

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
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ эффективного применения гидравлического разрыва пласта на X нефтяном месторождении

УДК 622.276.66(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Банников Илья Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков А.В.	К.ф.-М.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Сечин А.И.	Д.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Зятиков П.В.	Д.Т.Н.		

Результаты освоения образовательной программы

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И. УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И. УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровье сбережение)	УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
	ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации

	отчеты, обзоры, публикации, рецензии	
Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: педагогический				
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов, для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального образования и дополнительного профессионального образования», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 8 сентября 2015 г. № 608н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2015 г., регистрационный № 38993)	ПК(У) -1. Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -1. Участвует в разработке методических документов по вопросам проведения геолого-промысловых работ, проектирования, отчетности, подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессах добычи углеводородного сырья

		ОТФ G Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения		
Тип задач профессиональной деятельности: технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	<p>1. Организация и руководство работ по добыче углеводородного сырья.</p> <p>2. Обеспечение оперативного и инженерного руководства технологическим процессом добычи нефти, газа и газового конденсата.</p> <p>3. Контроль и сопровождение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования по добыче углеводородного сырья.</p> <p>4. Организация и контроль за проведением геолого-промысловых работ</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ D «Организация работ по добыче углеводородного сырья»</p> <p>ОТФ E «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У) -2. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья</p>	<p>И.ПК(У) -2.1. Руководит организационно-техническим сопровождением работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования при эксплуатации объектов добычи нефти и газа</p>
		<p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);</p> <p>ОТФ B «Организация геолого-промысловых работ»</p>	<p>ПК(У) -3. Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья</p>	<p>И.ПК(У) -3.1. Оценивает повышение эффективности добычи углеводородного сырья и проведения геолого-промысловых работ в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</p>

			ПК(У)-4. Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли	И.ПК(У) -4.1. Обеспечивает эффективную эксплуатацию технологического оборудования, конструкций, объектов, агрегатов, механизмов в процессе добычи углеводородного сырья в соответствии с требованиями нормативной документации
			ПК(У)-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	И.ПК(У) - 5.1. Руководит персоналом подразделений по добыче углеводородного сырья и геолого-промысловых работ в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
Тип задач профессиональной деятельности: научно-исследовательский				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ 2. Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ (НИР) 3. Разработка плановой, проектной и методической документации для	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом	ПК(У)-6. 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	И.ПК(У) -6.1. Разрабатывает текущее и перспективные планы по эффективному проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья на основе методик и требований проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов

	<p>геолого-промысловых работ</p>	<p>Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p> <p>ОТФ С «Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ»</p>	<p>ПК(У)-7. 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</p>	<p>И.ПК(У)-7.1. Разрабатывает плановую, проектную, научно-исследовательскую и методическую документацию для геолого-промысловых работ и работ по добыче углеводородного сырья с применением современных программных комплексов для проектирования технологических процессов, перевооружений, технических устройств, аппаратов и механизмов в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</p>
--	----------------------------------	---	---	--

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

Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

Зятиков П.Н.

 (Подпись) (Дата)
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Банников Илья Александрович

Тема работы:

Анализ эффективного применения гидравлического разрыва пласта на X нефтяном месторождении

Утверждена приказом директора (дата, номер)

07.04.2021, №97-4/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

07.06.2021

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Научная литература, статьи, данные по Приобскому нефтегазоконденсатному месторождению, физико-химические свойства откачиваемой продукции, технологический расчет проведения ГРП на скважине

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие представления о ГРП 2. Особенности геолого-промысловых характеристики Приобского нефтяного месторождения 3. Расчет основных показателей ГРП для скважины. Анализ эффективности проведенных ГРП 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность
--	--

<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Название магистерской диссертации 2. Цель и задачи магистерской диссертации 3. Актуальность и практическая значимости 4. Общая характеристика Приобского месторождения 5. Расчет основных параметров ГРП 6. Результаты расчетов 7. Анализ применения ГРП на Приобском месторождении 8. Анализ эффективности проведенных ГРП 9. Анализ эффективности проведения ГРП в зависимости от основы закачиваемого в пласт геля 10. Сравнение показателей коэффициентов продуктивности в зависимости от основы закачиваемого в пласт геля 11. Определение экономической эффективности исследования 12. Заключение 13. Публикации
--	---

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Сечин А.И.
Иностранный язык	Болсуновская Л.М.
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.03.2021
--	------------

Задание выдал руководитель :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков А.В.	к.ф.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Банников Илья Александрович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Банникову Илье Александровичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

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

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Расчет капитальных вложений и эксплуатационных затрат, обеспечивающих разработку месторождения в целом или по отдельному нефтепромысловому объекту
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Сравнительный анализ фактических затрат с проектными. При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<i>Организационная структура управления Линейный календарный график выполнения работ Графики динамики и сравнения показателей</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	07.03.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		27.03.2021г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Банников Илья Александрович		27.03.2021г

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Банникову Илье Александровичу

ШКОЛА		Отделение	
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Тема дипломной работы: «Анализ эффективного применения гидравлического разрыва пласта на X нефтяном месторождении»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> • специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; • организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Приводится перечень НТД, используемой в данном разделе.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p style="padding-left: 20px;">Анализ показателей шума и вибрации</p> <ul style="list-style-type: none"> • установление соответствие показателей нормативному требованию; <p style="padding-left: 20px;">Анализ показателей микроклимата</p> <ul style="list-style-type: none"> • показатели температурные, скорости движения воздуха, запыленности. <p style="padding-left: 20px;">Анализ освещенности рабочей зоны</p> <ul style="list-style-type: none"> • типы ламп, их количество, соответствие нормативному требованию освещенности; • при расчете освещения указать схему размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету. <p style="padding-left: 20px;">Анализ электробезопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> • наличие электроисточников, характер их опасности; • установление класса электроопасности помещения, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления. • при расчете заземления указать схему размещения заземлителя согласно проведенному расчету. <p style="padding-left: 20px;">Анализ пожарной безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> • присутствие горючих материалов, тем самым, присутствие повышенной степени пожароопасности. • категории пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение. • Разработать схему эвакуации при пожаре. 	<p>Для всех случаев вредных и опасных факторов на рабочем месте указать ПДУ, ПДД, допустимые диапазоны существования, в случае превышения этих значений:</p> <ul style="list-style-type: none"> • перечислить средства коллективной и индивидуальной защиты; • привести классы электроопасности помещений, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления, • категорию пожароопасности помещения, • марки огнетушителей, их назначение. <p>При отклонении показателя предложить мероприятия.</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> • защита селитебной зоны • анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); • анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); • анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); • разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Наличие отходов (металлическая стружка, абразивная пыль, черновики бумаги, отработанные картриджи принтера, обрезки электромонтажных проводов) потребовали разработки методов (способов) утилизации перечисленных отходов.</p> <p>Наличие радиоактивных отходов также требует разработки их утилизации.</p>

<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> • перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; • выбор наиболее типичной ЧС; • разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; • разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Рассматриваются 2 ситуации ЧС:</p> <p>1) природная – сильные морозы зимой;</p> <p>2) техногенная – исключить несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (большая вероятность проведения диверсии).</p> <p>Предусмотреть мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> • специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; • организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Приведены:</p> <ul style="list-style-type: none"> • перечень НТД, используемых в данном разделе, • схема эвакуации при пожаре, • схема размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.02.2021 г.
--	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Сечин А.И.	д.т.н.		26.02.2021 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Банников Илья Александрович		26.02.2021г.

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 115 с., 16 рис., 14 табл., 28 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ГРП, ПРОППАНТ, ДЕБИТ, ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ, МНОГОСТАДИЙНЫЙ ГРП.

Объектом исследования является технология проведения гидравлического разрыва пласта на Приобском месторождении.

Цель работы – доказательство эффективности применения гидравлического разрыва пласта на Приобском месторождении и определение ожидаемого эффекта от внедрения рассматриваемой технологии.

В процессе исследования проводились расчеты основных параметров проведения гидравлического разрыва пласта.

В результате исследования рассмотрены технологии ГРП и его разновидности показали, что наиболее эффективным является технология МГРП. При такой технологии ГРП уменьшаются затраты на проведение работ за счет уменьшения объемов закачиваемой жидкости, проппанта и сокращения времени проведения операции.

Степень внедрения: применение МГРП на Приобском месторождении.

Обозначения, определения, сокращения

ППД – поддержание пластового давления;

ВНК – водонефтяной контакт;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ППД – поддержание пластового давления;

ДНС – дожимная насосная станция;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

(К)ГРП – (кислотный) гидравлический разрыв пласта;

МГРП – многостадийный гидравлический разрыв пласта;

ГС – горизонтальная скважина;

НПК – низкопроницаемый коллектор;

ЦППН – цех подготовки и перекачки нефти;

ЦДНГ – цех добычи нефти и газа;

ПЗС – призабойная зона скважины;

НКТ – насосно-компрессорный трубы;

УПН – установка подготовки нефти;

ВНЗ – водонефтяные зоны;

УВ – углеводороды;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

НГДУ – нефтегазодобывающее предприятие;

ЗП – заработная плата;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

Оглавление

Введение.....	20
1. Аналитический обзор по теме исследования	22
1.1 Общие сведения о методах увеличения нефтеотдачи	22
1.2 Общие сведения гидравлического разрыва пласта.....	24
1.3 Технология проведения гидравлического разрыва пласта	25
1.4 Влияние трещин ГРП на проницаемость пласта.....	26
1.5 Методика проведения гидравлического разрыва пласта	28
1.6 Подбор скважин-кандидатов для проведения гидравлического разрыва пласта.....	29
1.7 Порядок проведения гидроразрыва пласта на скважине	29
1.8 Осуществление ГРП.....	31
1.9 Технологические жидкости, применяемые при гидравлическом разрыве пласта.....	32
1.10 Основные требования к качеству рабочих жидкостей (жидкости разрыва, жидкости песконосителя и продавочной жидкости)	33
1.11 Расклинивающие агенты, применяющиеся при гидравлическом разрыве пласта.....	34
1.11.1 Основные требования к проппанту	35
1.11.2 Типы проппантов	36
1.11.3 Борьба с выносом проппанта	37
1.12 Оборудование для ГРП.....	38
1.13 Исследования скважины после гидроразрыва	38
2. Теоретический анализ.....	40
2.1 Общие сведения о месторождении.....	40
2.2 Характеристика продуктивных пластов	41

2.3 Характеристика пластовых флюидов	44
2.4 Геологические факторы осложняющие разработку месторождения	45
2.5 Обоснование применения МУН на месторождении	47
3. Расчетная часть	53
3.1 Расчет технологического процесса ГРП для скважины	53
3.2 Анализ применения ГРП на Приобском месторождении.....	57
3.3 Анализ эффективности проведенных мероприятий ГРП на переходящем фонде скважин	59
3.4 Анализ работы опытных участков с горизонтальными скважинами с МГРП	62
3.5 Анализ эффективности проведения ГРП в зависимости от основы закачиваемого в пласт геля.....	66
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .	71
4.1. Обоснование показателей экономической эффективности.....	71
4.2 Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта	72
4.2.1 Выручка от реализации.....	73
4.2.2 Эксплуатационные затраты	74
4.2.3 Капитальные вложения	76
4.2.4 Прибыль от реализации	77
4.3. Расчет экономических показателей проекта.....	79
4.3.1 Поток денежной наличности	79
4.3.2 Индекс доходности.....	80
4.3.3 Период окупаемости вложенных средств	80
4.4. Экономическая оценка проекта.....	81

4.5. Сравнение технико-экономических показателей базового варианта без проведения ГРП и варианта с проведением ГРП.....	82
5. Социальная ответственность	84
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	85
5.2 Производственная безопасность.....	87
5.3 Экологическая безопасность.....	97
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	99
Заключение	102
Список использованных источников	104

Введение

Состояние ресурсной базы нефтегазового комплекса на данный момент является актуальной проблемой. Отмечается постепенное истощение нефтяных ресурсов, множество месторождений имеют большой процент обводненности и находятся в конечной стадии разработки. Для повышения продуктивности добычи на месторождениях, важно проводить исследования и преобразовывать методы интенсификации притока флюида к скважине.

