

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

Школа            Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки    21.04.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ)    Отделение нефтегазового дела

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

<b>Тема работы</b>
<b>Анализ эффективности проведения геолого-технических мероприятий на «Х» нефтяном месторождении</b>

УДК 622.276.6-049.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Картоев Ислам Алиевич		07.06.2021

Руководитель ВКР

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

**УТВЕРЖДАЮ:**  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_ Зятиков П.Н.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Картоев Ислам Алиевич

Тема работы:

Анализ эффективности проведения геолого-технических мероприятий на X нефтяном месторождении	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№117-11/с от 27.04.2021

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

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Геолого-геофизическая характеристика месторождения, отчеты о проведении ГРП на исследуемом объекте, графики добычи дебита нефти, расчёт ГРП на горизонтальных скважинах
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1. Охарактеризовать текущее состояние разработки Повховского нефтяного месторождения с целью выбора продуктивного пласта для проведения ГТМ 2. Проанализировать эффективность проводимых ГТМ на месторождении с целью обоснования геолого-технических мероприятий на выбранном продуктивном пласте;

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	3. Обосновать выбор ГТМ на продуктивном пласте с целью повышения нефтеотдачи с учетом производственно-геологических условий; 4. Провести расчет технологической и экономической эффективности предложенного ГТМ.
<b>Перечень графического материала</b>	отчет о проведение ГРП на объекте исследования, структурные карты, геологические разрезы, графики добычи на месторождении, тектонические карты

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Романюк В.Б., к.э.н, доцент ОНД ИШПР
Социальная ответственность	Сечин А.И., д.т.н, профессор ООД ШБИП
Иностранный язык	Болсуновская Л.М., к.ф.н, доцент ОИЯ ШБИП

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

*Раздел на английском языке:* Приложение А. Analysis of the effectiveness of geological and technological measures at the X. Oil field

*Разделы на русском языке:* реферат, введение, заключение, главы 1-5

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	15.03.2020
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Картоев Ислам Алиевич		15.03.2020

## Результаты освоения образовательной программы

### Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, выработать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И. УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, выработывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И. УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках

Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровье сбережение)	УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

### Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
	ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации
Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизировать и обобщать достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям

Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей
--------------------------------	---	---

### Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
<b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> 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		

<b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Организация и руководство работ по добыче углеводородного сырья.	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);	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
	2. Обеспечение оперативного и инженерного руководства технологическим процессом добычи нефти, газа и газового конденсата.	ОТФ Д «Организация работ по добыче углеводородного сырья»		
	3. Контроль и сопровождение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования по добыче углеводородного сырья.	ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»		
	4. Организация и контроль за проведением геолого-промысловых работ	19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);	ПК(У) -3. Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья	И.ПК(У) -3.1. Оценивает повышение эффективности добычи углеводородного сырья и проведения геолого-промысловых работ в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
		ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»	ПК(У)-4. Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли	И.ПК(У) -4.1. Обеспечивает эффективную эксплуатацию технологического оборудования, конструкций, объектов, агрегатов, механизмов в процессе добычи углеводородного сырья в соответствии с требованиями нормативной документации
			ПК(У)-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	И.ПК(У) - 5.1. Руководит персоналом подразделений по добыче углеводородного сырья и геолого-промысловых работ в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

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

<p>19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа</p>	<p>1. Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ</p> <p>2. Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ (НИР)</p> <p>3. Разработка плановой, проектной и методической документации для геолого-промысловых работ</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);</p>	<p>ПК(У)-6. Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов</p>	<p>И.ПК(У) -6.1. Разрабатывает 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>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>



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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ94	Картоев Ислам Алиевич

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

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

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

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

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

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

<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Организационная структура управления</li> <li>2. Линейный календарный график выполнения работ</li> <li>3. Графики динамики и сравнения показателей</li> </ol>	
---	--

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

### Задание выдал консультант:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		27.03.2021

### Задание принял к исполнению студент:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ94	Картоев Ислам Алиевич		27.03.2021г

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ94	Картоев Ислам Алиевич

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.04.01)

Тема ВКР:

<b><u>Анализ эффективности проведения геолого-технических мероприятий на X нефтяном месторождении</u></b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования – технологический процесс гидравлический разрыв пласта заключается в создании высокопроводимой трещины в целевом пласте под действием подаваемой в него под давлением жидкости для обеспечения притока добываемого флюида (природный газ, вода, конденсат, нефть или их смесь) к забоя скважины на месторождениях. Применяется для добычи сланцевого газа и газа уплотненных песчаников, и легкой нефти из низкопроницаемых пород
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	- ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация - ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. - ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. - ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. - Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. - ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования - ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные производственные факторы: – Превышение уровней шума и вибрации; – Повышенный уровень давления в технологическом оборудовании и трубопроводах.  Опасные производственные факторы: – Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования – Электричество (оборудование, работающее под высоким напряжением) - Давление (разрушение систем, работающих под давлением)

