

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) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Оптимизация технологии многостадийного гидроразрыва пласта наХ месторождении

УДК 622.276.66

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Уфимцев Георгий Николаевич		07.06.2021

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н., доцент		07.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н., доцент		07.06.20

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин Александр Иванович	д.т.н., профессор		07.06.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н., профессор		07.06.2021

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, выработать 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, выработывая 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
		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 отчеты, обзоры, публикации, рецензии	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
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, систематизировать и обобщать 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 обучения, 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 Д «Организация работ по добыче углеводородного сырья»</p> <p>ОТФ Е «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 нефтегазового промышленного 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 В «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>
			<p>ПК(У)-4. Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли</p>	<p>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</p>
			<p>ПК(У)-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности</p>	<p>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</p>

**Тип задач профессиональной деятельности:
научно-исследовательский**

<p>19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа</p>	<p>1. Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ</p> <p>2. Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ (НИР)</p> <p>3. Разработка плановой, проектной и методической документации для 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 Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);</p>	<p>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</p>	<p>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>
		<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
<small>(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)</small>

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Уфимцев Георгий Николаевич

Тема работы:

Оптимизация технологии многостадийного гидроразрыва пласта на X месторождении	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№117-11/с от 27.04.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Технологическая схема разработки Приобского нефтяного месторождения, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Охарактеризовать текущее состояние разработки Приобского нефтяного месторождения с целью выбора продуктивного пласта для проведения ГТМ. 2. Проанализировать эффективность проводимых ГТМ на месторождении с целью обоснования геолого-технических мероприятий на выбранном продуктивном пласте.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	3. Обосновать выбор ГТМ на продуктивном пласте с целью повышения нефтеотдачи с учетом производственно-геологических условий. 4. Провести расчет технологической и экономической эффективности предложенного ГТМ.
Перечень графического материала	Отчет о проведение ГРП на объекте исследования, структурные карты, геологические разрезы, графики добычи на месторождении, тектонические карты
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Романюк В.Б., к.э.н, доцент ОНД ИШПР
Социальная ответственность	Сечин А.И., д.т.н, профессор ООД ШБИП
Иностранный язык	Болсуновская Л.М., к.ф.н, доцент ОИЯ ШБИП
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
<i>Раздел на английском языке: Приложение А. Optimising multi-stage fracturing technology in the x field</i>	
<i>Разделы на русском языке: реферат, введение, заключение, главы 1-5</i>	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.03.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н. доцент		15.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Уфимцев Георгий Николаевич		15.03.2020

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Уфимцев Георгий Николаевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»</u>

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

<p>1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i></p>	<p>В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.</p>
<p>2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i></p>	<p>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочникам Единых норм времени (ЕНВ) и др.</p>
<p>3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i></p>	<p>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i></p>	<p>Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта</p>
<p>2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i></p>	<p>График выполнения работ</p>
<p>3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i></p>	<p>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</p>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<p>1. Организационная структура управления 2. Линейный календарный график выполнения работ 3. Графики динамики и сравнения показателей</p>	
--	--

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		27.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Уфимцев Георгий Николаевич		27.03.2021г

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Уфимцев Георгий Николаевич

ШКОЛА	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.04.01)

Тема ВКР

<u>Оптимизация технологии многостадийного гидроразрыва пласта на X месторождении</u>	
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 Анализ показателей шума и вибрации</p> <ul style="list-style-type: none"> • установление соответствие показателей нормативному требованию; <p>Анализ показателей микроклимата</p> <ul style="list-style-type: none"> • показатели температурные, скорости движения воздуха, запыленности. <p>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>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>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); 	<p>Наличие отходов (металлическая стружка, абразивная пыль, черновики бумаги, отработанные картриджи принтера, обрезки электромонтажных проводов) потребовали разработки методов (способов) утилизации перечисленных отходов.</p>

<ul style="list-style-type: none"> • 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. 	Наличие радиоактивных отходов также требует разработки их утилизации.
<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	26.02.2021г.
--	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Сечин Александр Иванович	Д.Т.Н.		26.02.2021г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Уфимцев Георгий Николаевич		26.02.2021г.

Реферат

В данной работе включены источники информации, такие как список литературы 28, а также содержит страниц 119, в том числе рисунков 28, таблиц 13, приложений 1.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, дополнительная добыча нефти, скважина, методы интенсификации, горизонтальная скважина, боковой ствол, дебит скважины, пакер, проппант, трещина.

Актуальность темы исследования обусловлена необходимостью планирования и расчета геолого-технических мероприятий и прогнозирования их последствий для эффективного управления процессами нефте- и газодобычи.

Объектом исследования является Приобское нефтяное месторождение, предметом исследования – продуктивный пласт АС₁₂.

Цель работы – оптимизация технологии многостадийного гидроразрыва пласта на Приобском нефтяном месторождении.

Научная новизна

На основании проведенного исследования геолого-промысловых характеристик и текущего состояния Приобского нефтяного месторождения и геолого-физических характеристик продуктивных пластов, а также эффективности проведенных ГТМ предложено проведение МГРП на горизонтальной скважине на продуктивный пласт АС₁₂, что позволит увеличить добычу нефти.

Практическая значимость

Обосновано согласно проведенному технико-экономическому, что проведение МГРП на горизонтальных скважинах приводит к дополнительному объему добычи нефти (31,080 тыс. т) и повышению коэффициента извлечения нефти на 5%, что экономически выражается в 219,745 млн руб. чистой прибыли

В процессе исследования был проведен анализ геологических условий разработки нефтяного месторождения, выбор и обоснование применения ГТМ, даны рекомендации по увеличению их эффективности.

Область применения: разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ВНК – водонефтяной контакт

ВНЗ – водонефтяные зоны

ДНС – дожимная насосная станция

ЗП – заработная плата

(К)ГРП – (кислотный) гидравлический разрыв пласта

КИН – коэффициент извлечения нефти

МСГРП – многостадийный гидравлический разрыв пласта

НГДУ – нефтегазодобывающее управление

НКТ – насосно-компрессорные трубы

НПК – низкопроницаемый коллектор

ПДК – предельно допустимая концентрация

ПЗС – призабойная зона скважины

ППД – поддержание пластового давления

СИЗ – средства индивидуальной защиты

УВ – углеводороды

УПН – установка подготовки нефти

УПСВ – установка предварительного сброса воды

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ЦКЗ – центральный комитет запасов

ЦППН – цех подготовки и перекачки нефти

ЧС – чрезвычайная ситуация

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	16
1 МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА: КЛАССИФИКАЦИЯ И ОСОБЕННОСТИ.....	18
1.1. Общая характеристика методов интенсификации притока	18
1.2 Способы увеличения нефтеотдачи и усиления притока к скважинным забоям.....	19
1.3 Способы усиления нефтеотдачи	23
1.3.1 Обработка призабойной зоны с помощью кислот.....	23
1.3.2 Гидравлический разрыв пласта	23
1.4 Многостадийный гидравлический разрыв пласта	27
2 ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИОБСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	46
2.1 Общие сведения о месторождении	46
2.2 Стратиграфия месторождения	48
2.4 Нефтеносность	52
2.5 Характеристика продуктивных пластов.....	53
2.6 Физико-химические свойства пластовых флюидов	57
3 АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА ПРИОБСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	60
3.1. Обзор методов интенсификации, применяемых на Приобском месторождении	60
3.1.1. ГРП при бурении скважин с горизонтальным окончанием.....	64
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	81
4.1 Обоснование показателей экономической эффективности	81
4.2 Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта.....	83
4.3. Расчет экономических показателей проекта	88
4.4. Экономическая оценка проекта.....	89
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	91
5.1 Правовые и организационные вопросы	91
5.2 Производственная безопасность.....	92
5.3 Экологическая безопасность.....	99
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	101
5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.	103
5.6 Выводы по разделу	104
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	105
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА	107
Список используемых источников.....	108
Приложение А	111

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время идет очень бурное развитие технологий интенсификации добычи нефти. Многие методы, сравнительно недавно считающимися нормальными и достаточно эффективными в свете нынешней ситуации на рынке сырья становятся нерентабельными и экономически нецелесообразными. Поэтому на предприятиях приходится пересматривать подходы к добыче углеводородов и стимуляции пласта.

Определяющие факторы, при подборе технологии интенсификации, состоят из глубины, на котором находится объект разработки, нефтенасыщенная мощность, степень неоднородности и связности, реологический состав флюида, насыщающего породу, PVT свойства пласта.

Основную часть по приросту добычи занимает гидравлический разрыв пласта, окончание скважины горизонтальным хвостовиком, как с обычной перфорацией, так и с муфтами ГРП, выравнивание профиля притока, обработка призабойной зоны пласта, зарезка боковых стволов при модернизации уже имеющихся материнских стволов.

По состоянию на конец 2017 года месторождение было осуществлено 3121 геолого-технологических мероприятий, за счёт которых дополнительно извлечено 11530,2 тыс. т нефти.

Целью исследования является оптимизация технологии многостадийного гидроразрыва пласта на Приобском месторождении.

В соответствии с поставленной целью решить следующие задачи:

1. определить текущее состояние разработки Приобского нефтяного месторождения с целью выбора продуктивного пласта для проведения ГТМ;
2. проанализировать эффективность проводимых ГТМ на месторождении с целью обоснования геолого-технических мероприятий на выбранном продуктивном пласте;
3. обосновать выбор ГТМ на продуктивном пласте с целью повышения нефтеотдачи с учетом производственно-геологических условий;

4. провести расчет технологической и экономической эффективности предложенного ГТМ.

Научная новизна

На основании проведенного исследования геолого-промысловых характеристик и текущего состояния Приобского нефтяного месторождения и геолого-физических характеристик продуктивных пластов, а также эффективности проведенных ГТМ предложено проведение МГРП на горизонтальной скважине на продуктивный пласт АС, что позволит увеличить добычу нефти.

Практическая значимость

Обосновано согласно проведенному технико-экономическому, что проведение ГРП на горизонтальных скважинах приводит к дополнительному объему добычи нефти (3108 тыс. т) и повышению коэффициента извлечения нефти на 30%, что экономически выражается в 1200 млн руб. чистой прибыли

Информационной базой послужили учебная и научная литература, отраслевые регламенты, руководящие документы, инструкции годовые отчеты компании ООО РН – «Юганскнефтегаз».

1 МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА: КЛАССИФИКАЦИЯ И ОСОБЕННОСТИ

1.1. Общая характеристика методов интенсификации притока

Для того чтобы как можно больше увеличить общий объем нефтеотдачи из пласта, повысить качество сырья и оптимизировать работы, планируются и реализуются мероприятия, имеющие своей целью улучшить приток. Главной задачей здесь является недопущение ухудшения емкостно-фильтрационных свойств призабойной зоны, а также их улучшение, которое достигается, в основной своей части, за счет замедления обводнения продукции нефтяных скважин, а так же уменьшения вязкости флюида и улучшение проницаемости пород пласта; последний параметр поддерживается и даже улучшается за счёт выполняемых мероприятий по искусственному расширению каналов притока и увеличению трещиноватости, помимо прочего, нивелируются всякого рода отложения со стенок пор и трещин такие как парафиновые и разного рода грязевых примесей.

Все виды мероприятий по повышению проницаемости можно разделить на три большие группы:

- физические;
- химические;
- термические.

На выбор способа влияют конкретные параметры пласта, а часто бывает, что эти способы используются в различных сочетаниях и комбинациях, для обеспечения наиболее эффективного результата.

Химические обеспечивают эффективность воздействия в карбонатных коллекторах с низкой проницаемостью, таких как цементированные песчаники с карбонатными элементами в составе.

Методы физического воздействия на пласт удаляют остаточную воду и твердые частицы из призабойной зоны; эти факторы оказывают непосредственное влияние на улучшение характеристик проницаемости. [9].

Среди наиболее часто используемых химических методов повышения проницаемости наиболее распространены обработка соляной кислотой и глинистой кислотой.

Первый из этих методов основан на способности соляной кислоты растворять карбонаты по мере проникновения вглубь пласта; это позволяет создать достаточно разветвлённую сеть расширенных каналов вокруг ствола скважины, тем самым увеличивая проницаемость пласта и производительность скважины.

Второй метод наиболее эффективен для песчаных месторождений с глинистым цементом; в этом случае используется смесь соляной и плавиковой кислот. При кислотной-глинистой обработке этих пород кислота частично растворяет кварцевый песок и полностью растворяет глинистые прослойки, глина теряет набухаемость и пластичность, а водные растворы глины теряют свои коллоидные свойства.

Для удаления асфальто-смоло-парафиновых отложений и дренирования призабойной зоны применяется обработка растворителями, например, крупной фракцией легких углеводородов и ацетоном. В число физических способов воздействия входят следующие: влияние вибраций; влияние акустического характера; перестрел старых промежутков в сочетании с дополнительной перфорацией [10].

1.2 Способы увеличения нефтеотдачи и усиления притока к скважинным забоям

Большинство месторождений нефти и газа, эксплуатируемых нефтегазодобывающим управлением, в настоящее время находятся на поздних стадиях разработки, поэтому они значительно обводнены, а нефтяные пласты в них в значительной степени выработаны. При длительной эксплуатации скважин призабойная зона постепенно теряет свои коллекторские свойства, появляются АСПО, солевой раствор проникает в пласт при глушении скважин

и т.д., поэтому запасы нефти на таких месторождениях относятся к категории трудноизвлекаемых запасов.

В этой же категории находятся и многие другие месторождения с водонефтяными зонами, низкопроницаемыми коллекторами и т.д.; в таких зонах при эксплуатации скважин возникают такие трудности, как значительный газовый фактор, низкая приемистость, значительный уровень водной инвазии, что в целом негативно сказывается на эффективности эксплуатации скважин [11].

В связи с этим очень важно повысить уровень эффективности добычи нефти как необходимое условие для достижения ожидаемых показателей добычи нефти, для этого на нефтяных месторождениях проводятся некоторые мероприятия, направленные на повышение уровня продуктивности нефтяных скважин.

Существующие в настоящее время методы повышения нефтеотдачи делятся на следующие категории:

- физико-химические;
- гидродинамические;
- микробиологические, термические и т.д.

Наиболее активно в нефтегазодобывающем управлении используются физико-химические и гидродинамические способы, на которых следует остановиться более детально.