Еще в самом начале применения технологии ГРП в нефтедобывающей отрасли, он выступил, как один из важных методов продуктивности скважины, разработки месторождений, повышения нефтеотдачи пласта и др.

Нефтяная промышленность – одна из самых важных составляющих экономики страны, которая оказывает влияние на ее бюджет и экспортирование.

Первоначальная задача – поиск и эксплуатация новых, молодых месторождений, одним из которых выступает Приобское месторождение.

Выделяются следующие характеристики Приобского месторождения:

- Характеризуется заболоченностью, в период весны и лета по большей части территория затапливается паводковыми водами;
- Уникальное месторождение по нефтяным запасам, многопластовое и крупное;
- Река Обь протекает по всей территории месторождения, разделяя его на право- и левобережную части.

Интерес промышленности сосредоточен на пластах AC_{10} , AC_{11} , AC_{12} . Коллектора горизонтов AC_{10} , AC_{11} – средне и низкопродуктивные, в то время как AC_{12} – аномально низкопродуктивный. Пласт AC_{12} имеет самые значительные запасы в сравнении с другими пластами. Это указывает на необходимость активного воздействия на продуктивные пласты месторождения.

Для решения данной проблемы применяется метод гидравлического разрыва пласта. На сегодняшний день ГРП является достаточно

эффективным методом, распространенным в Западной Сибири, интенсификации нефтедобычи из низкопроницаемых коллекторов. Эффективность данного метода напрямую зависит от геолого-физических особенностей пластов, чаще всего дают положительный исход.

Один из серьезных факторов, который влияет на эффективность применения метода – наличие обширных водонефтяных зон (особенно в залежах).

В ООО «РН-Юганскнефтегаз» применение ГРП было организовано с опорой на негативный опыт на основе выполнения работ по реализации ГРП собственными силами с максимальным привлечением передового отечественного и мирового опыта.

В условиях месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз» применение метода ГРП является достаточно эффективным при воздействии на нефтяные залежи. Правильность выбранных технологических параметров процесса, геологических особенностей строения пласта и удельных запасов нефти влияют на эффективность применения данного метода. Именно поэтому рассмотрение возможности применения ГРП на Приобском месторождении является необходимым.

Целью диссертации является доказательство эффективности применения гидравлического разрыва пласта на Приобском месторождении и определение ожидаемого эффекта от внедрения рассматриваемой технологии.

1. Аналитический обзор по теме исследования

1.1 Общие сведения о методах увеличения нефтеотдачи

В настоящее время, в практике нефтедобычи объем применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) является одним из важнейших показателей разработки месторождения. Применение МУН на поздней стадии разработки месторождений, связано с необходимостью освоения запасов, рассеянных в заводненых зонах пласта, остающиеся в слабопроницаемых слоях и пропластках, в виде обособленных линзы и зон пласта, и участках, не охваченных дренированием при текущей системе разработки, и других вариантах.

Очевидно, что при таком широком многообразии состояния остаточных запасов, большом различии свойств пластовых флюидов (нефти, воды и газа) и естественной дифференциации по разрезу фильтрационно-емкостных свойств пласта, существует несколько принципиально отличных друг от друга методов увеличения нефтеотдачи. При этом для каждого месторождения выбор применяемых методов основывается на их экономической эффективности.

В настоящее время существует большое количество различных методов увеличения нефтеотдачи, которые по принципу действия объединяют в следующие группы: физические, физико-химические и химические методы (рисунок 1). Так же есть методы, которые в силу своей специфики занимают промежуточное положение: уплотнение сетки эксплуатационных скважин, модернизация системы разработки (очаговое заводнение, избирательное заводнение, создание блоков разработки, гидроразрыв пласта (ГРП), боковые и горизонтальные стволы, микробиологические методы, волновые и электромагнитные методы.

Физические методы так же подразделяются на тепловые (термические), гидродинамические, акустические и механические. Физические методы как правило используют для размягчения и вывода из призабойной зоны твердых мелкодисперсных частиц. Тепловые методы применяются для повышения

температуры в продуктивном пласте, и как правило используются при добычи высоковязких и парафинистых нефтей для снижения их вязкости.



Рисунок 1 – Классификации методов увеличения нефтеотдачи

К физико-химическим методам обычно относят использование растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ) или других агентов, обеспечивающих диспергирование и удаление пласта твердых частиц, фильтрата бурового раствора, удаление водонефтяной эмульсии.

В практике отечественной нефтедобычи существует, и другая классификация МУН, которая разделяет методы повышения нефтеотдачи на первичные, вторичные и третичные. К первичным методам относят методы, которые основаны на естественной энергии пласта, то есть водонапорный, упругий, газовый процессы эксплуатации скважин и их комбинации. Вторичные методы основываться на закачке в продуктивный пласт пластовой воды. К третичным метода, относятся те, которые основаны на модификации вторичных методов, а также использующие самостоятельные способы. При этом в данной классификации такие мероприятия как бурение наклонно-направленных, горизонтальных и многозабойных скважин, гидроразрыв пласта, углубление забоя скважин, зарезка боковых стволов, и т.д. не рассматриваются.

Вполне очевидно, что при разработки месторождения технологическая и экономическая эффективность эксплуатации зависит не только от основополагающих параметров разработки, принимаемых на начальной стадии освоения, таких как плотность и система размещения скважин,

организация поддержания пластового давления и т.д., но и в значительной степени от комплекса мероприятий, проводимых в процессе разработки с целью устранения отрицательных факторов, которые выявляются при эксплуатации нефтяных и газовых объектов. А эффективное применение методов увеличения нефтеотдачи возможно лишь при их наибольшей адаптации к геолого-промысловой характеристике продуктивных пластов и осуществляемой системе разработки.

1.2 Общие сведения гидравлического разрыва пласта

Для повышения дебита скважины, необходимо воздействовать на призабойную зону. Чтобы гарантировать высокий уровень добычи нефти и газа, на протяжении всей эксплуатации, должны выполняться главные задачи по сохранению и повышению нефтеотдачи и интенсификации добычи.

В большинстве случаев для этого необходимо осуществлять интенсификацию притока, которая позволит очистить призабойную зону, от загрязнений после разбуривания, цементирования, освоения и ремонта после продолжительной эксплуатации. Для восстановления проницаемости продуктивных отложений, необходимо осуществить комплекс химических и физико – химических операций, которые воздействуют на призабойную зону пласта. В связи с тем, что есть достаточно много причин нарушения гидродинамической связи пласта со скважинами, в современное время исследованы и используется большое число способов устранения этих нарушений.

Самым распространенным и активно применяемым способом при разработке низкопроницаемых коллекторов является гидравлический разрыв пласта (ГРП) – метод образования новых трещин или расширение некоторых существующих в пласте, вследствие нагнетания в скважину жидкости или пены под высоким давлением. Способ, который имеет большие возможности для улучшения работы скважины, причем и рентабельно, и надежно.

1.3 Технология проведения гидравлического разрыва пласта

Гидравлический разрыв – это механический метод воздействия на продуктивный пласт, с помощью которого происходит разрыв породы по плоскостям минимальной прочности, под воздействием давления на пласт, создаваемого закачкой в пласт флюида, давление которого в 1,5 – 2 раза больше пластового. В результате чего появляются, как и новые искусственные трещины, так и расширяются естественные. После появления трещины, давление флюида увеличивает ее и связывает с зонами повышенной проницаемости. Таким образом, происходит расширение дренажа скважины, что влечет за собой повышение дебита. В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется зернистый материал (проппант) или расклинивающий агент, для закрепления трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления. Жидкостями разрыва могут служить самые разнообразные материалы от естественных песков до довольно дорогих синтетических материалов.

С помощью ГРП могут быть достигнуты желаемые экономические показатели и интенсификация добычи пластовой продукции. Ускорение темпов отбора жидкости из пласта означает, что балансовые запасы могут быть извлечены за более короткий период времени. Гидроразрыв можно применять как в высокопроницаемых, так и в низкопроницаемых коллекторах.

Зачастую ГРП используется для увеличения добычи из низкопроницаемых зон пласта. Но стоит отметить, что площадной контакт высокопроницаемой трещины с пластом дает заметное увеличение притока из низкопроницаемого пласта, а также количество экономически рентабельных извлекаемых запасов углеводородов.

Экономический эффект от ГРП также ощутим в высокопроницаемых песчаных пластах при использовании высоких концентраций проппанта и относительно небольшого объема жидкости, т.е. так называемой технологии Frac & Pack. Кислотный ГРП также используется для поддержания

стабильного уровня добычи высокодебитных газовых скважин, добывающих из среднепроницаемых карбонатных коллекторов. В высокодебитных скважинах ГРП обеспечивает не только первоначальное увеличение добычи, но и, благодаря наличию трещины, позволяет увеличить эффективность дренирования жидкости путем создания линейного течения в трещине, обеспечивающего уменьшение потерь давления ΔP .

Проведение ГРП преследует следующие цели:

- увеличение добычи из пласта;
- изменение темпов падения добычи;
- восстановление добычи из пласта;
- увеличение дебита скважины;
- оптимизацию работы скважины.

Экономически обоснованное увеличение добычи из низкопроницаемых пластов зачастую требует проведения ГРП с применением проппанта. В таком случае контраст проницаемостей, создаваемый упакованной трещиной, обеспечивает более эффективную систему дренирования, чем при проведении кислотной обработки или любого другого вида воздействия на пласт.

1.4 Влияние трещин ГРП на проницаемость пласта

В призабойной зоне при проведении ГРП могут образовываться трещины различной пространственной ориентации: горизонтальные, вертикальные или наклонные.

При нагнетании нефилтующейся или слабофилтующейся жидкости разрыва по мере повышения давления закачки напряжение в горной породе возрастает и происходит ее сжатие до определенного предела, после превышения, которого порода не может сопротивляться увеличивающемуся сжатию и растрескивается. После снятия давления закачки возникают остаточные трещины (трещины разуплотнения), как правило, вертикальной или наклонной ориентации.

Факторы, от которых зависит развитие трещины при ГРП:

Основной проблемой при проведении ГРП является создание трещины оптимальной конфигурации (ориентация, размеры). Существует ряд факторов, которые оказывают значительное влияние на развитие трещины:

- напряженно-деформированное состояние (НДС) массива горных пород;
- ориентация и состояние (наличие обсадки, перфорации и т.д.);
- механизм нагружения (использование пакеров, скорость закачки жидкости и т.д.);
- состав и свойства (плотность, прочность, пористость, проницаемость, наличие естественных трещин) массива горных пород.

