

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ эффективности применения методов интенсификации добычи нефти на «Х» нефтяном месторождении

УДК: 622.276.6

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Любушкин Никита Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Орлова Ю.Н.	к.ф.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин А.А.	к.т.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОИЯ	Матвеев И.А.	д.ф.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

Томск – 2022 г.

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,

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		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, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: педагогический				
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов, для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального 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	1. Организация и руководство работ по добыче углеводородного сырья. 2. Обеспечение оперативного и инженерного руководства технологическим процессом добычи нефти, газа и газового конденсата. 3. Контроль и сопровождение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования по добыче углеводородного сырья. 4. Организация и контроль за проведением геолого-промысловых работ	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ D «Организация работ по добыче углеводородного сырья»	ПК(У) -2. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -2.1. Руководит организационно-техническим сопровождением работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования при эксплуатации объектов добычи нефти и газа
		ОТФ E «Руководство работами по добыче углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н); ОТФ B «Организация геолого-промысловых работ»		

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

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Зятиков П.Н.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ04	Любушкину Никите Андреевичу

Тема работы:

Анализ эффективности применения методов интенсификации добычи нефти на «Х» нефтяном месторождении	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 64-40/с от 05.03.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	24.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы</p>
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Опыт разработки трудноизвлекаемых запасов при помощи методов повышения нефтеотдачи. Геологическое строение Мало-балыкского нефтяного месторождения. Анализ применения методов увеличения нефтеотдачи пластов. Расчет технологических параметров для гидроразрыва пласта (с пакером). Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Социальная ответственность.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Необходимость в графических материалах отсутствует.</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Профессор отделения нефтегазового дела, д.э.н., Шарф И.В.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Доцент отделения общетехнических дисциплин, к.т.н. Сечин А.А.</p>
<p>Иностранный язык</p>	<p>Профессор отделения иностранных языков, д.ф.н. Матвеевко И.А.</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Технология проведения ГРП на «X» нефтяном месторождении / Fracturing technology in the "X" oil field</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>14.03.2022</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Доцент ОНД ИШПР</p>	<p>Орлова Юлия Николаевна</p>	<p>к.ф.-м.н, доцент</p>		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>2БМ04</p>	<p>Любушкин Никита Андреевич</p>		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2БМ04		Любушкин Никита Андреевич	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Анализ эффективности применения методов интенсификации добычи нефти на «Х» нефтяном месторождении	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования: нефтяное месторождение «Х»</i> <i>Область применения: геолого-технические мероприятия по интенсификации притока нефти</i> <i>Рабочая зона: офис</i> <i>Размеры помещения: 4 м x 4 м</i> <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: ноутбук (2 шт.), рабочий стол (2 шт.), стул (2 шт.)</i> <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне рабочий стол</i></p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации:</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>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) ГОСТ 12.2.033-78 Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя. ГОСТ 12.2.032-78. Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ сидя.</p>
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Недостаточная освещенность; • Нарушения микроклимата. <p>Оптимальные и допустимые параметры:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Шум, ПДУ, СКЗ, СИЗ; • Повышенный уровень электромагнитного излучения, ПДУ, СКЗ, СИЗ; <p>Опасные факторы:</p> <p>Электроопасность;</p> <ul style="list-style-type: none"> • класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, Rзаземления, СКЗ, СИЗ; • Пожароопасность, категория пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение и ограничение применения; • Приведена схема эвакуации. • Расчет системы искусственного освещения
<p>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения:</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: отсутствует Воздействие на литосферу: наличие промышленных отходов (бумага-черновики, вторцвет- и чермет, пластмасса, перегоревшие люминесцентные лампы, оргтехника) и способы их утилизации; Воздействие на гидросферу: отсутствует Воздействие на атмосферу: отсутствует</p>

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <u>при разработке проектного решения</u>	Возможные ЧС: <ul style="list-style-type: none"> природная – сильные морозы зимой, (аварии на электро-, тепло-коммуникациях, водоканале, транспорте); техногенная – несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (возможны проявления вандализма, диверсии, промышленного шпионажа), представлены мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае Наиболее типичная ЧС: возникновение пожара в рабочем помещении
	Дата выдачи задания для раздела по линейному графику 14.03.22 г.

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Сечин А.А.	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Любушкин Никита Андреевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ04	Любушкин Никита Андреевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов для проведения гидроразрыва пласта на нефтяном месторождении X
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	РД 153-39-007-96 Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Обоснование перспективности проведения ГРП на нефтяном месторождении X.
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Расчет доходов и затрат при проведении гидроразрыва пласта на нефтяном месторождении X. Сравнительный анализ фактических затрат до внедрения системы и после
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Оценка экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Таблицы: – Расчет заработной платы; – Данные для расчета экономической эффективности; – Итоговая таблица оценки экономической эффективности.
2. Рисунки: – График чувствительности для чистого дисконтированного дохода и внутренней нормы доходности;

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	Д.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Любушкин Никита Андреевич		

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

Школа	<u>Инженерная школа природных ресурсов</u>
Направление подготовки (специальность)	<u>21.04.01 Нефтегазовое дело</u>
Уровень образования	<u>Высшее образование</u>
Отделение школы (НОЦ)	<u>Отделение нефтегазового дела</u>
Период выполнения	<u>Весенний семестр 2021 /2022 учебного года</u>

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	23.06.2022
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
30.03.2022	<i>Изучение опыта разработки трудноизвлекаемых запасов при помощи методов повышения нефтеотдачи</i>	20
30.04.2022	<i>Изучение особенностей геологического строения и анализ текущего состояния разработки Мало-балыкского нефтяного месторождения</i>	10
15.05.2022	<i>Технологии проведения гидроразрыва пласта на Мало-балыкском нефтяном месторождении</i>	20
05.06.2022	<i>Расчет гидроразрыва пласта без установки и с установкой пакера</i>	20
01.05.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
20.04.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
15.05.2022	<i>Иностранный язык</i>	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н, доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 112 страниц, 9 рисунков, 22 таблицы, 44 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: Мало-балыкское нефтяное месторождение, ачимовские горизонты, методы повышения нефтеотдачи пластов, гидроразрыв пласта, механика ГРП, дебит нефти.

Объектом исследования является технология проведения гидравлического пласта на Мало-балыкском нефтяном месторождении.

Цель работы – Анализ эффективности применения методов увеличения добычи нефти на Мало-балыкском нефтяном месторождении и оценка эффективности его применения.

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

В результате исследования проведен анализ текущего состояния разработки месторождения, а также применяемых методов увеличения МУН, выполнен расчет экономической эффективности проекта.

Результаты рекомендуется использовать в научно-исследовательских институтах и организациях, занимающихся изучением анализа эффективности методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти.

Содержание

Введение	17
1 Опыт разработки трудноизвлекаемых запасов при помощи методов повышения нефтеотдачи	19
1.1 Цель применения методов повышения нефтеотдачи	19
1.2 Классификация методов нефтеотдачи.....	20
2 Объект и методы исследования	22
2.1 Общие сведения о месторождении.....	22
2.2 Состав и свойства нефти и газа в ней.....	22
2.3 Состояние разработки	24
2.4 Залежи месторождения	28
2.5 Анализ применяемых методов.....	35
2.5.1 Зарезка боковых стволов.....	35
2.5.2 Перфорационные методы.....	36
2.5.3 Обработка ПЗП скважин кислотными композициями	37
2.5.4 Выравнивание профиля приемистости	38
2.5.6 Гидравлический разрыв пласта.....	39
3 Технология проведения ГРП на нефтяном месторождении «Х»	43
3.1 Подбор скважин для проведения ГРП.....	43
3.2 Оборудование, применяемое при ГРП	46
3.3 Техничко-технологические показатели ГРП	49
3.3.1 Сущность и виды ГРП.....	49
3.4 Проведение ГРП на скважине.....	50
3.5 Основы механики ГРП	51
3.6 Расчет гидроразрыва пласта.....	55

3.6.1	Расчет установки пакера	62
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ	64
4.1	Расчет объема дополнительной добычи нефти.....	65
4.2	Затраты на материалы и реагенты	65
4.3	Затраты на оплату труда.....	66
4.4	Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды	67
4.5	Расчет экономической эффективности внедрения метода.....	68
5	Социальная ответственность	74
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	74
5.2	Производственная безопасность.....	75
5.2.1	Превышение уровней шума	77
5.2.2	Повышенный уровень электромагнитных излучений.....	78
5.2.3	Поражение электрическим током	79
5.2.4	Освещенность	81
5.2.5	Расчет освещенности помещения	81
5.2.6	Пожарная опасность.....	85
5.3	Экологическая безопасность.....	86
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	90
5.4.1	Природная ЧС.....	91
5.4.2	Техногенная ЧС	91
	Вывод по разделу	93
	Заключение	94
	Список литературы	96
	Приложение А	100

Введение

На сегодняшний день эффективность добычи нефти из пластов современными, промышленными методами считается неудовлетворительной. Конечная нефтеотдача пластов, в среднем, по различным источникам варьируется от 25 до 45 %.

Если говорить про отношение неизвлекаемых или остаточных запасов нефти к первоначальным геологическим запасам, то это отношение в среднем составляет от 50 до 70 %.

Вследствие этого перед всеми нефтяными компаниями одной из главных целей является внедрение новых технологий нефтедобычи, позволяющих повысить нефтеотдачу пластов, которые уже находятся в разработке и на которых применение традиционных методов по извлечению остаточных запасов нефти уже практически невозможно.

Также стоит отметить, что применение современных методов интенсификации добычи нефти в разработке месторождений, по оценкам специалистов, приводит к существенному увеличению КИН. Тем самым позволяет увеличить дополнительную добычу нефти.

Объектом исследования автор работы выбрал Мало-балыкское нефтяное месторождение. Данное месторождение находится на поздней стадии разработки, основные запасы углеводородного сырья уже отобраны. В связи с тем, что происходит снижение дебита нефти и растет обводненность продукции, становится более актуальным применение методов интенсификации добычи нефти.

Эффективность методов интенсификации в основном заключается в том, что при их использовании повышается уровень извлечения полноты залегающей нефти, улучшается связанность коллекторов и тем самым увеличивается охват пласта.

Целью данной работы является подробное изучение и анализ эффективности методов интенсификации добычи нефти проведенных на Мало-

балькском месторождении и расчет эффективности применения гидравлического разрыва пласта.

Актуальность работы заключается в том, что в процессе бурения, разработки и эксплуатации, ремонта скважин происходит загрязнение месторождений на различных уровнях, уменьшая поток добычи скважин. Поэтому для увеличения возможности добычи нефти и газа, коэффициента нефтеотдачи необходимо иметь оптимальные технологические решения, чтобы воздействовать на призабойную зону пласта.

1 Опыт разработки трудноизвлекаемых запасов при помощи методов повышения нефтеотдачи

Понятие «трудноизвлекаемые запасы» возникло в конце 20-го века. К категории трудноизвлекаемых запасов углеводородов могут быть отнесены запасы, находящиеся в сложных геолого-физических условиях, обладающие «ухудшенными» физическими свойствами, извлечение которых связано с повышенными технологическими трудностями и финансовыми затратами.

Классификация трудноизвлекаемых запасов:

- В обводненных пластах (остаточная нефть);
- В низкопроницаемом коллекторе;
- В карбонатном трещинно-поровом коллекторе

Доля трудноизвлекаемых запасов увеличивается в основном за счет прироста запасов в низкопроницаемых коллекторах и остаточных запасов нефти месторождений, находящихся на поздней стадии разработки.

Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами с применением традиционных технологий характеризуется низкими значениями нефтеотдачи, не превышающими 10-25 %

Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами необходимо применять современные технологии методов увеличения нефтеотдачи, обеспечивающих увеличение, как коэффициента вытеснения, так и коэффициента охвата [1].

1.1 Цель применения методов повышения нефтеотдачи

Во всем мире с каждым годом возрастает интерес к методам повышения нефтеотдачи пластов, и развиваются исследования, направленные на поиск научно обоснованного подхода к выбору наиболее эффективных технологий разработки месторождений. В целях повышения экономической эффективности разработки месторождений, снижения прямых капитальных вложений и максимально возможного использования реинвестиций весь срок разработки

месторождения принято делить на три основных этапа. На первом этапе для добычи нефти максимально возможно используется естественная энергия пласта (упругая энергия, энергия растворенного газа, энергия законтурных вод, газовой шапки, потенциальная энергия гравитационных сил). На втором этапе реализуются методы поддержания пластового давления путем закачки воды или газа. Эти методы принято называть вторичными. На третьем этапе для повышения эффективности разработки месторождений применяются методы увеличения нефтеотдачи (МУН) [2].

Распределение остаточной нефтенасыщенности пластов требует, чтобы методы увеличения нефтеотдачи эффективно воздействовали на нефть, рассеянную в заводненных или загазованных зонах пластов, на оставшиеся с высокой текущей нефтенасыщенностью слабопроницаемые слои и пропластки в монолитных заводненных пластах, а также на обособленные линзы и зоны пласта, совсем не охваченные дренированием при существующей системе добычи. Представляется совершенно бесспорным, что при столь широком многообразии состояния остаточных запасов, а также при большом различии свойств нефти, воды, газа и проницаемости нефтенасыщенных зон пластов не может быть одного универсального метода увеличения нефтеотдачи. Известные методы увеличения нефтеотдачи пластов в основном характеризуются направленным эффектом и воздействуют максимум на одну-две причины, влияющие на состояние остаточных запасов.

1.2 Классификация методов нефтеотдачи

Классификация методов увеличения нефтеотдачи пластов по типу рабочих агентов классификация известных методов увеличения нефтеотдачи пластов представлена следующим образом [3]:

1. Тепловые методы (паротепловое воздействие на пласт, внутри пластовое горение, вытеснение нефти горячей водой);
2. Газовые методы (закачка воздуха в пласт, воздействие на пласт углеводородным газом, двуокисью углерода, азотом, дымовыми газами);

3. Химические методы (вытеснение нефти водными растворами ПАВ, растворами полимеров, щелочными растворами, кислотами);
4. Гидродинамические методы (барьерное заводнение, циклическое заводнение);
5. Физические методы (гидроразрыв пласта, горизонтальные скважины, электромагнитное воздействие).

2 Объект и методы исследования

2.1 Общие сведения о месторождении

Мало-Балыкское месторождение в административном отношении расположено в Нефтеюганском районе на территории Ханты-Мансийского автономного округа. Ближайшие населенные пункты – Нефтеюганск, Пыть-Ях, Мамонтово.

Климат района – резко континентальный с холодной продолжительной зимой и коротким теплым летом. Характерная особенность района – наличие многолетнемерзлых пород.

На западе и востоке площади встречаются болота преимущественно торфяного типа. Растительность района представлена сплошным лесом с преобладанием хвойных пород (кедр, ель, сосна, лиственница).

Месторождение открыто в 1966 г. и введено в промышленную эксплуатацию в 1984 г. Работы проводит НГДУ Майскнефть ООО «РН-Юганскнефтегаз», базирующиеся соответственно в поселке Мамонтово и городе Нефтеюганске. В настоящее время на месторождении эксплуатируются три объекта: АС₄₋₆ с 1984 г., АС₇₋₈ с 1988 г. и БС₁₆₋₂₂ с 1986 г.

2.2 Состав и свойства нефти и газа в ней

При эксплуатации скважин, наличие в нефти асфальтомолотопарафиновых отложений может стать причиной низкой продуктивности скважин, состав нефти приведен в таблице 1, в таблице 2 приведены физико-химические характеристики нефти и газа, в таблице 3 – компонентные составы нефти и нефтяного газа.

Таблица 1 – Содержание высокомолекулярных соединений

Содержание	Индекс пласта							
	АС ₄	АС ₅₋₆	АС ₇	БС ₈	БС ₉₂	АЧ ₁	АЧ ₂	АЧ ₃
Смолы силикагелевые	11,16	11,16	11,16	7,59	10,01	6,78	6,78	6,78
Асфальтены	4,03	4,03	4,03	3,33	1,06	0,93	0,93	0,93
Серы	1,25	1,15	1,25	1,23	1,16	1,08	1,08	1,08
Парафин	-	-	-	-	-	-	-	-
Температура застывания нефти, °С	-2	-2	-2	-2	-2	-6	-6	-6

Таблица 2 – физико-химическая характеристика нефти и газа

Параметры	Индекс пласта							
	АС ₄	АС ₅₋₆	АС ₇	БС ₈	БС ₉₂	АЧ ₁	АЧ ₂	АЧ ₃
Продуктивный пласт								
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	892	892	892	891	878	863	863	863
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	823	826	842	800	-	756	733	787
Вязкость в пластовых условиях, мПа*сек	2,76	2,76	2,3	2,0	-	0,82	0,82	0,82
Вязкость в поверхностных условиях, мПа*сек	59,2	59,2	59,2	64,5	19,73	-	14,46	-

Таблица 3 – Компонентный состав нефти

Продуктивный пласт	Индекс пласта		
	АС ₄	АС ₅₋₆	АЧ ₂
СО ₂	0,35	0,22	0,71
N ₂	0,24	0,28	0,12
СН ₄	16,27	16,5	17,46

Продолжение таблицы 3

C_2H_6	1,02	1,31	4,72
C_3H_8	2,65	2,8	6,88
i- C_4H_{10}	0,88	0,93	0,95
C_4H_{10}	2,59	2,88	3,81
i- C_5H_{12}	1,14	1,21	1,11
C_5H_{12}	2,04	2,47	1,99
C_{6+}	69,8	71,4	62,3
$P_{насыщ}$	6,26	6,26	4
Объемный коэффициент	1,092	1,071	1,115
Газовый фактор при условии сепарации, м ³ /т	28,6	24,21	48,15
Плотность газа, кг/м ³	0,667	0,667	0,644

Таблица 4 – Компонентный состав нефтяного газа

Продуктивный пласт	Индекс пласта		
	АС ₄	АС ₅₋₆	АЧ ₂
СО ₂	0,652	0,652	0,448
N ₂	2,135	2,135	2,088
СН ₄	82,92	82,92	75,1
C_2H_6	4,58	4,58	8,086
C_3H_8	4,16	4,16	8,6
i- C_4H_{10}	0,53	0,42	0,866
C_4H_{10}	3,97	3,97	2,98
i- C_5H_{12}	0,18	0,15	0,15
C_5H_{12}	1,53	1,53	1,59
C_{6+}	-	-	0,27

2.3 Состояние разработки

С 2002 г. разработка месторождения осуществляется на основе проектного документа «Анализ разработки Мало-Балыкского месторождения», утвержденного Центральной комиссией по разработке горючих полезных ископаемых Минэнерго России (протокол от 16.01.2003 г. № 2957). Этот

проектный документ был утвержден со следующими основными положениями: для объекта БС₁₆₋₂₂ – площадная девятиточечная система разработки с расстоянием между скважинами 400 x 400 м; для объекта АС₄₋₆ – блочно-замкнутая система воздействия, для объекта АС₇₋₈ – организация приконтурного заводнения с рядной системой размещения скважин. На ачимовской толще с 1991 года, в массово применялся гидроразрыв пластов, что привело к значительной интенсификации добычи нефти по сравнению с проектной.

Реализованные плотности сетки скважин составили 12 га/скв.

Эффективность использования фонда выше для скважин первого этапа, средняя добыча нефти на одну скважину составила 80 тыс.т, 50 тыс.т, 12 тыс.т (соответственно по этапам освоения). В среднем по объекту на одну скважину отобрано 45 тыс.т.

Средний дебит нефти по объекту составляет 7,2 т/сут, обводненность – 68,4%.

Текущие коэффициенты нефтеизвлечения изменяются от 0,028 до 0,366. Средний текущий КИН по объекту БС₁₀ составляет 0,273.

Накопленный водонефтяной фактор – 0,9 т/т, за 2003 год – 2,17 т/т. Кратность остаточных запасов нефти составляет 14 лет.

Уточненный проектный фонд скважин Мало - Балыкского месторождения – 416.

Основным продуктивным пластом Мало-балыкского месторождения является пласт Ач₂. Запасов категории С₁ на Ач₂ приходится – 66,2%, на Ач₃ – 10,3%; запасов категории С₂ на Ач₂ – 38,2%, на Ач₃ – 28%.

В районе Малобалыкской площади в отложениях ачимовской толщи выделены три песчано-алевритовые пачки: нижняя (Ач₃), средняя (Ач₂) и верхняя (Ач₁). Слои песчаников внутри пачек не всегда выдержаны. В коллекторах преобладают мелкозернистые песчаники. Особенности пластов являются аномально низкое среднее значение проницаемости пород-коллекторов (0,004 мкм²) и высокая пластовая температура (86 °С), значение пористости в среднем составляет 18%.

Ачимовская пачка залегает в интервале глубин от 2650 до 2770 м, ее общая мощность около 200 м. Нефти месторождения относятся к маловязким, средним по плотности (от 860 до 880,5 кг/м³); сернистым, парафинистым, малосмолистым.

Основным продуктивным пластом Малобалыкского месторождения является пласт Ач₂. Запасов категории С₁ на Ач₂ приходится – 66,2%, на Ач₃ – 10,3%; запасов категории С₂ на Ач₂ – 38,2%, на Ач₃ – 28%.

Тип залежи – структурно-литологический. Тип коллектора – терригенный, поровый. Начальные балансовые запасы нефти по ачимовской толще – 645769 тыс. т, начальные извлекаемые запасы нефти – 147078 тыс. т, средняя нефтенасыщенная толщина – 26,9 м

В составе объекта БС₁₆₋₂₂ разрабатываются три нефтяные залежи: залежь 1 (район скв. № 273Р), залежь 3 (район скв. №№ 60Р, 402П) и залежь 4 (район скв. № 107Р). Разработка залежи 1 осуществляется с поддержанием пластового давления, залежи 3, 4 разрабатываются на естественном режиме вытеснения.