В число гидродинамических способов входят следующие:

- заводнение очагового и барьерного типа;
- усиленный забор жидкости;
- вовлечение в разработку запасов, не подлежащих дренажу;
- заводнение нестационарного характера.

В комплексе мер разработки нефтяных такие методы повышения нефтеотдачи представляют собой одно из самых многообещающих направлений; в рамках этого направления отраслевые научные учреждения

разработали и ввели в эксплуатацию более шести десятков различных технологий.

Одной из таких технологий является гидроразрыв пласта, который подходит для коллекторов с низкой проницаемостью; его применение повышает нефтеотдачу, в частности, за счет глубокого воздействия на придонную зону скважины, связанного с образованием системы трещин глубокого проникновения, которые значительно расширяют площадь, дренируемую скважиной, и производительность скважины, соответственно, увеличивается. Эффективность данного метода достигает 85%, а эффект от его применения длится до пяти лет [12].

Метод полимерного заводнения занимает особое место среди физико-химических методов. Область применения полимеров значительно расширяется за счет полимерных композиций в сочетании с различными реагентами. В данном случае основная роль полимеров заключается в обеспечении выравнивания продуктивных пластов с неоднородными характеристиками, а также в расширении охвата при заводнении пластов. Применение полимеров подразумевает использование следующих технологий:

–закачка оторочки на пластах на первичном этапе разработки, с неоднородными характеристиками проницаемости и нефтяной жидкостью высокой вязкости;

–проводимое на поздних этапах разработки сочетанное воздействие гелеобразующих полимерных композиций и усиливающих реагентов, таких, как кислота, щёлочь и т.д.;

–выравнивание профиля приёмистости пласта, обеспечиваемое за счёт воздействия ВУС или вязкоупругих составов;

–применение полимерного заводнения циклического типа при воздействии на пласт раствора сшитого полиакриламида с содержанием поверхностно-активного вещества неионогенного типа;

–применение к продуктивному пласту воздействия циклического типа

при использовании ПАВ с содержанием полимеров;

–заводнение пласта с применением полимеров и щёлочи;

–обеспечение воздействия на пласт посредством закачки углекислоты.

Способ, предполагающий применение вязкоупругих составов характеризуется особенно высокой степенью эффективности при использовании на неоднородных пластах с низким уровнем гидродинамических связей. Проницаемость пласта в данном случае выравнивается, за счёт чего увеличивается его охват воздействием полимерных композиций, а скорость обводнения нефти при этом снижается.

На поздних стадиях разработки крайне важно ограничить приток закачиваемой и добываемой воды путем применения различных методов ремонта и изоляции, эффект которых заключается не только в уменьшении отсечения воды от пласта, но и в увеличении ее охвата в процессе выемки. Чаще всего этот метод используется как изоляция цементно-обводненных пластов или устранение циркуляции воды за обсадной колонной. Если отдельные слои вяжущего с высокими значениями проницаемости, которые практически не отделены глинистым вяжущим от не обводненных слоев вяжущего, вызывают проникновение воды, используется метод селективной или избирательной изоляции, который может быть реализован с помощью силиконовых компаундов, или полимерных и волокнистых дисперсных систем, или так называемого жидкого стекла, т.е. силиката натрия.

В рамках расширения применения экологически чистых методов повышения нефтеотдачи пластов на современном этапе развития технологий широко применяются микробиологические методы воздействия. Микроорганизмы, в отличие от химических агентов, теряющих свою активность при разбавлении в пластовой воде, способны самостоятельно размножаться и, соответственно, увеличивать интенсивность воздействия в соответствии с динамикой условий окружающей среды.

Среди наиболее технологически продвинутых и оптимальных методов повышения нефтеотдачи – термические методы, которые заключаются в

воздействии тепла на пласт, что позволяет повысить нефтеотдачу за счет снижения вязкости нефтяной жидкости. Эти методы классифицируются следующим образом: методы с применением горения в толще пласта.

1.3 Способы усиления нефтеотдачи

1.3.1 Обработка призабойной зоны с помощью кислот

Кислотное воздействие используется для обработки карбонатов, образующих нефтяной пласт, тем самым увеличивая проницаемость пласта.

На практике этот метод включает спуск гибкой трубы на глубину скважины, обеспечение постоянной гидроциркуляции, а затем закачку расчетного объема кислоты в скважину через трубу и проталкивание ее в пласт. При закачке и транспортировке раствора кислоты вглубь пласта необходимо обеспечить закрытие выпускного клапана в НКТ нефтяной скважины, чтобы реагент транспортировался в колонну пласта через скважины.

Указанные процессы осуществляются при подаче максимальных объемов жидкости. При этом нельзя допускать, чтобы давление в зоне бурения превышало давление, необходимое для гидроразрыва пласта. После создания давления в скважине в течение определенного времени, чтобы кислота вступила в реакцию с породой пласта, открывается выпускной клапан, и гибкая труба поднимается на поверхность, после чего проводятся мероприятия по индукции притока [14].

Как показывает практика использования колтюбингового оборудования, в этом случае происходит значительная экономия времени, а расход реагентов при обработке скважин снижается на 25-30% по сравнению с традиционными методами.

1.3.2 Гидравлический разрыв пласта

Для улучшения притока нефти и газа в скважину при вскрытии низкопроницаемых пород в призабойной зоне должна быть сформирована система трещин для улучшения просачивания.

Для проведения гидроразрыва пласта необходимо при помощи жидкости разрыва создать давление, достаточное для разрыва породы, формирующую коллектор. Чтобы при этом обеспечить образование новых трещин и расширение уже имеющихся. При этом если продолжить подавать жидкость с нужной скоростью и давлением. Достичь этого можно посредством закачивания в пласт технологической жидкости с расходом, объём которого выше максимального объёма поглощаемой пластом жидкости. В породе начинает формироваться высокопроводящая трещина, при этом необходимо закачать расклинивающий агент (песок, проппант) различного характерного размера и прочности, для фиксации нужной геометрии трещины [15].

Так же в коллекторах, сложенных карбонатной породой, может использоваться жидкость разрыва, приготовленная на основе кислоты. Данная жидкость не только осуществляет разрыв породы, но и создает дополнительные каналы, продуцируя их в процессе ГРП за счет химической реакции, причем эти каналы не требуют фиксации при помощи расклинивающего агента.

В полученных трещинах наблюдается линейный режим течения флюида, соответственно это ведет к снижению потерь на сопротивление и, как следствие, к более быстрому и качественному отбору флюида из объекта разработки. Грамотно спланированное и вовремя проведенное ГРП может привести не только к ускоренному отбору флюида, но и в принципе к увеличению КИН и достижению более эффективных экономических показателей.

Гидроразрыв пласта зарекомендовал себя за время использования как универсальный метод интенсификация добычи который может быть проведен в коллекторах различной проницаемости, как низкой, так и достаточно высокой. Однако понятно, что наиболее часто его применяют для пластов или отдельных их зон с маленьким показателем проницаемости. Более того некоторые месторождения, такие как Приобское, вообще невозможно было бы ввести в эксплуатацию без современных технологий ГРП, где оно является

обязательным мероприятием при введении скважины в эксплуатацию. Трещины, полученные в результате гидроразрыва, дают существенное увеличение взаимодействия с породой, порой вовлекая в добычу те участки пласта, которые вообще были изолированы до этого. Все это увеличивает как дебит скважины, так и экономические показатели рентабельности осуществления добычи на данных лицензионных участках.

Главные задачи, которые должно решать ГРП это:

- снижение и нивелирование темпа падения добычи
- возвращение на прежний уровень и интенсификация добычи флюида
- достижение оптимального режима работы скважины

При проведении ГРП на пласт с низкой проницаемостью требуется фиксации геометрии трещины при помощи расклинивающего агента, в этом качестве может быть использован:

- песок;
- проппант средней прочности (ISP);
- высокопрочный боксит (HSP).

Помимо типа проппанта для различных целей и условий, согласно дизайну ГРП, может использоваться его фракции, либо их смесь. В настоящее время активно используется два основных вида гранул проппанта 16/20 и 12/18 и, как второстепенные 16/30 и 20/40. Остальные фракции более экзотичны и реже применимы. Поскольку для расклинивающего агента предъявлены достаточно высокие требования разработан и введен ГОСТ [17].

Очень важное значение на успешность операции ГРП оказывает геометрия трещины, получившаяся в результате проведения мероприятия. Во время осуществления ГРП формируются трещины определенной направленности в пространстве горизонтальные, вертикальные, направленные под углом. Направленность трещины зависит от таких параметров как линии стресса горных напряжений и их направленности, характеристики пород, формирующих коллектор.

Мероприятие по проведению гидроразрыва пласта обычно осуществляется при помощи флота ГРП рисунок 1.

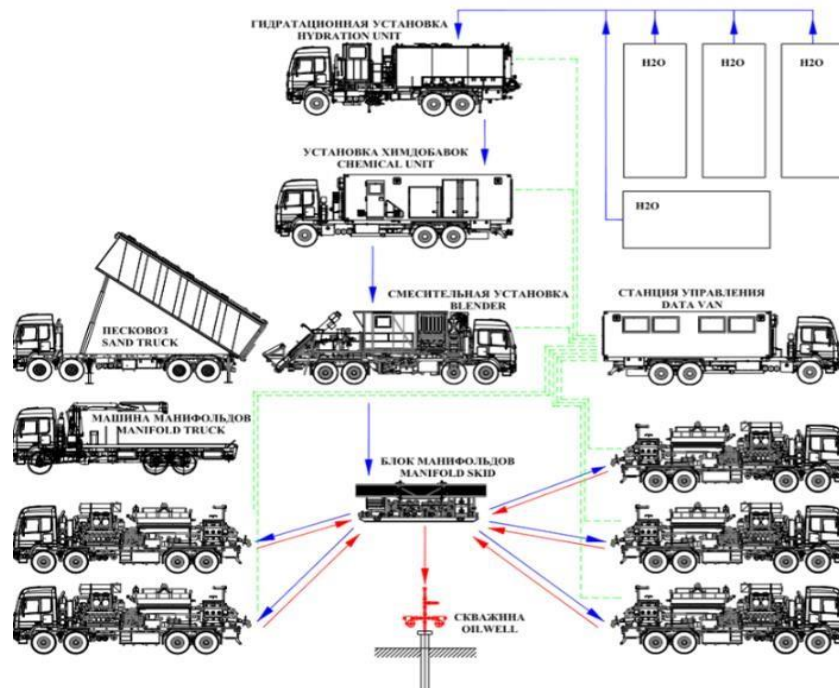


Рисунок 1 Состав флота ГРП

В настоящее время начало приобретать популярность проведение ГРП при помощи флота колтбюбинга.

При применении колтбюбинговых установок ключевые принципы осуществления гидроразрыва пласта те же, что и при выполнении данных мероприятий в соответствии с традиционной технологией.

Однако колтбюбинговое оборудование обладает определёнными преимуществами, а именно:

- процесс может быть обеспечен при спуске техники в колонну подъёмных труб, благодаря чему эксплуатация скважины может быть начата непосредственно после применения указанного метода;

- время, необходимое для проведения работ, сокращается, т.к. в данном случае нет необходимости извлекать находящиеся в скважине колонны подъёмных труб, а также спускать колонну НКТ с пакером;

- нет необходимости также в глушении скважины и сопутствующей ей операции по вызову притока, предназначенных для обеспечения возможности

подъёма оборудования [11].

1.4 Многостадийный гидравлический разрыв пласта

Технология многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) на сегодняшний день является одной из наиболее успешных и зрелых среди технологий ГРП. Во многом именно благодаря ей произошла сланцевая революция в США, позволившая осуществлять добычу из ранее недоступных продуктивных горизонтов.

На рисунке 2 представлена классификация многостадийного гидроразрыва пласта.

В настоящее время существует множество технологических возможностей проведения МГРП, которые постоянно совершенствуются, чтобы добиться большей надежности и экономической целесообразности технологии.

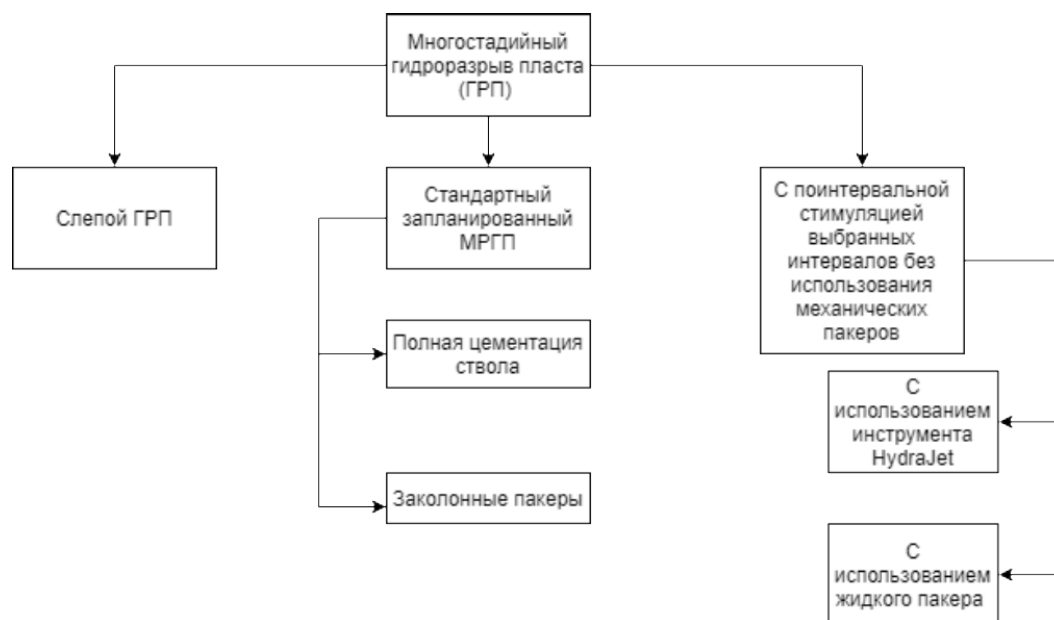


Рисунок 2 – Классификация многостадийного гидроразрыва пласта

В зависимости от начальных условий и конечных целей выделяют следующие виды МГРП.

Слепой МГРП проводят в уже пробуренных скважинах, которых изначально не планировалось проведение МГРП. Такие скважины характеризуются закачиванием при помощи стандартной компоновки с цементируемым или не цементируемым хвостовиком.