Эти характеристики должны быть учтены при планировании ГРП [1].

Массив горных пород подвержен трем главным, отличающимся по величине друг от друга напряжениям: одному вертикальному и двум горизонтальным.

Вовремя гидроразрыва создаваемая трещина распространяется по пути наименьшего сопротивления перпендикулярно направлению действия минимального главного напряжения.

На развитие трещины влияют не только горизонтальные напряжения, а также полный тензор напряжений. Особенно этот вопрос учитывается при проведении ГРП в горизонтальных скважинах, где процесс развития трещины имеет сложный характер, из-за таких эффектов, как разворот и закручивание трещины.

Влияние перфорации при выборе между созданием продольной и поперечной трещинами, зависит от целей проведения операций ГРП.

- при $L_{\text{перф}} < 2d_{\text{скв}}$ образуется единичная поперечная трещина;
- при $2d_{\text{скв}} < L_{\text{перф}} < 4d_{\text{скв}}$ образуются множественные трещины различного типа;
- при $L_{\text{перф}} > 4d_{\text{скв}}$ образуется единичная продольная трещина.

Внутри естественной трещиноватости, могут содержаться полезные ископаемые. Для наилучшего результата в добыче ПИ, трещина должна

пересекать естественную трещиноватость перпендикулярно. Естественные трещины могут изменять путь распространения трещины, которая может пересечь систему естественных трещин, либо развернуться и распространяться вдоль.

Как показывают эксперименты, для распространения трещины вкrest естественной системы трещиноватости, необходимы высокая скорость закачки и вязкие жидкости разрыва. В противном случае, возможен разворот и раскрытие уже существующих трещин.

1.5 Методика проведения гидравлического разрыва пласта

Интерпретация записи давления является единственным доступным способом для наблюдения и контроля развития трещины в реальном времени.

Последовательность процесса ГРП выглядит так:

- разрыв породы;
- начальный рост трещины;
- развитие трещины;
- закрытие трещины.

Для успешного дизайна и проведения ГРП очень важно знание величин давлений, которые соответствуют данным этапам.

Для уточнения информации о пласте, обычно перед основным ГРП проводится нагнетательный тест или, мини-ГРП (информационный ГРП). С помощью него можно увидеть поведение породы при основном ГРП, получить данные о потерях давления перфорационных отверстиях и призабойной зоне, увидеть вероятность создания множественных трещин.

Во время нагнетательного теста можно получить:

- давление разрыва породы;
- градиент разрыва;
- давление развития трещины;
- давление мгновенной остановки насосов ISIP;

- давление закрытия трещины;
- давление раскрытия трещины;
- величины потерь давления на трение в НКТ;
- потери давления на трение в перфорационных отверстиях;
- потери давления в призабойной зоне;
- эффективность жидкости;
- приблизительный объем жидкости разрыва (подушки) [2].

1.6 Подбор скважин-кандидатов для проведения гидравлического разрыва пласта

Осуществление ГРП рекомендуется в следующих скважинах:

- давших при опробировании слабый приток;
- при наличии высокого пластового давления, но с низким показателем проницаемости коллектора;
- с загрязненной призабойной зоной;
- с заниженной продуктивностью;
- с высоким газовым фактором (по сравнению с окружающими);
- нагнетательных с низкой приемистостью;
- нагнетательных для расширения интервала поглощения.

1.7 Порядок проведения гидроразрыва пласта на скважине

Первый шаг при проведении ГРП это создание плана, утвержденного главным инженером и главным геологом НПУ.

Согласно плану, нужно:

- 1) подготовить скважину;
- 2) выбрать рабочие жидкости и песок;
- 3) определить расчетные показатели процесса гидроразрыва;
- 4) выбрать технологическую схему для проведения гидроразрыва и необходимые агрегаты;
- 5) освоить и исследовать скважину после гидроразрыва.

Изначально скважину исследуют на приток, определяя поглотельную способность и давление поглощения. С помощью результатов можно

определить количество жидкости и давления в скважине, необходимые для проведения разрыва. О качестве проведенного разрыва, свидетельствует изменение проницаемости призабойной зоны после разрыва. Забой скважины необходимо очистить от песчаной и глинистой пробок, отмыть стенки от загрязняющих отложений. В некоторых случаях перед ГРП целесообразно проводить соляно-кислотную обработку или дополнительную перфорацию. Данные мероприятия способствуют снижению давления разрыва и повышают его эффективность. Гидропескоструйная перфорация интервала является наилучшим из рекомендуемых мероприятий. Все операции по гидропескоструйной перфорации проводятся с помощью тех же средств и оборудования, что и сам ГРП. После промывки, очистки и проверки специальным шаблоном, в скважину спускают трубы диаметром 87 – 114 мм, по которым будет подаваться жидкость на забой. Не рекомендуется применять трубы меньшего диаметра, поскольку при прокачке жидкости возможны большие потери давления.

Над разрываемым пластом устанавливается пакер, он служит в качестве предохранителя обсадной колонны, от воздействия большого давления, он полностью разобщает фильтровую зону скважины от ее вышележащей части. Давление, которое создается насосами, передается только на фильтровую зону и на нижнюю поверхность пакера. Значительные давления действуют большими усилиями на пакер снизу-вверх. При повышении давления, пакер может сдвигаться по колонне, для предотвращения сдвига устанавливают гидравлический якорь. При нагнетании в трубы жидкости, давление действует на поршеньки в якорь, он выдвигает их из гнезд и прижимает к обсадной колонне. Чем выше давление, тем сильнее поршеньки прижимаются к колонне. Они оказывают тормозящее действие на движение насосно-компрессорных труб. Специальная головка установлена на устье скважины, к ней подключатся агрегаты для нагнетания в скважину жидкостей разрыва. Общая схема обвязки и расположения у скважины оборудования для ГРП представлена на рисунке 2.

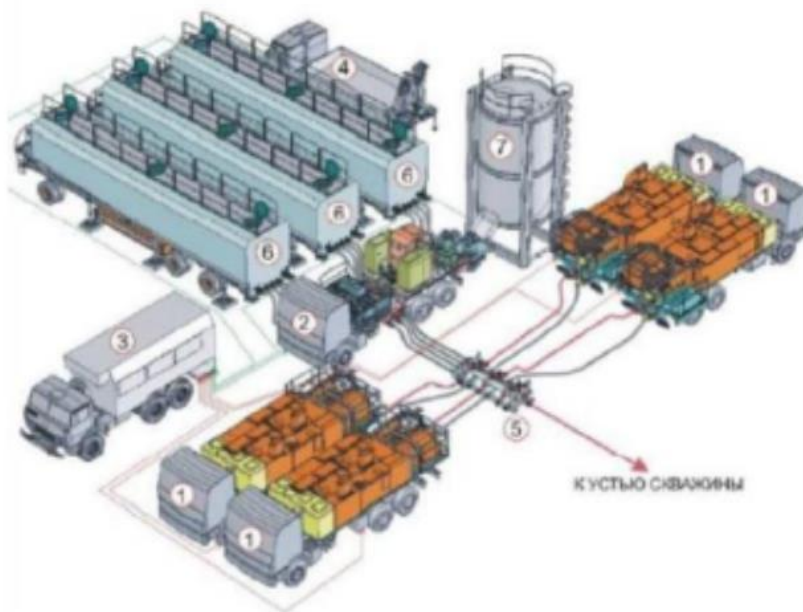


Рисунок 2 – Обвязка оборудования при ГРП: 1– насосный агрегат; 2 – пескосмесительный агрегат; 3 – станция контроля и управления процессом; 4 – машина манифольдов; 5 – блок манифольдов; 6 – емкости гелевые; 7 – бункер для проппанта.

1.8 Осуществление ГРП

Залог успешного проведения ГРП это хорошая координация и тесная связь в сотрудничестве специалистов добывающей и сервисной компаний. При этом должны быть реализованы следующие мероприятия:

1. Выбор кандидатов для ГРП.
2. Вся информация о скважине и ее истории.
3. Предварительный дизайн ГРП с применением данных о скважине и рабочей жидкости.
4. Анализ входных данных для дизайна ГРП.
5. Завершение дизайна ГРП.
6. Быстрая доставка и монтаж оборудования сервисной компании на место проведения полевых работ.
7. Подготовка рабочей жидкости с использованием процедур контроля качества материалов.

8. Проведение инструктажа по технике безопасности и опрессовка оборудования. Мини-ГРП и основной ГРП должны проводиться профессионально при тесном взаимодействии добывающей и сервисной компаний.
9. Полученные данные при ГРП должны быть сохранены. Они будут использоваться для дальнейших дизайнов ГРП. В отчете должны быть указаны все события и рекомендации.
10. После завершения ГРП важно провести наблюдение за параметрами работы скважины. Для оценки проведенного ГРП могут понадобиться меченые атомы, чтобы определить эффективность развития трещины. Проведение ГДИС на неустановившихся режимах притока, может нести полезную информацию для получения величин эффективной длины и проводимости трещины, которые могут быть использованы для планирования мероприятий по улучшению последующих ГРП.

1.9 Технологические жидкости, применяемые при гидравлическом разрыве пласта

По назначению жидкости для ГРП делятся на жидкость разрыва (создание трещины), жидкость-пескосмеситель (развитие трещины до определенных требуемых размеров) и продавочную жидкость (транспортирование проппанта в новую образованную трещину). Эти жидкости последовательно закачиваются в пласт.

Жидкость разрыва – жидкость, нагнетаемая в призабойную зону пласта для нарушения целостности горной породы с образованием новых трещин или расширением уже существующих.

Жидкость-песконоситель – жидкость, которая применяется для транспортировки песка с поверхности до трещины и заполнения ее проппантом.

Жидкость-песконоситель характеризуется низкой фильтруемостью. Имеет высокую пескоудерживающую способность для предупреждения оседания песка в трубах, цилиндрах насоса, элементах обвязки, на забое

скважины, а также для преждевременной потери подвижности в трещине, что может привести к серьезным осложнениям.

В добывающих скважинах в качестве жидкостей-песконосителей используются вязкие жидкости или нефти, гидрофобные водонефтяные эмульсии, нефтемазутные смеси, НСІ с применением загустителя и др.

В качестве жидкостей-песконосителей в нагнетательных скважинах используются крахмально-щелочные растворы, НСІ с применением загустителя, растворы сульфит-спиртовой барды, гидрофильные нефтеводяные эмульсии, нейтрализованный черный контакт и др.

Продавочная жидкость – жидкость, используемая для задавки из насосно-компрессорных труб в обрабатываемый пласт, в полученную трещину жидкости разрыва и жидкости-песконосителя.

В нагнетательных скважинах в качестве продавочной жидкости применяют при разрыве водоносного пласта нагнетаемую воду.

Сырая дегазированная нефть обрабатываемого пласта или легкая нефть другого пласта этого же месторождения используются в добывающих скважинах в качестве продавочной жидкости.

