracturing stages also increased several times, and the mass of the pumped proppant increased tenfold .

Hydraulic fracturing has a rich history that goes back more than 130 years, but it has undergone more and more improvements and only in the next 50 years could it become one of the most effective methods of inflow intensification, this method takes place for both terrigenous and carbonate reservoirs, only in some we do classical crack retention at with the help of a proppant, and in others we use acid, which interacts with carbonate, not allowing cracks to close. Based on many tests, it was investigated that this MUN takes place at great depths, which indicates complete environmental safety, no effect on wastewater and groundwater, soil, therefore, do not affect the health of people living nearby. But nevertheless, despite all the advantages of this method, this method is not used as often as we would like, since it is very expensive, heavy in technical terms, requiring a large number of trained personnel and a very difficult operation in calculations, since it is difficult to predict where the crack will go, at what point there may be a flow to another zone, the formation of incompatible operating conditions, under which the fluid will flow from one zone to another, and the task will be to install many packers, which may not always fix the problem.

Most often, such a method of inflow intensification as hydraulic fracturing is used precisely in fields where the late stage of development is underway, since it is at this stage that the productivity coefficient becomes the lowest, and it is necessary to introduce cardinal measures to increase the inflow to the walls of the well. The hydraulic fracturing method is not universal, and it is necessary to strictly observe the criteria of its applicability, which include the well permeability index in relation to neighboring wells, the water cut indicator. If we are talking about low-permeability reservoirs, then the criteria become even more stringent and such

clarifications are added to the above criteria that the required minimum effective thickness of the reservoir must be observed, which is set individually, depending on the field being developed and conditions, in particular, the absence of gas and gas caps in the resulting fluid, it is also unacceptable to use flooding in all its manifestations, since the formation of cracks can lead to a sharp influx of water, as a result of which most of the extracted fluid will be water, which is unacceptable. There are also many other criteria that are related to the lithological features of the development and should be considered individually in each case. This method is very effective, as evidenced by statistics and analysis conducted by many large companies leading in the Russian oil and gas industry, whose data clearly shows a possible increase in fluid inflow by 1.7 times, which is an outstanding indicator compared to other possible methods.

Hydraulic fracturing technology has not found such wide application in all countries of the world as in the USA and Russia, because despite the experiments conducted on the safety of this method of increasing oil recovery, in some European countries this method is prohibited due to possible environmental consequences. Nevertheless, hydraulic fracturing is very effective and could, according to some estimates, contribute to an increase in oil produced in North America by as much as 8 billion. barrels, which should be noted. From all of the above, it can be concluded that it is always necessary to correlate the economic component, risks and the result obtained from the operation, and only then make a final decision on the direct use of this method at a particular field, taking into account the conditions in which oil is produced and its value on the market.

It is generally believed that the productive formation consists of rocks with voids (pores) that are filled with various fluids or gases. To apply the principles of linear elasticity theory to such a system, it is necessary to know such parameters as Young's modulus, Poisson's ratio, modulus of elasticity volume. Depending on the volume and composition of the gas and liquid that saturate the pores, the values of these constants can vary significantly. First, let's figure out what these parameters are [4]:

Hydraulic fracturing is a break in the continuity of the rock with the subsequent formation of cracks, which are fixed by a special agent that allows you to fix the result, achieve the necessary parameters and generally obtain acceptable indicators. This process of breaking the continuity of the rock in a vertical well with an installed packer (necessary for fixing the pressure in the tube and saving equipment) is shown in Figure 1.1.