Стандартный МГРП проводится в скважинах, для которых проведение воздействия было запланировано на этапе разработки проектной документации, соответственно такие скважины технически готовы для проведения воздействия [9].

Слепой метод ГРП накладывает множество ограничений на возможности проведения гидроразрыва. Основным и самым существенным недостатком является невозможность контролирования места проведения операции в стволе при использовании стандартных технологий ГРП. Выходом из данной ситуации при наличии зацементированного хвостовика может выступать проведение струйного ГРП при помощи гидropескоструйной перфорации. Тем не менее, данная технология имеет свои ограничения и позволяет производить только малообъемные ГРП.

При запланированном МГРП скважина может быть спроектирована как с открытым стволом со спущенной в него специальной компоновкой, так и с цементируемым хвостовиком. В зависимости от принятого решения выбираются различные технологии для герметизации затрубного пространства. В случае цементируемого хвостовика пространство герметизирует собственно цемент, а при наличии открытого ствола в компоновку хвостовика включаются заколонные пакеры.

Для герметизации трубного пространства и разделения стадий ГРП применяются различные технологии в зависимости от способа крепления хвостовика. При цементируемом хвостовике трубное пространство разделяется с помощью пакеров или мостовых пробок, а при не цементируемом могут использоваться специальные муфты, которые могут активироваться с помощью сброса с поверхности специального шара или с помощью абсолютного или относительного давления [8].

Успех МГРП во многом определяется применяемым оборудованием, поэтому к его разработке подходят наиболее требовательно.

МГРП с использованием установки, содержащей два пакера

Технология использования селективных пакеров подразумевает наличие заранее подготовленных отверстий в интервалах будущего ГРП и может использоваться в заранее перфорированном цементируемом хвостовике. Для проведения ГРП к забою скважины на трубах НКТ спускается компоновка, изображенная на рисунке 3.

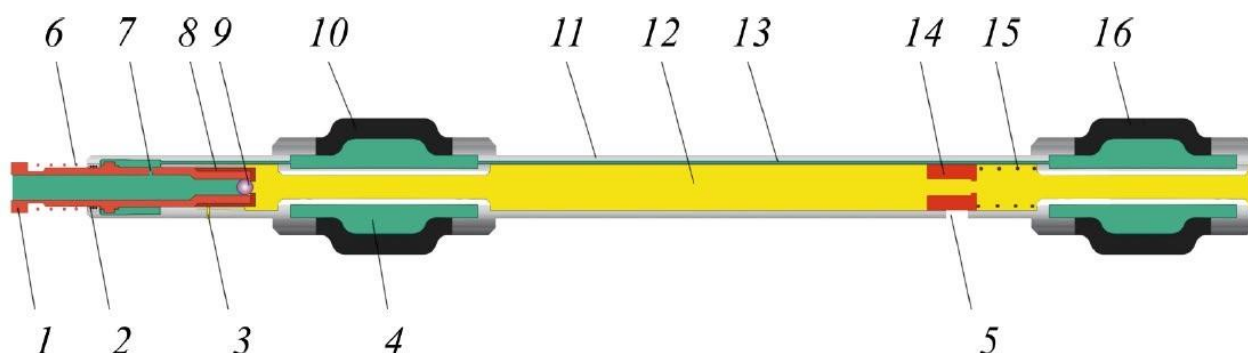


Рисунок 3 – Схема установки многостадийного гидроразрыва пласта:

1 – управляющий механизм в положении для активации пакеров;
2 – подшипник; 3 – выпускной порт; 4 – наполнитель пакера; 5 – канал выпуска проппанта; 6, 15 – пружина; 7 – порт для активации пакеров; 8 – цанговый зажим; 9 – фенольный шар; 10, 16 – пакер; 11 – корпус установки; 12 – рабочее пространство установки; 13 – капилляр, соединяющий пакеры; 14 – многоцелевой клапан.

При достижении требуемого интервала производят активацию пакеров с помощью фенольного шарика. Колонну разгружают, и шарик продолжает движение к следующему посадочному седлу, которое открывает отверстия для прокачки жидкости ГРП. Далее производится операция гидроразрыва. После завершения операции в скважину закачивается специальная жидкость, которая растворяет шар, что приводит к закрытию отверстий. Затем колонну подрывают, и под действием механизма пакера возвращаются в

транспортировочное положение. Устройство готово к проведению следующей операции.

Преимущества данного метода:

- возможность многоразового использования устройства;
- нет необходимости в СПО после каждой операции ГРП;
- выше экономическая эффективность;
- большой диапазон наружных диаметров пакеров от 42,9 до 178 мм.К

недостаткам:

- большое количество подвижных частей, низкая надежность;
- необходимость прокачки жидкости для растворения шаров;
- сложность конструкции.

МГРП с использованием одного пакера и мостовой пробки

Технология с изолирующими пакерами преимущественно применяется при проведении МГРП в цементируемом хвостовике. Для проведения операции в интервал с перфорационными отверстиями спускается компоновка, содержащая пакер и устройство для подачи жидкости гидроразрыва и проппанта. После закрепления пакера производится первая стадия ГРП, после которой компоновка извлекается, а интервал ствола с проведенным ГРП нормализуется. Перед проведением второй стадии в хвостовик устанавливается изолирующий пакер или мостовая пробка, которые будут изолировать интервалы гидроразрыва. Затем производится перфорация следующего интервала для гидроразрыва и осуществляется следующая операция гидроразрыва. После завершения разрыва вышеприведенные операции повторяются. Затем все установленные пакеры или пробки разрушаются, и скважина сдается в эксплуатацию. На рисунке 4 представлена технология МГРП с применением мостовых пробок или изолирующих пакеров

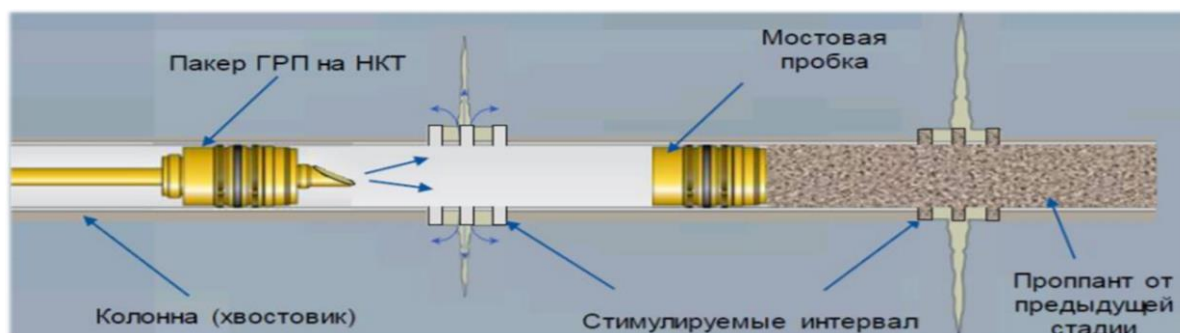


Рисунок 4 – Технология МГРП с применением мостовых пробок или изолирующих пакеров

Достоинства данного метода заключаются в следующем:

- техническая простота;
- нет подвижных частей механизма, соответственно выше надежность;
- формальное отсутствие ограничений на количество стадий ГРП;
- возможность проведения ГРП в скважинах малого диаметра до 102 мм;
- широкое варьирование расположения мест проведения гидроразрыва.

Недостатки данного метода:

- требуется значительное количество СПО в соответствии с количеством стадий ГРП;
- возможно возникновение осложнений при проведении ГРП: не герметичность пакера или пробки, преждевременные посадки, недохождение до планируемой глубины и т.д.;
- повышенные требования к состоянию внутренней поверхности хвостовика;
- длительность работ по освоению скважины.

МГРП с применением раздвижных муфт

На сегодняшний день МГРП с применением раздвижных муфт с различным принципом действия является наиболее распространенной технологией. К этим технологиям относятся применение муфт, активируемых металлическими и специализированными растворимыми шарами, активируемых давлением, активируемых с помощью специального ключа, спускаемого на НКТ, а также муфты, которые можно активировать различными способами.

Муфты, активируемые металлическими шарами

МГРП с применением данных муфт возможен после включения их в состав компоновки хвостовика. При этом данная компоновка содержит гидромеханические или набухающие пакеры, которые изолируют интервалы гидроразрыва в затрубном пространстве. Активация муфты происходит после посадки шара определенного размера в соответствующую муфту и повышения давления, при котором происходит срезка удерживающих винтов и открытие отверстий в муфте.

Схематическое изображение муфты МГРП, активируемой шарами, приведено на рисунке 5.

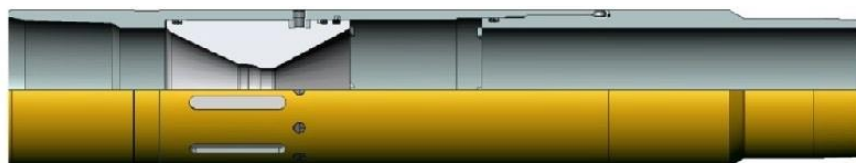


Рисунок 5 – Муфты МГРП для активации шарами

Особенность применения данных шаров заключается в необходимости их удаления после завершения операции ГРП. Это может производиться путем спуска специальной компоновки и разбуривания седел и шаров или путем вымывания шаров обратной циркуляцией с последующим разбуриванием седел.

Принцип действия муфт, активируемых шарами

Технология применения данной системы заключается в спуске нецементируемого хвостовика с установленными гидромеханическими пакерами и портами в строго заданных интервалах, благодаря чему, после приведения в действия соответствующих устройств, создаются контролируемые зоны изоляции для проведения стимуляции.

После удаления бурового инструмента, и проведения геофизических исследований скважины (кавернометрии, каротажа) начинается спуск хвостовика до целевого интервала. Интервалы установки пакеров выбираются с учетом данных кавернометрии. Производится пуск самого маленького шара

и продавка жидкостью гидроразрыва пласта до сигнала «Стоп». Нарращивается избыточное давление для срабатывания якорей, пакеров и подвески хвостовика.

После срабатывания устройств обеспечивается:

- фиксация хвостовика в стволе скважины;
- разделение затрубного пространства хвостовика на изолированные участки;
- пакеровка головы хвостовика;
- разъединение транспортировочной колонны от хвостовика.

После разъединения производится подъем транспортировочной колонны и демонтаж бурового станка. Осуществляется развертывание станка КРС. Производится спуск НКТ-89 с герметизирующим устройством на нижней трубе и посадка последнего в адаптер подвесного устройства хвостовика с разгрузкой. Устье обвязывается арматурой ГРП и опрессовывается затрубное пространство (определяется герметичность стыковки герметизирующего устройства с адаптером).

После сброса и посадки следующего шара, наращивается избыточное давление, открывающее нижний порт. Создаваемое избыточное давление вызывает гидроразрыв пласта. Расклинивающий эффект создается за счет закачки необходимого объема проппанта. Происходит стимуляция призабойной зоны.

Для очистки зоны стимуляции закачивается жидкость гидроразрыва пласта. Пускается следующий шар и продавливается до посадки в соответствующий порт, тем самым отсекая предыдущий интервал. Нарращиванием избыточного давления открывается порт в изолированную гидромеханическими пакерами зону для проведения стимуляции. Операция повторяется необходимое количество раз.

После прекращения ГРП за счет оттока из скважины шары вымываются на устье. Поднимается НКТ-89 мм. Для получения проходного канала

диаметром 99 мм в хвостовике допускается разбуривание посадочных сёдел [10].

На рисунке 6 схематически изображена компоновка хвостовика для осуществления МГРП с применением раздвижных муфт.

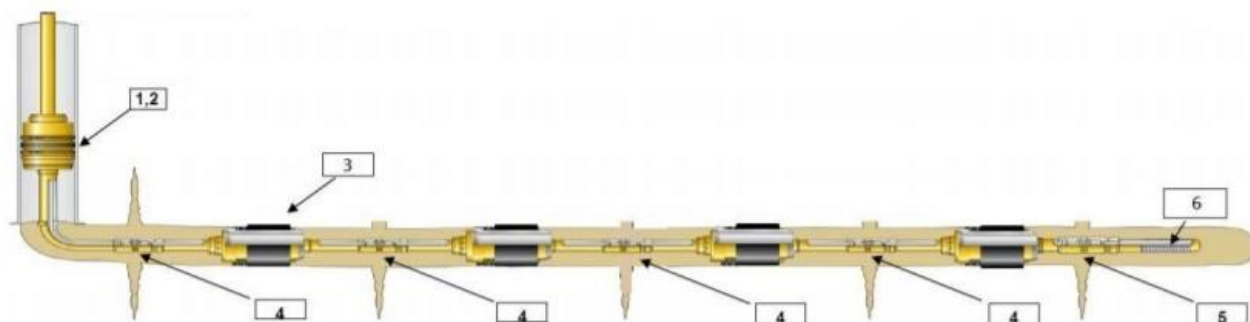


Рисунок 6 – Компоновка хвостовика для МГРП с применением раздвижных муфт:

1 – подвеска хвостовика; 2 – пакер гидравлический; 3 – набухающий пакер; 4 – муфта МГРП, активизируемая шарами; 5 – муфта МГРП активизируемая давлением жидкости; 6 – башмак хвостовика

Достоинство и недостатки муфт МГРП, активизируемых шарами

Достоинства муфт ГРП, активизируемых шарами:

- возможность проведения до 17 стадий ГРП в зависимости от производителя компоновки;
- объем закачиваемого проппанта в большинстве случаев не ограничивается;
- глубина спуска компоновки хвостовика не ограничивается;
- относительно низкая стоимость;
- относительно короткие сроки освоения скважины, нет необходимости в СПО при каждой операции ГРП.

Недостатки:

- возможность недохода шаров до посадочного седла;

- сложность проведения повторного ГРП;
- отсутствие возможности закрытия окон муфт;
- необходимость разбуривания седел и шаров (при использовании обычных компоновок);
- сложность компоновки;
- влияние человеческого фактора, возможны ошибки при запуске шаров;
- количество стадий ГРП ограничено размерами шаров и посадочных седел.

Муфты, комплектуемые растворимыми компонентами

Для упрощения технологии МГРП с применением муфт было предложено использование шаров, изготавливаемых из специализированных материалов. Например, из фенола, который растворяется специализированным составом, подаваемым с поверхности, из магниевых сплавов, который растворяется под действием кислот, таких как лимонная, из нефтерастворимого материала, который разрушается после вызова притока. Пропускная способность муфт достигается по истечении от 8 до 20 часов, а полное растворение шаров может занимать до 14 суток.