1.10 Основные требования к качеству рабочих жидкостей (жидкости разрыва, жидкости песконосителя и продавочной жидкости)

Для достижения успешной обработки жидкость гидроразрыва должна удовлетворять следующим критериям:

- 1) совместимость с пластом, а значит не снижать проницаемость породы;
- 2) совместимость с пластовым флюидом;
- 3) способность удерживать проппант во взвешенном состоянии и транспортировать его вглубь трещины;
- 4) обеспечение необходимой гидравлической ширины трещины для транспортировки проппанта;
- 5) низкие фильтрационные характеристики;
- 6) легкое удаление из пласта после обработки;

- 7) обеспечение как можно более низких потерь давления на трение для снижения нагрузки на оборудование ГРП и скважину;
- 8) простое и легко выполнимое приготовление жидкости в промышленных условиях;
- 9) достаточная стабильность реологических свойств на протяжении всего времени обработки ГРП;
- 10) экономическая эффективность, обеспечивающая приемлемую стоимость обработки.

Наиболее важным моментом является критерий совместимости с пластом. ГРП будет неэффективным, если химическая природа жидкости гидроразрыва вызывает набухание и миграцию имеющихся в пласте естественных глин, что снижает проницаемость пласта. При образовании устойчивой эмульсии, в результате смешивания жидкости разрыва с пластовой нефтью, снижается эффективность обработки. Жидкости ГРП не должны давать осадков.

Жидкость, обладающая всеми необходимыми свойствами, но не выгодная экономически, не будет являться подходящей жидкостью для ГРП.

В зависимости от геологических условий (типа породы, чувствительности к воде), типа обработки основа жидкости ГРП может быть различной.

1.11 Расклинивающие агенты, применяющиеся при гидравлическом разрыве пласта

В качестве расклинивающего материала часто используют песок, алюминий и его сплавы, измельченный кокс, стеклянные шарики, глину и т.д. Существуют проппанты из зольных агентов, но они не получили широкого распространения из-за низких потребительских свойств.

Современные материалы, применяемые для закрепления трещин, можно разделить на два вида – кварцевые пески и синтетические проппанты средней и высокой прочности.

Песок нашел широкое практическое применение, как натуральное дешевое сырье. Но применяется не всегда, поскольку обладает низкой проводимостью, поэтому в основном применяется при добыче газа [26].

Физические характеристики, влияющие на проводимость трещины:

- прочность;
- размер гранул;
- гранулометрический состав;
- качество (наличие примесей, растворимость в кислотах);
- форма гранул (сферичность и округлость);
- плотность.

1.11.1 Основные требования к пропанту

Песок должен удовлетворять следующим требованиям:

- 1) иметь высокую механическую прочность, для образования в трещинах надежных песчаных подушек и не разрушаться под давлением пород;
- 2) сохранять высокую проницаемость.

Этим требованиям отвечает крупнозернистый, хорошо скатанный и однородный по составу кварцевый песок. Нежелательно содержание в песке больших примесей полевого шпата, ракушечника, так как они обладают меньшей механической прочностью.

Наилучшими для ГРП являются пески с крупностью зерен от 0,5 до 1 мм.

В большинстве случаев на поведение расклинивающего материала влияют следующие параметры:

- прилагаемая к нему нагрузка (давление на забое);
- размер частиц и сжимающие усилия, выдерживаемые расклинивающим материалом;
- число частиц расклинивающего материала, приходящихся на единицу площади трещины;
- давление, при котором происходит вдавливание частиц в пласт.

Необходимо предвидеть поведение расклинивающего материала и планировать гидроразрыв таким образом, чтобы после разрушения материала

или его вдавливания трещина имела необходимую проводимость. При низких давлениях расклинивающий материал проникает (вдавливается) в пласт, при высоких – разрушается. В обоих случаях происходит уменьшение ширины трещины, что приводит к снижению ее проводимости.

1.11.2 Типы пропантов

Кварцевый песок – распространен в природе, обладает низкой себестоимостью производства на его основе высококачественных закрепителей, которые обеспечивают высокую проводимость трещины гидроразрыва в широком диапазоне пластовых условий [7]. Выдерживает давление до 42 МПа.

Кварцевый песок целесообразно применять для крепления трещин на глубине до 3000 м. В более глубокозалегающих пластах чрезмерное разрушение зерен песка значительно снижает проницаемость упаковки.

В глубоких (глубже 3500 м) скважинах в основном применяются агломерированные бокситы. Спеченный боксит (окись алюминия) – обладает значительно большей прочностью по сравнению с песком.

Аналогичным по прочности спеченному бокситу закрепителем является окись циркония.

Сверхпрочные пропанты, такие как спеченный боксит и окись циркония, используются при напряжении сжатия до 100 МПа, их использование ограничивается высокой стоимостью. Применение данных закрепителей целесообразно при гидроразрыве твердых пластов высокой и средней проницаемости, на больших глубинах.

В глубоких скважинах в качестве закрепителя широко использовался стеклянный бисер, который дороже спеченного боксита в 1,5-2 раза.

Такие закрепители, как окатанная ореховая скорлупа, пластмассы и другие легко деформируемые материалы, ограниченно применявшиеся ранее для крепления трещин в мягких породах, сняты с производства из-за малой плотности и значительной деформируемости, затруднявших перекачку и транспортирование их по трещине.

Суперпесок – кварцевый песок, зерна которого покрыты специально подобранными фенолформальдегидными смолами [7]. Данное покрытие позволяет применять песок в скважинах глубиной более 3000 м. Является более упрочненным в сравнении с обычным песком, образует в трещине единый пористый каркас, сцементированный в контактах зерен смолой. Выдерживает давление до 70 МПа. Увеличивает проводимость трещины по сравнению с обычным песком в 2-8 раз, при равных условиях. Стоимость суперпеска немного выше обычного. Существует мнение, что суперпесок однозначен по прочности спеченному бокситу, а более низкая цена и меньшая плотность делают его более эффективным закрепителем по сравнению с последним.

Преимущества использования песка:

- пригодность для всех типов пластов;
- доступность и невысокая стоимость;
- способность сохранения высокой проницаемости у мелких частиц.

1.11.3 Борьба с выносом проппанта

Вынос проппанта является, пожалуй, самым опасным фактором для снижения эффективности скважин после ГРП. Вследствие выноса проппанта как в процессе освоения, так и при непосредственно самой эксплуатации скважины, изнашивается скважинное оборудование в результате механического разрушения их поверхности, а также снижается производительность за счет постепенного перекрытия проводящей трещины в результате эффекта расклинивания до полного его схлопывания.

Обычно, вынос проппанта – это длительное явление, вследствие неустойчивого состояния его массы в трещине, которое объясняется воздействием высокой скорости фильтрующей жидкости. Таким образом, уменьшения депрессии (за счет увеличения забойного давления), а значит и скорости флюида в пласте позволяет снизить интенсивность выноса проппанта. Но бывают случаи, когда поступление данного вещества из трещины происходит очень быстро, вследствие того, что он может вымыться

из призабойной зоны пласта, в результате чего трещина вблизи ствола скважины может перекрыться.

Решением данной проблемы послужило использование RCP – проппанта – с полимерным покрытием (фенолформальдегидная смола). Это основной метод закрепления этого вещества в призабойной зоне пласта.

В особых случаях при температуре ниже 50°C используют 2 варианта закрепления:

- 1) Термозакрепление – повышение температуры за счет экзотермической реакции хим. реагентов (может применяться, как вспомогательная операция для снижения выноса проппанта);
- 2) Сшиватели – ввод хим. реагентов сшивателей для увеличения скорости и степени сшивания [14].

1.12 Оборудование для ГРП

Для гидроразрыва пласта используется целый комплекс наземного и подземного оборудования. Для подготовки, закачки рабочей жидкости и доставки жидкости гидроразрыва, а также для обвязки устья скважины с оборудованием, используется наземное оборудование целевого назначения, которое включает в себя насосные и пескосмесительные агрегаты. Еще для гидроразрыва используется и другое оборудование – подъемные агрегаты, лебедки и т.д. Подземное оборудование состоит из двух основных устройств – пакера и якоря. Спускают в скважину пакер в сборке или пакер, смонтированный с якорем на колонне НКТ.

1.13 Исследования скважины после гидроразрыва

После проведения операции гидроразрыва необходимо провести запись профиля притока с целью определения типа спускаемого оборудования.

Информация о профиле притока может быть получена с помощью дебитометрических исследований скважины опускаемым на кабеле скважинным прибором - дебитомером для добывающих и расходомером для нагнетательных скважин. При перемещении такого прибора вдоль вскрытого интервала скважины, получается информация о распределении

интенсивностей притока или поглощения вдоль перфорированного участка пласта.

Кроме того, снимаются данные о дебите скважины на основании которых производится подбор компоновки оборудования.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1. Обоснование показателей экономической эффективности

Основная цель расчетов – экономическая оценка предлагаемого проекта по ГРП на Приобском месторождении, отвечающая критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно более полного извлечения нефти и получения прибыли за счет дополнительной добычи при соблюдении требований экологии и охраны окружающей среды.

Экономическая эффективность проекта выражается в расчете прибыли от дополнительной добычи нефти. При этом учитываются все статьи затрат: затраты на подготовительные работы, проведение ГРП, эксплуатационные затраты, затраты на электроэнергию, налоговые исчисления.

При реализации этого проекта мы предполагаем получить дополнительную добычу нефти в объеме 93 901 тыс.т за три года эксплуатации.

Таким образом, целью данного раздела является экономическое обоснование предлагаемых мероприятий, т.к. только на основании экономических показателей, таких как показатель экономического эффекта, дисконтированный поток денежной наличности, прибыль от реализации продукции, период окупаемости можно судить об экономической эффективности предлагаемых мероприятий. Численные значения показателей дают нам полное представление об экономической эффективности предлагаемых мероприятий, позволяют определить превышение стоимостной оценки результатов над стоимостной оценкой затрат, совокупный доход предприятия уменьшенный на величину эксплуатационных затрат, определить период окупаемости проекта.

Основными показателями по принятию проекта к реализации являются такие показатели, как дисконтированный поток денежной наличности, прибыль от реализации, выручка от реализации, индекс доходности, период окупаемости.

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.

Показатель – период окупаемости, устанавливаемый временем возмещения первоначальных затрат, так же, как и два предыдущих, чем меньше значение этого показателя, тем эффективнее рассматриваемый вариант.

4.2 Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта

Исходные данные для расчета экономических показателей данного проекта приведены в таблице 7 и таблице 8.

Таблица 7 – Условия расчета экономических показателей ГРП

Показатели	Значение
Количество проведенных ГРП, шт.	10
Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	93,9
Стоимость одного ГРП, тыс. руб.	3244,056
Цена реализации на внутреннем рынке, руб./тонн	7000
Норма дисконта, %	15
Расчетный период, лет	3

Таблица 8 – Данные для расчета экономической эффективности

№ скв.	Параметры до ГРП		Параметры после ГРП						Прогноз добычи нефти без ГРП, т	Добыча нефти после ГРП за 3 года, т	Дополнительная добыча нефти за счет ГРП, т
	Q нефти, т/сут.	Q жидкости, т/сут.	Год 2015		Год 2016		Год 2017				
			Q нефти, т/сут.	Q жидкости, т/сут.	Q нефти, т/сут.	Q жидкости, т/сут.	Q нефти, т/сут.	Q жидкости, т/сут.			