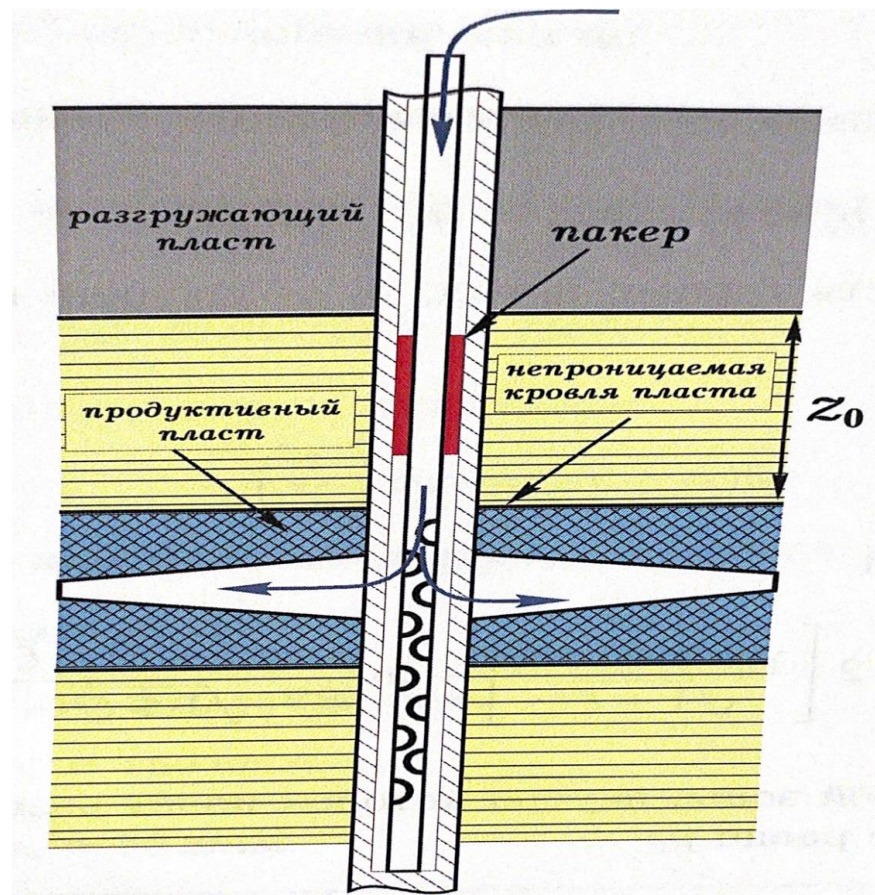


Figure 1 – Diagram of the formation of a horizontal fracture of a hydraulic fracturing [4]

*The role of rock mechanics in the design of hydraulic fracturing.* Young's modulus is one of the physical quantities that shows the degree to which a material can resist stretching, compression under elastic deformation (various external influences). In dynamic problems of mechanics, Young's modulus is considered in a more general sense - as a functional of a deformable medium and process. Considering that almost all structural materials have a high-order value (usually 109 Pa), its dimension is often written using a multiple prefix "giga" (gigapascal [GPa]).

Determination of Young's modulus is a prerequisite for calculating successful hydraulic fracturing. This parameter is determined by a deformation test, that is, a uniaxial load test is used, as shown in Figure 1.2.