Залежь 1 (район скв. №№ 273Р, 274Р) разрабатывается с 1988 года, организация закачки воды в пласт с целью поддержания пластового давления осуществляется с 2007 года. Накопленная компенсация отборов жидкости закачкой воды составляет 31,6%, текущая – 70,7%.

В соответствии с проектными решениями, разработка залежи предусматривалась с применением избирательной системы воздействия. Под закачкой воды в настоящее время находится девять очаговых скважин. Соотношение действующих добывающих и нагнетательных скважин составляет 5:1.

Начальное пластовое давление на залежи принято равным 23,9 МПа, давление насыщения – 8,6 МПа.

В период 1988-2004 гг. разработка залежи осуществлялась не высокими темпами с незначительным отбором жидкости (15-30 тыс.т), пластовое давление в зоне отбора при этом стабилизировалось на уровне 20,2 -21,8 МПа. С 2005 года, в связи с кратным увеличением объемов отбираемой жидкости, наблюдается

постепенное снижение пластового давления до уровня 18,2 МПа, что ниже первоначального на 5,7 МПа. Освоение системы ППД в 2007 году и увеличение объемов закачиваемой воды до 179,0 тыс.м³ позволило снизить темпы падения пластового давления и на 01.01.2010 г. его величина составила 19,0 МПа. Пластовое давление в зоне нагнетания (область воздействия репрессией) на протяжении рассматриваемого периода ниже первоначального и на 01.01.2010 г. составляет 21,7 МПа.

Динамика пластового и забойного давлений за период 2007–2009 гг.

Анализируемый период разработки характеризуется стабилизацией пластового давления на уровне 18,5–19,2 МПа. Забойное давление изменяется в интервале 8,8–10,3 МПа (при минимальном проектном – 8 МПа). Депрессия на пласт относительно текущего пластового давления за рассматриваемый период изменяется на уровне 7,8–13,3 МПа.

Среднее пластовое давление по залежи 1 в зоне отбора на 01.01.2010 г. составляет 19 МПа, в зоне нагнетания - 21,7 МПа. Зоны с пониженным пластовым давлением (менее 17 МПа) отмечаются, в основном, в центральной (р-н скв. №№ 758, 434, 732) части площади. Так же можно отметить, что перепад давлений между зоной нагнетания и зоной отбора составляет 2,7 МПа.

Таким образом, энергетическое состояние залежи 1 можно считать удовлетворительным. Организация системы ППД в 2007 году позволило стабилизировать пластовое давление на уровне 18,5-19,2 МПа. Дальнейшее формирование системы воздействия преимущественно в центральной и юго-западной частях залежи позволит увеличить текущее пластовое давление практически до первоначального уровня.

Разработка залежи 3 (район скв. №№ 60Р, 402П) осуществляется с 1989 года. Пласт БС₁₆₋₂₂ в пределах данной залежи разрабатывается на естественном режиме. Начальное пластовое давление составляет 23,9 МПа.

Динамика пластового и забойного давлений за период 2007–2009 гг.

Анализируемый период разработки характеризуется стабилизацией пластового давления на уровне 18,7–19,5 МПа, что ниже первоначального на 5,2-

4,4 МПа. Забойное давление изменяется в интервале 9,8–10,8 МПа (при минимальном проектном – 8 МПа). Депрессия на пласт относительно текущего пластового давления за рассматриваемый период изменяется на уровне 7,9–8,6 МПа.

Среднее пластовое давление по залежи 3 в зоне отбора на 01.01.2010 г. составляет 19,5 МПа. Зона с пониженным пластовым давлением (менее 17 МПа) отмечается в районе скважины № 169.

Таким образом, энергетическое состояние залежи при текущих уровнях добычи жидкости можно считать удовлетворительным. Для дальнейшей разработки залежи необходима организация системы ППД в связи со слабой активностью водонапорного режима.

Разработка залежи 4 (район скважины № 107Р) осуществляется с 2007 года единственной добывающей скважиной № 107Р, расположенной в центральной купольной части. Пласт в пределах данной залежи разрабатывается на естественном режиме.

Начальное пластовое давление составляет 23,9 МПа.

Среднее пластовое давление в зоне отбора скважины № 107Р на 01.01.2010 г. составляет 13,5 МПа.

2.4 Залежи месторождения

Залежи пластов АС₄, АС₅₋₆.

В апреле 1966 г. Мало-Балыкское поднятие было введено в поисковое бурение. В августе того-же года при испытании пласта АС₄ в скв. 3 был получен приток нефти дебитом 4,1 м³/сут на штуцере диаметром 8,3 мм. Позже в результате бурения скв. 1 была доказана нефтеносность пластов АС₅₋₆ в 1968 г. Пласты АС₄ и АС₅₋₆ представляют собой единый резервуар. По литологическому признаку пласты делятся на 2 части. Верхняя часть, соответствующая пласту АС₄ представлена преимущественно глинистыми породами. Нижняя часть (пласты АС₅₋₇) была песчаная. В целом интервал пластов АС₄₋₇ характеризуется фациальной изменчивостью.

Учитывая отличия в литологии пластов, запасы оценены отдельно в пласте АС₄ и в пласте АС₅₋₆. Залежь этих пластов пластово-сводовая, на 99,6 % подстилается водой. Размеры залежи 12 x 18 км, высота 87 м.

Характеристика нефтеносности этой части разреза приводится отдельно для пластов АС₄, АС₅₋₆.

Пласт АС₄ приурочен к верхней части вартовской свиты и вскрыт всеми поисково-разведочными эксплуатационными скважинами. Нефтенасыщенные коллектора вскрыты на глубинах 1990-2055 метров. Пласт характеризуется невыдержанностью толщины. Общая толщина пласта изменяется от 15 до 34 метров, эффективная от 1,8 до 1566, нефтенасыщенная от 1,2 до 15,6. Песчаность пласта изменяется от 91 до 96%. Нефтеносная часть пласта охарактеризована в интервале отметок 1909 – 1975 метров, то есть по всему разрезу по данным испытаний разведочных скважин. В 5 скважинах получены притоки безводной нефти дебитом от 6,5 м³/сут при Нд =1248м до 41м³/сут при фонтанировании на 8 мм штуцере. В 2 скважинах получены притоки нефти с водой. С 1984 г. из пласта АС₄ осуществляется отбор нефти. Положение ВНК в пласте АС принимается при подсчёте запасов -1973+2 м.

Нефть в этом пласте характеризуется большой вязкостью, высоким содержанием серы, смол и асфальтенов.

Пласт АС₅₋₆ отличается от вышележащего только относительного содержания АС₅₋₆ песчано-алевролитового и глинистого материала. Нефтеносность пласта установлена на двух участках, в пределах сводовых частей Мало-Балыкского и Восточно-Мало-Балыкского поднятий. Нефтенасыщенные песчаники и разведочными скважинами вскрыты на глубинах (1942-1974,3 м). Пласт характеризуется существенной неоднородностью. Общие толщины пласта изменяются от 27 до 45 м, эффективные 7,2-31,6, нефтенасыщенные 2-23,8. При испытании пласта АС₄ в скважине 1 получен фонтанирующий приток нефти дебитом 28,6 м³/сут через 6 мм штуцер. Начальные дебиты скважин составляли 2-11 т/сут при фонтанировании и до 79 т/сут при переводе на механизированную добычу.

ВНК по данным ГИС и керна однозначно устанавливается на отметке - 1973+2 м. И лишь немного погружается в районе скважины 112. Нефть так же, как и в залежи пласта АС₄ характеризуется большой вязкостью, высоким содержанием серы, смол и асфальтенов. Размеры нефтеносности пласта АС₅₋₆ в пределах Мало-Балыкского поднятия составляют 2-6х6,5 км, высота около 70 м.

Залежи пласта АС₇.

Залежь пласта приурочена к сводовой части Мало-Балыкского локального поднятия, находится непосредственно под основной залежью пластов АС₄, АС₅₋₆ и отделяется от нее невыдержанным глинистым разделом небольшой толщины. Залежь установлена эксплуатационным бурением. Нефтенасыщенные песчаники толщиной 5,6 – 20,6 метров вскрыты на отметках 1936 – 1991,8 метров. Промышленная нефтеносность пласта доказана эксплуатационными скважинами 7547, 8029, при опробовании которых получены фонтанные притоки нефти с дебитами 53 и 31 т/сут. ВНК по данным ГИС определяется на отметках 1991,8 метров. При определении контура нефтеносности учтены данные по скважинам, вскрывшим водоносные коллекторы пласта. В соответствии с принятым контуром размеры залежи 1,2 х 1,6 км, высота 55 метров, залежь пластово-сводовая.

Залежи пласта БС₈⁰.

Залежь пласта установлена в пределах Западно-Балыкской площади. В контуре залежи пробурены скв. 12, 21, вскрывшие нефтенасыщенные коллекторы толщиной 1,6-4,6 м. на глубине (а.о.- 2371-2378 м). Промышленная нефтеносность доказана испытанием скв. 21, в результате которого получен фонтанирующий приток безводной нефти дебитом 26,4 м/сут через 4 мм штуцер. ВНК принят условно на максимально высокой из возможных отметке -2377,7 м. Согласно принятому положению контакта размеры залежи 4 х 6 км, высота 7 м. Залежь пластово-сводовая. Общая толщина пласта изменяется от 2 м до 5 м. Эффективная, в пределах контура нефтеносности колеблется от 1,6 до 4,6 м. Литологически пласт представлен песчаником [4].

Залежи пласта БС₉².

Залежь нефти пласта БС₉² приурочены к западному крылу Мало-Балыкской структуры. В южной, северной и восточной части по восстанию пласта, залежь экранируется зоной глинизации. В пределах залежи пробурено и испытано две скважины 11, 15. Нефтенасыщенные коллекторы толщиной 6,8 - 8,4 м, вскрыты на глубине (а.о.-2567,8-2604,3м) получен приток нефти дебитом 9 м³/сут при Нд-1100 м. В скважинах, вскрывших залежь, пласт нефтенасыщен до подошвы. При подсчёте запасов ВНК принимается условно на отметке -2604,3 м, соответствующей подошве нефтенасыщенных по испытанию коллекторов в скв. 15. В соответствии с принятым ВНК и границей зоны глинизации размеры залежи составляют -2,5 x 5,5 км высота около 65 м. Залежь структурно-литологического типа. Общая толщина пласта БС₉² от 7,4 до 14 м, эффективная от 4,8 до 8,4 м. Песчанистость соответственно изменяется от 60 до 83,8 %.

Залежи Ачимовской толщи.

Пачка I (АчI) вскрыта в интервале глубин 2578-2806,6 м и распространена не по всей площади месторождения, а в большей мере в западной части месторождения. Большая часть площади приходится на зону глинизации, которая занимает восточную часть месторождения. Общая толщина пачки колеблется от 1 до 22,4 м. Эффективные толщины изменяются от 20 до 100 % в среднем она составляет 45,7 %. Плотность изменяется в пределах от 16,2 до 20,9 %. Нефтенасыщенные коллекторы вскрыты на глубине (а.о. -2565-2722 м). По данным испытаний разведочных скважин во всех скважинах получены безводные притоки нефти. Дебиты изменялись от 10,8 м³/сут при динамическом уровне до 35 м³/сут при фонтанировании. Положение ВНК на максимально высокой отметке -2721,9 м. В пределах подсчётного участка размеры залежи составляют 5-15 x 20 км, высота 160 м. Залежь структурно-литологического типа.

Пачка АчII – является наиболее крупным подсчетным объектом. Отложения второй пачки развиты в пределах всей площади месторождения и глинизируются в пределах всей площади месторождения. Общая толщина пачки

колеблется от 32,6 до 73,4 м. Эффективная толщина изменяется в основном от 12,8 до 46,6 м. Отложения второй пачки неоднородны и представлены чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчанистость по пласту меняется от 22 до 74% (в среднем составляет 47,3%). Пористость изменяется от 14 до 19%. Нефтенасыщенные коллекторы толщиной от 6,6 до 46,6 метров вскрыты на глубинах -2518 до -2778,9 м.

При испытании скважин в большинстве случаев были получены безводные притоки нефти. Дебиты нефти изменяются от 2,2 м³/сут до 8,8 м³/сут при фонтанировании через 2 мм штуцер. Первоначальные дебиты нефти составляли 1,1 – 10,1 т/сут, при переводе скважин на механизированную добычу дебиты возросли до 60 т/сут. В южной части ВНК установлен по данным скважин 13 и 16 на глубине 2668,6 – 2717,3 м, на севере 2746,1 – 2746,5 м (скв.41), на западе 2778,9 – 2779,5 м (скв.21). Наклон контакта в пределах месторождения составляет 110 м.

Пачка III (Ач3) вскрыта в интервале глубин 2649,8-2841,2 м. Пачка развита на большей части площади, глинизируясь на западе. Общая толщина пачки изменяется от 4,4 до 63,6. Эффективная от 1,8 до 23,4 м. Отложения пачки представлены песчаниками мелкозернистыми, алевролитами которые обычно разделены прослоями аргиллитов и глинистых алевролитов. Песчанистость изменяется от 23 до 89,3 % и в среднем составляет 45,2%. Пористость коллекторов изменяется от 13,3 до 18,5%. Нефтенасыщенные коллекторы вскрыт на глубинах 2650-2884 м (а.о.-2572,9-2810,6м). Данными испытаний 13 разведочных скважин нефтенасыщенный разрез охарактеризован в интервале отметок -2572,9-2696,6 м, при этом в 12 скважинах получены безводные притоки нефти с дебитом от 1,4 до 10,5 м³/сут. На уровне ВНК по залежи на участке Мало-Балыкского месторождения устанавливается на отметках -2725-2810,6 м с наклоном в северо-западном и северном направлениях. Наклон контакта составляет 85 м. В соответствии с принятыми границами размеры залежи пачки III в пределах Мало-Балыкского месторождения составляют 13-17

х 20 км, высота 130 м. Залежь пластовая сводовая частично литологически экранированная.

Таблица 5 – Краткая геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов месторождения для залежей пластов АС₄, АС₅₋₆, АС₇

Параметры	Индекс пласта		
	АС ₄	АС ₅₋₆	АС ₇
Продуктивный пласт	АС ₄	АС ₅₋₆	АС ₇
Глубина залегания пласта, м	1990 - 2055	2025 - 2057	2050
Абсолютная отметка кровли пласта	1909 - 1975	1942 - 1974	1936
Абсолютная отметка ВНК, м	1971 - 1975	1671.5 - 1973	1991.8
Общая толщина пласта, м	15 - 34	27 - 45	13.8 - 23.1
Эффективная толщина, м	1.8 - 15.6	7.2 - 31.6	13.8 - 20.6
Нефтенасыщенная толщина, м	1.2 - 15.6	2.0 - 23.8	9.65
Коэффициент песчаности, доли.ед	0.37	0.64	0.89

Таблица 6 – Краткая геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов месторождения для залежей пластов БС₈, БС_{9₂}

Параметры	Индекс пласта	
	БС ₈	БС _{9₂}
Продуктивный пласт	БС ₈	БС _{9₂}
Глубина залегания пласта, м	2432 - 2456	2618 - 2656
Абсолютная отметка кровли пласта	2371 - 2378	2567,8 – 2604,3
Абсолютная отметка ВНК, м	2377.7	2604.3
Общая толщина пласта, м	2 - 5	7,4 – 14
Эффективная толщина, м	1.6 - 4.6	4.8 - 8.4
Нефтенасыщенная толщина, м	3.6	3.8
Коэффициент песчаности, доли.ед	0.64	0.64

Таблица 7 – Краткая геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов месторождения для залежей пластов Ачимовской пачки

Параметры	Индекс пласта		
	АЧ ₁	АЧ ₂	АЧ ₃
Продуктивный пласт			
Глубина залегания пласта, м	2642 – 2675	2595 – 2860	2650 – 2884
Абсолютная отметка кровли пласта	2565 – 2722	2518,7 – 2778,9	2572,9 – 2810,6
Абсолютная отметка ВНК, м	2721 - 2728.7	-	2725 - 2810.6
Общая толщина пласта, м	1 – 22	10 – 73	4 – 64
Эффективная толщина, м	1 - 11	6.6 - 46	1.8 - 23.4
Нефтенасыщенная толщина, м	3.01	18	9.6
Коэффициент песчанистости, доли.ед	0.45	0.47	0.45

2.5 Анализ применяемых методов

На Мало-балыкском месторождении в процессе всего периода разработки применяли различные виды мероприятий по интенсификации добычи нефти и увеличению нефтеотдачи пластов [5]. В целом их можно разделить на несколько групп, а именно:

- зарезка боковых стволов (ЗБС);
- гидроразрыв пласта (ГРП);
- перфорационные работы (ПВР);
- физико-химические ОПЗ скважин;
- выравнивание профиля приемистости.

2.5.1 Зарезка боковых стволов

В последние годы в связи с прогрессом в бурении скважин стали широко применяться методы повышения эффективности работы старого фонда скважин. Работы ведутся в следующих направлениях:

- углубление забоев скважин с целью вскрытия нижележащих нефтяных пластов в малодебитных или отработанных по основному объекту скважинах;
- забуривание вторых стволов в малодебитных или аварийных скважинах;
- бурение горизонтальных стволов из ранее пробуренных малодебитных или обводненных скважин.

В старых нефтедобывающих районах Западной Сибири все более широкое развитие приобретают технологии бурения боковых горизонтальных стволов из старых скважин (БГС). Они имеют ряд особенностей, связанных прежде всего с восстановлением и продлением срока использования пробуренного фонда скважин, решением задач по разработке ниже и выше залегающих нефтяных горизонтов, повышению КИН через уплотнение сетки и т.д. [6].

На Мало-балыкском месторождении за весь период разработки проведено 15 операций по зарезке боковых стволов. Суммарная добыча нефти от

ЗБС составляет 425,4 тыс. т. Эффективность проведения данного вида работ представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Параметры работы скважин до и после проведения зарезок боковых стволов на скважинах Мало-балыкского месторождения

№ скв.	Вид ствола	Дата остановки скважины	Параметры работы скважины до ГТМ			Дата ГТМ	Параметры работы скважины после ГТМ		
			Дебит нефти, т/сут.	Дебит жидкости, т/сут.	Обводненность, %		Дебит нефти, т/сут.	Дебит жидкости, т/сут.	Обводненность, %
–	накл.-направл.	январь.06	32,0	58,2	45,0	июнь.07	2,9	69,3	95,8
–	накл.-направл.	май.06	1,0	2,1	52,4	май.07	49,7	55,9	11,1
–	накл.-направл.	декабрь.06	0,4	4,6	91,3	июнь.07	-	-	-
–	накл.-направл.	январь.07	0,8	2,1	61,9	апрель.08	-	-	-
–	накл.-направл.	февраль.07	0,7	1,7	58,8	март.08	-	-	-
–	накл.-направл.	июнь.07	0,5	1,8	72,2	сентябрь.08	-	-	-
–	накл.-направл.	февраль.09	0,6	2,0	70	апрель.10	-	-	-
–	Горизонтальный	январь.08	2,8	102,3	97,3	октябрь.08	6,2	258,2	88,7
–	Горизонтальный	декабрь.08	5,9	65,5	91,0	сентябрь.10	22,6	263,6	86,6
–	Горизонтальный	август.09	15,8	134,6	88,3	август.10	34,9	296,9	89,9
–	Горизонтальный	сентябрь.09	6,7	77,4	91,3	август.10	17,6	208,8	87,2
–	Горизонтальный	октябрь.09	9,3	94,3	90,1	ноябрь.10	25,5	261,5	85,2
–	Горизонтальный	февраль.11	0,3	4,9	93,9	март.12	-	-	-
–	Горизонтальный	май.12	1,5	3,5	57,1	июнь.13	5,7	8,6	33,7
–	Горизонтальный	июнь.12	4,8	69,1	93,1	июнь.13	6,5	53,2	87,8
Среднее значение			5,5	41,6	78,3		19,0	92,1	79,3

2.5.2 Перфорационные методы

Эффективность перфорации определяется следующими параметрами:

- угол фазировки;
- диаметр отверстия, образовавшегося в результате перфорации;
- глубина пробиваемого канала;
- плотность заряда.

Эти параметры оказывают большое влияние на скин-эффект, который охарактеризовывает наличие дополнительных фильтрационных сопротивлений в ПЗП и фактически показывает, как качественно произведено вскрытие продуктивного пласта. Таким образом, цель заключается в снижении влияния

скин-эффекта, следовательно, чтобы этого достичь нужно правильно выбрать систему перфорации [7].

В основном влияние на ПЗП оказывают плотность перфорации и длина каналов. В свою очередь размер каналов зависит от пробивной способностью перфораторов и от петрофизических особенностей коллектора. Наилучший приток флюида можно добиться от правильной выбранной фазировки. Существует фазировка по шахматной сетке, и по спирали.

Оптимальные результаты при проведении гидропескоструйной перфорации можно наблюдать в подготовительных работах скважин к ГРП, особенно в скважинах, служащие для нагнетания воды в пласт. В некоторых случаях гидропескоструйная перфорация обеспечивает более результативное вскрытие пластов, в отличии от кумулятивной и пулевой перфорации.

За все время разработки Мало-балыкского месторождения проведено 352 перфорационных операции на объектах. Половина всех работ проводились в комплексе с различными видами воздействия на ПЗП (кислотные обработки, обработки растворами ПАВ и т.п.). От проведенных работ дополнительно получено 2386,6 тыс.т нефти при средней технологической эффективности 6,7 тыс.т дополнительно добытой нефти на одну скважину.