4006	4,7	12,0	10,6	24	10,0	23	9,0	21	5146,5	11552,3	6405,8
4025	3,0	7,4	12,6	27	11,8	26	10,7	23	3285,0	8869,5	5584,5
2806	4,9	12,5	14,8	34	13,9	32	12,5	29	5365,5	13030,5	7665,0
4002	7,1	9,0	15,4	17	14,5	16	13,0	15	7774,5	17574,8	9800,3
2805	3,2	7,5	7,9	17	7,4	16	6,7	14	3504,0	12811,5	9307,5
2792	12,0	31,4	21,7	50	20,4	47	18,4	43	13340,0	29517,5	15977,5
2758	5,0	13,6	18,4	44	17,3	41	15,6	37	5475,0	11935,5	6460,5
2814	23,5	52,0	38,8	76	36,5	71	32,8	64	25732,5	40296,0	14563,5
3786	4,3	14,8	9,2	28	8,6	26	7,8	24	4708,5	10676,3	5967,8
2817	18,4	37,7	34,6	63	32,5	59	29,3	53	20248,0	32317,0	12169,0
Итого скважинам:	по								94580	188481	93901

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

Дополнительная добыча нефти определялась по формуле:

$$\Delta Q = q_n \cdot N \cdot K_э \cdot T, \quad (4.1)$$

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

N – количество скважин, скв.;

$K_э$ – коэффициент эксплуатации скважины, ед;

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

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

4.2.1 Выручка от реализации

При расчете выручки от реализации цена нефти на внутреннем рынке принята 7000 руб./тонн.

Выручка от реализации продукции (B_t) рассчитывается как произведение цены реализации нефти и дополнительной добычи нефти после ГРП за годичный период:

$$B_t = (C_n \cdot Q_n), \quad (4.2)$$

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

Q_n – дополнительная добыча нефти за t год.

Исходные данные для расчета экономических показателей дополнительной реализации нефти приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Данные для расчета дополнительной реализации нефти

$Q_n, \text{ т}$	Параметры после ГРП		
	Q нефти, т/сут.		
	1 год	2 год	3 год
	37652,3	32312	26554,5

Прирост выручки за счет дополнительной реализации нефти составил:

$$V_1 = 37652,3 \cdot 7000 = 263,566 \text{ тыс. руб.}$$

$$V_2 = 32312 \cdot 7000 = 226,184 \text{ тыс. руб.}$$

$$V_3 = 26554,5 \cdot 7000 = 185,881 \text{ тыс. руб.}$$

Прирост выручки за 3 года составил 675,631 тыс.руб.

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. В таблице 10 представлены нормативы эксплуатационных затрат на проведение ГРП.

Таблица 10 - Нормативы эксплуатационных затрат на проведение ГРП

Элементы затрат	Значение
Расходы на энергию по извлечению нефти, тыс. руб./т.	7,5
Расходы по искусственному воздействию на пласт (закачка воды), тыс. руб./т.	115,3
Расходы по сбору и транспортировке нефти и газа, тыс. руб./т.	15,4
Расходы по технологической подготовке нефти, тыс. руб./т.	107,2
Обслуживание скважин, тыс. руб./скв.	460,2
Балансовая стоимость ОПФ, млн. руб.	12,6
Остаточная стоимость ОПФ, млн. руб.	3,7
Средняя норма износа ОПФ, %	10,2
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования (в т. ч. ПРС), тыс. руб./т	540,6
Цеховые расходы, тыс. руб./т.	163,1
Общепроизводственные расходы, тыс. руб./скв.	817,4
Прочие производственные расходы, тыс. руб./скв.	22,6

Расчет эксплуатационных затрат:

Обслуживание нефтяных скважин:

$$Z_{об} = 306\,790 \cdot 10 = 3\,067\,900 \text{ руб. за 1 год.}$$

$$Z_{об} = 3\,067\,900 \cdot 3 = 9\,203\,700 \text{ руб. за 3 расчетных года.}$$

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

$$Z_{эл/эн} = 72\,336,1 \cdot 7,5 = 542\,520,7 \text{ руб., за 2015 год.}$$

$$Z_{эл/эн} = 64\,178,2 \cdot 7,5 = 481\,336,5 \text{ руб., за 2016 год.}$$

$$Z_{эл/эн} = 51\,398,7 \cdot 7,5 = 385\,490,2 \text{ руб., за 2017 год.}$$

Итого энергетические затраты за 3 года – 1 409 347,4 руб.

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

$$Z_{зак} = 72\,336,1 \cdot 115,3 = 8\,340\,352,3 \text{ руб., за 2015 год.}$$

$$Z_{зак} = 64\,178,2 \cdot 115,3 = 7\,399\,746,5 \text{ руб., за 2016 год.}$$

$$Z_{зак} = 51\,398,7 \cdot 115,3 = 5\,926\,270,1 \text{ руб., за 2017 год.}$$

Итого затраты по закачке воды за 3 года – 21 666 386,9 руб.

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

$$Z_{сб.} = 72\,336,1 \cdot 15,4 = 1\,113\,975,9 \text{ руб., за 2015 год.}$$

$$Z_{зак} = 64\,178,2 \cdot 15,4 = 988\,344,3 \text{ руб., за 2016 год.}$$

$$Z_{зак} = 51\,398,7 \cdot 15,4 = 791\,539,9 \text{ руб., за 2017 год.}$$

Итого затраты на сбор и транспорт нефти за 3 года – 2 893 860,1 руб.

Затраты по технологической подготовке нефти за 3 года:

$$Z_{сб.} = 72\,336,1 \cdot 107,2 = 7\,754\,429,9 \text{ руб., за 2015 год.}$$

$$Z_{зак} = 64\,178,2 \cdot 107,2 = 6\,879\,903 \text{ руб., за 2016 год.}$$

$$Z_{зак} = 51\,398,7 \cdot 107,2 = 5\,509\,940,6 \text{ руб., за 2017 год.}$$

Итого затраты на подготовку нефти за 3 года – 20 144 273,5 руб.

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

$$Z_{сб.} = 72\,336,1 \cdot 540,6 = 39\,104\,895,7 \text{ руб., за 2015 год.}$$

$$Z_{\text{зак}} = 64\,178,2 \cdot 540,6 = 34\,694\,734,9 \text{ руб., за 2016 год.}$$

$$Z_{\text{зак}} = 51\,398,7 \cdot 540,6 = 27\,786\,137,2 \text{ руб., за 2017 год.}$$

Итого затраты на содержание и эксплуатацию оборудования (в т.ч. ПРС) за 3 года – 101 585 768 руб.

Текущие затраты в целом:

$$Z_{\text{тек}} = Z_{\text{об}} + Z_{\text{эл/эн}} + Z_{\text{зак}} + Z_{\text{сб}} + Z_{\text{подг}} + Z_{\text{ПРС}}, \quad (4.3)$$

$$Z_{\text{тек}} = 59\,924\,074,5 \text{ руб., за 2015 год.}$$

$$Z_{\text{тек}} = 53\,511\,965,2 \text{ руб., за 2016 год.}$$

$$Z_{\text{тек}} = 43\,467\,278 \text{ руб., за 2017 год.}$$

Итого текущие затраты в целом за 3 года – 156 903 318 руб.

4.2.3 Капитальные вложения

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 ГРП – 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; колонная головка; извлекаемый пакер; 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 приведена в таблице 11.

Таблица 11 - Стоимость услуг и материалов

Наименование	Количество	Стоимость, тыс. руб.
--------------	------------	----------------------

Услуги инженерного сопровождения		
Стоимость инженерного сопровождения	150 час.	105
Оборудование		
Флот ГРП	9	950
Пакер	1	70
Колонная головка	1	250
Трубы НКТ	до 1500 м	320
Скрепер	1	50
Материалы		
Жидкость разрыва на нефтяной основе	руб./м ³	5,5
Проппант	руб./т.	54,5
Проппант Боровичи	руб./т.	22,6
Мобилизация и демобилизация		
Мобилизация и демобилизация		527

Итого стоимость одного гидравлического разрыва пласта равна 3 244 056 рублей и внесена в таблицу экономические условия.

4.2.4 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 расчетном году. Дисконтирование осуществляется путем деления величины прибыли за каждый год на соответствующий коэффициент приведения:

$$P_t = \sum_{t=1}^T \frac{V_t - \Delta_t - H_t}{(1 + E_H)^{t - tp}} \quad (4.4)$$

где P_t – прибыль от реализации продукции, тыс. руб.;

T – расчетный период оценки деятельности предприятия, тыс. руб.;

V_t – выручка от реализации продукции, тыс. руб.;

Δ_t – эксплуатационные затраты с амортизацией, тыс. руб.;

H_t – сумма налогов, тыс. руб.;

E_H – норматив дисконтирования, ед.;

t, tp – соответственно текущий и расчетный год.

Недропользователь выплачивает все налоги, предусмотренные действующим законодательством. В таблице 12 представлен перечень налогов и платежей, включенных в экономический анализ.

Таблица 12 – Основные налоги РФ для нефтегазодобывающих предприятий

Вид налога	Ставка налога и база начисления
Налоги, относимые на себестоимость	
Налог на добычу полезных ископаемых	919 руб. за тонну. $K_{ц} = (Ц - 15)P/261$, где Ц – средний за налоговый период уровень цен нефти «Юралс» в долларах США за баррель; P – среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю, устанавливаемого Центральным банком РФ
Страховые взносы	30% от начисленной суммы ФОТ
Страхование от несчастного случая	0,8% от начисленной суммы фонда оплаты труда
Налоги, относимые на выручку от реализации и финансовый результат	
Налог на добавленную стоимость	18% от добавленной стоимости, определяемой как разница между стоимостью реализованной продукции и стоимостью материальных затрат, отнесенных на издержки. В случае использования в расчете затрат без НДС, базой начисления налога будет выручка от реализации продукции.
Налог на имущество предприятий	2,2% от стоимости основных фондов
Налог на прибыль	20% от балансовой прибыли, остающейся от выручки после компенсации эксплуатационных затрат и выплаты всех налогов.

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

$$Z_{\text{эксп}} = Z_{\text{тек}} + Н + A_{\text{СКВ}}, \quad (4.5)$$

где $Z_{\text{тек}}$ – текущие затраты, тыс. руб.;

Н – налоги, выплачиваемые компанией, тыс. руб.;

$A_{\text{СКВ}}$ – амортизационные отчисления, тыс. руб.

$$Z_{\text{ЭКСП}} = 60\,091\,656,4 \text{ руб.}, \text{ за } 2015 \text{ год.}$$

$$Z_{\text{ЭКСП}} = 53\,668\,319,1 \text{ руб.}, \text{ за } 2016 \text{ год.}$$

$$Z_{\text{ЭКСП}} = 43\,613\,156,2 \text{ руб.}, \text{ за } 2017 \text{ год.}$$

Итого за 3 года расчетного периода – 157 373 132 руб.

Валовая прибыль от реализации на каждый год расчётного периода:

$$P_t = B_t - (Z_{\text{ЭКСП}} + N_{\text{НДС}} + N_{\text{акц}} + N_{\text{им}}) \quad (4.6)$$

$$P_t = 167\,400\,491 \text{ руб.}, \text{ за } 2015 \text{ год.}$$

$$P_t = 140\,512\,006 \text{ руб.}, \text{ за } 2016 \text{ год.}$$

$$P_t = 116\,638\,638 \text{ руб.}, \text{ за } 2017 \text{ год.}$$

Итого за 3 года расчетного периода – 424 551 135 руб.