<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– загрязнение окружающей среды выбросами нефти вследствие аварийных разливов;</li> <li>– загрязнение атмосферы веществами, выбрасываемыми при сгорании газа как в факелах, так и при аварийных ситуациях;</li> <li>– загрязнение промышленными и бытовыми отходами;</li> <li>– отрицательное влияние при строительстве и эксплуатации объектов</li> </ul>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>перечислить возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- аварии в результате выхода из строя запорно-регулирующей и предохранительной арматуры;</li> <li>- нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением</li> <li>- аварии в результате разгерметизации РВС для нефти на территории ДНС</li> </ul> <p>указать наиболее типичную ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- пожар, его источников, комплекса мер по обеспечению безопасности</li> </ul>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Сечин Александр Иванович	д.т.н		26.02.20

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Картюев Ислам Алиевич		26.02.20

## **Реферат**

Выпускная квалификационная работа содержит страниц 113, в том числе рисунков 21, таблиц 15, приложений 1.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, пласт, коэффициент извлечения нефти, эффективность, геолого-техническое мероприятие, интенсификация притока нефти.

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

Объектом исследования является Повховское нефтяное месторождение, предметом исследования – продуктивный пласт БВ<sub>8</sub>.

Цель работы – анализ эффективности проведения ГТМ для добывающих скважин с целью повышения эффективности их регулирующего воздействия на добычу нефти.

Задачи:

1. охарактеризовать текущее состояние разработки Повховского нефтяного месторождения с целью выбора продуктивного пласта для проведения ГТМ;
2. проанализировать эффективность проводимых ГТМ на месторождении с целью обоснования геолого-технических мероприятий на выбранном продуктивном пласте;
3. обосновать выбор ГТМ на продуктивном пласте с целью повышения нефтеотдачи с учетом производственно-геологических условий;
4. провести расчет технологической и экономической эффективности предложенного ГТМ.

### **Научная новизна**

На основании проведенного исследования геолого-промысловых характеристик и текущего состояния Повховского нефтяного месторождения, а также эффективности проведенных ГТМ предложено проведение ГРП на горизонтальной скважине на продуктивный пласт БВ<sub>8</sub>, что позволит увеличить добычу нефти.

## **Практическая значимость**

Обосновано согласно проведенному технико-экономическому расчету, что проведение ГРП на горизонтальных скважинах приводит к дополнительному объему добычи нефти (613,7 тыс. т) и повышению коэффициента извлечения нефти на 5%, что экономически выражается в 733,1 млн руб. чистой прибыли.

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

Область применения: разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- АВПД** – аномально высокое пластовое давление
- АСПО** – асфальтосмолопарафиновые отложения;
- ВПП** – выравнивание профиля приёмистости;
- ВНС** – ввод новых скважин;
- ВНФ** – водонефтяной фактор;
- ГТМ** – геолого-техническое мероприятие;
- ГИС** – геофизические исследования скважин;
- ГДИС (ГДИ)** – гидродинамические исследования скважин;
- ГРП** – гидравлический разрыв пласта;
- ЗБС** – зарезка бокового ствола;
- КИН** – коэффициент извлечения нефти;
- КРС** – капитальный ремонт скважин;
- ЛА** – ликвидация аварий;
- МУН** – методы увеличения нефтеотдачи;
- НИЗ** – начальные извлекаемые запасы;
- ОПЗ** – обработка призабойной зоны;
- ОРЗ** – одновременно-раздельная закачка;
- ОРЭ** – одновременно-раздельная эксплуатация;
- ППР** – планово-предупредительный ремонт;
- ПЗП** – призабойная зона пласта;
- ПВЛГ** – перевод на вышележащий горизонт;
- ПАВ** – поверхностно-активные вещества;
- ППД** – поддержание пластового давления;
- ПГИ** – промысловые геофизические исследования;
- ПДК** – предельно допустимая концентрация;
- РИР** – ремонтно-изоляционные работы;
- СИЗ** – средства индивидуальной защиты
- ТИЗ** – текущие извлекаемые запасы;
- ФНВ** – фронт нагнетаемой воды;