После успеха технологии растворимых шаров по аналогии была предложена технология применения растворимых седел. Муфта МГРП в таком случае комплектуется седлом, которое растворяется под действием минерализованной жидкости. После растворения седла муфта приобретает равнопроходное сечение и обеспечивает беспрепятственный спуск в нее оборудования. К преимуществам такого решения относятся отсутствие необходимости разбуривания седел по окончании операции ГРП и сокращение работ по нормализации хвостовика. Однако данные муфты обладают значительно большей стоимостью по сравнению со стандартными, а также меньшей прочностью. Кроме того, время полного растворения данных муфт значительно и составляет более 20 суток [3].

Схематическое изображение муфты МГРП с растворимым седлом приведено на рисунке 7.

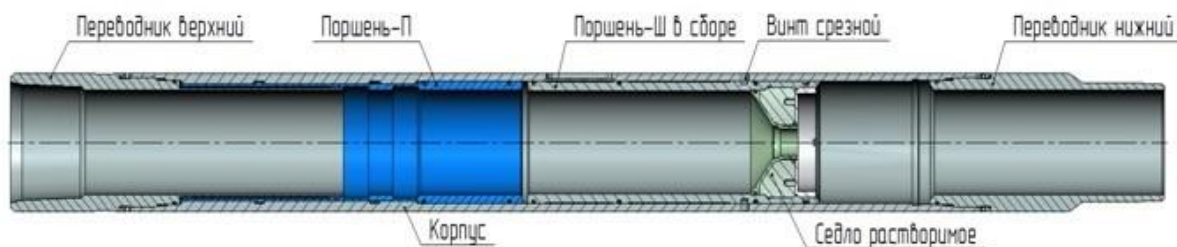


Рисунок 7 – Муфта МГРП с растворимым седлом

Муфты, управляемые с помощью ключа

Существует модификация муфт МГРП, в которых открытие муфт производится с помощью специального ключа. Например, у производителя ЗЭРС такой ключ носит название КУМ – ключ управления муфтами, у других производителей ключ может иметь другое название, при выполнении той же операции. Активация таких муфт осуществляется после спуска в скважину на НКТ ключа, плашки которого вставляются в специальные пазы в муфте на рисунке 8.

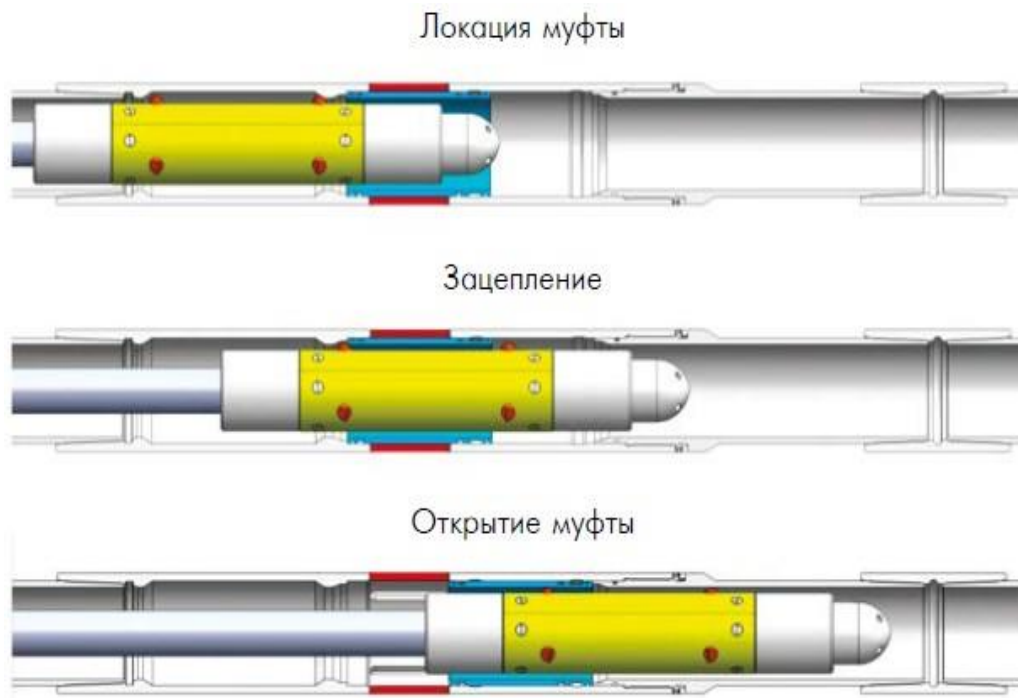


Рисунок 8 – Приведение в действие муфты ГРП при помощи КУМ

Достоинства такого решения

- активация муфт в любом порядке;
- возможность закрытия и повторного открытия муфт с помощью ключа;
- относительная низкая стоимость проведения первых операций ГРП;
- количество муфт в компоновке теоретически неограниченно.

Недостатки:

- высокая стоимость проведения повторных операций ГРП;
- технологическая сложность проведения операций открытия и закрытия;
- отсутствие универсального ключа для управления муфтами;
- длительность проведения МГРП, большое количество СПО

Муфты с гидравлической активацией

Муфта ГРП с гидравлической активацией – муфта, которая предназначена для организации гидравлического разрыва пласта с дублированными скользящими втулками, для открытия которых дополнительных операций не требуется. Перепад давления создается сбросом шара в клапан отсечения циркуляции. По достижении допустимого давления муфта начинает открываться. После раскрытия муфты ее можно воспользоваться для интенсификации притока из 1-й зоны или в качестве выхода жидкости для продавливания шара к первой активируемой шаром муфте. Нарисунке 9 изображена муфта с гидравлической активацией.



Рисунок 9 – Муфта ГРП с гидравлической активацией [12]

Преимущества данной муфты:

- для её открытия не требуются никаких дополнительных операций;
- резервные каналы гарантируют более высокую надежность в сообщении с продуктивным пластом;

– система зафиксирования в открытом положении будет исключать риск случайного герметизирования муфты во время интенсификации притока или в ее ходе добычи;

– проходное сечение выходных отверстий больше чем проходного сечения обсадной колонны, и поэтому на интенсификацию притока и так же на добычу не накладываются никакие ограничения.

Муфты с комбинированными способами активации

Существует множество конструкций муфт МГРП, которые могут быть активированы с помощью различных воздействий.

Производитель ОКБ Зенит выпускает модификацию муфт МГРП – ГРПП2, которая так же может активироваться с помощью различных способов.

Внутри корпуса муфты располагаются два поршня. Первый поршень жестко соединен с седлом с посадочным местом под шар с одной стороны, а с другой стороны соединен с корпусом с помощью срезных винтов. Второй поршень предназначен для взаимодействия с плашками ключа – инструмента переключающего – и имеет соответствующие пазы. Схематическое изображение муфты ГРПП2 приведено на рисунке 10.

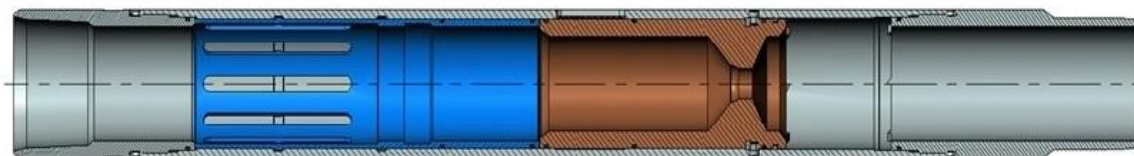


Рисунок 10 – Схематическое изображение муфты ГРПП2

При проведении операций ГРП окна муфты открываются путем прокачивания и посадки шара в седло муфты. При этом происходит срезание винтов, поршень смещается вниз и фиксируется в открытом положении. После завершения операции гидроразрыва производится нормализация, шар удаляется либо путем разбуривания с седлом, либо растворяется подходящим составом.

При возникновении необходимости закрытия окон муфты в скважину спускается ключ – инструмент переключающий. Над требуемой производится

активация плашек, спуск компоновки к забою, и соединение инструмента с пазами поршня. Путем перемещения инструмента к устью поршень переводит муфты в закрытое положение.

Одной из таких конструкций является фрак порт закрываемый ФПЗ производителя ЗЭРС. В состав компоновки входят муфты: первая от забоя – открываемая с помощью повышения давления (устанавливаются над башмаком и обратным клапаном), остальные – муфты, активируемые с помощью посадки шаров седло.

Особенностью данной компоновки является возможность управления муфтами с помощью специального ключа, спускаемого на НКТ. Для обеспечения возможности управления необходима нормализация хвостовика, т.е. разбуривание седел и удаление шаров.

Также у производителя ЗЭРС имеется конструкция муфт ГРП – ГРПИ – активируемая давлением [12]. Открытие муфты производится путем создания перепада давления между трубным и затрубным пространством. При этом существует возможность регулирования требуемого перепада давления путем изменения количества срезных винтов. Схематически муфта ГРПИ приведена на рисунке 11.



Рисунок 11 – Схематическое изображение муфты ГРПИ

Дополнительный элемент компоновки представляет собой муфту ГРПЦ. Особенностью данной муфты является то, что компоновка МГРП с этими муфтами может комплектоваться дополнительным элементом, содержащим посадочное седло для шара. Она обеспечивает возможность циркуляции бурового раствора в процессе спуска хвостовика.

После прокачивания и посадки шара в седло муфта позволяет опрессовать компоновку и создать давление, требуемое для активации муфты ГРПИ. Схематическое изображение муфты ГРПИЦ приведено на рисунке 12.

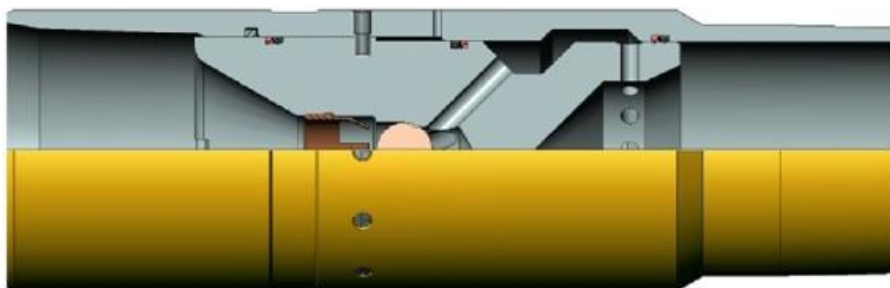


Рисунок 12 – Схематическое изображение муфты ГРПИЦ

Достоинством муфт с комбинированным способом активации является обеспечение широких возможностей управления, например, осуществление ГРПИ в произвольном порядке, повторных ГРПИ, закрытие окон муфт с обводненными интервалами и др.;

Недостатки:

- сложность конструкции;
- ниже надежность за счет наличия подвижных частей;
- влияние человеческого фактора;
- выше стоимость.

МГРПИ с применением разрывных муфт BPS

Существует вариация технологии МГРПИ с использованием специальных разрывных муфт. Такие муфты могут применяться при заканчивании скважины с не цементируемым хвостовиком, у которого затрубное пространство герметизируется при помощи набухающих или гидромеханических пакеров.

Муфты с разрывными портами размещаются в составе компоновки хвостовика в местах для проведения ГРПИ. Открытие портов в муфтах производится с применением специальной компоновки, спускаемой на НКТ, с применением селективных пакеров, чаще пакеров чашечного типа. Разрыв мембран портов осуществляется путем создания давления на них [11].

Изображение компоновки для создания давления на порты приведено на рисунке 13. Схематическое изображение муфты с разрывными портами приведено на рисунке 14.



Рисунок 13 – Компоновка для проведения МГРП с разрывными муфтами BPS



Рисунок 14 – Муфта с разрывными портами

Операции ГРП проводятся в направлении от забоя к устью скважины. С помощью компоновки с пакерами производится изоляция интервала с разрывной муфтой, нагнетание давления для разрыва портов и инициация гидроразрыва. Поле окончания операции компоновка перемещается к следующей муфте и процесс повторяется.

Достоинства разрывных муфт:

- простота конструкции муфт;
- быстрая нормализация забоя;
- относительно короткие сроки освоения скважины.

Недостатки:

- сложность конструкции устройства для разрыва портов;
- возможность преждевременной активации муфт при нарушении герметичности пакеров устройства для создания давления;
- возможность неполного (частичного) разрыва портов;
- стоимость оборудования;

– отсутствие возможности закрытия портов.

Для устранения недостатка, связанного с невозможностью управления муфтами, была создана разработка, совмещающая в себе муфты ВРС и компоненты раздвижных муфт.

Производитель ЗЭРС выпускает муфты ГРПВ–П1 и ГРПВ–П2, которые имеют все те же преимущества, свойственные муфтам ВРС, но также имеют возможность закрытия и открытия муфт после окончания операций ГРП. Достигается это за счет внедрения в конструкцию специального поршня с пазами, который может быть активирован с помощью специального ключа. Схематическое изображение муфты ГРПВ–П1 приведено на рисунке 15.



Рисунок 15 – Схематическое изображение муфты ГРПВ–П2 [42]

Принцип действия муфт ГРПВ–П1 и ГРПВ–П2 заключается в следующем. В компоновку хвостовика спускается устройство для создания давления, разрыва портов и тем самым активации муфт ВРС. После осуществления гидроразрыва муфты остаются в открытом положении. Для управления положением муфты в скважину спускается ключ – инструмент переключающий. Для закрытия портов ключ спускается в требуемый интервал, перед муфтой производится его активация, спуск и зацепление плашками с пазами на специальном поршне, затем ключ поднимается и закрывает порты с помощью поршня. Аналогично поршень может быть сдвинут вниз в случае возникновения необходимости открыть муфту.

Достоинства этого исполнения муфт ВРС заключается в возможности закрытия и повторного открытия муфт, т.е. возможна изоляция обводненных интервалов, проведение повторного ГРП и т.д.

Недостатки данной муфты аналогичны недостаткам стандартной, но за счет более сложной конструкции надежность еще ниже.

МГРП с применением гидropескоструйной перфорации

Технология проведения МГРП с применением гидropескоструйного перфоратора (ГПП) объединяет технологии гидроразрыва и перфорации обсадной колонны в одну операцию. При этом ГРП проводится сразу после проведения перфорации.