Налог на прибыль на каждый год расчётного периода:

$$N_{\text{пр}} = P_t \cdot 24/100 \quad (4.7)$$

$$N_{\text{пр}} = 40\,176\,117,8 \text{ руб.}, \text{ за } 2015 \text{ год.}$$

$$N_{\text{пр}} = 33\,722\,881,4 \text{ руб.}, \text{ за } 2016 \text{ год.}$$

$$N_{\text{пр}} = 27\,993\,273,1 \text{ руб.}, \text{ за } 2017 \text{ год.}$$

Итого за 3 года расчетного периода – 101 892 272 руб.

Прибыль предприятия на каждый год расчётного периода:

$$P_{\text{пр}} = P_t - N_{\text{пр}} \quad (4.8)$$

$$P_{\text{пр}} = 127\,224\,373 \text{ руб.}, \text{ за } 2015 \text{ год.}$$

$$P_{\text{пр}} = 106\,789\,125 \text{ руб.}, \text{ за } 2016 \text{ год.}$$

$$P_{\text{пр}} = 88\,645\,364,9 \text{ руб.}, \text{ за } 2017 \text{ год.}$$

Итого за 3 года расчетного периода – 322 658 863 руб.

4.3. Расчет экономических показателей проекта

4.3.1 Поток денежной наличности

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

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(P_t + A_t) - K_t}{(1 + E_H)^{t-tp}}, \quad (4.9)$$

где NPV – дисконтированный поток денежной наличности;

Π_t – прибыль от реализации в t-ом году;

A_t – амортизационные отчисления в t-ом году;

K_t – капитальные вложения в разработку месторождения в t-ом году.

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

$$NPV_1 = 80\,521\,755,1 \text{ руб. за 2015 год.}$$

$$NPV_2 = 67\,588\,053,8 \text{ руб. за 2016 год.}$$

$$NPV_3 = 56\,104\,661,3 \text{ руб. за 2017 год.}$$

Итого NPV за 3 года расчётного периода – 204 214 470 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 номеру дисконта – 15%) уровень доходности этого капитала.

4.3.2 Индекс доходности

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

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (\Pi_t + A_t) / (1 + E_H)^{t-t_B}}{\sum_{t=1}^T K_t / (1 + E_H)^{t-t_B}} \quad (4.10)$$

Определим индекс доходности (PI):

$$PI = (88\,573\,011 / 1,15) / (51\,256\,084,8 / 1,15) = 1,73$$

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

4.3.3 Период окупаемости вложенных средств

Период окупаемости ($\Pi_{ок}$) – 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:

$$\sum_{t=1}^{\Pi_{ок}} \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + E_H)^{t-t_p}}, \quad (4.11)$$

где $P_{ок}$ – период возврата вложенных средств, год.

Определим прибыль предприятия в месяц:

$$P_{ср} = 322\,658\,863 / 36 = 8\,962\,746,2 \text{ руб./мес.}$$

Определим период окупаемости проведенного ГРП:

$$P_{ок} = 51\,256\,084,8 / 8\,962\,746,2 = 6 \text{ мес.} = 0,5 \text{ года.}$$

Срок окупаемости по проектируемому варианту составит полгода, а именно 6 месяцев, период за которым значение NPV и дальше положительно.

4.4. 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 полугода. За рассматриваемый период предприятие получило прибыль от дополнительной добычи нефти в размере 322,659 млн. рублей. Экономическая оценка проведения ГРП на 10 скважинах Приобского месторождения, приведена в таблице 13.

Таблица 13 – Экономическая оценка эффективности проекта

Показатели	Значения (по годам)		
	1 год	2 год	3 год
Прирост добычи нефти, тыс.т	37,6	32,3	26,5
Прирост выручки от реализации, млн.руб.	263,5	226,2	185,8
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	60,1	53,7	43,6
Прибыль предприятия, млн.руб.	127,3	106,8	88,6
Поток денежной наличности (NPV), млн.руб.	80,5	67,6	56,1
Индекс доходности (PI), доли ед.	1,7		
Срок окупаемости, мес.	0,6		

4.5. Сравнение технико-экономических показателей базового варианта без проведения ГРП и варианта с проведением 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 10 скважинам в динамике на 3-х летний период.

Результаты технико-экономического анализа базового и проектного вариантов в целом представлены в сравнительной таблице 14.

Таблица 14 – Сравнение технико-экономических показателей вариантов разработки с проведением ГРП и без проведения ГРП по 10 скважинам

Показатели	Ед. изм.	Варианты	
		Без ГРП	С ГРП
Проектная добыча нефти	тыс. т	94,6	188,5
Проектный срок разработки	годы	3	3
Накопленная закачка воды	тыс. м ³	420,4	420,4
Эксплуатационные затраты с учетом амортизационных отчислений	млн. руб.	211,3	433,8
Дисконтированный поток наличности	млн. руб.	118,8	250,5
Индекс доходности	ед.	-	1,7
Срок окупаемости	годы	-	0,5

По результатам расчётов эффективным по основным экономическим параметрам является вариант с применением ГРП, при котором инвестор получает дополнительный дисконтированный доход в размере 131,7 млн. руб., дисконтированный доход государства составит 209,4 млн. руб. за 3 года.

При осуществлении гидравлического разрыва пласта дополнительная добыча за 3 года составит почти 94 тыс. т нефти.

5. Социальная ответственность

Данная выпускная квалификационная работа посвящена вопросу гидравлического разрыва пласта, описана одна из ведущих технологий проведения ГРП в России, описаны ее особенности и преимущества, подробно описана методика подбора скважин-кандидатов для проведения ГРП, проведены технологические расчеты гидравлического разрыва пласта, а также анализ экономической эффективности.

В данной части работы рассмотрена социальная ответственность предприятия при проведении гидравлического разрыва пласта. Уделено особое внимание описанию рабочего места персонала, осуществляющего производство работ по гидравлическому разрыву пласта, вредным проявлением факторов производственной среды, оказывающих влияние на персонал и окружающую среду. Рассмотрены пути снижения влияния вредных факторов, как на персонал, так и на окружающую среду.

Рассмотренная территория относится к районам Крайнего Севера, потому соблюдение в первую очередь минимальных требований к защите собственного здоровья является первостепенной задачей каждого сотрудника и вышестоящего руководства. ЦДНГ-12, 14, 19, 21, 22, 23 (Приобское, Горшковская площадь) находятся в центральной части Западно-Сибирской равнины, расположено в Ханты-Мансийском районе в 65 км к востоку от города Ханты-Мансийска и в 100 км к западу от города Нефтеюганска. Климат региона приравнен к району с резко континентальным климатом, который характеризуется продолжительной суровой зимой и коротким летом, а также обширной болотистой местностью. Типичной рабочей зоной при проведении операции ГРП является кустовая площадка месторождения, в рамках которой и рассмотрено вредное и опасное влияние на жизнь и здоровье людей, а также неблагоприятное воздействие на окружающую среду.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Все сотрудники, участвующие в проведении операций по ГРП, работают вахтовым методом, особенности которого регулируются главой 47 Трудового кодекса Российской Федерации. Вахтовый метод представляет собой особую форму трудового процесса вне места постоянного проживания работников. Когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

Рабочая смена оператора гидроразрыва не должна превышать 12 часов. Женщины, подростки и сотрудники, не допускаются к работе без соответствующего доступа.

Каждый работник должен получить два комплекта спецодежды. Оператору допускается исправлять мелкие неполадки, но при серьезных поломках он должен уведомить об этом вышестоящие лица, т.е. старшего инженера или его заместителя. Работы на нефтегазопромыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для сотрудников компании предусмотрены различные льготы и компенсации за причиненный ущерб. К таким относятся увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год. Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазопромысловым оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям. С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений, в конструкцию оборудования входят различные защитные средства, и она должна обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора. Рабочая область должна соответствовать требованиям, которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя, или в обоих положениях.

Рабочее пространство, как и рабочее место проектируются в соответствии с [14]. Проектирование должно учитывать стабильность

рабочих поз трудящихся и их мобильность. Эффективность выполнения рабочих обязанностей зависит от предоставляемого пространства, обеспечивающего удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Важно, чтобы оборудование было легкодоступным и безопасным. Рабочее пространство спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся вследствие продолжительного мускульного напряжения.

Технические характеристики оборудования флота ГРП

Средний возраст основного оборудования для ГРП (блендер, насосные агрегаты, станция контроля, гидратационная установка, агрегат для подачи хим. реагентов) не должен превышать 7-ми лет.

Обязательно наличие детального инвентарного списка всех элементов технологической обвязки и соединений высокого давления, а также результатов испытаний толщины стенок и испытаний на целостность (магнитная дефектоскопия или другие методы неразрушающего контроля). Неразрушающему контролю также должны подвергаться все насосы высокого давления, в том числе заглушки на линии высокого давления. Данные испытания должны проводиться в соответствии с требованиями изготовителей, но не реже, чем 1 раз в 12 месяцев. Результаты испытаний, а также информация о минимально допустимых толщинах стенки доступны для ознакомления. Все элементы высокого давления должны подвергаться опрессовке на 103,35 МПа, не реже чем 1 раз в 12 месяцев.

Оснащение автотехники устройством GPS, ремнями безопасности, огнетушителями, медицинскими аптечками, шипованными шинами (в зимний период), сертифицированным искрогасителем на выхлопной трубе двигателя внутреннего сгорания и устройством прекращения подачи топлива в двигатель. Работы в ночное время проходят с выносным освещением (не менее 26 люкс). Оснащение заземлением. Оснащение средствами оказания первой помощи и пожаротушения. Оснащение БСМТС (бортовые системы мониторинга транспортных средств) 100% транспортных средств.

Бригада по подготовке скважины к ГРП должна обеспечить подготовку к ГРП на 1 стадию (завоз и нагрев воды, погрузку хим. реагентов и пропанта и пр.). При этом минимальный список оборудования для подготовки:

- звено по завозу воды – не менее 80 м³ за один рейс (4 ед. по 20 м³ или 5 ед. по 16 м³);
- звено по завозу ёмкостей – не менее 3-х единиц за один рейс;
- звено по завозу пропанта – не менее 80 т. За один рейс (4 ед. по 20 т. или 5 ед. по 16 т.);
- звено по завозу 1 комплекта НКТ (3 ед.) и автомобильный кран;
- оборудование для разогрева воды мощностью не менее 2500 кВт на флот.

Обеспечить постоянную видео фиксацию устья скважины во время выполнения работ. Обеспечить сохранность данных не менее срока реализации ОПИ при отсутствии осложнений.

Обеспечить видео фиксацию загрузки пропанта при подготовке к ГРП, а также хранение данной видео информации в течении срока реализации ОПИ (но не менее одного года) и предоставление по запросу Заказчика.

5.2 Производственная безопасность

Рабочее место при ГРП располагается на открытом воздухе вблизи устья скважины, где находится обслуживаемое оборудование (насосные агрегаты, трубопроводы, автоцистерны, блок манифольда), а также инструменты и приспособления для выполнения ремонтных работ на производстве. На рабочем месте действует большое количество опасных и вредных производственных факторов (таблица 15), которые могут привести к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья и заболеванию или снижению работоспособности.