## Содержание

ВВЕДЕНИЕ .....	17
1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ОБОСНОВАНИЮ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ .....	20
1.1 Геолого-техническое мероприятие: сущность, классификация.....	20
1.2 Общая характеристика современных геолого-технических мероприятий .....	23
1.3 Критерии эффективности применения геолого-технических мероприятий .....	32
1.4 Методика подбора геолого-технических мероприятий с учётом геофизических условий пласта.....	34
2. КОМПЛЕКС ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА Х НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ: ЭФФЕКТИВНОСТЬ И ОСОБЕННОСТЬ ПОДБОРА .....	36
2.1. Геолого-промысловая характеристика Повховского нефтяного месторождения .....	36
2.2 Проекты по разработке Повховского нефтяного месторождения.....	42
2.3 Анализ динамики технологических показателей разработки Повховского нефтяного месторождения .....	47
2.4. Эффективность ГТМ.....	53
3. ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП В ПРОДУКТИВНОМ ПЛАСТЕ .....	56
3.1 Конструктивные особенности горизонтальных скважин.....	56
3.2 Анализ эффективности ГТМ на продуктивном пласте БВ <sub>8</sub> .....	60
3.3 Расчётная часть продуктивного пласта БВ <sub>8</sub> .....	62
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	68
4.1 Расчёт объема дополнительной добычи нефти.....	70
4.2. Затраты на аренду спецтехники .....	71
4.3 Затраты на материалы и реагенты.....	73
4.4 Затраты на оплату труда.....	74
4.5 Страховые взносы .....	74
4.6 Экономическая эффективность от внедрения метода.....	76

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	80
5.1. Введение.....	80
5.2. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	81
5.3 Производственная безопасность .....	83
5.4. Экологическая безопасность.....	91
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	94
5.6. Выводы по разделу .....	96
Заключение .....	98
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА.....	100
Список используемых источников.....	101
Приложение А .....	104



## ВВЕДЕНИЕ

Развитие национальной экономики России во многом зависит от разработки природных ресурсов, в том числе топливно-энергетических ресурсов. Вместе с тем с устареванием основного разрабатываемого фонда нефтегазовых месторождений и состояния ресурсной базы углеводородов растет комплекс вопросов и проблем, которые различны в региональном разрезе и в разрезе компаний, и требующих решения, что обуславливает уровень энергетической безопасности национальной экономики. Полное использование промышленного потенциала этой отрасли в значительной степени зависит от повышения нефте- и газоотдачи в продуктивных пластах, рационализации и оптимального использования фонда нефтяных скважин, особенно в районах, где добыча снижается. В связи с этим оценка эффективности комплексных геолого-технических мероприятий (ГТМ) в скважине может не только гарантировать достижение проектных показателей добычи, но и возможность их превышения, что имеет особое значение.

Более широкое использование геолого-технических мер для повышения нефтеотдачи и увеличения добычи связано с недостатком финансовых ресурсов для крупных инвестиций в поддержание снижающегося уровня добычи и низкой интенсивностью капитализации, что позволяет быстро достигать технологических результатов. Такие технологии используются не только на поздних стадиях развития растениеводства в России, но и в новых периферийных районах. .

Эффективность разработки месторождений нефти часто зависит от качества и бесперебойной работы добывающих и нагнетательных скважин.

Начиная с 2008 года - базового года российской энергетической стратегии - прирост запасов составляет 7,1 млрд. тонн жидких углеводородов (сырая нефть и конденсат) по категории  $AB_1C_1$ , газа (свободный газ и газовые шапки) по категории  $AB_1C_1$  - 8,1 трлн. куб. м, угля - 2,2 млрд. тонн, урана - 337,7 тыс. тонн. Достижение плановых показателей по разрабатываемым месторождениям

углеводородов (УВ) невозможно без активного применения геолого-технических мероприятий.

Таким образом актуальность выбранной темы обусловлена необходимостью планирования и расчета геолого-технических мероприятий и прогнозирования их последствий для эффективного управления процессами нефте- и газодобычи.

Цель работы – анализ эффективности проведения ГТМ для добывающих скважин с целью повышения эффективности их регулирующего воздействия на добычу нефти.

Задачи:

1. охарактеризовать текущее состояние разработки Повховского нефтяного месторождения с целью выбора продуктивного пласта для проведения ГТМ;

2. проанализировать эффективность проводимых ГТМ на месторождении с целью обоснования геолого-технических мероприятий на выбранном продуктивном пласте;

3. обосновать выбор ГТМ на продуктивном пласте с целью повышения нефтеотдачи с учетом производственно-геологических условий;

4. провести расчет технологической и экономической эффективности предложенного ГТМ.