При реализации данной технологии могут применяться различные компоновки. Например, с изолирующими пакерами-отсекателями или без них, когда изоляция предыдущего интервала воздействия отсекается другими методами.

Порядок проведения операции гидроразрыва с применением отсекающих пакеров следующий. Компоновка, содержащая ГПП и пакеры-отсекатели спускается в скважину к забою. В интервале, где требуется проведение воздействия, активируется пакер-отсекатель и компоновка опрессовывается. Затем в колонну ГНКТ подается жидкость, содержащая абразивный материал, для проведения перфорации. После окончания перфорации и создания каверны за обсадной колонной проводится операция гидроразрыва с применением этой же компоновки. После завершения операции пакер-отсекатель деактивируется, и компоновка перемещается к следующему вышележащему интервалу, где вышеописанные операции повторяются [12].

Схематическое изображение технологии проведения МГРП при помощи гидropескоструйной перфорации приведено на рисунке 16.

К плюсам данной технологии можно отнести:

- относительно короткие сроки проведения ГРП;
- создание трещины в точно заданном направлении путем привязки и ориентирования перфоратора в обсадной колонне;
- низкий риск осложнений благодаря возможности запуска циркуляции
- в скважине не остаются металлические части от разбуривания посадочных седел и шаров;
- относительно низкая стоимость проведения операций ГРП.



Рисунок 16 – Технология МГРП с применением ГПП

Недостатки:

- данная технология обеспечивает только малообъемные ГРП, что делает ее неприменимой для коллекторов с очень низкой проницаемостью;
- повышенные требования к состоянию обсадной колонны;
- возможные осложнения, связанные с негерметичностью пакера.

Также возможно проведение МГРП с применением ГПП без использования пакеров-отсекателей. Такая технология существует у компании Halliburton и носит название CobraMax. Отличительная особенность данной технологии в том, что изоляция предыдущего интервала воздействия осуществляется путем формирования пропантной пробки от операции предыдущего ГРП.

Принцип действия данной технологии приведен на рисунке 17. Первая стадия включает в себя проведение гидropескоструйной перфорации и инициацию трещины ГРП. После завершения перфорации в скважину подается жидкость гидроразрыва с пропантом и производится операция ГРП. После завершения воздействия компоновка перемещается к следующему интервалу для выхода из слоя пропанта, оставшегося в колонне. Затем производится срезка головы пропантной пачки обратной циркуляцией. После чего компоновка продвигается к следующему интервалу воздействия.

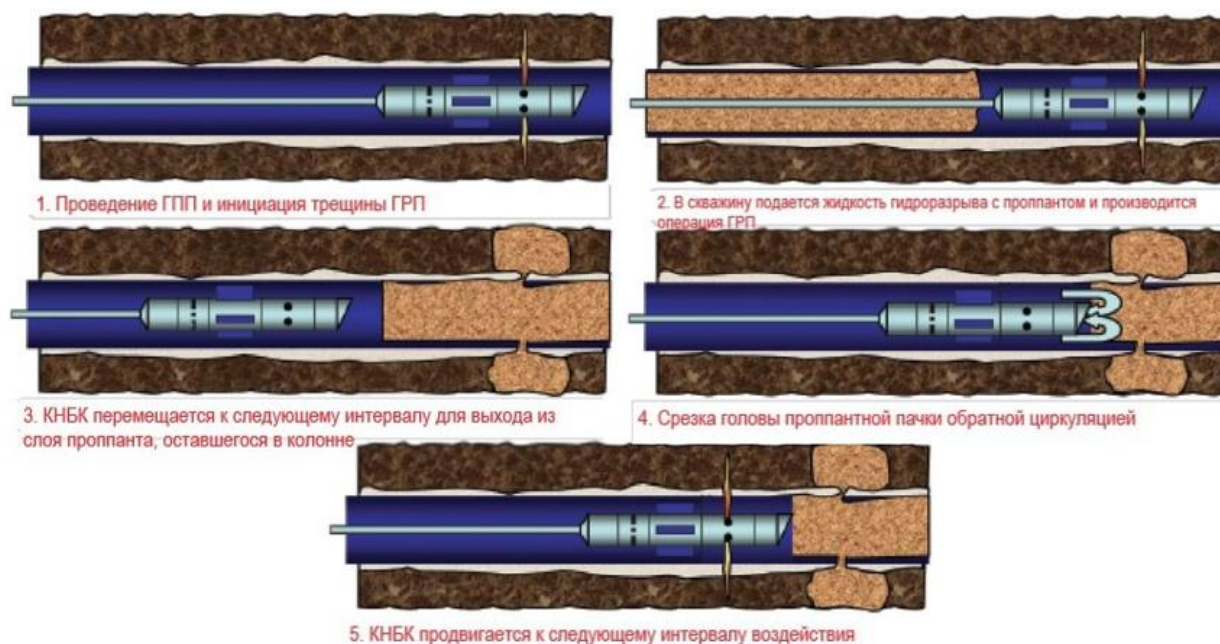


Рисунок 17 –Технология проведения МГРП с применением ГПП
CobraMax

К достоинствам данной технологии относится упрощенная конструкция компоновки для проведения МГРП и отсутствие пакеров, соответственно устранение связанных с ними осложнений.

К недостаткам можно отнести особые требования к применяемому проппанту – на его поверхности должно быть покрытие, обеспечивающее его слипание и формирование плотной упаковки. Также недостатком может быть повышенный риск возникновения прихвата перфоратора в пачке проппанта [12].

4 **ФИНАНСОВЫЙ** **МЕНЕДЖМЕНТ,** **РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

4.1 Обоснование показателей экономической эффективности

Главная задача данных расчетов – финансовое обоснование и экономический анализ мероприятий по гидроразрыву пласта на Приобском нефтегазовом месторождении (ХМАО), выполняющая условия по получению максимального экономического эффекта от перспективувеличения КИН и интенсификации добычи нефти для получения дополнительной прибыли при жестком соблюдении и контроле требований промышленной безопасности, сохранении окружающей среды.

Экономическая целесообразность любых мероприятий на нефтяном фонде может быть рассчитана на основе главных показателей. Этими показателями являются: прибыль, полученная от добычи, реализации и транспортировки дополнительной нефти, полученной в результате мероприятий, к конечному покупателю. Самая объемная получается та часть, которая зависит непосредственно от недропользователя, это подготовительные работы, материалы и организация самого гидроразрыва пласта, затраты на электроэнергию, налоги, отчисляемые государству.

Во время работы над данным проектом мы планируем получить добавочную нефтеотдачу в размере 105 737 тонн в течении трех лет разработки объекта.

Следовательно, задачей данной главы будет рассмотрение экономической целесообразности в реализации данного проекта, включающим в себя мероприятия по гидроразрыву пласта. Главным показателем жизнедеятельности любого предприятия есть извлечения максимальной выгоды. Поэтому нам предстоит рассчитать дисконтированный поток денежной наличности, прибыль от реализации продукции, период окупаемости и тогда мы уже сможем оценить экономическую составляющую предполагаемых мероприятий. Эти характеристики, выраженные численно дадут нам общее понимание об экономической эффективности

предполагаемых мероприятий, позволят увидеть превышение стоимостной оценки полученного эффекта над стоимостной суммой затрат, общая доходность предприятия за вычетом затрат на эксплуатацию, вычислить срок полной окупаемости проекта.

Главными характеристиками по утверждению проекта в работу считаются такие показатели как:

- чистая приведённая стоимость;
- прибыль от реализации;
- выручка от реализации;
- индекс доходности;
- период окупаемости.

Чистая приведённая стоимость (Net present value, NPV) – это сумма дисконтированных значений всех затрат, на текущий момент. Показатель NPV показывает превышение всех материальных затрат к полученной выручке на время оценки проекта. Он характеризует доход, который рассчитывает получить от реализации проекта инвестор, после того, как полученные средства перекроют первоначальные затраты и постоянные издержки в связи с претворением в жизнь проекта. Её также можно расценивать, как выгоду, приобретаемую инвестором.

Индекс доходности (PI) показывает эффективность инвестиции и рассчитывается как отношение чистого дохода инвестора к общему потоку средств, полученных в ходе реализации проекта. При этом если индекс доходности меньше единицы – проект экономически не целесообразен, если превышает единицу, то проект экономически эффективен.

Срок окупаемости (период окупаемости, PP от англ. Pay-Back Period) характеристика, показывающая в течении какого времени проект покрывает все расходы и начнет приносить прибыль. Соответственно, чем меньше этот показатель, тем более эффективен и интересен наш проект с финансовой точки зрения.

4.2 Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта

Таблица 5 Экономические условия расчета

Показатели	Ед.изм.	Значение
Количество операций ГРП	шт.	10
Дополнительная нефтеотдача	тыс.т	105,7
Стоимость одной операции ГРП	тыс.руб.	3567,185
Цена реализации товарной нефти	руб/т	6500
Норма дисконта	%	15
Расчетный период	год	3

Таблица 6 Данные для расчета экономической эффективности

Скважина	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	2015г		2016г.		2017г.				
			Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут	Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут	Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут			
15222	5,4	13,7	12,1	27,3	11,4	26,2	10,3	23,9	5863,9	13162,6	7298,7
15106	3,4	8,4	14,4	30,8	13,4	29,6	12,2	26,2	3742,9	10105,8	6362,9
13074	5,6	14,2	16,9	38,7	15,8	36,5	14,2	33,0	6113,4	14846,8	8733,4
13068	8,1	10,3	17,5	19,4	16,5	18,2	14,8	17,1	8858,2	20024,6	11166,4
41200	3,6	8,5	9,0	19,4	8,4	18,2	7,6	16,0	3992,4	14597,3	10604,9
15444	13,7	35,8	24,7	57,0	23,2	53,6	21,0	49,0	14971,6	33062,3	18090,7
13123	5,7	15,5	21,0	50,1	19,7	46,7	17,8	42,2	6238,2	13599,2	7361,0
15002	26,8	59,2	44,2	86,6	41,6	80,9	37,4	72,9	29319,4	45912,9	16593,5
15007	4,9	16,9	10,5	31,9	9,8	29,6	8,9	27,3	5364,8	12164,5	6799,7
42137	21,0	43,0	39,4	71,8	37,0	67,2	33,4	60,4	22956,8	35682,3	12725,8
Итого:									107421	213158,1	105737

Все подсчеты для мероприятий по гидроразрыву пласта сделаны из нормирования на одну скважину согласно сметы затрат и нормы времени и оплаты.

Для начал нужно вычислить денежный поток от реализации сырья (выручку).

В среднем уровень стоимости на российском рынке составляет 6500 руб. за тонну сырья. Таким образом выручку от реализации сырья можно вычислить, умножив цену за единицу на дополнительно извлеченное сырье в результате мероприятий по гидроразрыву пласта в течении года:

$$V_t = C_{nt} * Q_{nt} \quad (34)$$

где, C_{nt} – цена реализации нефти на внутреннем рынке в t -ом году, руб./т;

Q_{nt} – дополнительная добыча нефти за t –й год.

Используя формулу 4.1 подсчитаем дополнительную выручку за каждый год, полученную в результате выполнения мероприятий по гидроразрыву пласта:

$$V_1 = 40715 * 6500 = 264\,647\,500 \text{ руб. за 2015 год};$$

$$V_2 = 36123 * 6500 = 234\,799\,500 \text{ руб. за 2016 год};$$

$$V_3 = 28930 * 6500 = 188\,045\,000 \text{ руб. за 2017 год};$$

Суммарная выручка с 2015 по 2017 год составит:

$$V_{\text{общая}} = V_1 + V_2 + V_3 = 687\,492\,000 \text{ руб.}$$

Теперь посчитаем затраты, связанные с эксплуатацией объекта во время проведения мероприятий. Они определяются исходя из расходов, которые несет обслуживающая организация по всем пунктам и элементам затрат.

Все виды затрат приведены в таблице 7 согласно нормативным положениям и технологической необходимости.

Таблица 7 Элементы затрат

Элементы затрат	Ед.измерения	значение
Расходы на энергию по извлечению нефти	Тыс.руб./т.	5,3
Расходы по искусственному воздействию на пласт (закачка воды)	Тыс.руб./т.	87,3

Элементы затрат	Ед.измерения	значение
Расходы по сбору и транспортировке нефти и газа	Тыс.руб./т.	11,4
Расходы по технологической подготовке нефти	Тыс.руб./т.	72,3
Обслуживание скважин	Тыс.руб./скв.	305,5
Балансовая стоимость ОПФ	Млнруб.	8,6
Остаточная стоимость ОПФ	Млнруб.	2,9
Средняя норма износа ОПФ	%	7
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования (в т.ч. ПРС)	Тыс.руб./т.	370,4
Цеховые расходы	Тыс.руб./т.	111,8
Общепроизводственные расходы	Тыс.руб./скв.	555,7
Прочие производственные расходы	Тыс.руб./скв.	17,2

Теперь подсчитаем все издержки по годам суммарно:

Теперь необходимо рассчитать капитальные вложения. В рамках нашей задачи не будет учитываться необходимость реконструирования и обновления технологической оснащённости оборудованного на месторождении. В капитальные вложения у нас войдет непосредственно весь расходный материал, требуемый для реализации всех мероприятий в полном объеме, в том числе и наем укомплектованного своим вооружением флот ГРП, в который будет входить: блендер, транспорт для подвоза расклинивающего агента (песок либо проппант), манифольд, лабораторное оборудование, насосно-компрессорные трубы, колонная головка, пакер для многоразового использования, скрепер-перо шаблон, фонтанная арматура.

Обслуживающий персонал для планирования и реализации нужного дизайна гидроразрыва пласта: инженер –технолог, работник лаборатории.

Обслуживающий персонал, занятый непосредственно проведением гидроразрыва в полевых условиях: три оператора блендера, восемь операторов контролирующей работу агрегатов для нагнетания давления, два машиниста подъемного крана, водитель по подвозу расклинивающего агента.