Таблица 15 – Опасные и вредные факторы при выполнении операций ГРП

	Этапы работ	
--	-------------	--

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	Нормативная документация
1.Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
2.Превышение уровней шума и вибрации	+	+	+	
3.Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	+	
4.Токсическое воздействие химических веществ	+	+	+	
5.Движущиеся машины и механизмы	+	+	+	
6.Сосуды и аппараты под давлением	+	+	+	
7.Взрыво- и пожароопасность	+	+	+	

Анализ вредных производственных факторов

Микроклимат определяет действующие на организм человека сочетания температуры, влажности, скорости движения воздуха и других условий рабочей зоны. Климат региона приравнен к району с резко континентальным климатом, который характеризуется продолжительной суровой зимой и коротким летом.

В условиях крайнего севера среди факторов производственной среды, оказывающих влияние на организм человека при выполнении различных видов работ в холодное время года, ведущая роль принадлежит

метеорологическим условиям, которые вызывают охлаждение. Зависят они от показателей атмосферной температуры и скорости ветра. Температура воздуха ниже - 36°С даже при незначительной скорости ветра 2м/с является основанием для прекращения работы. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей, возможности быстрого отморожения кожных покровов, незащищенных одеждой участков тела [15]. Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе зависят от климатических регионов, тяжести и времени выполняемых работ.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты: спецодежда (рукавицы, обувь, головные уборы), которая имеет высокие теплозащитные свойства, воздухопроницаемости, малую влагоемкость и нефтепроницаемость.

Коллективная защита на нефтепромысле:

- сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов;
- доставка к месту работы и с работы должна осуществляться в утепленном транспорте;
- для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения.

Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева равно 150 м для закрытых территорий и 75 м – для не обогреваемых помещений [16].

Превышение уровней шума и вибрации

Воздействие на работников повышенного уровня шума и вибрации происходит во время ряда технологических процессов. С этой точки зрения наиболее неблагоприятные условия труда создаются на некоторых рабочих

местах при строительстве, текущем капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин, гидравлическом разрыве пласта и т.д. Так в машинных залах компрессорных и насосных станций уровни шума в зависимости от типа применяемых насосов и нагнетателей могут достигать 90 – 119 дБ, при этом превышая на 5 – 25 дБ допустимые нормы. При гидравлическом разрыве пласта уровень шума составляет 110 – 115 дБ [17].

На промысле применяют следующие средства индивидуальной защиты:

- вибрационные перчатки и рукавицы;
- виброизолирующие подметки, стельки и специальная виброизолирующая обувь.

Коллективные средства защиты:

- устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне;
- установка вибрирующего оборудования на массивный фундамент, применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов.

Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ

Основной продукцией скважин являются нефть и попутный газ. Операторы по гидроразрыву пласта подвергаются неприятным метеорологическим условиям, происходит насыщение атмосферы парами нефти из сопутствующих веществ. При длительном контакте с углеводородами у рабочего развиваются вегетативные нарушения, характеризующиеся повышенной утомляемостью, бессонницей, понижением тонуса капилляров. Контакт с предельными углеводородами вызывает покраснение, пигментацию кожи и зуд. При вдыхании в течение 5-10 минут концентрации паров нефти от 10 мг/л и выше, вызывает серьезную опасность для жизни. В воздухе рабочей зоны опасность представляет содержание 20 мг/м³, а на месторождении – 8 мг/м³.

Кроме этого, работники на нефтегазопромыслах в целях безопасности труда и профилактики заболеваний снабжены и другими средствами

индивидуальной защиты (СИЗ). Для защиты органов дыхания, слуха, рук, лица и головы работникам выдается спецодежда и специальная обувь, respirators или противогазы, специальные очки и другие средства, которые выполняют функцию защиты при выполнении тех или иных технологических операций.

Анализ опасных производственных факторов

Сосуды и аппараты под давлением

Процесс гидравлического разрыва пласта проводится в условиях высоких давлений, достигающих 65МПа, а в некоторых случаях и 100МПа. Поэтому, важно создать условия для безопасного осуществления обработки. Значение опасность увеличивается еще и тем, что жидкости закачиваются в скважины в смеси с песком, абразивное действие которого способствует износу уплотнений и соединительных узлов, что в результате приводит к пропуску жидкости под большим давлением. Жидкости, применяемые при гидроразрыве являются горючими жидкостями (нефти, мазуты и др.), что обуславливает пожароопасность процесса. При проведении ГРП также применяются кислоты и химические вещества, что также влияет на меры безопасности. Вместе с тем обеспечение безопасных и здоровых условий труда на производстве возможно только при строгой трудовой и производственной дисциплине всех работающих, точном выполнении ими инструкций по охране труда [18]. Роль самих рабочих весьма велика, поскольку без выполнения требования безопасности, безопасную обстановку на производстве не создать.

Движущиеся машины и механизмы

Как было отмечено ранее, процесс ГРП включает в себя применение различных транспортных средств и агрегатов, представленных на базе автомобилей, поэтому на нефтегазопромыслах существует опасность для работников со стороны движущихся машин и механизмов. За осуществлением процесса гидроразрыва пласта следит инженерно-технический работник. Сам процесс проводится по заранее утвержденному

плану. Агрегаты, необходимые для осуществления операций, по технике безопасности [18] устанавливают на расстоянии не менее 10 м от устья скважины. Между самими агрегатами расстояние не менее 1 м, кабины автомобилей обращены в сторону от устья скважины.

Электробезопасность

Используемое оборудование, которое находится на площадке, работает от электрического тока. В следствии чего, существует вероятность поражения электрическим током рабочего. Проходя через человека электрический ток воздействует на организм следующим образом [24]:

Биологическое воздействие. Выражается в раздражении и возбуждении живых клеток организма, приводящее к произвольным судорожным сокращениям мышц, нарушению нервной системы, органов дыхания и кровообращения. При этом могут наблюдаться обмороки, потеря сознания, расстройство речи, судороги, нарушение дыхания (вплоть до остановки).

Тяжелая электротравма нарушает функции мозга, дыхания, сердца до полной их остановки, что приводит к гибели пострадавшего. Наиболее частой причиной смерти от электротравмы является фибрилляция желудочков сердца, при которой нарушается сократительная способность мышц сердца.

Электрическое воздействие. Проявляется в разложении плазмы крови и др. органических жидкостей, приводящее к нарушению их физико-химического состава.

Термическое воздействие. Сопровождается ожогами участков тела и перегревом отдельных внутренних органов, которые вызывают в них различные функциональные расстройства. Ожоги вызываются тепловым действием электрического тока или электрической дуги.

Одним из самых простых и известных, но весьма эффективных методов защиты от поражения электрическим током в соответствии с ГОСТ 12.1.019-79(96) является защитное заземление. Защитному заземлению подлежат металлические нетоковедущие части электрооборудования, которые

вследствие неисправности изоляции могут оказаться под напряжением и к которым возможно прикосновение людей.

Расчет защитного заземления для электропитающей установки мощностью 45кВт, распределяющей энергию напряжением 380/220В производится в следующей последовательности, согласно [24].

Она размещена на первом этаже производственного здания, имеющего металлические конструкции, имеющего хороший контакт с землей. Желательно, чтобы заземляющее устройство включало в себя естественные заземлители, сопротивление растеканию тока которых $R_e = 20$ Ом. Здание имеет периметр 80 м. Грунт – суглинок. Производственное здание размещено в первой климатической зоне.

Требуемое сопротивление защитного заземления в соответствии с методическими указаниями не должно превышать $R_3 = R_H = 4$ Ом [24].

Определяем расчетное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{расч}} = \rho \cdot k, \quad (5.1)$$

$$\rho_{\text{расч}} = 100 \cdot 1,65 = 165 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Принимаем сопротивление естественных заземлителей равным $R_e = 20$ Ом.

Определяем предварительно конфигурацию заземлителя с учетом возможности размещения его на отведенной территории участка. Выбираем контурное размещение заземлителей. Контурный заземлитель размещается по периметру здания, длина которого $L_T = 80$ м.

В качестве искусственных вертикальных заземлителей выбираем стальные стержни длиной $L = 2,5$ м, диаметром $d = 12$ мм, верхние концы которых соединяются стальной полосой сечением $20 \times 4 \text{ мм}^2$, уложенной в грунт (суглинок), при глубине заложения $t_0 = 0,5$ м.

Определяем сопротивление растеканию тока с одного заземлителя R_1 по соответствующей формуле:

$$R_1 = \frac{\rho_{\text{расч}}}{2\pi L} \ln \frac{4L}{d}, \quad (5.2)$$

$$R_1 = \frac{165}{2 \cdot 3,14 \cdot 2,5} \ln \frac{4 \cdot 2,5}{0,012} = 71 \text{ Ом.}$$

Определяем требуемое сопротивление искусственного заземляющего устройства:

$$R_{\text{итр}} = \frac{R_e \cdot R_3}{R_e + R_3}, \quad (5.3)$$

$$R_{\text{итр}} = \frac{20 \cdot 4}{20 + 4} = 5 \text{ Ом.}$$

Определим количество вертикальных заземлителей n , приняв расстояние между ними:

$$\alpha = 2L, \quad (5.4)$$

$$\alpha = 2 \cdot 2,5 = 5 \text{ м,}$$

$$n = \frac{L_{\Gamma}}{\alpha}, \quad (5.5)$$

$$n = \frac{80}{5} = 16 \text{ штук.}$$

Определяем сопротивление растеканию тока с горизонтального заземлителя по формуле:

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{расч}}}{2\pi L_{\Gamma}} \ln \frac{2L_{\Gamma}^2}{0,5b \cdot t_0}, \quad (5.6)$$

$$R_{\Gamma} = \frac{165}{2 \cdot 3,14 \cdot 80} \ln \frac{2 \cdot 80^2}{0,5 \cdot 0,0003 \cdot 0,005} = 3,6 \text{ Ом.}$$

Коэффициент использования вертикальных и горизонтальных электродов с учетом интерполяции равен $\eta_B = 0,63$ и $\eta_{\Gamma} = 0,33$ [24].

Сопротивление растеканию группового искусственного заземлителя определяем по формуле:

$$R'_u = \frac{R_B \cdot R_{\Gamma}}{R_B \cdot \eta_{\Gamma} + R_{\Gamma} \cdot \eta_B \cdot n}, \quad (5.7)$$

$$R'_u = \frac{71 \cdot 3,6}{71 \cdot 0,63 + 3,6 \cdot 0,33 \cdot 16} = 4 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление (действительное) заземляющего устройства:

$$R_{3y} = \frac{R_e \cdot R'_u}{R_e + R'_u}, \quad (5.8)$$

$$R_{\text{зy}} = \frac{20 \cdot 4}{20 + 4} = 3,33 \text{ Ом},$$

Что меньше требуемого сопротивления по ГОСТ 12.1.030-81*.

Пожаробезопасность

Противопожарный режим представлен в цеховых и общеобъектовых инструкциях в соответствии с правилами пожарной безопасности производств и анализом пожарной безопасности объектов, а также технологических процессов. Контроль над ними осуществляется обслуживающим персоналом.

Пожаробезопасность кустовых площадок обеспечивается рядом противопожарных мероприятий:

1. Сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними.
2. Выполнена молниезащита, защита оборудования и трубопроводов от электрической и электромагнитной индукции.
3. Кустовые площадки обеспечены осветительной аппаратурой во взрывозащищенном исполнении.
4. Используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении, соответствует категории и зоне взрывоопасности площадок.
5. Объем контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА) позволяет держать под контролем технологический процесс добычи нефти и закачки воды в пласт.
6. Предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы.
7. Ведется контроль воздушной среды в помещении замерной установки с сигнализацией загазованности и включением аварийной вентиляции при необходимости.
8. На кустовых площадках предусмотрен контроль воздушной среды газоанализаторами.