Объектом исследования является Повховское нефтяное месторождение, предметом исследования – продуктивный пласт БВ<sub>8</sub>.

Информационной базой послужили учебная и научная литература, отраслевые регламенты, руководящие документы, инструкции годовые отчеты компании «Лукойл Западная Сибирь».

### **Научная новизна**

На основании проведенного исследования геолого-промысловых характеристик и текущего состояния Повховского нефтяного месторождения, а также эффективности проведенных ГТМ предложено проведение ГРП на горизонтальной скважине на продуктивный пласт БВ<sub>8</sub>, что позволит увеличить добычу нефти.

### **Практическая значимость**

Обосновано согласно проведенному технико-экономическому расчету, что проведение ГРП на горизонтальных скважинах приводит к дополнительному объему добычи нефти (613,7 тыс. т) и повышению коэффициента извлечения нефти на 5%, что экономически выражается в 733,1 млн руб. чистой прибыли.

# **1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ОБОСНОВАНИЮ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

## **1.1 Геолого-техническое мероприятие: сущность, классификация**

Комплекс работ, благодаря которым нефтяные компании обеспечивают соблюдение проектных показателей разработки месторождения, называется геолого-технологическим замером. [1].

ГТМ проводятся на всех этапах разработки месторождения, однако они наиболее востребованы на поздних этапах. Геологические и технические меры особенно важны на зрелых месторождениях нефти, где добыча снижается, а обводненность растет.

Выбор эффективных геолого-технических мероприятий на нефтяном месторождении - одна из основных задач геологической службы предприятия. Как правило, геолого-технические мероприятия планируются ежегодно при составлении бизнес-плана нефтедобывающего предприятия. Впоследствии они обновляются и корректируются ежемесячно.

Для обеспечения роста добычи нефти геолого-техническая программа нефтедобывающей компании должна быть технически и экономически эффективной и соответствовать стратегическим приоритетам компании.

Для каждой геолого-технической операции отслеживается увеличение дебита нефти, дополнительная добыча нефти и продолжительность эффекта. Все геологические и инженерные полевые работы делятся на две группы в зависимости от направления, в котором они проводятся. (Рисунок 1).

Мероприятия по обеспечению безопасной эксплуатации оборудования (капитальный ремонт подземного оборудования, устранение проявлений между обсадными трубами, капитальный ремонт устья скважины - снятие оголовков труб для диагностики, устранение обрывов труб и т.д.).