Прайс-лист на оказание данных услуг предоставлен в таблице 8:

Таблица 8 – прайс-лист на оказание услуг и стоимости материалов

Наименование	Необходимое количество	Стоимость, руб.
Услуги инженерного сопровождения		
Стоимость инженерного сопровождения	150 час.	115 000
Оборудование		
Флот ГРП	9	970 000
Пакер	1	85 000
Колонная головка	1	270 000
Трубы НКТ	до 1500 м	330 000
Скрепер-перо шаблон	1	65 000
Материалы		
Жидкость разрыва на нефтяной основе	руб./ м ³	5800
Расклинивающий агент	руб./ т.	54545
Мобилизация и демобилизация		
Мобилизация и демобилизация		532 000

Для проведения одной операции необходимо в среднем 80 тонн пропантанта и 300 м³ жидкости разрыва:

$$C = 150 \cdot 115000 + 9 \cdot 97000 + 85000 + 270000 + 330000 + 65000 + 5800 \cdot 300 + 54545 \cdot 80 + 532000 = 3\,336\,560 \text{ руб.}$$

Таким образом расчетная стоимость операции ГРП будет равняться 3 336 560 руб.

Теперь необходимо посчитать денежный поток, полученный в результате реализации продукции, полученный от мероприятий. Это будет общий доход организации за вычетом расходов, связанных с эксплуатацией объекта и всевозможных отчислений. Необходимо так же произвести дисконтирование доходов первых годов, который производится по формуле 4.2:

$$\Pi_t = \sum_{t=1}^T \frac{B_t - \text{Э}_t - \text{Н}_t}{(1 + E_H)^{t-tp}} \quad (35)$$

где, Π_t – непосредственная прибыль от продажи нефти;

T - период, во время которого мы будем реализовывать наш проект; B_t – выручка от продажи нефти;

Э_t - эксплуатационные затраты с амортизацией; Н_t - сумма налогов;

E_H – норматив дисконтирования, доли ед.;

t, tp – соответственно текущий и расчетный год.

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

$Z_{\text{эсп.}} = Z_{\text{тек+н}} + \text{Аскв.}$

$Z_{\text{эсп}} = 91\,325\,535$ руб. за 2015 год;

$Z_{\text{эсп}} = 81\,432\,950$ руб. за 2016 год;

$Z_{\text{эсп}} = 65\,944\,223$ руб. за 2017 год.

Итого за 3 года расчётного периода – 238 702 708 руб..

Валовая прибыль от реализации на каждый год расчётного периода: $\Pi_t = B_t - (Z_{\text{эсп}} + \text{Нндс} + \text{Накц} + \text{Ним})$

$\Pi_1 = 111\,862\,073$ руб. за 2015 год;

$\Pi_2 = 98\,841\,733$ рубля за 2016 год;

$\Pi_3 = 78\,435\,642$ рубля за 2017 год.

Итого за 3 года расчётного периода – 289 139 449 руб. Налог на прибыль на каждый год расчётного периода:

$\text{Нпр.} = 111\,862\,073 \cdot 24\% = 26\,846\,897$ руб., за 2015г.

$\text{Нпр.} = 98\,841\,733 \cdot 24\% = 23\,722\,016$ руб., за 2016г.

$\text{Нпр.} = 78\,435\,642 \cdot 24\% = 18\,824\,554$ руб., за 2017г.

Итого за 3 года расчётного периода – 69 393 468 руб.. Прибыль предприятия на каждый год расчётного периода: $\Pi_{\text{пр.}} = \Pi_t - \text{Нпр}$

$\Pi_{\text{пр.}} = 85\,015\,175$ руб. за 2015год;

$\Pi_{\text{пр.}} = 75\,119\,718$ руб. за 2016год;

$\Pi_{\text{пр.}} = 59\,611\,088$ руб. за 2017 год.

Итого за 3 года расчётного периода – 219 745 981 руб. Дисконтированная прибыль на каждый год расчётного периода:

Ппр.диск. = 73 926 239 руб. за 2015 год;

Ппр.диск. = 65 321 494 руб. за 2016 год;

Ппр.диск. = 51 835 729 руб. за 2017 год.

Итого за 3 года расчётного периода – 191 083 461 руб.

4.3. Расчет экономических показателей проекта

Поток денежной наличности

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

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + E_H)^{t-tp}} \quad (36)$$

где, NPV - дисконтированный поток денежной наличности; Π_t - прибыль от реализации в t-м году;

A_t – амортизационные отчисления в t-м году;

K_t - капитальные вложения в разработку месторождения в t-м году;

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

NPV1 = 53 735 968 руб. за 2015 год;

NPV2 = 46 242 455 руб. за 2016 год;

NPV3 = 34 505 324 руб. за 2017 год.

Итого NPV за 3 года расчётного периода – 134 483 747 руб..

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

Индекс доходности

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

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (\Pi_t + A_t) \div (1 + E_H)^{t-tp}}{\sum_{t=1}^1 K_t \div (1 + E_H)^{t-tp}} \quad (37)$$

Определим индекс доходности (PI) :

$$PI = \frac{\frac{63872921}{1,15}}{\frac{35671850}{1,15}} = 1,8$$

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

Период окупаемости вложенных средств

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

$$\sum_{t=1}^{\text{Пок}} \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + E_H)^{t-tp}} \quad (38)$$

где, Пок - период возврата вложенных средств, годы. Определим прибыль предприятия в месяц:

$$\text{Пср} = 219\,745\,981 / 36 = 6\,104\,055 \text{ руб./мес.}$$

Определим период окупаемости проведенного ГРП: $\text{Пок} = 35\,671\,850 / 6\,104\,055 = 5,8 \text{ мес.} = 0,5 \text{ года.}$

Срок окупаемости по проектируемому варианту составит 0,5 года, 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 ущемляющих экономических обстоятельствах проведение мероприятия окупается в течение полугода. За рассматриваемый период предприятие получило прибыль от дополнительной добычи нефти в размере 219,745млн руб. Экономическая оценка проведения ГРП на 10 скважинах Приобского месторождения, приведена в таблице 9.

Таблица 9 Экономическая оценка эффективности проекта

Показатели	2015г.	2016г.	2009г.
Прирост добычи нефти, тыс.т	40,7	36,1	28,9
Прирост выручки от реализации,млнруб.	264,6	234,8	188,0
Эксплуатационные затраты, млнруб.	91,3	81,4	65,9
Сумма налогов и платежей, млнруб.	115,3	102,2	81,7
Прибыль предприятия, млнруб.	85,0	75,1	59,6
Поток денежной наличности (NPV),млнруб	53,7	46,2	34,5
Индекс доходности (PI), доли ед	1,8		
Срок окупаемости, год	0,5		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Гидравлический разрыв пласта является одним из самых популярных методов увеличения нефтеотдачи, применяемых на месторождении. Он позволяет существенно увеличить добычу нефти, а также вовлечь в разработку изолированные пропластки. При этом процедура проведения мероприятия достаточно сложная с технологической точки зрения, что требует повышенного внимания к технике безопасности.

Для Приобского нефтегазового месторождения (ХМАО) важно обеспечивать безопасность сотрудников. Забота о жизни и здоровье своих работников является приоритетным направлением для компании. Все это требует внимательного изучения проектной литературы, составления свода правил по технике безопасности, обеспечение своих сотрудников необходимым инвентарем.

5.1 Правовые и организационные вопросы

Рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов. Т.к. контроль за бесперебойной работой оборудования необходимо проводить ежесекундно, работы организуются в две смены. Женщины, подростки и сотрудники, не имеющие соответствующего доступа, к работе не допускаются. Каждый работник должен получить два комплекта спецодежды, что обязательно. Оператору допускается исправлять мелкие неполадки, однако при серьезных поломках его главной обязанностью является уведомление лиц вышестоящих, т.е. ст. инженера или его заместителя.

Работы на нефтегазопромыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для оных 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.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз

трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство должно спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся в следствие продолжительного мускульного напряжения.

Запуск технологических установок и начала операции по закачке жидкостей в скважину начинается только после удаления от опасной зоны всех рабочих, не связанных с непосредственной работой у агрегатов. Остатки жидкостей из емкостей и автоцистерн сливаются в специально подготовленные емкости или в канализацию.

5.2 Производственная безопасность

Проведен анализ вредных и опасных факторов, которым подвергается человек во время проведения гидравлического разрыва пласта – таблица 10.

Таблица 10 – Вредные и опасные факторы при проведении гидравлического разрыва пласта

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Гидравлический разрыв пласта.	1.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе. 2.Повышенный уровень вибрации. 3.Повышенный уровень электромагнитных излучений.	1.Движущиеся машины и механизмы. 2.Подвижные части производственного оборудования. 3.Уровень воздействия Вредных химических веществ. 4.Повышенная напряженность электрического поля.	1. МР 2.2.7.2129-06. 2. СанПиН 2.2.4.3359-16. 3. СанПиН 2.2.4.1191-03. 4. ГН 2.2.5.2308 – 07. 5. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. 6. ГОСТ Р 22.3.03-94 7. ГОСТ 12.2.049-80. 8. ГОСТ Р ИСО 6385-2007. 9. ГОСТ 12.1.012-90.

Анализ показателей шума и вибрации

В непосредственной близости от места проведения ГРП находится насосный агрегат, который создает уровень звука, не превышающий допустимый (max 80 ДБА). При осуществлении гидравлического разрыва пласта создаются определенные вибрации, в зависимости от скорости подачи жидкости. Согласно ГОСТ 12.1.003-2014[9] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации при работе в непосредственной близости от места проведения ГРП составляет менее 101 дБ, что превышает норму.

Основные методы борьбы с вибрацией:

- виброизоляция (резинометаллические упоры, поронитовые прокладки, обрешиненные втулки);
- соблюдение режима труда и отдыха;
- виброгашение (применение муфт из эластичных материалов, установка на виброгасящее основание). [26]

Таблица 11 – Предельно допустимый уровень вибрации

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Предельно допустимые значения виброускорения							
	м/с²				дБ			
	в 1/3 октаве		в 1/1 октаве		в 1/3 октаве		в 1/1 октаве	
	<i>Z_o</i>	<i>X_o, Y_o</i>	<i>Z_o</i>	<i>X_o, Y_o</i>	<i>Z_o</i>	<i>X_o, Y_o</i>	<i>Z_o</i>	<i>X_o, Y_o</i>
0,8	0,70	0,22			117	107		
1,0	0,63	0,22	1,10	0,40	116	107	121	112
1,25	0,56	0,22			115	107		
1,6	0,50	0,22			114	107		
2,0	0,45	0,22	0,79	0,45	113	107	118	113
2,5	0,40	0,28			112	109		
3,15	0,35	0,35			111	111		
4,0	0,32	0,45	0,56	0,79	110	113	115	118
5,0	0,32	0,56			110	115		
6,3	0,32	0,70			110	117		

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Предельно допустимые значения виброускорения							
	м/с ²				дБ			
	в 1/3 октаве		в 1/1 октаве		в 1/3 октаве		в 1/1 октаве	
	Z _o	X _o , Y _o	Z _o	X _o , Y _o	Z _o	X _o , Y _o	Z _o	X _o , Y _o
8,0	0,32	0,89	0,63	1,60	110	119	116	124
10,0	0,40	1,10			112	121		
12,5	0,50	1,40			114	123		
16,0	0,63	1,80	1,10	3,20	116	125	121	130
20,0	0,79	2,20			118	127		
25,0	1,00	2,80			120	129		
31,5	1,30	3,50	2,20	6,30	122	131	127	136
40,0	1,60	4,50			124	133		
50,0	2,00	5,60			126	135		
63,0	2,50	7,00	4,50	13,00	128	137	133	142
80,0	3,20	8,90			130	139		

Анализ показателей микроклимата

На месторождении регулярно приходится проводить работы на открытом воздухе. Все это оказывает вредное воздействие на организм человека – переохлаждение может стать причиной ухудшения состояния здоровья человека. В следствии этого надо уделять внимание времени работы на открытом воздухе – таблицы 13.

Таблица 12 Допустимая продолжительность (ч) однократного за рабочую смену пребывания на открытой территории в условиях крайнего севера в зависимости от температуры воздуха и уровня энергозатрат*

Температура воздуха, °С	Энергозатраты, Вт/м ² (категория работ)		
	88 (Iб)	113 (IIа)	145 (IIб)
-10	охлаждение через 1,7	охлаждение через 4,6	охлаждение поверхности тела отсутствует

Температура воздуха, °С	Энерготраты, Вт/м ² (категория работ)		
	88 (Iб)	113 (IIа)	145 (IIб)
-15	1,2	2,2	-"
-20	0,9	1,5	охлаждение через 5,5
-25	0,8	1,1	2,4
-30	0,7	0,9	1,6
-35	0,6	0,7	1,1
-40	0,5	0,6	0,9

* Учтена наиболее вероятная скорость ветра (3,6 м/с).

Помимо этого, требуется обеспечивать сотрудника специальной формой (рукавицы, обувь, головные уборы, которые имеют высокие теплозащитные свойства, воздухо непроницаемости, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость), местами для отдыха, а также иметь поблизости врачебный персонал, способной оказать первую медицинскую помощь.

Анализ освещенности рабочей зоны

Оператор по гидроразрыву пласта ежемесячно большую часть работы перемещается по территории производственных объектов, совершая многократные подъемы на находящиеся на высоте площадки. В связи с этим в цехах применяется освещение территории и отдельных рабочих мест посредством прожекторов. С целью создания достаточного уровня освещенности и безопасных условий труда установлена норма освещенности нефтегазовых объектов. Рекомендованные типы прожекторов представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Рекомендуемые типы прожекторов для освещения предприятий нефтяной промышленности

Прожектор	Лампа	Максимальная сила света, ккд
ПЗС-45	Г220-1000	130
	ДРЛ-700	30
ПЭС-35	Г220-500	50

Анализ электробезопасности

Опасность поражения электрическим током существует при работе со станцией управления насосом.

Механизм поражения человека электрическим током чрезвычайно сложен и сопровождается термическим, электролитическим и биологическим воздействиями. При этом возможны необратимые нарушения функциональной деятельности жизненно важных органов человека.

При термическом действии тока возможны ожоги отдельных частей тела, нагрев до высокой температуры кровеносных сосудов, нервов, сердца, мозга и других органов, что может вызывать в них серьезные функциональные расстройства, вплоть до необратимых.

На металлических частях оборудования, которые могут оказаться под напряжением, должны быть конструктивно предусмотрены видимые элементы для соединения защитного заземления. Рядом с этим элементом изображается символ «Заземление». 49 Для обеспечения безопасности людей металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и приводное оборудование должны быть заземлены и занулены в соответствии с требованиями ПУЭ.