2.5.3 Обработка ПЗП скважин кислотными композициями

Сталкиваясь с проблемой низкой продуктивности коллектора с высокой проницаемостью, как один из вариантов решения этой проблемы – можно предложить провести обработку скелета породы или матрицы кислотными композициями с целью растворения загрязнений и создания новых приточных каналов. Для проведения данной операции необходимо закачивание раствора кислоты в скважину для улучшения коллекторских свойств в около скважинном пространстве пласта.

Все это достигается путем закачивания химического реагента, рабочей жидкости при сравнительно низком давлении, чтобы не допустить разрыва пласта. Если сравнивать этот метод с разрывом под высоким давлением, то

кислотная обработка ПЗП — это немасштабная операция с невысокими материальными затратами [8].

Обработку чаще всего проводят растворами, получаемые при перемешивании плавиковой и соляной кислоты, а также при добавлении прочих реагентов. Соляная кислота и глинокислота, каждая по-разному вступает в реакцию с загрязнениями ПЗП и породой коллектора. Соляная кислота способна повышать продуктивность ПЗП, путем создания обходных каналов вокруг загрязненного участка.

Глинокислотная обработка предусматривает за собой цель скорее разблокировки существующих каналов путем растворения загрязнений, заполняющих промежутки поровых пространств.

Для предотвращения закупоривания мельчайшими частицами, не растворяющимися в растворе кислоты, применяют химическую систему, не содержащую собственно плавиковую кислоту, а создающую ее в результате ряда реакций, происходящих внутри пласта. Это помогает обеспечить значительную глубину проникновения и долгую продолжительность реакции для наибольшего растворения мелких частиц.

Всего за период разработки месторождения было проведено 128 ОПЗ, дополнительная добыча нефти составила 236,8 тыс.т нефти, или 1,85 тыс.т дополнительно добытой нефти на одну скважину.

2.5.4 Выравнивание профиля приемистости

Одна из первоначальных задач, которую решают операции по выравниванию профиля приемистости - изменение кинематической составляющей потоков нагнетаемого рабочего агента путем локализации системы техногенных трещин с целью разработки тех запасов, которые сосредоточены в зонах и в пропластках, не охваченных выработкой.

Достигнуть этого при существовании подвижных трещин в призабойной зоне можно путем целенаправленного их тампонирования специальными составами с последующим поддержанием давления нагнетания на уровне,

исключающем образование новых трещин. В большинстве случаев удастся перераспределить темп закачки, т.е. снижение фильтрационных характеристик высокопроницаемых интервалов, а иногда их полная изоляция и, как следствие, подключение в разработку невыработанных интервалов пластов [9].

Для проведения ВПП использовались технологии с применением:

- волокнисто-дисперсных систем (ВДС);
- полимер-дисперсных систем на основе: полиакриламида и алюмохлорида и щелочного стока производства капролактама (ЩСПК), полиакриламида и ЩСПК и сернокислого алюминия (ЩПДС);
- осадкообразующих композиций на основе: силиката натрия, хлорида натрия и хлорида кальция (ОС), сернокислого алюминия (ДОС), сернокислого аммония (ДОС-2), хлорида аммония (ОХА), сернокислого 29 натрия и хлорида кальция (КС-2), хлорида кальция и кальцинированной соды (КС-3);
- гелеобразующих силикатных композиций на основе силиката натрия и соляной кислоты (ГеОК);
- биополимера БП-92;
- вязкоупругих гелей на основе полиакриламида и сшивателя (ВУГ).

За период 1998-2015 гг. на объектах Первомайского месторождения проведено 365 операций, дополнительно получено 378,2 тыс. т нефти при средней технологической эффективности 1,03 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 скважину.

2.5.6 Гидравлический разрыв пласта

Основные перспективы повышения эффективности выработки запасов нефти «Х» месторождения связаны с мероприятиями по интенсификации притока к добывающим скважинам, увеличению доли выработки запасов, улучшению условий притока флюидов к скважине, ограничению притока подошвенных и закачиваемых вод в добывающие скважины [10].

Флюид, с помощью которого с поверхности на забой скважины направляется энергия, необходимая для разрыва, носит название – «жидкость

разрыва». Под влиянием давления жидкости трещина начинает увеличиваться, возникает ее тесная связь с системой естественных трещин, которые не вскрыты скважиной, и с зонами повышенной проницаемости.

Таким образом, ГРП способствует расширению области пласта, а в трещины, образованные с помощью разрыва, транспортируется зернистый материал, называемый как проппант, который закрепляет трещины в раскрытом состоянии после того, как снизится избыточного давления [11].

В последнее время проведение ГРП преследует две главные цели:

- увеличить продуктивность пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины;
- образовать канал притока в пристволенной зоне нарушенной проницаемости.

Результатом ГРП является улучшение проницаемости и как следствие, за счет этого и повышается дебит добывающих скважин или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в ПЗП и увеличения поверхности фильтрации скважины. Таким образом, увеличивается конечная нефтеотдача, благодаря включению в разработку слабо дренируемых зон и пропластков.

Проведение гидроразрыва с образованием протяженных трещин приводит к увеличению не только проницаемости призабойной зоны, но и охвата пласта воздействием, вовлечению в разработку дополнительных запасов нефти и повышению нефтеизвлечения в целом. При этом возможно снижение текущей обводненности добываемой продукции. Оптимальная длина закрепленной трещины при проницаемости пласта $0,01-0,05 \text{ мкм}^2$ обычно составляет 40-60 м, а объем закачки - от десятков до сотен кубических метров жидкости и от единиц до десятков тонн проппанта [12].

Если рассматривать ГРП, как основной метод интенсификации то можно выделить, как положительные, так и отрицательные стороны данного метода. Положительный – увеличение нефтеотдачи, расширение области дренирования.

Отрицательный – данный метод может привести к быстрому обводнению продукции или наоборот уменьшению дебита нефти.

В последнее время очень часто ГРП проводится на скважинах, полученные сразу после освоения. Не имея истории добычи нефти, эффективность мероприятия по ним объективно оценить, не представляется возможным [13].

В целом по Мало-балыкскому месторождению количество ГРП достигло 256 операций. Дополнительная добыча нефти в результате проведения ГРП составила 8115,2 тыс. т.

Соответственно, можно сделать такой вывод, что на месторождении было проведено 1114 мероприятий по интенсификации добычи нефти и увеличению нефтеотдачи пластов. В их число входит зарезка боковых стволов в количестве 15 операций, проведение ПВР – 321 операция, обработка ПЗП – 154 операции, 368 операции, связанные с выравниванием профиля приемистости, и 256 операции по проведению гидравлического разрыва пласта.

Всего за весь период разработки месторождения по состоянию на 01.01.2015 г. за счет указанных мероприятий было добыто 11410,1 тыс.т нефти. Количество мероприятий и расчет дополнительной добычи нефти от их проведения представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Количество мероприятий по интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов и дополнительная добыча нефти от их проведения

Вид ГТМ	Кол-во	Доп. добыча нефти, тыс.т	Эффект. проведения, т.нефти/скв.опер
Зарезка боковых стволов	15	425,4	28,36
Перфорационные методы	321	2150,7	6,7
Обработка ПЗП	154	277,2	1,8
Выравнивание профиля	368	441,6	1,2
Гидроразрыв пласта	256	8115,2	31,7

Итого	1114	11410,1	
-------	------	---------	--

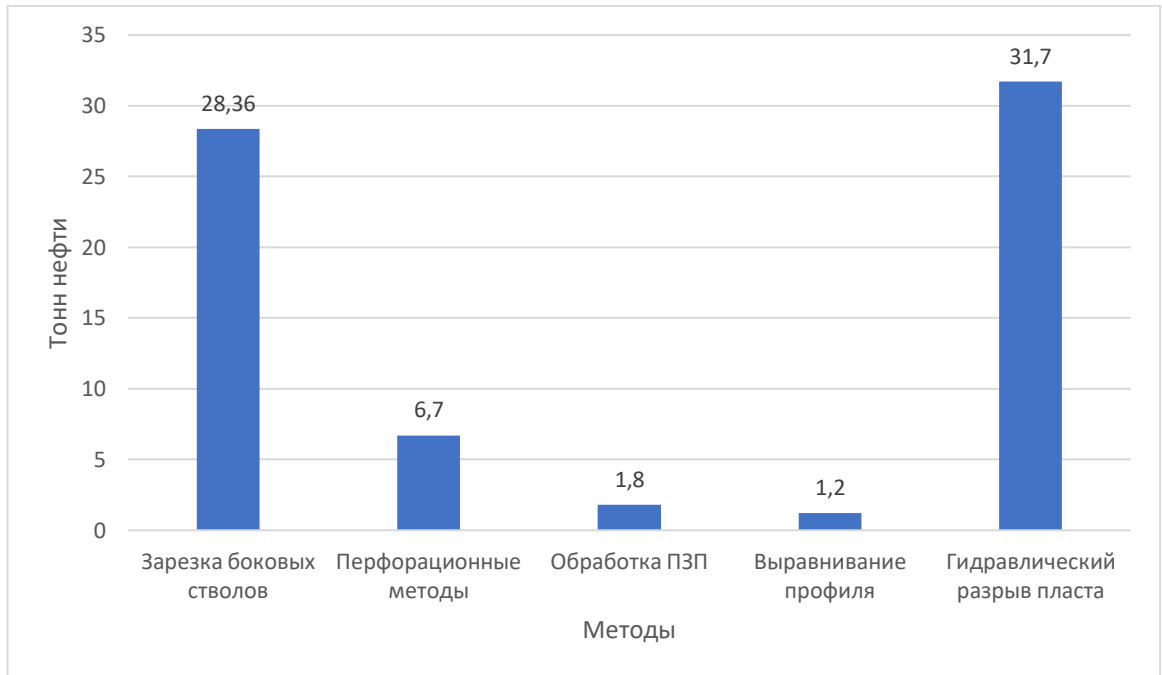


Рисунок 1 – Диаграмма эффективности проведения мероприятий (тонн нефти на одну скважину)

3 Технология проведения ГРП на нефтяном месторождении «Х»

3.1 Подбор скважин для проведения ГРП

При подборе скважин-кандидатов для проведения ГРП первоначально необходимо провести сбор данных. Любое событие может повлиять на тип воздействия на пласт, поэтому история необходима история эксплуатация скважины, также говорит о вероятности успеха при проведении ГРП [14].

Таблица 10 – Необходимые данные

Тип данных	Источники данных	Назначение данных
Состав пластовых флюидов	Образцы керна; Опробование пласта; Каротаж	Для определения совместимости пластовых флюидов с рабочими жидкостями
Водонасыщенность	Каротаж; Образцы керна	Для определения водонефтяного фактора, совместимости жидкостей и потенциального дебита скважины после ГРП
Пластовые аномалии	Исследование кривых восстановления давления (КВД); Опробование пласта; Геологические карты/разрезы	Для определения типа воздействия
Пластовое давление	Исследование КВД	Для определения ожидаемой продуктивности; Для расчета индекса продуктивности по сравнению с соседними скважинами
Данные по добыче	История добычи; Испытание скважины на приток	Для определения кратности увеличения дебита; Для определения извлекаемых запасов; Для установления вероятных проблем при дизайне и проведении ГРП

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

- высокий водонефтяной фактор;
- интерференция с соседними скважинами;
- причины низкой продуктивности.

Высокий водонефтяной фактор

Система трещин, сообщающаяся с продуктивным интервалом, позволяет повысить продуктивность скважины. Так или иначе, если трещина затрагивает соседние интервалы (вторжение в водонасыщенную зону), то вскоре вероятно возникновение проблем при добыче.

Как правило, если обводненность высокая, после проведения ГРП она будет увеличиваться. После установления притока из нежелательных зон, как правило, невозможно изолировать дополнительную добычу воды [15].

Интерференция скважин

Глубина проникновения трещины в пласт может повлиять на соседние скважины (в зависимости от их расположения). Это происходит, когда созданная трещина контактирует с системой трещин соседних скважин. Поэтому знание вероятного азимута образования трещины и определение объема воздействия важно, особенно на месторождениях, разбуренных по плотной сетке. По этой причине при выборе расстояния между скважинами нужно учитывать длину трещины и ее азимут для минимизации интерференции скважин и для увеличения коэффициента извлечения [16].

Причины низкой продуктивности

Как правило основными причинами низкой продуктивности являются:

- плохая проницаемость;
- истощение пласта;
- загрязнение ПЗП.

Плохая проницаемость

Пропускная способность породы является главной функцией при передвижении нефти или газа к стволу скважины. Низкой, считается проницаемость, менее 1,0мД. Большинство пород с достаточным пластовым давлением, не могут обеспечить хорошие дебиты из-за низкой проницаемости. В данном случае ГРП является успешным методом для увеличения притока нефти и газа из низкопроницаемых коллекторов, трещина образовавшаяся в результате ГРП создает новые поровые каналы, площадь притока увеличивается и создается линейный приток к скважине [17].

Загрязнение призабойной зоны пласта

Загрязнение служит причиной низкой продуктивности скважин из-за снижения проницаемости. На рисунке 2 изображена скважина с поврежденной проницаемостью призабойной зоны.

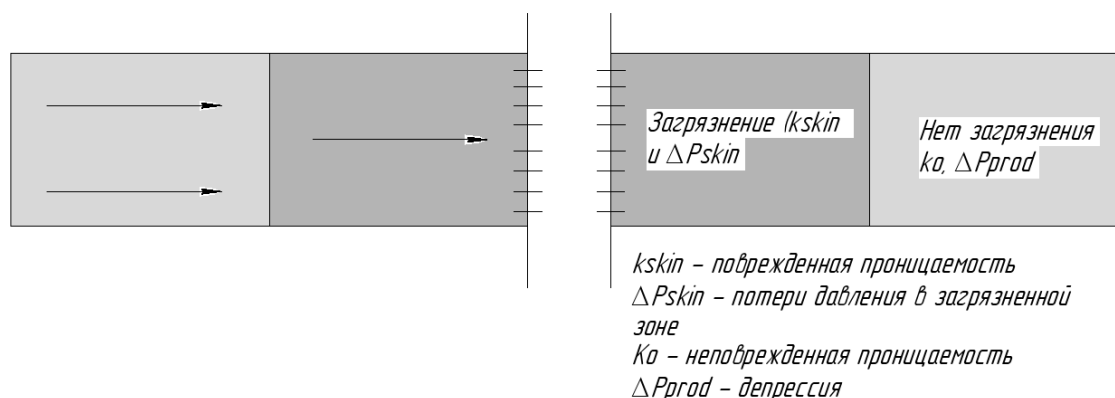


Рисунок 2 – Пример загрязнения призабойной зоны пласта

Ниже приведен список возможных причин загрязнения ПЗП и ухудшения проницаемости пласта:

- закупорка пор / перфорационных отверстий глинами и мелкими частицами;
- образование эмульсий;
- отложения асфальтенов, парафинов, солей.

В большей части случаев при помощи кислотной обработки проводят удаление данных загрязнений. Применение ГРП возможно при присутствии загрязнений, которые не могут быть эффективно удалены при применении кислотных обработок.

Истощение пласта

Уровень добычи углеводородов из пласта снижается с течением времени. В конечном счете, даже дебит лучших скважин падает до экономического предела. Воздействие на пласт путем ГРП обычно имеет ограниченный успех в частично истощенных резервуарах (в зависимости от степени истощенности), хотя и позволяет извлечь оставшиеся запасы в ускоренном темпе.

3.2 Оборудование, применяемое при ГРП

Необходимая техника для гидравлического разрыва пласта, перед началом работ по проведению ГРП устье скважины должно быть оборудовано специальной арматурой типа 1АУ-700 или 2АУ-700 (рисунок 3) к которой подключаются агрегаты для нагнетания жидкостей для разрыва [18].

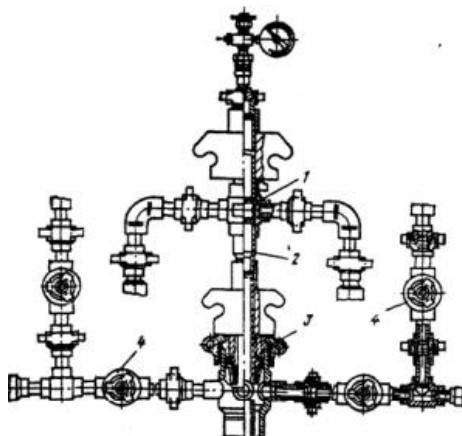


Рисунок 3 – Арматура 2АУ-700: 1 - трубная головка (крестовина); 2 - патрубок; 3 - устьевая головка с сальником; 4 - пробковый кран

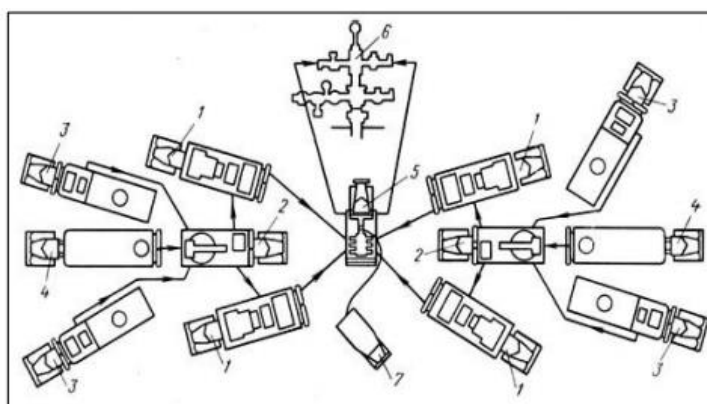


Рисунок 4 – Схема расположения оборудования при ГРП: 1 - насосные агрегаты 4АН-700 или 5АН-700; 2 - пескосмесительные агрегаты типа 3ПА или 4ПА; 3 - автоцистерны для перевозки жидкостей

ЦР-20; 4 - песковозы; 5 агрегаты для перевозки блока манифольда 1БМ-700; 6 -арматура устья 1АУ-700 или 2АУ-700; 7 - станция контроля и управления процессом

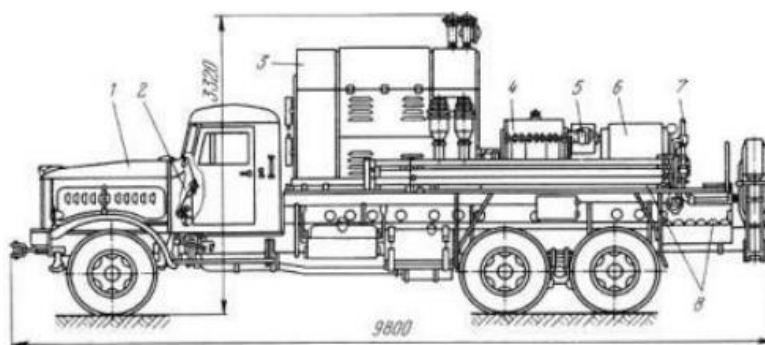


Рисунок 5 – Насосный агрегат для ГРП 4АН-700: 1 - автомобиль КрАЗ-257; 2 - кабина управления; 3 - силовой агрегат; 4 - коробка скоростей; 5 - муфта сцепления; 6 - насосный агрегат; 7 - выкидной манифольд; 8 - соединительные трубы высокого давления

Насосные агрегаты 4АН-700 (рисунок 5) и 5АН-700 изготавливают из износостойкого материала, монтируется на шасси трехосных грузовых автомобилей КРАЗ-257, максимальное давление этих агрегатов 70 Мпа, при подаче 6 л/с В качестве привода силовому агрегату используется дизельный двигатель 588 кВт. Двигатель установлен на платформе автомобиля и через коробку скоростей связан с приводным валом силового насоса [19].

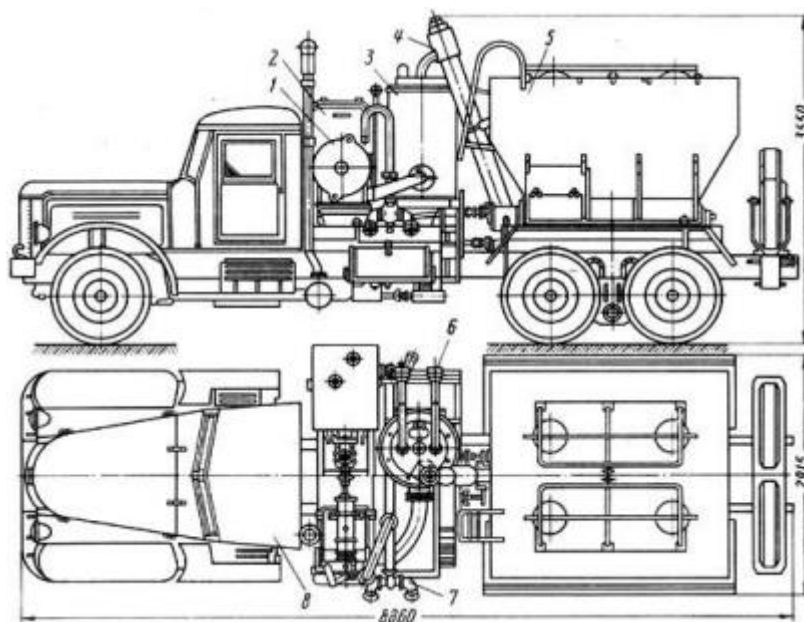


Рисунок 6 – Пескосмесительный агрегат ЗПА: 1 - центробежный насос 4ПС; 2 - силовой блок двигателя ГАЗ-51; 3 - смесительное устройство; 4 - наклонный шнек; 5 - бункер для песка; 6 - приемный трубопровод; 7 - раздаточный трубопровод; 8 - автомобиль КрАЗ-257

Для смешивания жидкости-пескосмесителя с песком применяются специальные пескосмесительные агрегаты типа ЗПА (рисунок 6) или 4ПА,

смонтированные на автомобилях с высокой проходимостью. Смешивание песка с жидкостью и подача смеси на прием насосных агрегатов механизирован [20].