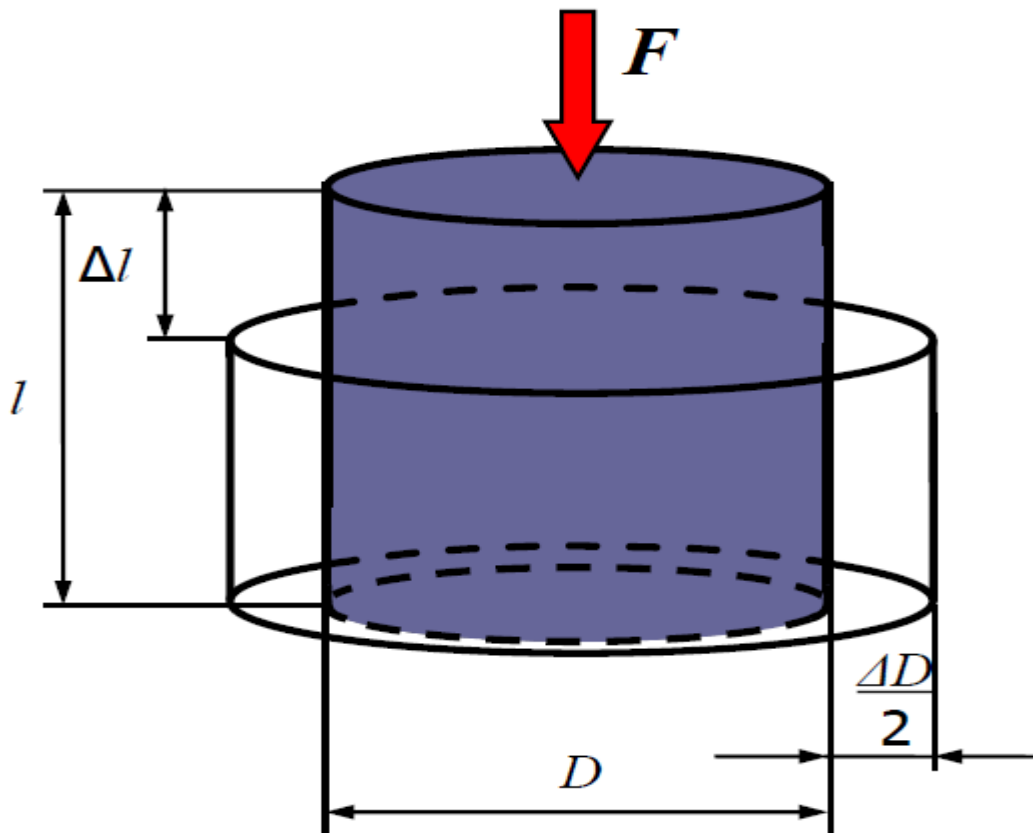


Figure 2 – Deformation under uniaxial load

In particular, for oil and gas reservoirs, a core sample is taken having a length-to-diameter ratio of 2 to 1, which is loaded in the axial direction with a constant increase in pressure (due to and force). Lateral and axial deformations are also monitored, which are used to determine the parameters we need (in frequency, Young's modulus and Poisson's ratio).

Also, the above parameters can be determined by acoustic logging. But usually, the parameters obtained in these two experiments differ and either an average or one of them is accepted, depending on the specific situation.

Young's modulus is an extremely important parameter in the hydraulic fracturing process, which has a direct relationship with the net processing pressure, crack geometry, crack width and the determination of fluid leaks from pressure drop data. Since Young's modulus can be easily measured in the laboratory, it is



recommended that core samples be taken and triaxial compression tests performed to determine elastic constants at any location where hydraulic fracturing is used to complete wells and intensify flow rate. The Young's modulus is the only calculated parameter for the design of hydraulic fracturing, which can be determined in advance using laboratory tests. Since the net processing pressure is directly related to the Young's modulus, there is an urgent need for accurate modulus values for formations where hydraulic fracturing is the main method of completion. The main goal is to increase the net processing pressure (which is proportional to the crack width) and create wide conductive cracks.

I would like to note the following types of tests that allow you to determine the necessary parameters of rock elasticity:

Drained test – the goal is to determine the parameters of a rock that is dry (there is no liquid in it, even in locked pores)

Matrix test – elastic parameters of the skeleton are determined (it consists of a skeleton and a fluid in locked pores)

Clearly, the rupture of the reservoir with applied stresses can be observed in the following Figure 1.3. This figure shows exactly the rupture of the rock in the well in terms of stresses. It can be noticed that the rupture of the rock is mainly perpendicular to the minimum stress of the rock, which is due to the peculiarity of the mechanics of rocks. This feature has also been proven experimentally. This pattern greatly simplifies the calculation of hydraulic fracturing design for engineers.

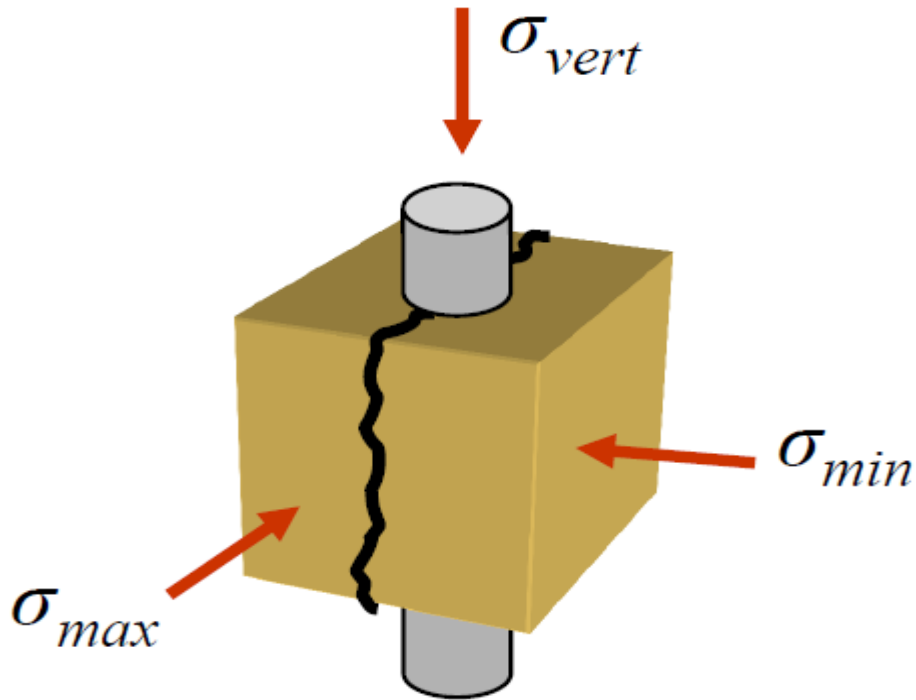


Figure 3 – Applied stresses during hydraulic fracturing [4]