9. Конструкция насосных агрегатов подземных емкостей и объем защит обеспечивает нормальную его работу и автоматический останов агрегата при возникновении условий, нарушающих безопасность.

10. Все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования заземляются. Заземляющее устройство для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами электрооборудования.

Общие требования пожарной безопасности на объектах нефтегазодобычи:

- Работники допускаются к работе на объекте только после прохождения обучения мерам пожарной безопасности. Обучение работников мерам пожарной безопасности осуществляется путем проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно-технического минимума;
- Вся территория производственных объектов постоянно содержится в чистоте и порядке. Мусор и другие отходы должны убираться, места разлива горючих жидкостей должны засыпаться сухим песком;
- Запрещается курение на территории вахтового поселка, в общежитиях, столовой, бане, на территории и в помещениях взрывопожароопасных объектов. Курить только в отведенных местах для курения;
- Въезд на территорию объектов нефтедобычи техники допускается только по разрешению инженерно-технического работника, ответственного за этот объект. При этом автотранспорт, тракторы и другие агрегаты оборудованы глушителями с искрогасителями;
- Запрещается применять для освещения факелы, свечи, керосиновые фонари и другие источники открытого огня;
- Отогрев замерзшей аппаратуры, арматур, трубопроводов, задвижек разрешается горячей водой или паром;

- Нагревательные приборы, не оснащенные автоматикой, оставлять без присмотра запрещено;
- Автоцистерны, находящиеся под наливом и сливом горючих жидкостей, присоединены к заземляющему устройству. Проводник присоединен к корпусу автоцистерны при помощи болтов для обеспечения надежного контакта;
- По окончании работы ответственные за пожарную безопасность осматривают помещения, территорию.

5.3 Экологическая безопасность

Воздействие на атмосферу

При работе и обслуживании технологических установок, не обходится без воздействия на окружающую среду. При воздействии на пласт в основном загрязняющими атмосферу веществами являются углеводороды, сероводород, оксиды азота и серы, механические взвеси. При добыче нефти к выбросам их приводят следующие случаи: аварийное фонтанирование, апробирование и испытание скважин. В результате не герметичности оборудования происходит значительное выделение углеводородов в атмосферу.

На стадии проведения разрывных работ предусмотрены специальные мероприятия, которые направлены на минимизацию выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных источников. К ним относятся следующие технические решения:

- Установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости, утечек газа и обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной ситуации;
- Установка специально-подогнанных прокладок для фланцевых соединений;
- Проведение периодических испытаний трубопроводов на прочность и плотность;

- Применение средств автоматизированного контроля рабочих параметров оборудования и трубопроводов, работающих под давлением;
- Использование сертифицированного оборудования;
- Своевременное проведение ППР оборудования;
- Соблюдение нормативов выбросов загрязняющих веществ от стационарных источников выбросов при их эксплуатации.

Воздействие на литосферу

Загрязнение литосферы происходит за счет твердых отходов, а также при разливах нефти. При попадании в почву, нефть опускается вертикально вниз под влиянием гравитационных сил и распространяется вширь под действием поверхностных и капиллярных сил. При содержании 10-12 % (уровень остаточного насыщения) нефть становится неподвижной. Движение прекращается также при достижении нефтью уровня грунтовых вод. Нефть начинает перемещаться в направлении уклона поверхности грунтовых вод. Для предотвращения миграции разлитой нефти бурят серию скважин и извлекают загрязненные грунтовые воды. В некоторых случаях на пути движения грунтовых вод ставится водонепроницаемый барьер (резиновые гидроизолирующие мембраны). Скапливающаяся нефть около барьера, удаляется при помощи специального оборудования. Проявление капиллярных сил хорошо прослеживается при значительной проницаемости и пористости грунта. Пески и гравийные грунты благоприятны для миграции нефти, а глины и ил неблагоприятны. В горных породах нефть движется в основном по трещинам.

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

- Остатки жидкостей гидроразрыва из емкостей агрегатов и автоцистерн сливаются в промышленную канализацию, нефтеловушку или специальную емкость. Сливать их на землю запрещается;

- Все углеводороды, оказавшиеся на территории вокруг скважины, по окончании работ, собираются и утилизируются либо, вывозятся, если утилизация невозможна;
- Территория вокруг добывающей скважины в соответствии с действующими нормами ограждена земляным валом и благоустроена;
- По окончании работы территория скважины и одежда работавших проверяется на наличие радиоактивных веществ;
- Остатки неиспользованных изотопов, а также жидкость после промывки емкостей и насосов, подвергавшихся воздействию изотопов, разбавляется водой до безопасной концентрации и хранится в специально отведенном месте.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Обеспечение безопасности при разработке месторождения, эксплуатации объектов бурения, а также обустройство сбора, транспорта сырья и продукции является важной задачей, которая заключается не только в предупреждении отравления близлежащих населенных пунктов и природной среды в целом вредными выбросами, а еще и в минимизировании экономических потерь, связанных с ликвидацией последствий ЧС.

Возможные чрезвычайные ситуации:

- Пожары/ взрывы;
- Прорывы водо/нефтепроводов;
- Газонефтеводопроявления;
- ЧС природного характера (лесные и торфяные пожары, паводки).

Кусты скважин, где производятся работы укомплектованы первичными средствами пожаротушения:

- Огнетушители порошковые ОП-10 – 10 шт., или углекислотные;
- ОУ-10 – 10 штук или один огнетушитель ОП-100 (ОП-50 2 шт.);
- Лопаты – 2 шт.;
- Топор, лом – по 1 шт.

На рабочих местах вывешены предупредительные надписи: «Не курить», «Огнеопасно», «Взрывоопасно», а также территория промысла должна быть оснащена планами эвакуации.

Розлив нефти в автоматической групповой замерной установке (АГЗУ)

Внешние признаки при аварии на АГЗУ:

- срабатывание аварийно-предупредительной сигнализации в операторной;
- срабатывание звуковой и визуальной сигнализации загазованности на посту АГЗУ;
- запах углеводородов нефти;
- следы разлива нефти;

Возможные причины аварии:

- износ сальниковых уплотнителей на шаровых задвижках;
- нарушения работоспособности переключателя потока жидкости;
- механические повреждения;
- коррозия, износ, утончение стенок оборудования, трубопроводов;
- некачественные сварные соединения.

Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварии:

1. Сообщить об аварии мастеру ГРП, диспетчеру ЦПДС (сообщается место, характер аварии, фамилия очевидца).
2. Сообщить об аварии согласно схеме оповещения.
3. Все ремонтные, строительно-монтажные и другие работы прекратить. Вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны.
4. Прекратить замер через АГЗУ. Отсечь поврежденный участок. Стравить давление.
5. Оценив обстановку и степень опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации разлива специалистов (аварийной бригады, др.).

6. После снижения загазованности в рабочей зоне до нормы приступить к подготовке АВР (с оформлением наряда-допуска) в соответствии с порядком, установленным инструкциями.
7. По прибытию подразделений, вызванных на аварию, оперативный персонал ЦДПНГ поступает в распоряжение руководителя работ и приступает к ликвидации аварии, ее последствий. Нефть, находящаяся в помещении «Автоматической групповой замерной установки» собирается: ведрами, лопатами, ветошью.
8. Должность диспетчеру ЦПДС о ликвидации инцидента, полном восстановлении оборудования и запуске его в эксплуатацию.

ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ

Для снижения негативного воздействия на персонал при работе с вредными и опасными условиями труда применяют режим по сменной работе в дневное и ночное время, по 12 часов на смену с перерывами на обед в течение часа. Осуществляют выдачу персоналу спецодежды и средств индивидуальной защиты. Специальное питание и особое лечебно-профилактическое обслуживание, обязательное социальное страхование и пенсионное обслуживание также предусмотрены. Проведение регулярных инструкций и инструктажей по технике безопасности.

Заключение

Метод ГРП в основном используется для: увеличения гидродинамической связи в межскважинном пространстве за счет подключения дополнительных интервалов неоднородного коллектора; интенсификации добычи нефти в зонах с низкими темпами отбора. Наибольший объем ГРП сосредоточен на пласте АС₁₂, который отстаёт по скорости выработки.

Увеличение объема ГРП на низкородуктивных пластах способствует постепенному выравниванию темпов отбора. Отмечено, что на Приобском месторождении снижается обводненность при использовании ГРП на 10% (с 68% до 58%), связано это с тем, что были вовлечены недренируемые пропластки ранее (эффект длительностью в 36 месяцев). Интенсификация добычи с пластов АС₁₀, АС₁₂ (относительно АС₁₁ отмечается более низкая проницаемость) необходима для выработки в дальнейшем центральной и краевых частей низкопродуктивных зон.

Рост количества выполняемых операций ГРП, а также бурение ГС с многостадийными ГРП обусловлены увеличением объемов бурения с выходом в краевые низкопродуктивные зоны.

По методике И.Т. Мищенко произведены расчет основных параметров ГРП, полностью рассмотрен процесс гидроразрыва: выбор скважины, ее подготовка, подбор жидкости разрыва и песконоситель, выбор продавочной жидкости, отслеживание режима работы скважины после проведения ГРП).

Гидроразрыв пласта – один из эффективных методов интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов, направленный на увеличение выработки нефтяных запасов. По результатам анализа, проведенного в данной работе необходимо совершенствовать ГРП по следующим направлениям:

- Выбор скважин для ГРП, исходя из возможности получения значительных дополнительных объемов нефти (определяется с учетом состояния ПЗП скважин, проницаемости коллектора, толщин и т.д.).
- Проведение ГРП с высокой концентрацией проппанта – 1000 кг/м³ и более.
- Улучшение фильтрационных свойств пласта в прилегающей к трещине зоне.
- Многостадийный гидроразрыв пласта с целью увеличения охвата пластов воздействием.
- Увеличение длины трещины за счет закачки больших объемов проппанта (в первую очередь по пласту АС₁₂).

- Повышение качества закрепления проппанта в трещинах для условий эксплуатации с повышенной депрессией на пласт с помощью закрепляющих добавок (смолы, пескоцементные смеси, низкополимерные гели), применения специальных волокон PROP NET фирмы Schlumberger Dowell или SMA фирмы Halliburton.
- Добавка в проппант реагентов (соли магния и др.).
- Строгое соблюдение технологии ГРП в части исключения продавливания проппанта в глубь пласта буфером.
- Использование ориентированной перфорации пластов перед ГРП позволяющей ориентировать трещину по отношению к главным напряжениям в пласте и избежать ее искривления в окрестности скважины.
- Дополнительные исследования по определению ориентации естественных трещин в пластах Приобского месторождения для более точного прогноза направления трещин-разрыва при ГРП.
- Проведение ГРП на нагнетательном фонде скважин способствует увеличению эффективности системы ППД, что позволяет усиливать воздействие на удаленные застойные зоны с малоподвижными запасами, активизировать дренирование низкопродуктивных и высокорасчлененных прослоев.
- Использование ГРП на Приобском месторождении целесообразно на основах геля: - пласт АС₁₂– основа - дизельное топливо.