Перевозка жидкостей, которые потребуются при ГРП, осуществляются в автоцистернах. При ГРП чаще используются автоцистерны ЦР-20, которые монтируются на автоцистернах 4МЗАП-522 и транспортируются сдельными тягачами КРАЗ-258. Кроме автоцистерны на шасси прицепа монтируется двигатель ГАЗ-51, центробежный насос 8К-18 и трехплунжерный насос 1В.

Насосы приводятся в действие через коробку скоростей и редукторы от двигателя ГАЗ-51. Цистерна имеет емкость 17 м³, поплавковый указатель уровня и змеевик для подогрева жидкости с помощью паропередвижной установки в зимнее время. Трехплунжерный насос 1В снабжен воздушным компрессором и имеет подачу 13 л/с, максимальное давление 1,5 Мпа при 140 ходах в минуту. Центробежный насос 8К-18 имеет подачу 10-60 л/с (по воде), напор до 20 м и предназначен для подачи жидкости в пескосмесительный агрегат. Блок манифольда 1БМ-700 высокого давления с подъемной стрелой для погрузки и разгрузки деталей манифольда предназначен для обвязки выкидных линий нескольких насосных агрегатов высокого давления и присоединения их к арматуре устья скважины [21].

Манифольдный блок транспортируется на специально изготавливаемой платформе вездеходного автомобиля. Для дистанционного контроля за процессом ГРП применяется станция КиП. Это станция комплектуется контрольно-измерительной и регистрируемой дистанционной аппаратурой, а также громкоговорителями и усилителями для звуковой и телефонной связи с отдельными агрегатами и исполнителями. Для соблюдения техники безопасности все агрегаты оснащаются искрогасителями и располагаются радиаторами от скважины, чтобы можно было беспрепятственно отъехать при возможной аварийной или пожарной безопасности. [22]

3.3 Техничко-технологические показатели ГРП

3.3.1 Сущность и виды ГРП

Сущность гидравлического разрыва пласта состоит в том, что посредством закачки жидкости при высоком давлении происходит раскрытие естественных или образование искусственных трещин в продуктивном пласте и при дальнейшей закачке песчанно-жидкостной смеси или кислотного раствора происходит расклинивание образованных трещин с сохранением их высокой пропускной способности после окончания процесса и снятия избыточного давления [23].

При производстве ГРП должны быть решены следующие задачи:

1. Создание трещины путем закачки специально подобранной жидкости ГРП;
2. Удержание трещины в раскрытом состоянии путем добавления в жидкость гидроразрыва проппанта с зернами определенного размера и определенной прочности;
3. Удаление жидкости разрыва для восстановления высоких фильтрационных характеристик призабойной зоны скважины;
4. Повышение продуктивности пласта.

Наиболее широкое распространение получил локальный гидроразрыв как эффективное средство воздействия на призабойную зону скважин. При этом бывает достаточным создание трещин длиной 10...20 м с закачкой десятков кубических метров жидкости и единиц тонн проппанта. В этом случае дебит скважин увеличивается в 2...3 раза.

Проведение гидроразрыва с образованием протяженных трещин приводит к увеличению не только проницаемости призабойной зоны, но и охвата пласта воздействием, вовлечению в разработку дополнительных запасов нефти и повышению нефтеизвлечения в целом. При этом возможно снижение текущей обводненности добываемой продукции. Оптимальная длина закрепленной трещины при проницаемости пласта 0,01...0,05 мкм² обычно составляет 40...60

м, а объем закачки - от десятков до сотен кубических метров жидкости и от единиц до десятков тонн проппанта.

По технологическим схемам проведения ГРП различают три основных процесса:

- однократный;
- многократный;
- направленный (поинтервальный).

3.4 Проведение ГРП на скважине

Гидроразрыв может производиться с пакером, установленным на 30-50 метров выше интервала перфорации и без пакера. В последнем случае возможно производить закачку жидкости разрыва через НКТ и без использования НКТ, если обсадная колонна обладает достаточным запасом прочности. Преимущество безпакерного в том, что по величине затрубного давления можно контролировать давление создаваемое на забое скважины. При производстве гидроразрыва с использованием пакера в затрубном пространстве создается давление около 50 атмосфер для более прочной посадки пакера.

Создание трещины начинается с закачки буферной жидкости. Для расчета давления на устье скважины применяется градиент давления равный 13-15 кПа на 1 м ствола скважины [24].

Для того, чтобы обеспечить непрерывность процесса ГРП и избежать возникновения непредвиденных ситуаций количество агрегатов, находящихся на кусте ввремя ГРП удваивается. Количество линий гидроразрыва рассчитывается, исходя из скорости закачки, определенной дизайном ГРП. Обычно монтируется только одна линия. Объем проппанта, предназначенного для закачки в трещину, определяет количество блендеров. Количество песковозов зависит от объема работ.

Средняя скорость закачки жидкости гидроразрыва обычно равна 2 м³/мин, средняя концентрация проппанта составляет 600 кг/м³. С момента

начала закачки концентрация проппанта постепенно изменяется от 0 до 1200 кг/м³ для достижения более равномерной упаковки частиц проппанта в трещине. В качестве расклинивающего агента применяется керамический проппант российского производства средней твердости (плотность 3.2 г/см³), стоимостью 650 долл./т.

После окончания закачки жидкости разрыва производят закачку продавочной жидкости в объеме спущенной в скважину колонны НКТ. Средний объем жидкости гидроразрыва для одной скважины составляет 40-80 м³. Жидкость для ГРП готовят таким образом, чтобы действие брейкера для разрушения цепочек полимера начиналось примерно через 1-4 часа после окончания закачки [25].

Если после ГРП не происходит фонтанирование скважины, то применяют меры по вызову притока жидкости из пласта. Это может быть замена жидкости на более легкую, свабирование, спуск насоса-жервы и пр.

3.5 Основы механики ГРП

Рассмотрим коротко механику гидроразрыва пласта. Теория линейной упругости эффективна для описания напряжения и деформации в пласте и на вершине трещины.

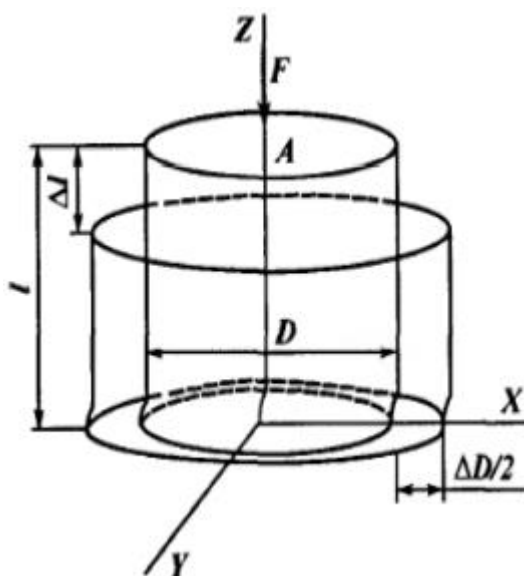


Рисунок 7 – Схема исследования породы на сжатие с одноосной нагрузкой

Пласт считается линейно-упругим, а деформации и напряжения, особенно на вершине трещины, можно описывать теорией упругости. Модуль Юнга и коэффициент Пуассона являются основными механическими параметрами, характеризующими деформацию породы, которые определяют экспериментально (рисунок 8).

Модуль Юнга – физическая величина, характеризующая способность материала сопротивляться растяжению и сжатию при упругой деформации, коэффициент Пуассона ν – величина отношения относительного поперечного сжатия к относительному продольному растяжению. Данные величины рассчитываются (рисунок 8) по значению заданного вертикального напряжения σ_{zz} и вертикальной деформации ε_{zz} , предопределяющих деформации в горизонтальной плоскости $\varepsilon_{xx} = \varepsilon_{yy}$.

Кроме того, применяются косвенные методы определения перечисленных параметров по результатам интерпретации данных акустического каротажа. Это позволяет построить профили изменения их по разрезу скважины и точнее прогнозировать развитие трещины [26].

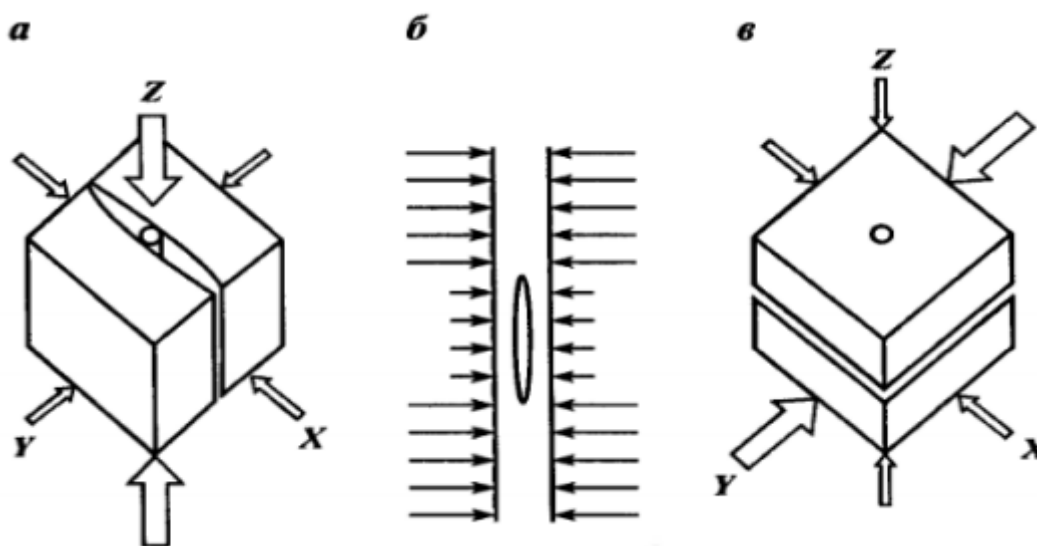


Рисунок 8 – Схема влияния пространственных напряжений на ориентацию трещины

В линейной теории упругости концепция деформации в плоскости с модулем E' используется, чтобы уменьшить проблему пространственности.

Деформации в плоскости – рациональное приближение в упрощенном описании ГРП. Важнейшее - как выбрать главную плоскость.

Влияние пространственных напряжений в пласте на развитие трещины показано на рисунке 9. Здесь величина стрелок пропорциональна напряжениям. Из рисунка 9, а видно, что вертикальная трещина развивается в пласте перпендикулярно к наименьшему горизонтальному напряжению (бокового горного давления).

Как свидетельствует опыт, на глубинах свыше 300-600 м. трещины имеют вертикальную ориентацию. На малых глубинах более вероятно распределение напряжений, для которого в пласте разовьется горизонтальная трещина. В случае, когда вертикальные напряжения в окружающих пластах больше, чем в пласте с трещиной, они ограничивают ее рост в высоту, как изображено на рисунке 9, б.

Поперечное сечение вертикальной трещины для большинства теоретических решений принимается таким, как изображено на рисунке 2.3, а, однако реально оно имеет значительно более сложную форму, такую как на рисунке 9, б. Изменения конфигурации трещины здесь, очевидно, обусловлены неравномерными боковыми напряжениями в пластах [27].

Для проектирования гидроразрыва необходимо знать высоту вертикальной трещины, так как ее длина обратно пропорциональна высоте. Из рисунка 9 видно, что поперечное сечение имеет чередующиеся сужение и расширение. Такие изменения обусловлены, очевидно, неоднородностью свойств породы в пластах и бокового горного давления. Перед проектированием гидроразрыва нужно изучить свойства пород и боковые напряжения в пластах, существенно влияющие на ширину трещины и давление во время его проведения.

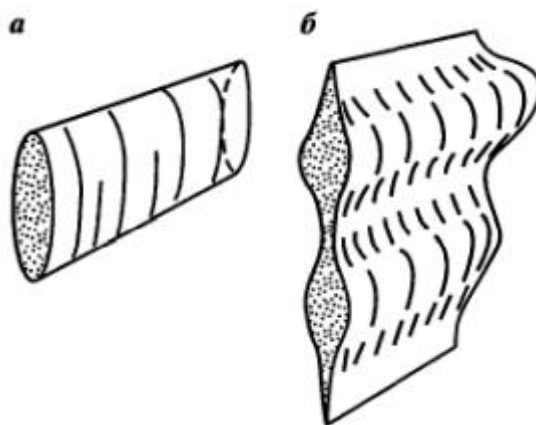


Рисунок 9 – Теоретическое (а) и возможное (б) сечения вертикальной трещины в пласте

Взаимосвязь между напряжениями и давлением гидроразрыва, определяемая как разность между давлением в трещине и боковым горным давлением, четко прослеживается после их сравнения на кривой. Увеличение боковых напряжений обуславливает рост давления, после его роста до максимального значения наблюдается быстрое снижение давления, вызванное, как будет объяснено далее, ростом высоты трещины. Определение напряжений в пластах при современном развитии технологии гидроразрыва лучше всего выполнять путем пробного нагнетания.

Важнейшими факторами ориентации и роста вертикальных трещин являются местные поля напряжений и разность напряжений между сопредельными зонами пластов. На направление развития трещины гидроразрыва влияют региональные тектонические напряжения, так как трещины развиваются перпендикулярно к направлению главных наименьших напряжений. В антиклинальных складках, деформированных в направлении короткой оси с тектоническими нарушениями в этом направлении, трещины развиваются в этом же направлении, т.е. параллельно длинной оси.

Механизм раскрытия трещин (по теории упругости) описывается ниже. Рассмотрев применяемые модели развития трещины гидроразрыва, нашедшие свое практическое подтверждение по их приемлемости для описания этого процесса, можно увидеть, что во всех теориях принимается эллиптическая форма развития трещины в горизонтальной плоскости [28].

Во время нагнетания жидкости и увеличения давления трещина развивается в ширину в форме эллипса в горизонтальной плоскости, в котором возникают деформации:

$$w(x) = \frac{4P_a}{E'} \cdot (c^2 - x^2)^{0,5} \quad (1)$$

где x – изменяющееся расстояние от скважины до вершины трещины;

c – полудлина трещины;

P_a – чистое давление, определяемое как разность между давлением в трещине и минимальным основным внешним напряжением, содействующим смыканию трещины.

Максимальная ширина трещины при ее входе в пласт для $x=0$

$$W_0 = \frac{4cp_n}{E'} \quad (2)$$

Высокие напряжения, даже если они ограничены малой зоной, могут вызвать разрыв пласта. В применяемых моделях развития трещины допускается, что пласт является линейно-упругим. Критерием разрыва трещины по методу Гриффитса (1948) является прочность породы на разрыв. Введено понятие фактора интенсивности напряжений, определяемого как зависимость между полудлиной трещины c и постоянным давлением P_0 . [8]

3.6 Расчет гидроразрыва пласта

В таблице 11 приведены исходные данные для расчета технологических параметров ГРП.

Таблица 11 – Исходные данные к расчету

Показатель	Обозначение	Размерность	Значение
Глубина скважины	L	м	3512
Глубина спуска НКТ	L _{НКТ}	м	3493,7
Интервал перфорации	b _{3-пер} -b _{2-пер}	м	3431-3442
Наружный диаметр НКТ	D _н	м	0,0889
Внутренний диаметр НКТ	D _в	м	0,076

Продолжение таблицы 11

Продуктивный горизонт	H	м	12,3
Коэффициент проницаемости	K	м ²	$2,3 \cdot 10^{-14}$
Модуль упругости	E	МПа	10^{10}
Коэффициент Пуассона	V		0,3
Средняя плотность пород над продуктивным пластом	$P_{пл}$	кг/м ³	1895
Дебит нефти до ГРП	Q	т/сут	7
Пластовое давление	$P_{пл}$	МПа	23
Депрессия на пласт	ΔP	МПа	18
Плотность нефти в НУ	ρ_n	кг/м ³	828,0
Динамическая вязкость нефти (пластовая)	$\mu_{пл}$	МПа·с	0,86
Плотность нефти в пластовых условиях	$\rho_{пл}$	кг/м ³	692,0
Радиус контура скважины	R_k	м	250

Необходимо определить следующие показатели:

- давление разрыва;
- допустимое давление на устье скважины (при проведении процесса без пакера);
- объем жидкости разрыва;
- количество песка, концентрация песка в жидкости-песконосителе;
- объем жидкости-песконосителя;
- объем продавочной жидкости;
- общую продолжительность процесса ГРП;
- тип и число необходимых насосных агрегатов [10].

Определяем давление разрыва по формуле:

$$P_{разр} = P_{вг} - P_{пл} + \sigma_p, \quad (1)$$

где $P_{вг}$ – вертикальное горное давление, МПа;

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, МПа;

$\sigma_{\text{р}}$ – давление расслоения пород (предел прочности на разрыв), МПа.

Вертикальное горное давление определить по формуле 2:

$$P_{\text{вг}} = H \cdot \rho_{\text{п}} \cdot g, \quad (2)$$

где H – глубина залегания пласта (нижних отверстий фильтра), м;

$\rho_{\text{п}}$ – средняя плотность вышележащих пород, кг/м³.

$$P_{\text{вг}} = 3442 \cdot 1895 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} = 63,98 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{разр}} = 63,98 - 23 + 1,5 = 42,49 \text{ МПа}$$

ГРП можно проводить как через эксплуатационную колонну, так и через колонну НКТ. Для выяснения возможности проведения ГРП через обсадную колонну следует определить допустимое давление на устье скважины из условий прочности колонны на разрыв от внутреннего давления и прочности резьбового соединения.

Определить допустимое давление на устье скважины (в случае проведения процесса непосредственно через эксплуатационную колонну без установки пакера) по формуле:

$$P_{\text{у}} = \frac{D_{\text{н}}^2 - D_{\text{в}}^2}{D_{\text{н}}^2 + D_{\text{в}}^2} \cdot \frac{\sigma_{\text{тек}}}{K} + P_{\text{пл}} + \rho_{\text{жр}} \cdot g \cdot (h - L), \quad (3)$$

где $D_{\text{н}}$ – наружный диаметр обсадных труб, см;

$D_{\text{в}}$ – внутренний диаметр обсадных труб, см;

$\sigma_{\text{тек}}$ – предел текучести стальных труб, МПа;

K – запас прочности (1,5);

h – потери напора на трение в обсадной колонне, м;

$\rho_{\text{жр}}$ – плотность жидкости разрыва, кг/м³;

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, МПа;

L – глубина скважины, м.

Для принятого расхода эти потери при глубине скважины 1750 м составляют 75 м ст. жидкости, а для нашей скважины глубиной 3512 м, они будут пропорционально равны, соответственно, $h = 108$ м.

Для скважины:

$$P_y = \frac{16,8^2 - 14,68^2}{16,8^2 + 14,68^2} \cdot \frac{320}{1,5} + 23 + 950 \cdot 9,81 \cdot (108 - 3512) \cdot 10^{-6} = 30,23 \text{ МПа}$$

Объем жидкости разрыва не поддается точному расчету. По опытным данным, значение его колеблется в пределах 5-20 м³.

Количество песка G_п, потребное для гидроразрыва, также нельзя рассчитать. По данным отечественной практики количество песка обычно принимают равным 70 т. на один гидроразрыв [15]. Принимаем G_п = 70000 кг.

Концентрация песка С зависит от вязкости жидкости-песконосителя и темпа ее закачки. Обычно для нефти вязкостью 5-10-2 Па×с значение ее колеблется в пределах 150 – 400 кг/м³ [16]. Принимаем С = 400 кг/м³.

Объем жидкости-песконосителя при принятых количестве песка и его концентрации в жидкости рассчитывается по формуле 4:

$$V_{жп} = \frac{G_{п}}{C} = 175 \text{ м}^3 \quad (4)$$

Объем продавочной жидкости принимают на 20 – 30% больше, чем объем колонны труб, по которой закачивают жидкость с песком:

$$V_{пр} = K \cdot \pi \cdot d_{в}^2 \cdot \frac{H}{4} \quad (5)$$

где d_в – внутренний диаметр труб, на которых спущен пакер, м;

К – коэффициент, учитывающий превышение объема жидкости над объемом труб (принимаем 1,1);

Н – глубина спуска труб, м (Н = 3493,7 м).

$$V_{пр} = 17,43 \text{ м}^3$$

Общую продолжительность процесса гидроразрыва определяют из соотношения 8 [17]:

$$t = \frac{(V_{р} + V_{жп} + V_{пр})}{Q} \quad (8)$$

где Q – расход рабочих жидкостей, м³/с;

V_р – объем жидкости разрыва, м³;

V_{жп} – объем жидкости песконосителя, м³;

$V_{\text{пр}}$ – объем продавочной жидкости.

$$t = \frac{(20 + 175 + 17,4)}{0,03} = 118 \text{ мин}$$

Немаловажным пунктом является определение числа насосных агрегатов по формуле 9:

$$n = \frac{Q_{\text{ж}}}{Q_{\text{п}}} + 1 \quad (9)$$

где $Q_{\text{ж}}$ – требуемый расход жидкости, м³/с;

$Q_{\text{п}}$ – подача жидкости насосного агрегата.

$$n = \frac{0,03}{0,0123} + 1 = 4 \text{ агрегата}$$

Число пескосмесительных агрегатов

Потребное число пескосмесительных агрегатов определяется исходя из загрузочной массы их бункеров, при этом для определения числа агрегатов масса закрепителя трещин делится на загрузочную массу и округляется до ближайшего большего. Так как по условиям задано ввести в трещины 70 т пропанта, то согласно характеристике агрегата 4ПА потребуется 4 таких пескосмесителя.