A fracture always occurs perpendicular to the minimum stress in the resulting system. This feature allows you to determine the orientation of the fracture in the well, which allows you to more accurately conduct both analytical calculation and model construction in specialized programs

Factors to be taken into account when conducting hydraulic fracturing, choosing its parameters and technology

The geological and physical characteristics of the affected object play a huge role in the choice of parameters and the immediate technology of hydraulic fracturing. As parameters characterizing geological and physical conditions, the following were selected: total and effective oil-saturated thickness of the formation, porosity coefficient, net to gross coefficient, permeability, Alpha-PS parameter, macro-heterogeneity coefficient of the formation and oil saturation. Parameters characterizing the fracturing technology: the mass of the proppant injected and, in the formation, the rate of injection and the average concentration of the proppant, the pressure of the fracturing and the pressure after the fracturing. As characteristics of the efficiency of hydraulic fracturing, the following are selected: increases in flow rates for liquid and oil, as well as an increase in water content

The current operating conditions of wells affect the result of each hydraulic fracturing. Therefore, the availability of more complete information about the formation is necessary to select candidates for hydraulic fracturing. Some parameters must be considered without fail:

1. high gas-oil or water-oil factors
2. interference with neighboring wells
3. the reason for low productivity

Technical characteristics also need to be taken into account, since the hydraulic fracturing operation takes place under high fluid injection speeds and operating pressures, the faulty condition of the equipment used in hydraulic fracturing (ground and underground) as well as the technical condition of the production column can serve as a premature stop of the process. If for any reason the equipment cannot withstand the maximum load required for the operation, it should be replaced, or the load should be limited by lowering the operating pressure, or the possibility of hydraulic fracturing at this well should be excluded.

To assess the potential increase in parameters after hydraulic fracturing, various methods can be used, which begin with simple analytical calculations and end with complex hydrodynamic models in specialized software. Each of these methods has advantages and disadvantages. For example, for an analytical method, it is necessary to know much fewer values, but at the same time the accuracy of this method suffers. This method should be applied depending on the situation. In the case when it is necessary to conduct a quick assessment, the analytical method has the main advantage – it is easy and fast, but if we are talking about complex long-term projects, modeling is preferable.

For a more accurate calculation of the result of the upcoming hydraulic fracturing, it is necessary to have a data on hydrodynamic studies. The main data of the well testing include: skin factor, steady-state weighted average reservoir pressure, permeability and inflow intervals. The more data the hydraulic fracturing designers initially have, the more successful this operation can be. The disadvantage

of modeling is the complexity of the software used and the need for a large amount of source data to obtain a full-fledged model.

To assess the potential increase in parameters after hydraulic fracturing, various methods can be used, which begin with simple analytical calculations and end with complex hydrodynamic models in specialized software. Each of these methods has advantages and disadvantages. For example, for an analytical method, it is necessary to know much fewer values, but at the same time the accuracy of this method suffers. This method should be applied depending on the situation. In the case when it is necessary to conduct a quick assessment, the analytical method has the main advantage – it is easy and fast, but if we are talking about complex long-term projects, modeling is preferable.

Design of HF. In order to determine the approximate stress that must be achieved to create a «mini fracture», a test called "micro-fracturing" is used. Most often, this test is carried out by pumping liquid into the reservoir under pressure in a pre-selected small interval (around 3 meters) with a small flow rate of liquid (up to 1 m<sup>3</sup> / min). The location of the minimum pressure point can be determined by the pressure drop when the well is closed on the surface near the mouth or by a significant increase in pressure at the beginning of injection. With «minifrak», a significant amount of substance is pumped into several thousand gallons. The main goal of the «minifrak» is to bring the maximum amount of information and be the most representative for a particular hydraulic fracturing, for which we are doing this research. The resulting crack should display the geometry of the main crack. Ideally, in order to accurately display the results of the study, the same volume and speed of injection should be achieved as for a real hydraulic fracturing, but usually in practice this is not feasible, due to the economic, technical and geological point of view. Most often, they find a balance between many contradictions and things that cannot be implemented.