Для определения технического состояния заземляющего устройства должны производиться:

- внешний осмотр видимой части заземляющего устройства;
- осмотр с проверкой цепи между заземлителем и заземляемым элементом, а также проверка пробивных предохранителей трансформаторов;
- измерение сопротивления заземляющего устройства (с составлением акта);
- проверка цепи «фаза-ноль»;
- проверка надежности соединений естественных заземлителей;
- выборочное вскрытие грунта для осмотра элементов заземляющего устройства, находящегося в земле.

Показатели пожаро- и взрывоопасности:

- температура вспышки нефти – 28 0С;
- температура самовоспламенения нефтяного газа – 450 0С.

Проходное отверстие для силового кабеля в планшайбе должно иметь герметичное уплотнение. Силовой кабель от станции управления к устью скважины укладывается на специальных стойках-опорах, прогиб кабеля не должен превышать 50 см. Фланцевые соединения фонтанной арматуры должны быть герметичны. Броня кабеля заземляется с одной стороны шпилькой за нижний фланец колонной головки, с другой – за станцию управления.

Двери станции управления и смотровые окна трансформатора должны быть закрыты. Площадка СУ оборудуется перилами и лестницами. Монтаж и демонтаж, осмотр и ремонт наземного электрооборудования, а также его наладку проводит только электротехнический персонал. Площадка СУ должна быть заземлена.

Аварийный режим работы электроустановок на нефтегазодобывающих предприятиях не допускается. 50

Поражение человека электрическим током может произойти в следующих случаях:

- при прикосновении человеком, неизолированного от земли, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпусе;
- при однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежат занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил или заземляющий провод диаметром 16 см². [18]

Корпуса и все открытые проводящие части применяемого электрооборудования должны быть защищены от косвенного прикосновения

и т.д. в соответствии с требованиями ПУЭ (пункт 1.7.51) путем заземления с помощью заземлителей.

Для защиты персонала от поражения электрическим током при косвенном прикосновении в соответствии с требованиями ПУЭ (пункт 1.7.59) электрооборудование должно оборудовано устройством защитного отключения (УЗО).

С целью предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током, широко используются СИЗ, плакаты и знаки безопасности.

Мероприятия по созданию безопасных условий:

- инструктаж персонала;
- аттестация оборудования;
- соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.

Анализ пожарной безопасности

Источником пожара на нефтяных кустах может быть: электрическое оборудование, которое работает неправильно и вследствие нагрева происходит воспламенение; неправильное отношение к продуктам отходов (бутылкам и окуркам); искры от сварки и т.д. Взорваться в свою очередь может баллон с газом или кислородом, канистра с горючим материалом и т.д.

Последствия взаимодействия открытого огня и человека приводит к ожогам различных степеней у последнего, не исключение и летальный исход. Взрыв же для человека опасен, если он находится в эпицентре, но взрыв, как правило, сопровождается пожаром, поэтому опасность нельзя недооценивать.

При обеспечении пожарной безопасности следует руководствоваться «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности ФЗ №123» от 2008 года, РД-13.220.00-КТН-367-06 и другим утвержденным в установленном порядке федеральным законом «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности (с изменениями на 27 декабря 2018 года)» [16].

Кусты скважин, где производятся работы, должно 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.

Допуск работников к проведению работ должен осуществляться после прохождения ими противопожарного инструктажа. Если происходит изменение специфики работ, то нужно провести внеочередной инструктаж.

Вся передвижная техника в зоне проведения работ должна быть обеспечена искрогасителями заводского изготовления.

Машины, компрессоры, опрессовщики, задействованные в производстве подготовительных и огневых работ, должны оснащаться не менее чем двумя огнетушителями ОУ-10, ОП-10. 52

Тушение пожара производится специальными средствами пожаротушения: огнетушители, стволы с водой, сухой песок. Для постоянного контроля, на пожароопасных работах дежурит пожарный экипаж. Для предотвращения небольшого очага возгорания подойдут подручные средства: одеяла, вода.

5.3 Экологическая безопасность

Процесс проведения гидравлического разрыва пласта может оказать негативную роль на экологическую безопасность нашей земли. Наибольшую угрозу представляют аварии, которые возникают при проведении гидравлического разрыва пласта и могут привести к загрязнению окружающей среды.

Литосфера

При разработке месторождения (бурения скважин, добычи, проведения гидроразрыва пласта) возможны выбросы пластовой жидкости на поверхность.

В целях рационального использования недр и их охраны от негативного воздействия предусматривается:

- использование при строительстве новых скважин малотоксичных химреагентов IV класса опасности;
- изоляция водоносных и нефтегазоносных пластов цементированием заколонного пространства;
- закачка в продуктивные нефтяные пласты минерализованной воды взамен изымаемой из пласта нефти;
- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных пластов;
- сбор и обезвреживание отходов буровых работ;
- осуществление консервации или ликвидации скважин по индивидуальному плану, согласованному с местными органами Госгортехнадзора и военизированным отрядом по предупреждению и ликвидации открытых фонтанов.

Гидросфера

Благодаря немногочисленности скважин на кустовых площадках и равномерности распределения по месторождению объектов обустройства влияние возможного поступления токсичных веществ в гидросферу будет носить локальный характер.

С целью минимизации воздействия и предохранения подземных вод от загрязнения предусмотрено концентрированное размещение скважин в кустовом основании, что позволяет сократить площадные размеры техногенного вторжения и сосредоточить проведение комплекса природоохранных мероприятий и регламентных работ на участках, доступных для эффективного контроля.

Для обеспечения артезианской водой технологических потребностей строительства эксплуатационных скважин на каждой планируемой кустовой площадке предусматривается бурение по одной артскважине глубиной 170 м. Артезианские воды приурочены к водоносному горизонту разнотерных

песков атлымской и новомихайловской свит, залегающих в интервале глубин 150-165м, защищенных от загрязнения с поверхности глинистыми толщами. Воды пресные, по химическому составу гидрокарбонатные, кальциево-магнйвыес содержанием железа до 5.8 мг/л..

В целях исключения загрязнения водоносного горизонта пресных вод при бурении разведочно-эксплуатационных артскважин в качестве промывочной жидкости используется буровой раствор с применением глиняного порошка. Участок вокруг устья скважины размером 1.0 x 1.0 x 0.1 м бетонируется. С целью предупреждения загрязнения подземных вод вокруг артскважин организуется зона санитарной охраны (ЗСО).

Атмосфера

При проведении операций возможен выброс опасных (токсичных) веществ в атмосферу. Нужно тщательно проверять все оборудование, чтобы предотвратить возможные утечки. Работающий персонал должен четко знать правила труда на предприятии.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Площадка куста скважин относится к категории опасных производственных объектов. Технологические сооружения площадки куста скважин являются взрыво-пожароопасными: в аварийной ситуации возможна разгерметизация оборудования и трубопроводов с неконтролируемым выходом нефти и нефтяного газа в помещение замерной установки и на территорию площадки с последующим воспламенением и взрывом. Причинами аварии могут быть неполадки оборудования, ошибочные действия персонала, отступления от норм технологического регламента, внешние воздействия природного и техногенного характера.

Практика показывает, что наиболее вероятным является полное разрушение оборудования и трубопроводов, чем образование локальных повреждений. Поэтому для оценки воздействия объекта в случае аварийной

ситуации рассматриваются сценарии аварий с максимальным выбросом опасных веществ (нефть, газ).

Негативное действие на окружающую среду в случае аварийной ситуации может проявиться в загрязнении атмосферного воздуха продуктами сгорания углеводородных газов, термическим воздействием.

Последствия аварий на человека выражаются в потере трудоспособности, здоровья.

Анализ работы аналогичных объектов в нормальном режиме и анализ чрезвычайных ситуаций, возникающих на них, показывает, что для кустовой площадки скважин наиболее вероятны следующего характера аварии:

- взрыв парогазовой смеси при разгерметизации сепарационной емкости в ЗУ;
- разгерметизация выкидного трубопровода, приводящая к авариям по нескольким сценариям - ранний взрыв выделившегося газа из трубопровода, поздний взрыв с участием паров разлитой нефти, пожар пролива;
- взрыв парогазовой смеси при разгерметизации подземной емкости.

При проведении гидравлического разрыва пласта наибольшую опасность представляет потеря контроля за закачкой жидкости разрыва, а также работа с взрывоопасным флюидом.

Порядок действия в случае ЧС

В первую очередь нужно удалиться на максимальное расстояние от предмета опасности. После этого следует сообщить о произошедшем ответственным людям, назвав им свои контактные данные.

Далее надо убедиться в сохранности окружающих, оказать всем, кому требуется первую помощь.

5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов. Т.к. контроль за бесперебойной работой оборудования нужно проводить ежесекундно, работы организуются в две смены. Женщины, подростки и сотрудники, не имеющие соответствующего доступа, к работе недопускаются. Каждый работник должен получить два комплекта спецодежды, что обязательно. Оператору допускается исправлять мелкие неполадки, однако при серьезных поломках его главной обязанностью является уведомление лиц вышестоящих, т.е. ст. инженера или его заместителя.

Работы на нефтегазопромыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для оных 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 должно входить различные защитные средства, и она должна обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора. Рабочая область должно соответствовать требованиям [18], которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях.

Рабочее пространство и рабочее место должно проектироваться в соответствии с [19]. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей нужно иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство

должно спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся в следствие продолжительного мускульного напряжения.

5.6 Выводы по разделу

В данной главе разобраны требования промышленной безопасности при проведении гидроразрыва пласта, был проведён анализ основных опасных и вредных факторов, основных причин ухудшения экологии при работах в скважине и рассмотрены мероприятия, способствующие снижению влияния на окружающую среду. Приведены меры по ликвидации влияния опасных и вредных факторов и по предотвращению чрезвычайных случаев.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был проведён анализ эффективности геолого-технических мероприятий для Приобского нефтяного месторождений.

Анализ показал, что текущее состояние месторождения не позволяет достичь утвержденных коэффициентов извлечения нефти.

Чтобы решить поставленную задачу, при разработке месторождения потребуется как разработка новых методов воздействия на пласт, так и разработка и повышение эффективности геолого-технических мероприятий по регулированию технологического процесса освоения эксплуатационных скважин.

Благодаря увеличению объема ГРП на низкопродуктивных пластах, происходит постепенное выравнивание темпов отбора. На Приобском месторождении обводненность после ГРП снижается с 68% до 58%, что связано вовлечением ранее недренируемых пропластков, продолжительность эффекта составила 36 месяцев.. Для эффективной выработки необходима дальнейшая интенсификация добычи с пластов АС₁₀, АС₁₂ (ввиду более низкой проницаемости относительно АС₁₁) центральной части и краевых низкопродуктивных зон.

Эти процессы включают регулярные работы на скважине с целью изменения режима ее работы, снижения фильтрационного сопротивления призабойной зоны скважины, ограничения количества поступающей в скважину воды и т.д.

Определять ГТМ целесообразно на основе анализа разработки нефтяных месторождений, сравнивая фактический уровень разработки с плановым (проектным) состоянием во времени, изучая изменяющиеся геологические и пластовые условия, влияющие на процесс разработки, и прогнозируя несколько вариантов технико-экономических показателей.

Состояние Приобского нефтяного месторождения оценивается как неудовлетворительное в связи с низким значением коэффициента извлечения нефти для пласта АС₁₂.

1. На основании геолого-промысловой характеристики месторождения выбран пласт АС₁₂ для проведения ГТМ

2. Анализ ГТМ показал, что наиболее эффективным ГТМ является МГРП, доля которого составляет 40% из всего объема ГТМ.

3. Предложено проведение ГРП со строительством горизонтальных скважин на продуктивном пласте АС₁₂

4. Доказана эффективность проведения ГРП на продуктивном пласте БВ8 технико-экономическими расчетами и составлен прогноз основных технологических параметров работы в режиме добычи в течении года.

- Суммарная накопленная добыча нефти составит 31080 тыс. тонн за период проведения ГРП;

- Чистая прибыль от реализации данной технологии составит 219,745 млн руб. при стоимости операций ГРП около 14,203 млн руб.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА

№	Наименование работы, ее вид	Характер работы	Выходные данные	Объем, стр.	Соавторы
Прочие публикации: 1					
1.	Анализ эффективности геолого-технических мероприятий на месторождениях Республики Татарстан (на примере АО "Булгарнефть")	Печатный	Уфимцев Г. Н. Анализ эффективности геолого-технических мероприятий на месторождениях Республики Татарстан (на примере АО "Булгарнефть") / Г. Н. Уфимцев, А. А. Арестов ; науч. рук. И. В. Шарф // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2020. — Т. 2. — [С. 628-629].	2	Арестов А.А.

Список используемых источников

1. Альтемиров, Д. В. Характеристика Приобского нефтяного месторождения / Д. В. Альтемиров. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. – 2017. – № 3 (137). – С. 204-207.
2. Афанасьев И., Усманов Т., Муллагалин И., Абабков К. и др. Анализ влияния ГРП на нефтеотдачу пластов месторождений ОАО «Юганскнефтегаз»// НТЖ Технологии ТЭК. 2005. № 5 (24). С. 48-55.
3. Васильев Владимир Андреевич, Верисокин Александр Евгеньевич Гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – №6.
4. Викторин В.Д., Лыков Н.А. Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам. М.: Недра, 1980. - 202 с.
5. Габриэляц Г.А. «Геология нефтяных и газовых месторождений». М.:Недра, 1984 г.
6. Гидрогеология СССР том 16. Западно-Сибирская равнина. М.: Недра,1970. 368 с.
7. Говзич А.Н., Билинчук А.В., Файзуллин И.Г. Опыт проведения многостадийных ГРП в горизонтальных скважинах ОАО "Газпром нефть" // Нефтяное хозяйство. 2012. №12. 59 – 61 с.
8. Иламанов И.А. Нефтеносность Приобского нефтяного месторождения. // Международный научный журнал «Символ науки» №12-3/2016.
9. Коршак А. А., Шамазов А. М. Основы нефтегазового дела. – М.: 2007 г.
10. Мирзаджанзаде А. Х., Кузнецов О. Л., Басниев К. С., Алиев З. С. Основы технологии добычи газа. М.: Недра, 2003. 880 с
11. Многостадийный гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах в комплексе с микросейсмическим мониторингом и кросс-дипольным акустическим каротажем / И.Г. Казбулатов, А.В. Рубцова, Р.Р. Юнусов, Н.А. Веремко и др. // Нефтяное хозяйство. 2014. №09. 93 с.

12. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа. М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. 296 с
13. Паникаровский В.В., Паникаровский Е.В., Шуплецов В.А., Клещенко И.И. Состав для обработки призабойной зоны пласта // Патент России № 2276724. Оpubл. 20.05.2006. – Бюл. №14.
14. Паникаровский Е.В., Паникаровский В.В., Клещенко И.И. Перспективы использования физико-химических методов для увеличения продуктивности скважин // Нефтепромысловое дело. – 2006. – №3. – С. 20–25.
15. Паршукова Л.А., Леонтьев Д.С. Ремонт скважин с использованием установки «Непрерывная труба» : учебное пособие / Л. А. Паршукова, Д.С. Леонтьев – Тюмень :ТюмГНГУ, 2015. – 143 с
16. Р.Х. Муслимов , М.Х. Салахов, Горизонтальные скважины и ГРП в повышении эффективности разработки нефтяных месторождений: Материалы научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «Слово», 2017. – 320 с
17. ГОСТ Р 51761-2013. Пропанты алюмосиликатные. Технические условия (с Поправкой).
18. ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
19. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
20. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
21. ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения.
22. ВСН 34-82 Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности.
23. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
24. ГОСТ Р 52630-2012 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия.

25. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

26. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

27. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ Средства защиты работающих. Классификация.

28. ГОСТ 12.2.049-80 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования».

29. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения.

Приложение А
(справочное)

OPTIMISING MULTI-STAGE FRACTURING TECHNOLOGY IN THE X
FIELD

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Уфимцев Георгий Николаевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Болсуновская Людмила Михайловна	К.ф.н.		

MORP AND OTHER FLOW ENHANCEMENT METHODS

In order to increase the total volume of oil recovery from the reservoir as much as possible, to improve the quality of the raw material and to optimize the operation, measures are being planned and implemented with the aim of improving the flow rate. The main task here is to prevent worsening of bottomhole zone capacity and filtration properties, as well as to improve them. This is achieved mostly by retarding water encroachment of oil well production, as well as reducing fluid viscosity and improving permeability of reservoir rock; the latter parameter is maintained and even improved by means of artificial broadening of inflow channels and increase of fracturing, among other activities, which reduce any type of deposits on pores and fracture walls, such as paraffin and slime.

All permeability improvement activities can be divided into three big groups

- physical;
- chemical;
- thermal.

The choice of method is influenced by specific reservoir parameters, and it often happens that these methods are used in various combinations to ensure the most effective result.

Chemical methods are effective in low permeability carbonate reservoirs, such as cemented sandstones with carbonate elements in their composition.

Physical stimulation methods contribute to the elimination of residual water and fine suspended solids from the bottomhole zone; these factors have a direct effect on improving permeability characteristics.

Among the most commonly used chemical permeability improvement methods, hydrochloric acid and clay acid well treatments are the most common.

The first of these methods is based on hydrochloric acid's ability to dissolve carbonates as it penetrates deep into the reservoir; this provides a fairly widespread network of enlarged channels around the wellbore, thereby increasing formation permeability and well performance.

As for the second method, it is most effective for sandy reservoirs with clay cement; in this case a mixture of hydrochloric acid and hydrofluoric acid is used. When clay acid treatment is used, the acid agent partially dissolves the silica sand and completely dissolves the clay interlayers; the clay loses its swelling and plasticity properties, and the aqueous clay solutions lose their colloidal properties.

Solvent treatments such as broad fractions of light hydrocarbons and acetone are used to eliminate asphaltene-resin-paraffin deposits and to dry the bottomhole zone.

Physical methods of treatment include the following

- vibration effects; - acoustic effects; - solvents such as the light hydrocarbon fraction and acetone;
- impact of an acoustic nature;
- Shooting of old gaps in combination with additional perforation.

Ways to enhance oil recovery and increase flow to the well bottomhole

By now the most part of oilfields being developed by the Oil and Gas Production Administration are in the late stages of development; as a result, they are considerably watered out and the oil deposits in them are largely depleted. At prolonged well operation the bottom-hole zone gradually loses the reservoir characteristics, ARPD appear, the salts solution penetrates into the formation during killing the well, etc. So, oil reserves in such oil zones are referred to the category of hard-to-recover reserves.

Therefore, oil reserves in such IDPs relate to the category of hard-to-recover reserves. Many other deposits with water-oil zones, low permeability reservoirs, etc., belong to the same category; in the course of well operation such problems as significant gas factor, low injectivity, significant level of water encroachment appear in such zones, which, in general, negatively affects the efficiency of well operation.

Increasing the level of oil development efficiency is therefore very important as a prerequisite for achieving the oil production targets; to this end, a number of measures are being implemented at the MR to increase the level of oil well productivity.

The currently available EOR methods fall into the following categories:

- physical-chemical;
- hydrodynamic;
- microbiological, thermal, etc.

Physico-chemical and hydrodynamic methods are the most actively used in the oil and gas production department, which should be discussed in more detail.

The hydrodynamic methods include the following:

- Flooding of focal and barrier type;
- increased fluid withdrawal;
- Injection of non-drainable reserves into the development process;
- Waterflooding of non-steady-state nature.

Physical and chemical methods of oil recovery enhancement.

These methods are one of the most promising areas of oil field development; more than six dozen different technologies have been developed and put into operation by industry research institutions in this area.

One such technique is hydraulic fracturing, or hydrofracturing, which is appropriate for low-permeability reservoirs and increases oil recovery by, among other things, providing a deep impact on the bottomhole zone through the formation of a deep penetration fracture system, which greatly expands the area drained by the well and increases well productivity accordingly. The efficiency of this method reaches 85% and the effect lasts up to five years.

Among the physico-chemical methods, the polymer flooding method has a special place. The polymer application range is considerably widened due to polymer compositions of polymers in combination with different types of reagents. In this case the main role of polymers is to level a pay formation with inhomogeneous characteristics and also to expand the coverage of the waterflood.

The application of polymers implies the following techniques:

- injection of a skimmer on reservoirs in the early stages of development, with inhomogeneous permeability characteristics and high viscosity oil fluids;

- injecting in later stages of development the combined effect of gel-forming polymer compositions and reinforcing agents such as acid, alkali, etc;
- Equalizing injectivity profile of formations through impact of VUS or viscoelastic compositions;
- application of polymer flooding of cyclic type, i.e. application of cross-linked polyacrylamide solution containing non-ionic surfactant
- application of cyclic type waterflood to a pay formation using a polymer containing surfactant
- Waterflooding a reservoir with polymers and alkali
- ensuring formation stimulation by means of carbon dioxide injection. The method involving application of viscoelastic compositions is characterized by particularly high efficiency when used in heterogeneous formations with low hydrodynamic bonds; the permeability of the formation is smoothed out, thereby increasing its coverage with the polymer compositions, while the oil watering rate at the same time

at the same time, the oil flooding rate is reduced.

In the later stages of development, it is very important to limit the inflow of injected and produced water; for this purpose, various repair and insulation methods are used, the effect of which is not only to reduce the watercut of the formation, but also to increase its coverage in the process of extraction. The most frequently used method is isolation of watered seams with cement or elimination of water circulation behind the casing. If individual interlayers with high permeability values, which are practically not separated by clay interlayers from non-watered interlayers, cause water ingress, a selective or selective isolation method is used, the variants of which are: application of silicone compounds, or polymer and fibre filled dispersion systems, or so called liquid glass, i.e. sodium silicate.

As part of the increasing use of environmentally friendly techniques for enhanced oil recovery, microbiological methods of action are being widely used at the current stage of technological development. Microorganisms, unlike chemical agents, which lose their activity when diluted with formation water, are able to

multiply independently and, accordingly, increase the intensity of influence in accordance with the dynamics of environmental conditions.

The most technologically advanced and optimal methods for enhanced oil recovery include thermal techniques, which involve applying heat to the reservoir, thereby improving oil recovery by reducing the viscosity of the oil fluid. These methods are classified as follows:

- methods using in-situ combustion;
- Methods which use the injection of hot water and its aggregate forms into the reservoir.

Enhanced oil recovery methods

Treating the bottom-hole area with acids

The acid is used to treat carbonates which form the oil-bearing formation and contribute to its permeability.

In practice this method involves running coiled tubing to perforation depth, providing constant hydrocirculation, and then injecting an estimated volume of acid into the wellbore through the tubing and driving it deep into the reservoir. When pumping the acid solution and its transportation deep into the reservoir, it is necessary to ensure closure of the outlet valve on the lift pipe column, thus transporting the agent into the reservoir column through the perforation holes.

The above processes are carried out when maximum volumes of fluid are supplied; at the same time, the pressure required for formation fracturing must not be exceeded in the perforation area. After the well has been pressurized for a period of time to allow the acid to react with the reservoir, the flush valve is opened and the coiled tubing lifted to the surface, followed by inflow stimulation activities.

As the practice of coiled tubing equipment use shows, in this case the considerable economy of time is provided and in the course of well processing the consumption of reagents, in comparison with traditional methods, is reduced by 25-30 percent.

Hydraulic fracturing

To enhance the flow of oil or gas to the wellbore when reservoir rocks with low permeability are penetrated, a system of fractures must be formed in the bottomhole zone for better filtration.

Fracturing requires the use of fracturing fluid to create enough pressure to fracture the rock that forms the reservoir. In doing so, new fractures must be formed and existing fractures must be expanded. At the same time, if the fluid continues to be pumped at the right speed and pressure. This can be achieved by injecting process fluid into the reservoir at a rate greater than the maximum volume of fluid absorbed by the formation. A highly conductive fracture will begin to form in the formation, and a propping agent (sand, proppant) of varying characteristic size and strength must be injected to fix the desired fracture geometry.

An acid-based fracturing fluid can also be used in carbonate reservoirs. This fluid not only fractures the rock, but also creates additional channels by generating them during the fracturing process through a chemical reaction, and these channels do not require fixation with a propping agent.

The resulting fractures have a linear fluid flow regime, resulting in reduced drag losses and, consequently, faster and better fluid withdrawal from the reservoir. Properly planned and timed hydraulic fracturing can result not only in faster fluid recovery, but also, in principle, in higher production rates and better economics.

Hydraulic fracturing has established itself as a versatile stimulation technique that can be applied to reservoirs of different permeability, ranging from low to high. However, it is understood that it is most commonly applied to formations or zones of low permeability. Moreover, some fields, such as Priobskoye, could not be put into production at all without modern hydraulic fracturing technologies, where it is a mandatory measure when putting a well into production. The fractures produced by hydraulic fracturing significantly increase the interaction with the rock, sometimes bringing into production those sections of the reservoir that were isolated before. All this increases both the well flow rate and the economic viability of producing from these license areas.

The main objectives to be achieved by hydraulic fracturing are:

- Reducing and levelling the production decline rate
- Resumption and enhancement of fluid production
- Achievement of optimum well operation mode

In case of low permeability fracturing it is necessary to fix fracture geometry with propping agent, in this case we can use

- sand;
- Medium-strength proppant (ISP);
- High-strength bauxite (HSP).

In addition to the type of proppant for different purposes and conditions, according to the fracturing design, its fractions or their mixture can be used. At present, two main types of proppant granulates 16/20 and 12/18 are actively used, and as secondary fractions 16/30 and 20/40. The other fractions are more exotic and less frequently used. Since the requirements for the propping agent are rather high, a GOST [16] has been developed and introduced. The geometry of the fracture, which is the result of the event, has a very important influence on the success of hydraulic fracturing. During the implementation of hydraulic fracturing cracks are formed in a certain direction in space: horizontal, vertical, directed at an angle. The orientation of the fracture depends on several of the fracture direction depends on a number of parameters:

- the stress lines of the rock and their directionality;
- The characteristics of the rocks that form the reservoir.

The hydraulic fracturing measure is usually carried out with a hydraulic fracturing fleet figure (2.1).

Currently, hydraulic fracturing with the help of coiled tubing fleet is gaining popularity.

With coiled tubing units, the key principles for hydraulic fracturing are the same as for conventional fracturing operations.

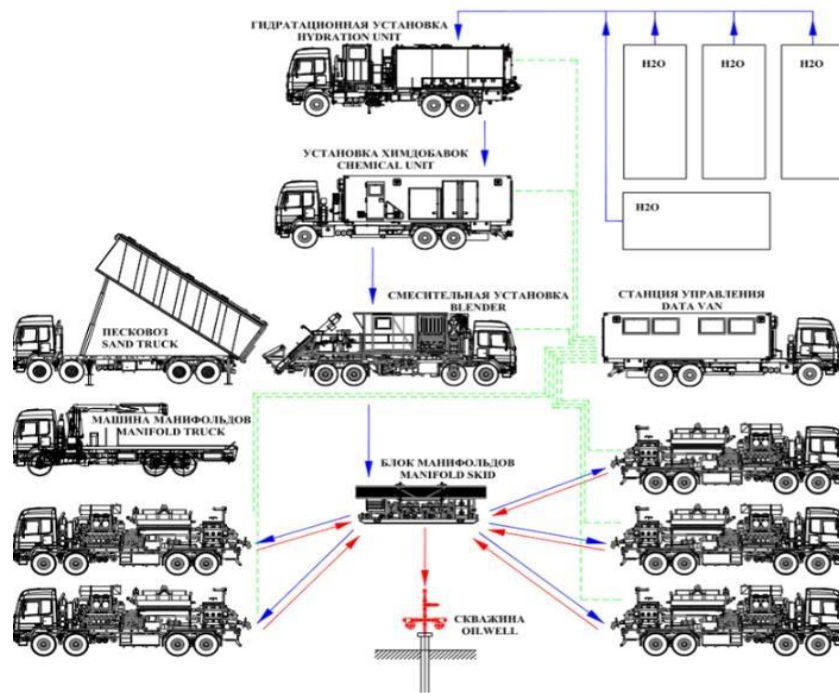


Figure 1 composition of the fracturing fleet

However, CT fracturing equipment has certain advantages, namely

- The process can be provided by lowering the equipment into the lifting string, so the well can be put into operation immediately after the method is applied;
- The time required for the operation is reduced, because it is not necessary to retrieve the drill string and run the drill string with the packer;
- There is also no need to kill the well and the accompanying stimulation operation to allow the equipment to be lifted.