Для определения увеличения проницаемости призабойной зоны скважины после гидроразрыва в случае образования одной горизонтальной трещины необходимо знать ширину трещины, радиус ее распространения и проницаемость пласта. Радиус горизонтальной трещины определяем приближенно по формуле 10:

$$r_{\text{T}} = 5,08 \cdot 10^5 \cdot C \cdot \left(Q \cdot \sqrt{\frac{\mu \cdot t_{\text{p}}}{k}} \right)^{0,5} \quad (10)$$

где C – эмпирический коэффициент, зависящий от давления и характеристики горных пород;

Q – расход жидкости разрыва, м³/мин;

μ – вязкость жидкости разрыва, Па·с;

t_{p} – время закачки жидкости разрыва, мин;

k – коэффициент проницаемости, мкм².

Для рассматриваемой задачи имеем следующие данные:

$$C = 0,02;$$

$$Q = 0,05 \text{ м}^3/\text{мин};$$

$$\mu = 0,25 \text{ Па}\cdot\text{с};$$

$$t_p = 118 \text{ с};$$

$$k = 0,023 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2.$$

Подставляя приведенные данные в формулу 10 имеем:

$$r_T = 5,08 \cdot 10^5 \cdot 0,02 \cdot \left(0,05 \cdot \sqrt{\frac{0,025 \cdot 118}{0,023 \cdot 10^{-12}}} \right)^{0,5} = 13 \text{ м}.$$

Проницаемость созданной горизонтальной трещины рассчитывается по формуле 11:

$$k_T = \frac{10^8 \cdot \omega}{12} \cdot 10^{-12} \quad (11)$$

где k_T – проницаемость трещины, м^2 ;

ω – ширина трещины.

Принимаем ω равной 1 см, получим:

$$k_T = \frac{10^8 \cdot 0,01}{12} \cdot 10^{-12} = 83,3 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2$$

Проницаемость призабойной зоны одной трещины, в свою очередь, определяем по формуле 12:

$$k_{пз} = \frac{k_{п} \cdot h + k_T}{h + \omega} \quad (12)$$

где k – проницаемость пласта, м^2 ;

h – эффективная мощность пласта, м;

ω – ширина трещины, м.

Подставляя данные в формулу 12, получим:

$$k_{пз} = \frac{0,023 \cdot 10^{-12} \cdot 12,3 + 83,3 \cdot 10^{-9}}{12,3 + 0,0377} = 0,034 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$$

Проницаемость всей дренажной системы скважины определяем по формуле 13:

$$k_{\text{дс}} = \frac{k_{\text{п}} \cdot k_{\text{пз}} \cdot \lg \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}}{k_{\text{пз}} \cdot \lg \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{т}}} + k_{\text{п}} \cdot \lg \frac{R_{\text{т}}}{r_{\text{с}}}} \quad (13)$$

где $R_{\text{к}}$ – радиус контура области питания скважины (250 м), м;

$r_{\text{с}}$ – радиус забоя скважины (0,108 м), м;

$r_{\text{т}}$ – радиус трещины (13 м), м.

Подставляя значения величин, сходящих в формулу 13, имеем результат:

$$k_{\text{дс}} = \frac{0,02 \cdot 10^{-12} \cdot 0,034 \cdot 10^{-12} \cdot \lg \frac{250}{0,108}}{0,034 \cdot 10^{-12} \cdot \lg \frac{250}{13} + 0,02 \cdot 10^{-12} \cdot \lg \frac{13}{0,108}} = 0,035 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$$

Далее определим ожидаемый прирост дебита скважины после ГРП. Дебит скважины по формуле Дюпюи (формула 14):

$$Q = \frac{2\pi \cdot k_{\text{п}} \cdot H \cdot \Delta p}{2,3 \cdot \mu \cdot \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}} \quad (14)$$

где Q – дебит скважины, м³/сут;

$k_{\text{п}}$ – проницаемость пласта, м²;

h – эффективная мощность пласта, м;

Δp – депрессия на забое, МПа;

μ – динамическая вязкость нефти Па·с.

При принятых данных получим следующие значения дебитов:

$$Q = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,023 \cdot 10^{-12} \cdot 12,3 \cdot 18 \cdot 10^7 \cdot 86400}{2,3 \cdot 0,8 \cdot \ln \frac{250}{0,108}} = 19,3 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Из сравнения видно совпадение дебитов, подсчитанных по формуле Дюпюи с фактическими дебитами по замерам.

Подставляя имеющиеся данные в формулу 14, получим следующие значения максимального дебита:

$$Q = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,035 \cdot 10^{-12} \cdot 12,3 \cdot 18 \cdot 10^7 \cdot 86400}{2,3 \cdot 0,8 \cdot \ln \frac{250}{13}} = 77,5 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Из полученного результата о возможно максимальном дебите скважины видно, что после ГРП дебит скважины может увеличиться в:

$$U = \frac{Q_{max}}{Q} = \frac{77,5}{19,3} = 4,015 \text{ раз}$$

Таким образом, после гидроразрыва пласта можно ожидать более чем четырехкратное увеличение дебита скважины.

3.6.1 Расчет установки пакера

Давление, при котором пакер будет находиться в равновесии с учетом потери напора при движении жидкости в НКТ, определяем по формуле:

$$P = \frac{4 \cdot G}{\pi \cdot D_B^2} + \frac{\lambda \cdot H_2 \cdot v^2 \cdot \rho_1}{2 \cdot d_B} - \frac{H_1 \cdot \rho_1 \cdot g \cdot \pi \cdot (d_H^2 - d_B^2)}{40} \quad (15)$$

$$+ \frac{H_2 \cdot \rho_2 \cdot g \cdot \pi \cdot (D_B^2 - d_H^2)}{40}$$

где V – скорость нисходящего потока жидкости в трубах (2,97 м/с);

λ – коэффициент трения при движении жидкости в трубах (0,035).

$$P = \frac{4 \cdot 94,6 \cdot 3442}{3,14 \cdot 0,1468^2} + \frac{0,035 \cdot 3442 \cdot 2,97^2 \cdot 1000}{2 \cdot 0,076} -$$

$$- \frac{3442 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 3,14 \cdot (0,089^2 - 0,076^2)}{40} +$$

$$+ \frac{3442 \cdot 950 \cdot 9,81 \cdot 3,14 \cdot (0,1468^2 - 0,089^2)}{40} = 26,27 \text{ МПа}$$

Полученное значение давления, при котором пакер должен находиться в равновесии, оказалось меньше, чем ожидаемое давление разрыва. Поэтому необходимо вместе с пакером спустить якорь. Для подбора якоря определим усилие $G_{я}$, необходимое для удержания пакера в равновесии.

$$G_{я} = \rho_1 \cdot H_1 \cdot g \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D^2 - d_B^2) + P_{разр} \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} - \sigma_T \cdot \rho_2 \cdot H_2 \cdot g \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D^2 - d_H^2) \quad (16)$$

где σ_T – сила трения пакера о стенки обсадной колонны (принимается в пределах $13 \cdot 10^3 - 17 \cdot 10^3$ Н). Принимаем $\sigma_T = 15 \cdot 10^3$ Н.

$$\begin{aligned}
G_{\text{я}} &= 1000 \cdot 3442 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,168^2 - 0,076^2) + 42,49 \cdot 10^6 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,168^2}{4} \\
&\quad - 15 \cdot 10^3 \cdot 950 \cdot 3442 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,168^2 - 0,089^2) \\
&= 63.085,95 \text{ Н} = 0,63 \text{ МН}
\end{aligned}$$

Таким образом выбираем тип якоря, удерживающее усилие которого равно 0,63 МН.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ

Целью магистерской диссертации является разработка рекомендаций к выбору скважинного оборудования для гидравлического разрыва пласта. Таким образом, в данном разделе выпускной квалификационной работы необходимо оценить перспективность и экономическую эффективность использования современного отечественного оборудования для установки оборудования для ГРП [29].

В данном разделе проводится расчет экономической эффективности указанного метода увеличения продуктивности скважины.

В таблице 12 представлены необходимые данные для расчета затрат на проведение гидроразрыва пласта

Таблица 12 – Данные для расчета величины экономического эффекта

Показатели	Ед. измерения	Количество
Часовая тарифная ставка:		
– ведущего инженера;		352,43
– инженера лаборанта;		312,54
– инженера электрика;	руб.	310,24
– мастера;		243,52
– механика;		220,12
Объем проппанта для ГРП	т	102,5
Цена проппанта	руб./т	32220
Жидкость гидроразрыва на 1 скв-операцию:		
– Гель	кг	13,9
– Разрушитель геля	л	429,3
– Понижитель трение	кг	2465,7
– Ингибитор коррозии	л	1843
Себестоимость добычи 1т нефти до проведения ГРП в т.ч.	руб.	7150
условно-переменные расходы	руб.	2635
Налог на прибыль	%	20
Страховые взносы	%	30
Простои скважины в течении года	сут	7
Численность рабочих в бригаде	чел	5
Премия	%	40
Районный коэффициент	%	80
Северная надбавка	%	80

4.1 Расчет объема дополнительной добычи нефти

Планируется, что в результате проведения мероприятия будет получен дополнительный объем нефти. Дополнительный объем добычи нефти рассчитывается с использованием данных таблицы по формуле 1:

$$Q_{\text{н.д.}} = Q_2 - Q_1$$

где Q_1 – объем добычи нефти до ГРП;

Q_2 – объем добычи нефти;

$$Q_1 = q_1 \cdot N_1 \cdot T_1 \cdot K_{\text{э}1}$$

$$Q_2 = q_2 \cdot N_2 \cdot T_2 \cdot K_{\text{э}2}$$

где q_1 и q_2 – среднесуточный дебит, соответственно в старом стволе и новом после проведения ГРП, т/сут;

N – количество скважин (1 шт.);

T – продолжительность технологического эффекта, сут;

$K_{\text{э}}$ – коэффициент эксплуатации.

Объем добычи нефти до проведения ГРП рассчитывается, исходя из существующих дебитов нефтяной жидкости [30].

Объем добычи нефти по скважине до проведения ГРП:

$$Q_1 = 13 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,98 = 13 \text{ тыс. тонн}$$

Объем добычи нефти по скважине после проведения ГРП:

$$Q_2 = 44,7 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 = 44,7 \text{ тыс. тонн}$$

Таким образом объем дополнительно добытой нефти по скважине составляет:

$$\Delta Q_{\text{н.д.}} = 44,7 - 13 = 31,7 \text{ тыс. тонн}$$

4.2 Затраты на материалы и реагенты

Расходы, связанные с приобретением реагентов, зависят от нормы расхода реагентов, а также от цены используемого реагента. Затраты на приобретение химических реагентов рассчитываются по формуле 4 и представлены в таблице 13 – химические реагенты и проппант для проведения ГРП, необходимые данные

для расчетов представлены в таблице 2 – Количество и расход компонентов на 1 скв. -операцию:

$$Z_{\text{реаг}} = N_p \cdot C_{\text{реаг}}$$

где N_p – норма расхода реагента т.;

$C_{\text{реаг}}$ – цена реагента с учетом ТЗР, без НДС, руб./т.

Таблица 13 – Химические реагенты и пропанта для проведения ГРП

Реагент	Концентрация реагента	Норма расхода на 1 скв. операцию	Цена с учетом ТЗР, без НДС, руб./ед.	Сумма, руб.
Соль 7%	0,51 кг/м ³	52,15 кг	677,95	35355,09
Разрушитель геля	0,094 кг/м ³	13,9 кг	559,67	7779,41
ПАВ	4,63 л/м ³	429,3 л	490,87	210730,49
Геллянт	20,02 кг/м ³	2465,7 л	524,21	1292544,59
Буфер	15,98 л/м ³	1843 л	614,3	1132154,9
Итого				26788564,49
Пропант		34,5 т	22320	770040
Итого				3448604,49

4.3 Затраты на оплату труда

Гидравлический разрыв пласта с установкой гравийного фильтра проводится бригадой из 5 человек в составе ведущего инженера, инженера лаборанта, инженера электрика, мастера и механика. Расчет заработной платы для состава бригады представлен в таблице 3 с учетом тарифной ставки по каждому разряду, северного и районного коэффициентов, а также временем проведения операции, которой приведена в таблице 14 [31].

Таблица 14 – Расчет заработной платы

Должность	Кол-во	Тарифная ставка руб./час	Время проведения мероприятия	Тарифный фонд, ЗП, руб.	Район. коэф. и север. к, руб	Премия 50%	ЗП с учетом надбавок, руб.
Ведущий инженер	1	352,43	34,2	12053,11	31338,1	6026,5	49417,7
Инженер лаборант	1	312,54	34,2	10688,87	27791,1	5344,4	43824,4
Инженер электрик	1	310,24	34,2	10610,21	27586,5	5305,1	43501,0
Мастер	1	243,52	34,2	8328,4	21653,8	4164,2	34146,4

Механик	1	220,12	34,2	7528,11	19573,1	3764	30865,2
Итого				49208,7	127942,6	24604,2	201754,7

Из расчетов следует, что общие затраты на выплату заработной платы рабочим составили 201754,7 руб.

4.4 Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды

Расчет страховых взносов в государственные внебюджетные фонды (Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования) при проведения гидравлического разрыва пласта с установкой гравийного фильтра представлен в таблице 15. Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 для предоставления услуг по добыче нефти и газа, а также предоставления прочих услуг, связанных с добычей нефти и газа (код по ОКВЭД – 11.20.4) [32].

Таблица 15 – Расчет страховых взносов при производстве гидравлического разрыва пласта

Показатель	Ведущий инженер	Инженер лаборант	Инженер электрик	Мастер	Механик
Кол-во работников	1	1	1	1	1
Заработная плата, руб.	49417,7	43824,4	43501,0	34146,4	30865,2
ФСС (2,9%)	1433,1	1270,9	1261,5	990,2	895,1
ПФР (22%)	10871,9	9641,4	9570,2	7512,2	6790,3
ФОМС (5,1%)	2520,3	2235,1	2218,6	1741,5	1574,1
Страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (0,4%)	197,7	175,3	174,0	136,6	123,5
Всего, руб.	15022,1	13322,7	13224,3	10380,5	9383,0
Общая сумма, руб.	61332,6				

Накладные расходы, которые составляют 20% от прямых затрат. Для этого все прямые затраты сведены в таблицу 16 для более удобного рассмотрения и расчета.

Затраты на проведение мероприятия рассчитываются по формуле 5 и сводятся в таблице 6:

$$Z_{\text{мер}} = Z_{\text{реаг}} + Z_{\text{зп}} + Z_{\text{соц}}$$

где $Z_{\text{реаг}}$ – затраты на закупку химических реагентов, руб.;

$Z_{\text{соц}}$ – затраты на заработную плату промышленно-производственного персонала, руб.;

$Z_{\text{соц}}$ – затраты на страховые взносы, руб.;

$Z_{\text{спец}}$ – затраты на доставку спецтехники, руб.

Таблица 16 – Затраты на проведение ГРП с установкой фильтра

Статьи затрат	Сумма, руб.
Материалы	3448604,49
Заработная плата	201765,5
Страховые взносы	61333,68
Итого	3711703,67
Накладные расходы 20%	742340,7
Общая сумма	4.454.044,4

4.5 Расчет экономической эффективности внедрения метода

В случае добычи дополнительного объема нефти необходимо учесть, что затраты, связанные с извлечением, также будут влиять на срок окупаемости, такие затраты называются условно-переменными, рассчитываются по формуле:

$$Z_{\text{доп}} = Q_{\text{н.доп}} \cdot Z_{\text{пер}}$$

где $Q_{\text{н.доп}}$ – объем дополнительно добытой нефти, т.;

$Z_{\text{пер}}$ – условно-переменные затраты на добычу 1 тонны нефти, руб./т.

Далее для нахождения прибыли и срока окупаемости необходимо суммировать прямые затраты на мероприятие и условно-переменные [33].

Экономический эффект является основным обобщающим показателем, характеризующим эффективность мероприятия. Экономический эффект учитывает такие показатели, как: производительность труда, фондоотдача, материалоемкость и энергоемкость производства, а также уровень технического производства и качества продукции. При оценке внедрения мероприятия определяется показатель экономического эффекта, который показывает во сколько раз стоимостная оценка результатов превышает стоимостную оценку

затрат, в течении всего срока осуществления выбранного мероприятия. И определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_T = P_T \cdot Z_T$$

где P_T – стоимостная оценка результатов;

Z_T – стоимостная оценка затрат.

Проводить определение стоимостной оценки результатов и затрат возможно несколькими методами. Первый из них применяется в том случае, когда внедряемое мероприятие позволяет увеличить объемы производимой продукции. В таком случае стоимостная оценка результатов – это прорость производимой продукции, которая оценивается в ценах, установленных предприятием. Эт представляют собой затраты на производство дополнительного объема продукции, а также затраты на реализацию внедряемого мероприятия. Второй метод определения применяется в том случае, когда внедряемое мероприятие вносит изменения в техникоэкономические показатели производства, это осуществляется посредством реконструкции или модернизации, изменения техники и технологии отдельных элементов производства, совершенствование организации или управления.

В случае если объем производимой продукции не изменяется, то P_T выражаются суммой, на которую уменьшаются затраты на производство продукции.

Поскольку в данной работе рассмотрен процесс увеличения продуктивности скважины, тем самым увеличивается среднесуточный дебит и снижается себестоимость 1 тонны нефтяного продукта. Себестоимость добычи 1 тонны нефти после проведения метода увеличения нефтеотдачи рассчитывается исходя из себестоимости до проведения мероприятия.

Таким образом, расчет экономической эффективности от внедрения мероприятия гидравлический разрыв пласта с установкой гравийного фильтра показывает, что его применение ведет за собой увеличение среднесуточного дебита, тем самым увеличивая прибыль предприятия, а также снижает себестоимость продукции, что так же положительно влияет на прибыль [34].

В таблице 17 представлены значения добычи и цены на нефть для дальнейших расчетов.

Таблица 17 – Добыча и цены на нефть в расчетном периоде

Параметр	2022	2023	2024	2025
Добыча нефти, тонн (базовый вариант)	3434	3300	3200	3100
Добыча нефти, тонн (после ГРП)	12874	11860	11180	8820
Цена на нефть сорта Юралс, руб./т	23725,4	24406,2	24406,2	24406,2

Ранее уже рассчитаны основные инвестиции, далее необходимо рассчитать эксплуатационные затраты.

Расчет амортизации производится с учетом нормы амортизации, которая составляет 14,29%, итого получили 664,16 тыс. руб./год.

Налог на добычу полезных ископаемых в части нефти (НДПИ) рассчитан с учетом ст. 342 НК РФ по формуле 5.17 и представлен в таблице 7:

$$\text{НДПИ} = 919 \times K_{ц} - D_{м} \quad (5.17)$$

где $K_{ц}$ – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть;

$D_{м}$ – показатель, характеризующего особенности добычи нефти, определяется в порядке, установленном статьей 342.5 НК РФ.

Таблица 18 – Результат расчета НДПИ с дополнительной добычей нефти

Параметр	Ед. изм	Сумма	2022	2023	2024	2025
НДПИ	руб./т	40449,3	9834,2	10234,6	10190,2	10190,2

Таким образом получим итоговую таблицу по результатам проведенных расчетов (таблица 19).

Таблица 19 – Данные для расчета экономической эффективности

Параметр	Ед. изм	Сумма	2022	2023	2024	2025
Среднегодовая добыча нефти	тыс. т	44,67	12,87	11,8	11,18	8,82
Накопленная добыча	тыс. т	118,06	12,87	24,67	35,85	44,67
Эксплуатационные затраты (без НДПИ), в т.ч.:	млн руб.	38,38	13,52	9,15	8,70	7,01
Амортизационные отчисления	млн руб.	2,64	0,66	0,66	0,66	0,66
НДПИ	млн руб.	451,14	126,57	120,77	113,93	89,88
Налог на имущество	млн руб.	0,33	0,08	0,08	0,08	0,08
Инвестиции	млн руб.	3,71	3,71	-	-	-

Ежегодные эксплуатационные расходы	млн руб.	1,54	0,385	0,385	0,385	0,385
Цена реализации без НДС	руб./т	-	23725,45	24406,2	24406,2	24406,2

Дальнейшие расчеты проведены по методике «Экономическая оценка ГТМ разработки месторождения», результаты расчетом приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Итоговая таблица оценки экономической эффективности

Параметр	Ед. изм	Сумма	2022	2023	2024	2025
Выручка	млн руб.	1081,46	305,35	287,99	272,86	215,26
Эксплуатационные затраты (с НДС)	млн. руб	489,52	140,09	129,92	122,63	96,88
Валовая прибыль	млн руб.	591,94	165,26	158,07	150,23	118,38
Налог на имущество	млн руб.	0,33	0,08	0,08	0,08	0,08
Налог на прибыль	млн руб.	118,92	33,18	31,75	30,18	23,81
Итого налоги	млн руб.	119,24	33,27	31,83	30,26	23,89
Чистая прибыль	млн руб.	475,67	132,74	126,99	120,71	95,23
Денежный поток	млн руб.	470,94	128,77	126,73	120,46	94,98
Накопленный денежный поток	млн руб.	1211,30	124,93	251,53	371,86	466,70
Чистый дисконтированный доход, ЧДД (i=15%)*	млн руб.	1457,93	240,50	336,23	415,35	469,57
Чистый дисконтированный доход, ЧДД (i=1%)*	млн руб.	460,29	128,64	125,35	117,96	92,06

* – i – индекс дисконтирования

В результате проведенной оценки получены:

- Внутренняя норма доходности (ВНД) – 90,59%;
- Дисконтированный срок окупаемости – 0,07 год (\approx 1 месяц).