I would also like to touch on the topic of fracture conductivity in this section, since this is very important when assessing profitability and, in general, making a decision on carrying out this inflow intensification event.

The main task of creating this design is to maximize the productivity index, taking into account the amount of proppant based on the limits entered.

The key parameter for determining the conductivity of a crack is considered to be the dimensionless conductivity of the crack and, accordingly, the half-length.

As can be seen, this expression includes the geometric parameters of the crack, as well as the permeability coefficients, that is, the key parameters in calculating the productivity of the crack are the crack size and filtration parameters of the formation and crack.

The numerator evaluates the ability of the proppant (which fills the crack) to conduct fluid. The denominator directly includes the filtration capacity of the formation and the half-length of the crack, which until its time was considered the main criterion for its conductivity.

From the half-length, you can go to such a parameter as the degree of crack opening, which you can operate on in the future (it is this parameter that displays the effect of the half-length of the fracture)

These 2 parameters specified above determine the volume of the crack that will be filled with proppant in the productive zone of the formation. The formula clearly shows that a change in both parameters entails a direct change in the proppant volume indicator.

It should be noted that it is possible to judge the final size of the hydraulic fracturing only after optimization based on the above-mentioned coefficient (dimensionless conductivity). The key parameter for calculating the dimensions is the volume of the proppant. But since when pumping a certain volume of it, it is far from guaranteed that all this volume will fall into the productive part in which we need the formation of a crack. Hence, the concept of volumetric efficiency of the proppant is obviously introduced, that is, the ratio of the part of the proppant that got into the productive part to the entire volume of the proppant.

Usually, it is customary to calculate the volume of the injected proppant based on the profitability of this event. With an increase in investments, there is a natural increase in income from the operation, but at some point, this income becomes not

comparable with expenses, therefore, there is an optimal size of the hydraulic fracturing, which determines this position, in which the ratio of income to expense will be maximum. It is based on the key task (making a profit) that we use the volumetric efficiency of the proppant as the main variable when evaluating hydraulic fracturing.[4]

The dimensionless productivity coefficient itself (which serves as a quantitative characteristic of the efficiency of hydraulic fracturing) for the radial pseudo-established regime depends on the geometry of the drained reservoir, time, as well as directly the parameters that stimulate the reservoir.

This parameter is derived from Darcy's law for this flow regime (the Russian fishing system of units is given), since in this case we can represent it as the product of the constant  $T$ , the productivity coefficient (which we are considering) and depression.

Upon a detailed examination of this dependence, we can conclude that we can increase production only by changing the dimensionless productivity coefficient and depression at the bottom. The increase in the first is provided mainly by methods of reservoir stimulation, which include acid treatment, hydraulic fracturing, perforation, and the increase in depression occurs mainly due to equipment (pump).

## CONCLUSION

Hydraulic fracturing is a very complex and expensive process; therefore, it is necessary to take into account many factors, starting with the geological structure of the formation and the mutual disposition of fluids and ending with the technical condition of the underground equipment of the well. Depending on the initial values, we change the rupture fluid, the pressure under which we pump, the flow rate of this fluid itself and the parameters of the proppant (wedging material) directly. Highly qualified people usually make this calculation, because even a small mistake can lead to complete flooding of the well and its loss in the future, which is simply unacceptable. Depending on the lithological composition, various rupture fluids are selected, and the equipment cannot always withstand the pressure set by the pumps during rupture. That is, it is necessary to approach the solution of this issue as responsibly as possible. Hydraulic fracturing is an expensive operation and can reach up to several million in cost, but these costs are reasonable if all the advantages of this method are taken into account. It is also almost always cost-effective. This method is very complex, therefore, it is necessary to accurately take into account many factors for the correct choice of technology and parameters of its implementation in order to avoid possible complications and generally loss of all benefits from the event. In comparison of the results with the conducted hydraulic fracturing at the oilfield, in which the design was compiled due to 3D modeling, deviations were obtained, but they are acceptable, because the method we have chosen (analytical and 2D modeling) is much simpler and does not require special expensive programs, qualified specialists.