В ходе работы проведен анализ чувствительности инвестиционного проекта (рисунок 10 - 11).

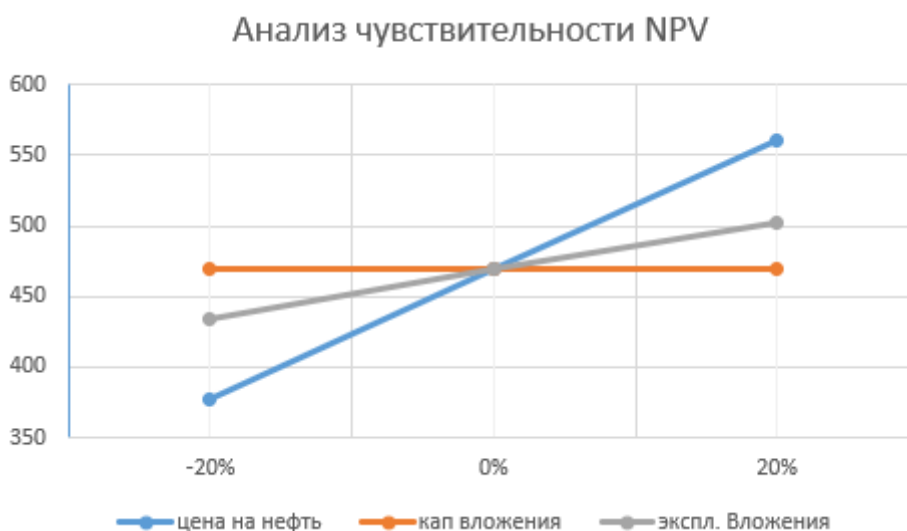


Рисунок 10 – График чувствительности для чистого дисконтированного дохода

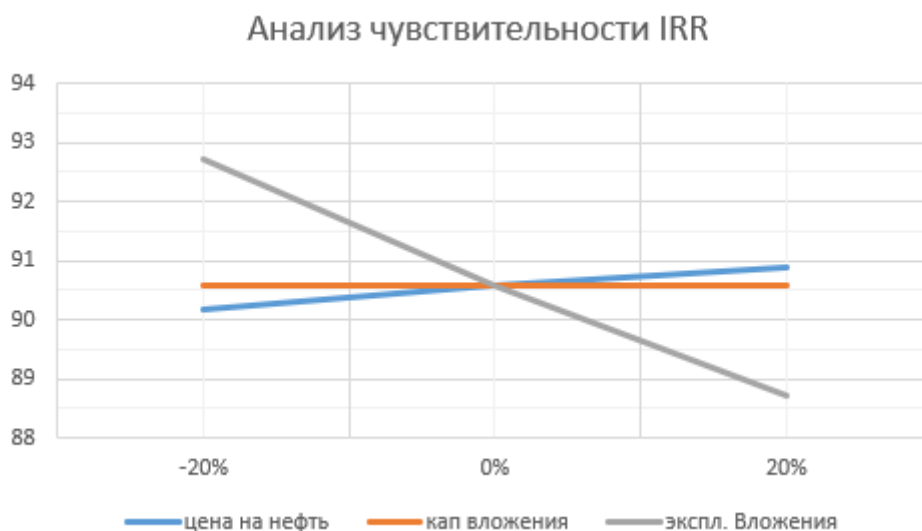


Рисунок 11 – График чувствительности для внутренней нормы доходности

В ходе анализа чувствительности определили, что данный проект является рентабельным при изменении факторов в пределах -20...20% также остается рентабельным. Исходя из полученных данных, можно сказать, что показатели инвестиций и эксплуатационных затрат оказывают наименьшее, а показатель добычи нефти – наибольшее влияние на ЧДД и ВВД, что объясняется достаточно высоким уровнем добычи нефти и небольшими вложениями в проект.

Заключение

Согласно проведенным расчетам, данное геолого-техническое мероприятие:

1. рекомендуется к проведению на нефтегазоконденсатном месторождении «Х», так как в результате дебит нефти с 2022 года по 2025 год увеличился на 31,7 тыс. т;

2. экономическая эффективность обусловлена выручкой от реализации дополнительного объема нефти, которая составила 1081 млн руб.; чистая прибыль – 475 млн руб.; ЧДД – 460,81 млн руб.; срок окупаемости примерно 25 суток.

5 Социальная ответственность

Социальная ответственность подразумевает под собой добровольное стремление компании к качественному улучшению жизни своих работников, заказчиков и заинтересованные сферы общества. Иными словами, социальная ответственность показывает осознание компанией своего места в обществе и уровень взаимоотношений между лицом и обществом.

Целью данной главы является разработка правил для безопасного обеспечения работ, исследуемых в магистерской диссертации, а также расчет искусственной освещенности помещения лаборатории.

Работа выполнялась в лаборатории СДГ ЗТГП ООО «Газпром добыча Ноябрьск» с использованием компьютера. Проанализировав факторы рабочей зоны при проведении технологических исследований можно выделить следующие вредные факторы: шум от работы оборудования, некомфортные метеорологические условия, повышенный уровень электромагнитного излучения [35].

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства

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

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;

- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;
- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;
- обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;
- личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его рабочем месте, и в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания;
- внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра;
- гарантии и компенсации, установленные в соответствии с коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда;
- повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за работу на работах с вредными и (или) опасными условиями труда могут устанавливаться коллективным договором, локальным нормативным актом с учетом финансово-экономического положения работодателя [36].

5.2 Производственная безопасность

Отклонение показателей микроклимата в помещении

Проанализируем микроклимат в помещении, где находится рабочее место. Микроклимат производственных помещений определяют следующие параметры: температура, относительная влажность, скорость движения воздуха.

Эти факторы влияют на организм человека, определяя его самочувствие. Оптимальные и допустимые значения параметров микроклимата приведены в таблице 21 и 22.

Таблица 21 – Оптимальные нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	19 – 23	40 – 60	0,1
Теплый	23 – 25		0,1

Таблица 22 – Допустимые нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, °С		Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
	Нижняя допустимая граница	Верхняя допустимая граница		
Холодный	15	24	20 – 80	< 0,5
Теплый	22	28	20 – 80	< 0,5

Температура в теплый период года 23-25°С, в холодный период года 19-23°С, относительная влажность воздуха 40-60%, скорость движения воздуха 0,1 м/с.

Общая площадь рабочего помещения составляет 42м², объем составляет 147м³. По СП 2.2.3670-20 санитарные нормы составляют 6,5 м² и 20 м³ объема на одного человека. Исходя из приведенных выше данных, можно сказать, что количество рабочих мест соответствует размерам помещения по санитарным нормам [37].

После анализа габаритных размеров рассмотрим микроклимат в этой комнате. В качестве параметров микроклимата рассмотрим температуру, влажность воздуха, скорость ветра.

В помещении осуществляется естественная вентиляция посредством наличия легко открываемого оконного проема (форточки), а также дверного проема. По зоне действия такая вентиляция является общеобменной. Основной недостаток - приточный воздух поступает в помещение без предварительной

очистки и нагревания. Согласно нормам СП 2.2.3670-20 объем воздуха необходимый на одного человека в помещении без дополнительной вентиляции должен быть более 40м³. В нашем случае объем воздуха на одного человека составляет 42 м³, из этого следует, что дополнительная вентиляция не требуется. Параметры микроклимата поддерживаются в холодное время года за счет систем водяного отопления с нагревом воды до 100°С, а в теплое время года – за счет кондиционирования, с параметрами согласно. Нормируемые параметры микроклимата, ионного состава воздуха, содержания вредных веществ должны соответствовать требованиям. [38]

5.2.1 Превышение уровней шума

Одним из наиболее распространенных в производстве вредных факторов является шум. Он создается рабочим оборудованием, преобразователями напряжения, рабочими лампами дневного света, а также проникает снаружи. Шум вызывает головную боль, усталость, бессонницу или сонливость, ослабляет внимание, память ухудшается, реакция уменьшается.

Основным источником шума в комнате являются компьютерные охлаждающие вентиляторы. Уровень шума варьируется от 35 до 42 дБА. Согласно СП 2.2.3670-20, при выполнении основных работ на ПЭВМ уровень шума на рабочем месте не должен превышать 82 дБА [4].

При значениях выше допустимого уровня необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты (СИЗ) и средства коллективной защиты (СКЗ) от шума.

Средства коллективной защиты:

- Устранение причин шума или существенное его ослабление в источнике образования;
- Изоляция источников шума от окружающей среды (применение глушителей, экранов, звукопоглощающих строительных материалов);
- Применение средств, снижающих шум и вибрацию на пути их распространения;

- Средства индивидуальной защиты;
- Применение спецодежды и защитных средств органов слуха: наушники, беруши, антифоны.

5.2.2 Повышенный уровень электромагнитных излучений

Источником электромагнитных излучений в нашем случае являются дисплеи ПЭВМ. Монитор компьютера включает в себя излучения рентгеновской, ультрафиолетовой и инфракрасной области, а также широкий диапазон электромагнитных волн других частот. Согласно СП 2.2.3670-20 напряженность электромагнитного поля по электрической составляющей на расстоянии 50 см вокруг ВДТ не должна превышать 25В/м в диапазоне от 5Гц до 2кГц, 2,5В/м в диапазоне от 2 до 400кГц. Плотность магнитного потока не должна превышать в диапазоне от 5 Гц до 2 кГц 250нТл, и 25нТл в диапазоне от 2 до 400кГц. Поверхностный электростатический потенциал не должен превышать 500В. В ходе работы использовалась ПЭВМ типа Acer VN7-791 со следующими характеристиками: напряженность электромагнитного поля 2,5В/м; поверхностный потенциал составляет 450 В (основы противопожарной защиты предприятий ГОСТ 12.1.004-91 и ГОСТ 12.1.010 – 76.)[39].

При длительном постоянном воздействии электромагнитного поля (ЭМП) радиочастотного диапазона при работе на ПЭВМ у человеческого организма сердечно-сосудистые, респираторные и нервные расстройства, головные боли, усталость, ухудшение состояния здоровья, гипотония, изменения сердечной мышцы проводимости. Тепловой эффект ЭМП характеризуется увеличением температуры тела, локальным селективным нагревом тканей, органов, клеток за счет перехода ЭМП на теплую энергию.

Предельно допустимые уровни облучения (по ОСТ 54 30013-83):

- а. до 10 мкВт/см² , время работы (8 часов);
- б. от 10 до 100 мкВт/см² , время работы не более 2 часов;
- в. от 100 до 1000 мкВт/см² , время работы не более 20 мин. при условии пользования защитными очками;

г. для населения в целом ППМ не должен превышать 1 мкВт/см².

Защита человека от опасного воздействия электромагнитного излучения осуществляется следующими способами [40]:

Средства коллективной защиты (СКЗ):

- Защита временем;
- Защита расстоянием;
- Снижение интенсивности излучения непосредственно в самом источнике излучения;
- Защита рабочего места от излучения.

5.2.3 Поражение электрическим током

К опасным факторам можно отнести наличие в помещении большого количества аппаратуры, использующей однофазный электрический ток напряжением 220 В и частотой 50Гц. По опасности электропоражения комната относится к помещениям без повышенной опасности, так как отсутствует повышенная влажность, высокая температура, токопроводящая пыль и возможность одновременного соприкосновения токоведущих элементов с заземленными металлическими корпусами оборудования [41].

Лаборатория относится к помещению без повышенной опасности поражения электрическим током. Безопасными номиналами являются: $I < 0,1$ А; $U < (2-36)$ В; $R_{\text{зазем}} < 4$ Ом. В помещении применяются следующие меры защиты от поражения электрическим током: недоступность токоведущих частей для случайного прикосновения, все токоведущие части изолированы и ограждены. Недоступность токоведущих частей достигается путем их надежной изоляции, применения защитных ограждений (кожухов, крышек, сеток и т.д.), расположения токоведущих частей на недоступной высоте.

Каждому необходимо знать меры медицинской помощи при поражении электрическим током. В любом рабочем помещении необходимо иметь медицинскую аптечку для оказания первой медицинской помощи.

Поражение электрическим током чаще всего наступает при небрежном обращении с приборами, при неисправности электроустановок или при их повреждении.

Для освобождения пострадавшего от токоведущих частей необходимо использовать непроводящие материалы. Если после освобождения пострадавшего из-под напряжения он не дышит, или дыхание слабое, необходимо вызвать бригаду скорой медицинской помощи и оказать пострадавшему доврачебную медицинскую помощь:

- Обеспечить доступ свежего воздуха (снять с пострадавшего стесняющую одежду, расстегнуть ворот);
- Очистить дыхательные пути;
- Приступить к искусственной вентиляции легких (искусственное дыхание);
- В случае необходимости приступить к непрямому массажу сердца.

Любой электроприбор должен быть немедленно обесточен в случае:

- Возникновения угрозы жизни или здоровью человека;
- Появления запаха, характерного для горячей изоляции или пластмассы;
- Появления дыма или огня;
- Появления искрения;
- Обнаружения видимого повреждения силовых кабелей или коммутационных устройств.

Для защиты от поражения электрическим током используют СИЗ и СКЗ.

Средства коллективной защиты:

- Заземление электрического оборудования;
- Использование щитов, барьеров, клеток, ширм, а также заземляющих и шунтирующих штанг, специальных знаков и плакатов;
- Зануление источников напряжения;
- Применение разделительных трансформаторов.

Средства индивидуальной защиты:

- Диэлектрические перчатки;
- Изолирующие клещи и штанги;
- Слесарные инструментов с изолированными рукоятками;
- Указатели величины напряжения;
- Калоши, боты, подставки и коврики.

5.2.4 Освещенность

Согласно СНиП 23-05-95 в лаборатории, где происходит периодическое наблюдение за ходом производственного процесса при постоянном нахождении людей в помещении освещенность при системе общего освещения не должна быть ниже 300 Лк [42].

Правильно спроектированное и выполненное освещение обеспечивает высокий уровень работоспособности, оказывает положительное психологическое действие на человека и способствует повышению производительности труда.

На рабочей поверхности должны отсутствовать резкие тени, которые создают неравномерное распределение поверхностей с различной яркостью в поле зрения, искажает размеры и формы объектов различия, в результате повышается утомляемость и снижается производительность труда.

Для защиты от слепящей яркости видимого излучения (факел плазмы в камере с катализатором) применяют защитные очки, щитки, шлемы. Очки на должны ограничивать поле зрения, должны быть легкими, не раздражать кожу, хорошо прилегать к лицу и не покрываться влагой.

5.2.5 Расчет освещенности помещения

В лаборатории проводятся работы средней точности IV, минимальная величина различия составляет от 0.5 до 1 мм. Согласно СП 52.1330.2011 необходимо создать искусственное освещение при системе общего освещения не

ниже 200 лк, при системе комбинированного освещения не ниже 300 лк в соответствии с разрядом зрительной работы.

На рабочей поверхности должны отсутствовать резкие тени, которые создают неравномерное распределение поверхностей с различной яркостью в поле зрения, искажает размеры и формы объектов различия, в результате повышается утомляемость и снижается производительность труда.

Расчёт общего равномерного искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности выполняется методом коэффициента светового потока, учитывающим световой поток, отражённый от потолка и стен. Длина помещения $A = 15$ м, ширина $B = 10$ м, высота = 6 м. Высота рабочей поверхности над полом $h_p = 0,9$ м. Согласно СНиП 23-05-95 необходимо создать освещенность не ниже 200 лк, в соответствии с разрядом зрительной работы.

Площадь помещения:

$$S = A \cdot B,$$

где A – длина, м;

B – ширина, м.

$$S = 5 \cdot 4 = 20 \text{ м}^2$$

Коэффициент отражения свежепобеленных стен с окнами, закрытыми шторами $\rho_{\text{П}}=70\%$. Свежепобеленного потолка $\rho_{\text{П}} = 70 \%$. Коэффициент запаса с люминесцентными лампами для помещения с малым выделением пыли $K_z = 1,5$. Коэффициент неравномерности для люминесцентных ламп $Z = 1,1$.

В качестве источника света выбираем газоразрядную люминесцентную лампу дневной цветности ЛД-40, световой поток ФЛД которой равен 2300 лм. Т.к. данное лабораторное помещение обладает умеренной влажностью и запылением, а также хорошим отражением потолка и стен, то в качестве светильника выбираем открытые двухламповые типа ОД-2-40. Светильник имеет две лампы мощностью 40 Вт каждая, длина светильника равна 1230 мм, ширина — 266 мм.

Интегральным критерием оптимальности расположения светильников является величина λ , которая для люминесцентных светильников с защитной

решеткой лежит в диапазоне 1,1 — 1,3. Принимаем $\lambda=1,1$, расстояние светильников от перекрытия $h_p = 3,5$ м.

Высота светильника над рабочей поверхностью определяется по формуле:

$$h = H - h_p - h_c,$$

где H – высота помещения, м;

h_p – расстояние светильников от перекрытия, м;

h_c – высота рабочей поверхности над полом, м.

Высота светильника над рабочей поверхностью определяется по формуле:

$$h = H - h_p - h_c = 3,5 - 0,9 - 0,158 = 2,442 \text{ м}$$

Расстояние между соседними светильниками или рядами определяется по формуле:

$$L = \lambda \cdot h = 1,1 \cdot 2,442 = 2,69 \text{ м}$$

Число рядов светильников в помещении:

$$Nb = \frac{B}{L} = \frac{4}{2,69} = 1,48 \approx 2$$

Число светильников в ряду:

$$Na = \frac{A}{L} = \frac{5}{2,69} = 1,89 \approx 2$$

Общее число светильников:

$$N = 2 \cdot Nb \cdot Na = 2 \cdot 2 \cdot 2 = 8$$

Расчёт расстояния между соседними светильниками с учётом длины помещения и длины светильников:

$$A = 3 \cdot L_1 + \frac{2}{3} \cdot L_1 + Na \cdot D$$
$$L_1 = \frac{3(A - Na \cdot D)}{11} = \frac{3(5000 - 2 \cdot 1230)}{11} = 692,73 \text{ мм}$$

Расчёт расстояния от крайних светильников до стены с учётом длины помещения и длины светильников:

$$\frac{L_1}{3} = 230,91 \text{ мм}$$

Расчёт расстояния между соседними рядами с учётом ширины помещения и ширины светильников:

$$B = 3 \cdot L_2 + \frac{2}{3} \cdot L_2 + Nb \cdot S$$

$$L_1 = \frac{3(A - Nb \cdot D)}{11} = \frac{3(4000 - 2 \cdot 266)}{11} = 945,82 \text{ мм}$$

Расчёт расстояния от крайних рядов до стены с учётом ширины помещения и ширины светильников:

$$\frac{L_2}{3} = 315,27 \text{ мм}$$

Индекс помещения:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} = \frac{5 \cdot 4}{3,5 \cdot (5 + 4)} = 0,635$$

Коэффициент использования светового потока:

$$\eta = 0,387$$

Световой поток группы люминесцентных ламп:

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{N_l \cdot \eta}$$

$$\Phi = \frac{200 \cdot 20 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{8 \cdot 0,387} = 2129,25$$

Проверка выполнения условия:

$$-10\% < \frac{\Phi_{\text{л.станд}} - \Phi_{\text{л.расч}}}{\Phi_{\text{л.станд}}} \cdot 100\% \leq 20\%$$

$$-10\% < \frac{2300 - 2129,25}{2300} \cdot 100\% \leq 20\%$$

$$-10\% < 7,42\% \leq 20\%$$

Расчет освещенности находится в допустимых пределах для данного помещения.

5.2.6 Пожарная опасность

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В1-В4, Г и Д, а здания на категории А, Б, В, Г и Д.

Согласно НПБ 105-03 лаборатория относится к категории В– горючие и трудно горючие жидкости, твердые горючие и трудно горючие вещества и материалы, вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых находится, не относятся к категории наиболее опасных А или Б.

По степени огнестойкости данное помещение относится к 1-й степени огнестойкости по СНиП 2.01.02-85 (выполнено из кирпича, которое относится к трудногорючим материалам).

Возникновение пожара при работе с электронной аппаратурой может быть по причинам как электрического, так и неэлектрического характера.

Причины возникновения пожара неэлектрического характера: халатное неосторожное обращение с огнем (курение, оставленные без присмотра нагревательные приборы, использование открытого огня).

Причины возникновения пожара электрического характера: короткое замыкание, перегрузки по току, искрение и электрические дуги, статическое электричество и т. п.

Для локализации или ликвидации загорания на начальной стадии используются первичные средства пожаротушения. Первичные средства пожаротушения обычно применяют до прибытия пожарной команды.

Огнетушители порошковые (ОП-3) используют для тушения очагов пожара без наличия электроэнергии. Углекислотные (ОУ-2) и порошковые огнетушители предназначены для тушения электроустановок, находящихся под напряжением до 1000В. Для тушения токоведущих частей и электроустановок применяется переносной порошковый огнетушитель, например ОП-5.

В общественных зданиях и сооружениях на каждом этаже должно размещаться не менее двух переносных огнетушителей. Огнетушители следует располагать на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,35 м. Размещение первичных средств пожаротушения в коридорах, переходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

Для предупреждения пожара и взрыва необходимо предусмотреть:

- специальные изолированные помещения для хранения и разлива легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ), оборудованные приточновытяжной вентиляцией во взрывобезопасном исполнении - соответствии с ГОСТ 12.4.021-75 и СНиП 2.04.05-86;
- специальные помещения (для хранения в таре пылеобразной канифоли), изолированные от нагревательных приборов и нагретых частей оборудования;
- первичные средства пожаротушения на производственных участках (передвижные углекислые огнетушители ГОСТ 9230-77, пенные огнетушители ТУ 22-4720-80, ящики с песком, войлок, кошма или асбестовое полотно);
- автоматические сигнализаторы (типа СВК-3 М 1) для сигнализации о присутствии в воздухе помещений довзрывных концентраций горючих паров растворителей и их смесей.

Лаборатория полностью соответствует требованиям пожарной безопасности, а именно, наличие охранно-пожарной сигнализации, плана эвакуации, изображенного на рисунке 1, порошковых огнетушителей с поверенным клеймом, табличек с указанием направления к запасному (эвакуационному) выходу [43].

5.3 Экологическая безопасность

В компьютерах огромное количество компонентов, которые содержат токсичные вещества и представляют угрозу, как для человека, так и для окружающей среды. К таким веществам относятся:

- свинец (накапливается в организме, поражая почки, нервную систему);
- ртуть (поражает мозг и нервную систему);
- никель и цинк (могут вызывать дерматит);
- щелочи (прожигают слизистые оболочки и кожу).

Поэтому компьютер требует специальных комплексных методов утилизации. В этот комплекс мероприятий входят:

- отделение металлических частей от неметаллических;
- металлические части классифицируют (сталь, медь, алюминий), минимизируют по объему, упаковывают, хранят на складе до накопления до 1 транспортной единицы и потом направляют на соответствующий металлургический передел;
- неметаллические части компьютера (пластик) измельчают, также накапливают объем до 1 транспортной единицы и направляют в дорожно-строительную фирму в качестве пластифицирующей добавки дорожно-строительной смеси.

Измельченные в гранулы остатки компьютеров подвергаются сортировке. Сначала с помощью магнитов извлекаются все железные части. Затем приступают к выделению цветных металлов, которых в ПК значительно больше. Алюминий и медь также отделяют вручную. После измельчения эти металлы разделяют гравитационным способом, упаковывают и направляют на соответствующие металлургические переделы [6].

Исходя из сказанного выше перед планированием покупки компьютера необходимо:

- Побеспокоиться заранее о том, каким образом будет утилизирована имеющаяся техника, перед покупкой новой.
- Выбирать новую технику, соответствующую современным эко-стандартам и уточнить, примут ее на утилизацию после окончания срока службы.

Утилизировать оргтехнику, а не просто выбрасывать на «свалку» необходимо по следующим причинам:

Во-первых, в любой компьютерной и организационной технике содержится некоторое количество драгоценных металлов. Российским законодательством предусмотрен пункт, согласно которому все организации обязаны вести учет и движение драгоценных металлов, в том числе тех, которые входят в состав основных средств. За несоблюдение правил учета, организация может быть оштрафована на сумму от 20000 до 30000 руб. (согласно ст. 19.14. КоАП РФ);

Во-вторых, предприятие также может быть оштрафовано за несанкционированный вывоз техники или оборудования на «свалку»;

Переработку макулатуры в бумагу, картон и другую продукцию производят в несколько этапов:

1. сортировка; измельчение; первичный роспуск; очистка от примесей;
2. вторичный роспуск; тонкая очистка; дополнительная обработка.

После завершения второго этапа получается очищенный водный раствор, из которого делают бумагу различных сортов. Иногда этот водный раствор смешивают с непереработанной целлюлозой. Во время этой операции из любой макулатуры делают сырье, пригодное для изготовления качественной бумаги. Не работающие лампы немедленно после удаления из светильника должны быть упакованы в индивидуальную тару из гофрокартона или картонную коробку. В случае отсутствия индивидуальной упаковки, каждую отработанную лампу необходимо тщательно завернуть в бумагу или тонкий мягкий картон, предохраняющий лампы от взаимного соприкосновения и случайного механического повреждения.

Недопустимо выбрасывать отработанные энергосберегающие лампы вместе с обычным мусором, превращая его в ртутьсодержащие отходы, которые загрязняют ртутными парами подъезды жилых домов. Накапливаясь во дворах и попадая на полигоны ТБО, ртуть из мусора, в результате деятельности

микроорганизмов преобразуется в растворимую в воде и намного более токсичную метилртуть, которая заражает окружающую среду.

Постановлением Правительства РФ от 03.09.2010 № 681 утверждены Правила обращения с отходами производства и потребления в части осветительных устройств, электрических ламп, ненадлежащие сбор, накопление, использование, обезвреживание, транспортирование и размещение которых может повлечь причинение вреда жизни, здоровью граждан, вреда животным, растениям и окружающей среде.

Согласно Правилам не допускается самостоятельное обезвреживание, использование, транспортирование и размещение отработанных ртутьсодержащих ламп потребителями отработанных ртутьсодержащих ламп, а также их накопление в местах, являющихся общим имуществом собственников помещений многоквартирного дома, за исключением размещения в местах первичного сбора и размещения и транспортирования до них [44].

Органы местного самоуправления организуют сбор и определяют место первичного сбора и размещения отработанных ртутьсодержащих ламп у потребителей ртутьсодержащих ламп (кроме потребителей ртутьсодержащих ламп, являющихся собственниками, нанимателями, пользователями помещений в многоквартирных домах и имеющих заключенный собственниками указанных помещений договор управления многоквартирными домами или договор оказания услуг и (или) выполнения работ по содержанию и ремонту общего имущества в таких домах), а также их информирование.

Предполагаемым источником загрязнения окружающей среды на данном рабочем месте являются вышедшие из строя предметы вычислительной техники и оргтехники. В результате образования отходов оказывается воздействие на литосферу.

Непригодные для использования ПЭВМ и сопутствующая оргтехника относятся к IV классу опасности и подлежат специальной утилизации. В ходе этой утилизации более 90% состава оргтехники подлежит повторной переработки. Утилизация проводится в несколько этапов:

1. Удаление опасных компонентов;
2. Удаление крупных частей из пластика;
3. Сортировка и измельчение пластика для вторичной переработки;
4. Измельчение оставшихся частей оргтехники;
5. Сортировка измельченных частей (пластик, железные части, цветные металлы).

В результате вторичной обработки ПЭВМ и оргтехника могут быть снова использованы в процессе производства новой оргтехники.

Стадия утилизации, утилизируя технику мы заботимся об экологии: количество не перерабатываемых отходов минимизируется, а такие отходы, как пластик, пластмассы, лом черных и цветных металлов, используются во вторичном производстве. Электронные платы, в которых содержатся драгметаллы, после переработки отправляются на аффинажный завод, после чего чистые металлы сдаются в Госфонд, а не оседают на свалках.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

По источникам возникновения чрезвычайные ситуации делятся на природные, техногенные и биолого-социальные. В свою очередь природные, техногенные и биолого-социальные чрезвычайные ситуации классифицируются по опасным природным явлениям, опасным техногенным событиям и опасным биологическим проявлениям.

Рассмотрены 2 ситуации ЧС:

1. Природная – сильные морозы в зимний период года (аварии на электро-, тепло-, коммуникациях, водоканале, транспорте);
2. Техногенная – несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (возможны проявления вандализма, диверсии, промышленного шпионажа).

5.4.1 Природная ЧС

Природными источниками чрезвычайных ситуаций (ЧС) на рассматриваемом рабочем месте могут быть сильные морозы зимой. В целях обеспечения устойчивой работы корпуса необходимо соблюдение следующих мер предосторожности [39]:

- Плотно закрыть окна, двери, чердачные люки и вентиляционные отверстия;
- Подготовить двухсуточный запас воды и пищи, запасы медикаментов, средств автономного освещения (фонари, керосиновые лампы, свечи) расположенные в складских помещениях здания;
- Принять меры по сохранению тепла и экономному расходованию продовольственных запасов;
- Подготовить дизельный электрогенератор для освещения, газовый калорифер и баллон с газом для обеспечения тепла;
- Подготовить пассажирский транспорт.

5.4.2 Техногенная ЧС

Техногенными источниками чрезвычайных ситуаций (ЧС) на рабочем месте может быть несанкционированный доступ. В целях предотвращения данного источника ЧС необходимо:

- оборудовать офис системой видеонаблюдения;
- оборудовать офис системой сигнализации;
- организовать круглосуточную охрану и пропускную систему;
- обеспечить надёжную систему связи.

Проникновение посторонних лиц на кустовые площадки месторождений нефти несет за собой тяжелые последствия, вплоть до террористического акта.

Для обеспечения оперативности принимаемых мер по ликвидации чрезвычайных ситуаций на месторождении установлен порядок оповещения о ЧС независимо от источника поступления сообщения об аварии или ЧС

природного, также техногенного характера (оперативного персонала, посторонних лиц).

Информация об аварийной ситуации поступает дежурному диспетчеру. Оповещение о ЧС(Н) и взаимодействие производственного персонала на объекте, осуществляется посредством голосовой связи, громкоговорителей и радио-, мобильной связи согласно схеме оповещения. Оповещение о ЧС(Н) и взаимодействие организаций и должностных лиц, осуществляется посредством радио-, телефонной и мобильной связи согласно схеме оповещения.

Для предупреждения чрезвычайной ситуации территорию предприятия следует оборудовать знаками безопасности согласно ГОСТ 12.4.026-76 «Цвета сигнальные и знаки безопасности» и в соответствующих местах надписями: «Вход посторонним воспрещен» [35].

При решении задач по охране и обороне объектов, а также пресечению террористических актов совместно с подразделениями территориальных органов ФСБ и МВД разрабатывается Паспорт антитеррористической защищенности объекта. Паспорт подписывается и утверждается должностными лицами всех ведомств, привлекаемых для совместных действий по обеспечению антитеррористической защищенности объекта.

Система профилактических мероприятий, как правило, включает в себя регулярное получение информации о состоянии объекта, выделенных участков (зон), оборудования, своевременное вскрытие недостатков и нарушений технологических регламентов работы, выявление лиц, пытающихся без видимых оснований или при подозрительных обстоятельствах проникнуть на объект. При этом следует учитывать, что, как правило, исполнители террористических акций свои преступные намерения предпочитают осуществлять на объектах, где работают (работали), имеют на них знакомых или в окружении которых проживают. Это позволяет им более полно изучить характер и специфику производственной деятельности объекта, облегчает возможность тщательной подготовки террористической акции, применение соответствующих орудий и средств их совершения, выбора соучастников и пособников.

При организации антитеррористической защиты объектов необходимо также учитывать возможность относительно свободного, при существующем уровне физической охраны и внутриобъектового режима, проникновения на них и к уязвимым участкам (зонам, оборудованию) посторонних лиц, что облегчает доставку террористических средств, а также вывод из строя аппаратуры контроля, автоматики и т. п.

Для исключения возможности проникновения посторонних лиц на объект необходимо проводить пропускной контроль согласно ГОСТ Р 51241-2008 «Средства и системы контроля и управления доступом» [15].

Контрольно-пропускной режим является одним из ключевых моментов в организации системы безопасности на предприятии. С этих позиций контрольно-пропускной режим представляет собой комплекс организационных мероприятий (административно-ограничительных), инженерно-технических решений и действий службы безопасности [44].

Вывод по разделу

В ходе проделанной работы были оценены вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье и состояние персонала. Выполнение всех требований мер безопасности, а также мер по предупреждению опасных воздействий на данном производстве, будет помогать избегать влияния вредных и опасных факторов на жизнь людей и природу.

Заключение

Дополнительная добыча нефти от анализируемых мероприятий составляет 11410,1 тыс. т. Что в свою очередь свидетельствует о более возрастающей роли мероприятий по интенсификации добычи нефти для повышения нефтяной отдачи пластов и дальнейшей разработки месторождения.

Высокую технологическую эффективность показало применение боковых стволов на различных объектах разработки. Помимо поддержания регулярной сетки скважин, бурение боковых стволов и боковых горизонтальных стволов способствовало отбору нефти из зон, слабодренируемых основными стволами скважин. Дополнительная добыча нефти только от бурения боковых стволов и боковых горизонтальных стволов составила 425,4 тыс. т. В перспективе бурение боковых горизонтальных стволов позволит продолжить эксплуатацию объектов разработки в условиях добычи высокообводненной продукции.

Проведение гидравлического разрыва пласта по-прежнему остается самым основным методом интенсификации добычи нефти. Его применение будет оправдано как на скважинах из освоения, так и на скважинах, находящихся в процессе эксплуатации. Всего от проведения 256 гидравлических разрывов пласта дополнительно получено 8115,2 тыс. т нефти.

После проведенного анализа и расчетов в специальной части работы можно сделать следующие выводы: ГРП на Мало-балыкском месторождении является самым эффективным на сегодняшний день методом интенсификации, так как позволяет значительно увеличить дебит и снизить обводненность продукции, увеличить нефтеотдачу пластов и реанимировать скважины, находящиеся в бездействующем фонде. Данный метод позволяет не только стабилизировать уровень добычи нефти, но и увеличить его.

Критерием подбора для расчёта ГРП была выбрана скважина, на которой планируются проводится данная технологическая операция.

Расчетами обоснована технологическая эффективность, которая заключается в увеличении дебита нефти в 4 раза после проведенного мероприятия, что влечет за собой положительный экономический эффект.

Список литературы

1. Гидравлический разрыв пласта (ГРП) [Электронный курс]. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/tekhnologii/141812-gidravlicheskiy-razryv-plasta-grp/> (Дата обращения: 22.06.2021).
2. Г.Ф. Ильина, Л.К. Алтунина. Методы интенсификации добычи: курс лекции – ТПУ, Томск, 2006г. – 70с.
3. Ильина Г.Ф. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: учебное пособие/ Г.Ф. Ильина, 2-е изд. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012.-166 с.
4. В.Н. Арбузов. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин, часть 1: учебное пособие, Томский политехнический университет. Издательство ТПУ, 2011г. 200 с.
5. А.В. Дашевский, И.И. Кагарманов, Ю.В. Зейгман, Г.А. Шамагаев. “Справочник инженера по добыче нефти”. ООО «Печатник», Стрежевой, 2002 г.
6. В.Г. Крец, Л.А. Саруев «Оборудование для добычи нефти». Учебное пособие. Томск, Изд. ТПУ, 1997 г.
7. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Методы повышения производительности скважин. Самара: Кн. изд-во, 1996.
8. Алварado В., Манрик Э. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения/Перевод с английского. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2011. – 244 с., ил. – (Промышленный инжиниринг);
9. Бурдынь Т.А., Закс Ю.Б. Химия нефти, газа и пластовых вод. - М.: «Недра», 1978г.
10. Каневская Р.Д. Зарубежный и отечественный опыт применения гидроразрыва пласта, Москва: ВНИИОЭНГ, 1998.
11. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. Москва: Недра, 1986.
12. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее: учебное пособие. - Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2012. -664 с. 48 с. ил.
13. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Эффективные методы. - М.: Недра, 2009, 552 с.

14. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов интенсификации: 153-39.1-004-96/ Минтопэнерго РФ. – 1994 г. – С. 30
15. Токарев М.А., Ахмерова Э.Р., Файзуллин М.Х. Контроль и регулирование разработки нефтегазовых месторождений: Учебное пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. -61 с.
16. Меликбеков А.С. Теория и практика гидравлического разрыва пласта: Учебное пособие. - М.: Недра, 1967. -141 с.
17. Яртиева А.Ф. Экономическая оценка проектных решений при разработке нефтяных месторождений для поздней стадии эксплуатации. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2006. - 160 с
18. Гладков Е.А. Прострелочно-взрывные работы при разработке низкопроницаемых коллекторов многостадийным ГРП // Oil&Gas J. Russia. – 2014. – № 11. – С. 18–20.
19. Назаров С.Н., Сипачев Н.В. Методика прогнозирования технологических показателей на поздней стадии разработки нефтяных залежей. Изв.ВУЗов, Нефть и газ, 1972, № 10. - С.42-45.
20. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов / ВНИИнефть. - М., 1993.
21. Society of Petroleum Engineers, American Association of Petroleum Geologists, World Petroleum Council, et al. Petroleum resources management system. SPE, 2007.
22. U.S. Securities and Exchange Commission. Modernization of oil and gas reporting. 2009
23. Advani, S.H., Variational Principles for Hydraulic Fracturing [Text]/ S.H. Advani, T.S. Lee, and R.H. Dean, Journal of Applied Mechanics – 1992, No. 4, 819–826.
24. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. - М.: Недра, 2003, 638 с.

25. Сиков Н.Н. Анализ эффективности проведения ГРП на газоконденсатном месторождении Западной Сибири [Электронный ресурс] - https://www.elibrary.ru/download/elibrary_29232810_84434792.pdf (дата обращения: 26.12.2021).

26. Исламов Д.Э. Исследование влияния границ пласта для задач с плоскопараллельным режимом течения / Биктимирова Р.М., Абрамов Т. А., Исламов Д.Э. // Сборник научных трудов VII Ежегодной научно-технической конференции Студенческого отделения общества инженеров-нефтяников – Society of Petroleum Engineers (SPE) / Тюмень, 2013. - С. 8.

27. Сподобаев А.А., Нежданов А.А., Меркулов А.В. 2018. Результаты секвенсстратиграфического анализа отложений ачимовской толщи на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении // Экспозиция Нефть Газ. № 2 (62) с. 22-27.

28. Серра О., Серра Л. Геофизические исследования скважин. Т.1. Регистрация данных и области применения. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2017. – 792 с

29. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев [и др.]; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.

30. Спиридонова, Е. А. Управление инновациями: учебник и практикум для бакалавриата и магистратуры / Е. А. Спиридонова. — Москва: Издательство Юрайт, 2019. — 298 с.

31. ГОСТ РД 50-492-84. Методика оценки научно-технического уровня АСУ. Типовые положения.

32. Прогноз социально-экономического развития. – Режим доступа: https://www.economy.gov.ru/material/directions/makroec/prognozy_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya/ . (Дата обращения: 24. 04.2022).

33. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 19.07.2000 № 118-ФЗ (ред. от 26.03.2022) / [Электронный ресурс] URL:

http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/ (Дата обращения: 24.04.2022).

34. Об утверждении классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска: Приказ N 851н от 30.12.2016 Министерства труда и социальной защиты РФ (в ред. Приказа Минтруда России от 10.11.2021 N 788н) [Электронный ресурс]. – URL: <http://mvf.klerk.ru/spr/spr143.htm> (Дата обращения: 29.04.2022).

35. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

36. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

37. СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.

38. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

39. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

40. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.

41. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

42. Безопасность жизнедеятельности: практикум / Ю.В. Бородин, М.В. Василевский, А.Г. Дашковский, О.Б. Назаренко, Ю.Ф. Свиридов, Н.А. Чулков, Ю.М. Федорчук. — Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. — 101 с.

43. ГОСТ Р 57703-2017 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Ликвидация отработанных нефтепродуктов.

44. Федеральный закон «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 21.12.1994 N 68-ФЗ.

Приложение А

(справочное)

Fracturing technology in the "X" oil field

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Любушкин Никита Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Матвеевко Ирина Алексеевна	д.ф.н.		

3 Fracturing technology in the "X" oil field

3.1 Selection of wells for hydraulic fracturing

When selecting candidate wells for hydraulic fracturing, data must initially be collected. Any event can affect the type of impact on the reservoir, so a history of the well's operation is needed, also indicative of the likelihood of success in hydraulic fracturing.

Table 10 – Required data

Data type	Data sources	Data assignment
Composition of reservoir fluids	Core samples; Reservoir sampling; Logging	To determine the compatibility of reservoir fluids with working fluids
Water saturation	Logging; Core samples	To determine the water-oil factor, fluid compatibility and potential flow rate of the well after fracturing
Formation anomalies	A study of pressure recovery curves (PRC); Reservoir sampling; Geological maps/sections	To determine the type of impact
Reservoir pressure	A study of the PRC	To determine the expected productivity; To calculate a productivity index compared to neighbouring wells
Production data	Production history; Flow testing of the well	To determine the multiplicity of the flow rate increase; To determine recoverable reserves; To establish probable problems in the design and conduct of hydraulic fracturing

The current operating conditions of the well affect the outcome of each fracturing operation. Therefore, having more information about the reservoir is necessary to select candidates for hydraulic fracturing. Some parameters must be considered on a mandatory basis:

- High water-oil factor;
- Interference with neighbouring wells;
- Causes of low productivity.
- *High water-oil factor*

A fracture system communicating with the productive interval can improve well productivity. Either way, if the fracture affects neighbouring intervals (intrusion into the water-saturated zone), production problems are likely to occur soon.

Generally, if the watercut is high, it will increase after fracturing is carried out. Once inflow from undesirable zones is established, it is usually not possible to isolate additional water production.

Interference wells

The depth of fracture penetration into the reservoir can affect neighbouring wells (depending on their location). This occurs when the fracture created comes into contact with the fracture system of neighbouring wells. Therefore, knowing the likely azimuth of fracture formation and determining the extent of the impact is important, especially in fields drilled on a dense grid. For this reason, when selecting well spacing, the fracture length and fracture azimuth must be considered to minimize well interference and to increase the recovery factor [7].

Causes of low productivity

As a rule, the main causes of low productivity are:

- Poor permeability;
- Depletion of the reservoir;
- Contamination of the bottomhole formation zone.

Poor permeability

Rock permeability is a major function in moving oil or gas to the wellbore. Low, permeability is defined as less than 1.0mD. Most rocks with sufficient reservoir pressure, cannot produce good flow rates due to low permeability. In this case, hydraulic fracturing is a successful method for increasing oil and gas flow from low-

permeability reservoirs, the fracture created by fracturing creates new pore channels, increases flow area and creates a linear flow to the wellbore.

Contamination of the bottomhole zone

Contamination causes low well productivity due to reduced permeability.

Figure 2 shows a well with damaged bottom-hole permeability.

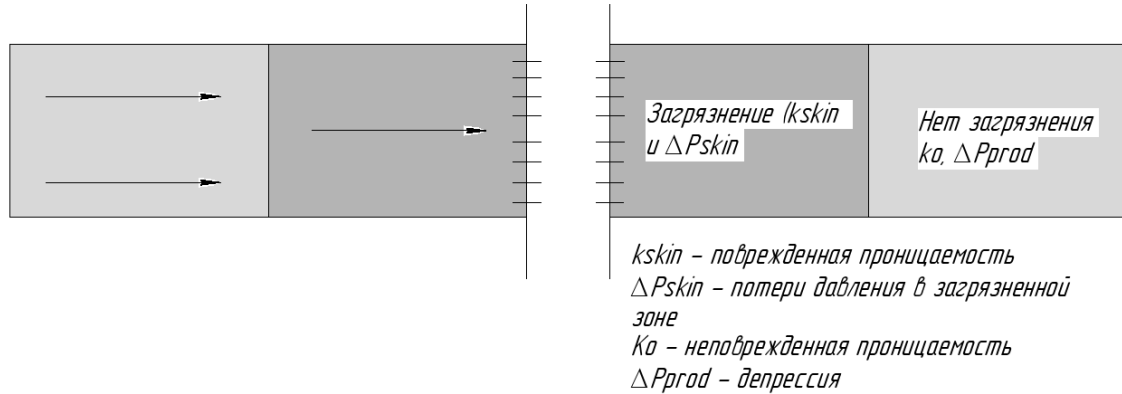


Figure 2 – Example of bottom-hole contamination

The following is a list of the possible causes of the contamination of the borehole zone and the degradation of formation permeability:

- Clogging of pores / perforations with clays and fine particles;
- Formation of emulsions;
- Deposits of asphaltenes, paraffins, salts.

In most cases acid treatment is used to remove these contaminants. The use of hydraulic fracturing is possible in the presence of contaminants which cannot be effectively removed by acid treatments.

Depletion of the reservoir

The level of hydrocarbon production from the reservoir declines over time. Eventually, even the flow rate of the best wells falls to an economic limit. Reservoir stimulation by hydraulic fracturing usually has limited success in partially depleted reservoirs (depending on the degree of depletion), although it allows the remaining reserves to be recovered at an accelerated rate.

3.2 Equipment used in hydraulic fracturing

Required equipment for hydraulic fracturing, before starting fracturing operations the wellhead must be equipped with special fittings of 1AU-700 or 2AU-700 type (figure 3) to which the units for injecting fracturing fluids are connected.

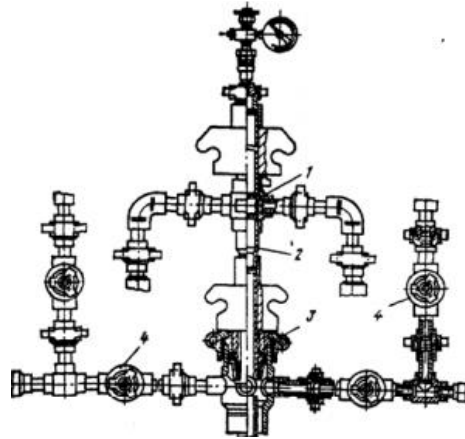


Figure 3 – Valve 2AU-700: 1 - pipe head (cross); 2 - spigot; 3 - wellhead with gland; 4 - stopcock

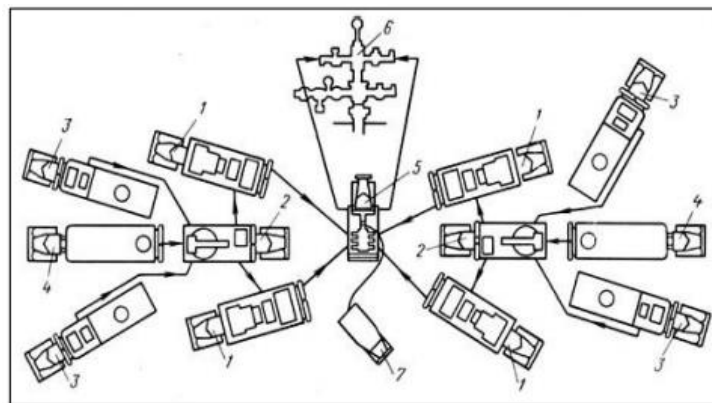


Figure 4 – Layout of equipment during hydraulic fracturing: 1 - pump units 4AN-700 or 5AN-700; 2 - sand-mixing units' type 3PA or 4PA; 3 - tank-car for liquids transportation IIP-20; 4 - sand-carriers; 5 - units for manifold block transportation 1BM-700; 6 - wellhead fittings 1AY-700 or 2AY-700; 7 - process control and management station

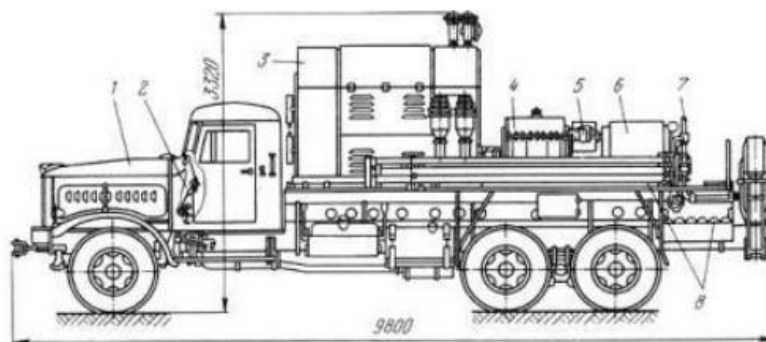


Figure 5 – Pumping aggregate for hydraulic pumping unit 4AN-700: 1 - KrAZ-257 car; 2 - driving cab; 3 - power pack; 4 - gearbox; 5 - clutch; 6 - pumping aggregate; 7 - discharge manifold; 8 - high pressure connection pipes

Pump units 4AN-700 (figure 4) and 5AN-700 are made from wear-resistant material and are mounted on the chassis of the three-axle truck KRAZ-257. Maximum pressure of these units is 70 MPa, at 6 l/s. A diesel engine 588 kW is used as a drive for the power unit. The engine is mounted on the vehicle platform and is connected via a gearbox to the power pump drive shaft.

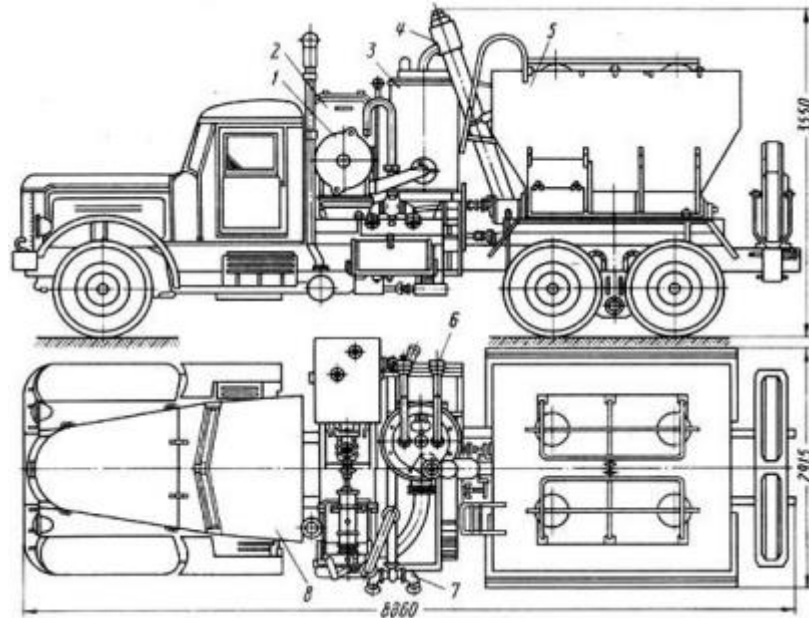


Figure 6 – Sand-mixing aggregate ZPA: 1 - centrifugal pump 4PS; 2 - power-unit of GAZ-51 engine; 3 - mixing device; 4 - inclined auger; 5 - sand reservoir; 6 - receiving pipeline; 7 - dispensing pipeline; 8 - vehicle KrAZ-257

Special sand mixing units of type 3PA (figure 5) or 4PA mounted on vehicles with high cross-country capability are used to mix the liquid sand mixer with sand. Mixing sand with liquid and supplying the mixture to the receiving pump units is mechanised.

The liquids that will be required in hydraulic fracturing are transported in tank trucks. In hydraulic fracturing, the most commonly used tank trucks are CR-20, which are mounted on tank trucks 4M3AP-522 and transported by KRAZ-258 truck tractors. In addition to the tank truck, the trailer chassis is equipped with a GAZ-51 engine, an 8K-18 centrifugal pump and a 1B three-plunger pump.

The pumps are driven via a gearbox and gears from a GAZ-51 engine. The tank has a 17 m³ capacity, a float level indicator and a coil for heating the liquid with a steam unit in winter. The triplex 1B pump is equipped with an air compressor and has

a delivery of 13 l/s, with a maximum pressure of 1.5 MPa at 140 strokes per minute. The 8K-18 centrifugal pump has a delivery of 10-60 litre/second (water) and a head of up to 20m and is designed to feed the sand mixer. The 1BM-700 high pressure manifold unit with a lifting arm for loading and unloading manifold parts is designed to bundle the discharge lines of several high-pressure pump units and connect them to the wellhead fittings.

The manifold unit is transported on a specially manufactured platform of an all-terrain vehicle. To remotely control the hydraulic fracturing process, a KIP station is used. This station is equipped with measuring and recording remote equipment, as well as loudspeakers and amplifiers for audio and telephone communication with individual units and performers. For safety reasons, all units are equipped with spark arresters and are positioned with radiators away from the well so that they can be freely retracted in case of a possible emergency or fire. [8]

3.3 Technical and technological indicators of hydraulic fracturing

3.3.1 Nature and types of hydraulic fracturing

The essence of hydraulic fracturing is that by injecting fluid at high pressure, natural or artificial fractures in the pay zone are opened and further pumping of sand-liquid mixture or acid solution causes wedging of the formed fractures, preserving their high permeability after the process and removal of excessive pressure.

The following objectives must be achieved in the production of hydraulic fracturing:

1. Creation of a fracture by injecting a specially selected fracturing fluid;
2. Keeping the fracture open by adding proppant with grains of a certain size and strength to the fracturing fluid;
3. Removal of fracturing fluid to restore the high filtration characteristics of the well bottomhole zone;
4. Improving reservoir productivity.

The most widespread is local hydraulic fracturing as an effective means of influencing the bottomhole zone. In this case it is enough to create fractures with length

of 10...20 m with injection of tens cubic meters of liquid and tons of proppant. In this case the flow rate of wells increases by 2...3 times.

Fracturing with extended fractures increases not only the permeability of the bottomhole zone, but also the reach of the reservoir, bringing additional oil reserves into development and increasing oil recovery in general. At the same time, the current watercut of the production may be reduced. Optimal length of the fixed fracture at formation permeability of 0.01 ... 0.05 mcm² usually makes up 40 ... 60 m, and injection volume - from tens to hundreds of cubic meters of fluid and from one to tens of tons of proppant.

Three main processes are distinguished in terms of hydraulic fracturing techniques:

- Single;
- Multiple;
- Directional (interval-based).

3.4 Conducting hydraulic fracturing on a well

Hydraulic fracturing can be done with or without a packer installed 30 - 50 metres above the perforation interval. In the latter case, it is possible to inject the fracturing fluid through the tubing and without the use of tubing if the casing has sufficient safety margin. The advantage of packerless fracturing is that the downhole pressure can be controlled on the basis of the downhole pressure. When fracturing with a packer, a pressure of about 50 atmospheres is created in the annulus for a stronger packer fit.

Creation of a fracture begins with the injection of a buffer fluid. A pressure gradient of 13-15 kPa per 1 m of wellbore is used to calculate the pressure at the wellhead.

In order to ensure the continuity of the fracturing process and avoid unforeseen situations, the number of units on the well pad during fracturing is doubled. The number of fracturing lines is calculated based on the pumping rate determined by the fracture design. Usually only one line is installed. The volume of proppant to be

pumped into the fracture determines the number of blenders. The number of blenders depends on the scope of work.

The average rate of frac fluid injection is typically 2 m³/min, and the average proppant concentration is 600 kg/m³. From the start of the injection, the proppant concentration is gradually changed from 0 to 1200 kg/m³ to achieve a more uniform packing of proppant particles in the fracture. Ceramic proppant of Russian production of medium hardness (density 3.2 g/cm³) is used as a propping agent at a cost of \$650/t.

After fracturing fluid injection is complete, the selling fluid is injected to the volume of tubing run into the well. The average volume of fracturing fluid for one well is 40-80 m³. The fracturing fluid is prepared so that the breaker action to break the polymer chains begins about 1-4 hours after the end of pumping.

If the well does not gush after fracturing, measures can be taken to induce fluid flow from the reservoir. This can be fluid replacement with lighter fluid, swabbing, running a reservoir pump, etc.

3.5 Fundamentals of fracture mechanics

Consider briefly the mechanics of hydraulic fracturing. Linear elasticity theory is effective in describing stress and strain in the reservoir and at the fracture tip.

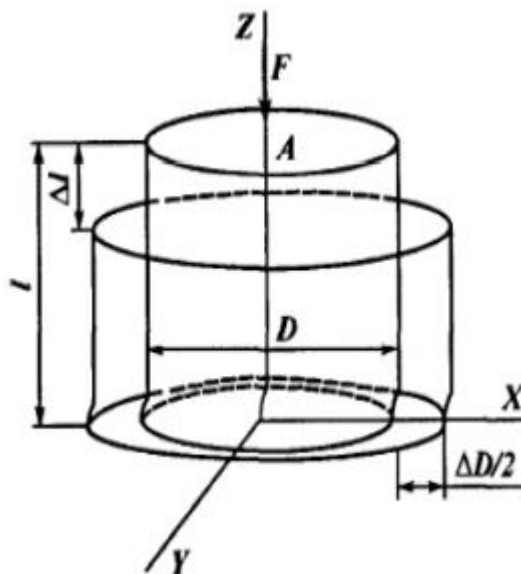


Figure 6 – Schematic of a uniaxial load compression study of rock

The formation is considered linearly elastic and the deformation and stresses, especially at the crack tip, can be described by elasticity theory. Young's modulus and Poisson's ratio are the main mechanical parameters characterising rock deformation, which are determined experimentally (figure 7).

Young's modulus is a physical quantity characterising the ability of a material to resist tension and compression under elastic deformation, Poisson's ratio ν is the value of the ratio of relative transverse compression to relative longitudinal tension. These values are calculated (figure 7) from the value of a given vertical stress σ_{zz} and vertical strain ϵ_{zz} predetermining the deformation in the horizontal plane $\epsilon_{xx}=\epsilon_{yy}$.

In addition, indirect methods are used to determine these parameters by interpreting acoustic logging data. This makes it possible to plot their variation profiles along the borehole section and more accurately predict the development of the fracture.

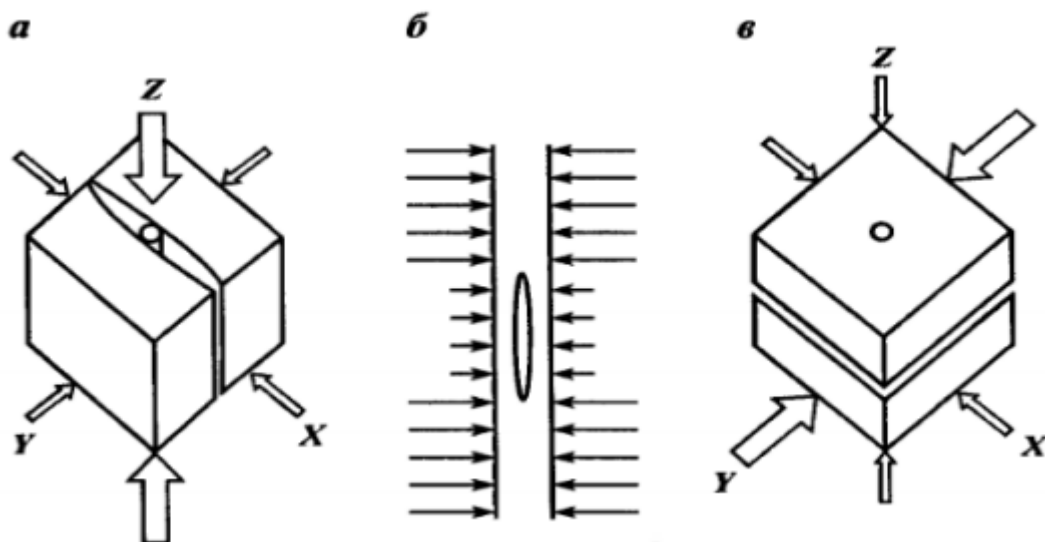


Figure 7 – Schematic of the influence of spatial stresses on crack orientation

In linear elasticity theory, the concept of deformation in the plane with modulus E' is used to reduce the spatiality problem. Deformations in the plane are a rational approximation in a simplified description of fractures. The most important thing is how to choose the principal plane.

The effect of spatial stresses in the reservoir on fracture development is shown in figure 8. Here, the magnitude of the arrows is proportional to the stresses. Figure 8 (a) shows that the vertical fracture develops perpendicularly to the lowest horizontal stress (lateral rock pressure) in the formation.

Experience shows that at depths of more than 300 - 600 m, fractures have a vertical orientation. At shallower depths, it is more likely that the stress distribution for which a horizontal fracture develops in the reservoir will be greater. When the vertical stresses in the surrounding formations are greater than those in the formation with the fracture, they limit its growth in height, as shown in figure 8 (b).

For most theoretical solutions, the cross-section of the vertical fracture is assumed to be as shown in Figure 8 (a), but in reality, it has a much more complex shape, such as in figure 8 (b). The changes in the fracture configuration here are obviously caused by non-uniform lateral stresses in the formations.

To design a fracture, it is necessary to know the height of the vertical fracture, as its length is inversely proportional to its height. Figure 8 shows that the cross section has alternating narrowing and widening. Such variations are obviously due to the heterogeneity of rock properties in the reservoir and lateral rock pressure. Before designing hydraulic fracturing, rock properties and lateral stresses in the reservoir must be studied, which significantly affect the width of the fracture and the pressure during fracturing.

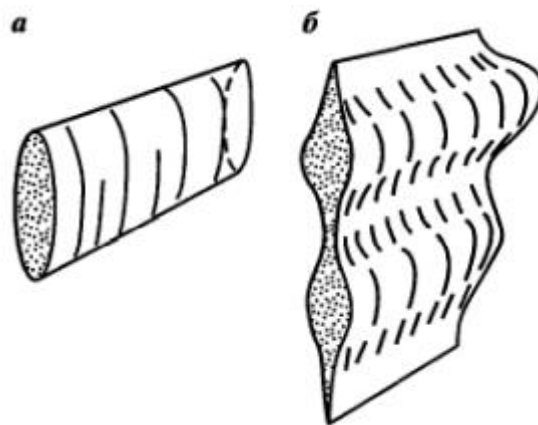


Figure 8 – Theoretical (a) and possible (b) cross sections of a vertical fracture in a reservoir

The relationship between stresses and fracture pressure, defined as the difference between fracture pressure and lateral rock pressure, can be clearly seen after comparing them on the curve. An increase in lateral stresses causes the pressure to increase, after it has risen to its maximum value, there is a rapid decrease in pressure caused, as will be explained later, by an increase in fracture height. The determination

of stresses in reservoirs with the current development of hydraulic fracturing technology is best carried out by means of test injection.

The most important factors in the orientation and growth of vertical fractures are the local stress fields and the stress difference between adjacent reservoir zones. The direction of fracture development is influenced by regional tectonic stresses, as fractures develop perpendicular to the direction of the principal least stresses. In anticlinal folds deformed in the direction of the short axis with tectonic disturbances in this direction, fractures develop in the same direction, i.e. parallel to the long axis.

The mechanism of crack opening (according to elasticity theory) is described below. Having considered the applied models of fracture development, which have found their practical validity in terms of their suitability for describing this process, it can be seen that all the theories assume an elliptical form of fracture development in the horizontal plane.

During fluid injection and pressure build-up, the crack develops in width in the form of an ellipse in the horizontal plane, in which deformations occur:

$$w(x) = \frac{4P_a}{E'} \cdot (c^2 - x^2)^{0,5} \quad (1)$$

where x is the varying distance from the borehole to the top of the fracture;
 c is the half-length of the crack;

P_a is the net pressure, defined as the difference between the pressure in the crack and the minimum principal external stress contributing to the closure of the crack.

Maximum fracture width at its entry into the formation for $x=0$

$$W_0 = \frac{4cp_n}{E'} \quad (2)$$

High stresses, even if confined to a small zone, can cause a fracture in the formation. In the fracture models used, it is assumed that the formation is linearly elastic. The criterion for fracture rupture according to Griffiths (1948) is the fracture strength of the rock. The notion of stress intensity factor is introduced, defined as the relationship between crack half-length c and constant pressure P_0 . [8]