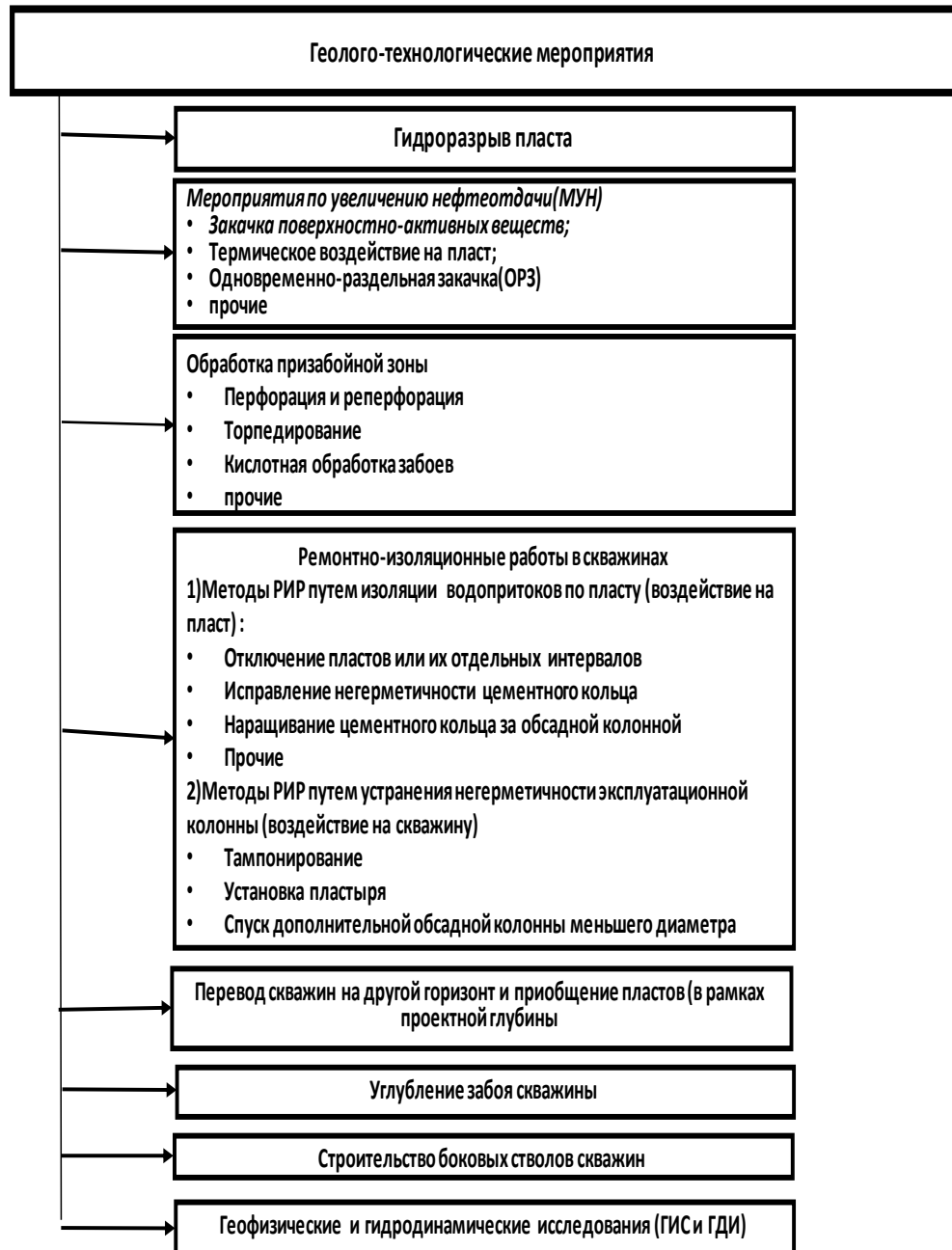


Рисунок 1 – Комплекс геолого-технических мероприятий

Мероприятия по повышению продуктивности скважин (ремонтно-изоляционные работы (РИР), пузырьковая кислотная обработка, объемная пузырьковая кислотная обработка, циклическая пузырьковая кислотная обработка, пузырьковая кислотная солевая обработка, обработка призабойной зоны (ОПЗ) бинарными смесями и т.д.) [15].

Программа ГТМ направлена на решение следующих задач:

1. обеспечение безопасной эксплуатации фонда скважин на месторождениях и подземных хранилищах газа;
2. сокращение бездействующего фонда скважин;
3. выполнение лицензионных обязательств по поддержанию действующего фонда скважин;
4. обеспечение суточной производительности скважин на проектном уровне[15]

## **1.2 Общая характеристика современных геолого-технических мероприятий**

Базируясь на классификации, представленной на рисунке 1, дадим общую характеристику.

### **Гидравлический разрыв пласта (ГРП)**

Гидравлический разрыв пласта – это одна из основных технологий для контроля параметров зоны в скважине. Процесс гидравлического разрыва пласта включает создание новых трещин в пласте или расширение существующих путем закачки в ствол скважины жидкости под высоким давлением и дальнейшего закупоривания ее высокопроницаемой добавкой (песком).[3]

Гидравлический разрыв пласта включает следующие операции.

1. Очистка скважины
2. Проведите скважину через высокопрочную трубу и установите уплотнительные элементы и анкеры на нижнем конце.
3. С помощью установки (рис. 2) испытать оборудование на устье скважины и на поверхности при 1,5-кратном рабочем давлении.
4. Закачка в ствол скважины путем закачки жидкости; закачка жидкости для гидроразрыва пласта, жидкости для стояка и продавочной жидкости через эксплуатационную колонну.
5. Разобрать оборудование и ввести скважину в эксплуатацию.

Образование трещин происходит при давлении до 70-100 МПа, которое часто превышает давление в обсадной колонне [2].

Для обеспечения защиты НКТ от высокого давления на нижней части трубы, установленной над обрабатываемым пластом, крепится уплотнительный элемент, закрепленный в скважине, а гибкий элемент в уплотнительном элементе герметизирует кольцевое пространство под давлением НКТ. Это можно предотвратить либо путем поддержки нижней части прокладки перфорированным вкладышем (нижнее уплотнение типа ОРМ), либо путем поддержки прокладки поверх корпуса или с помощью уплотнительных

инструментов. Они ослабляются при скручивании и прижимаются к внутренней поверхности корпуса (негибкие уплотнения, такие как ПШ, ПС, ПГ).

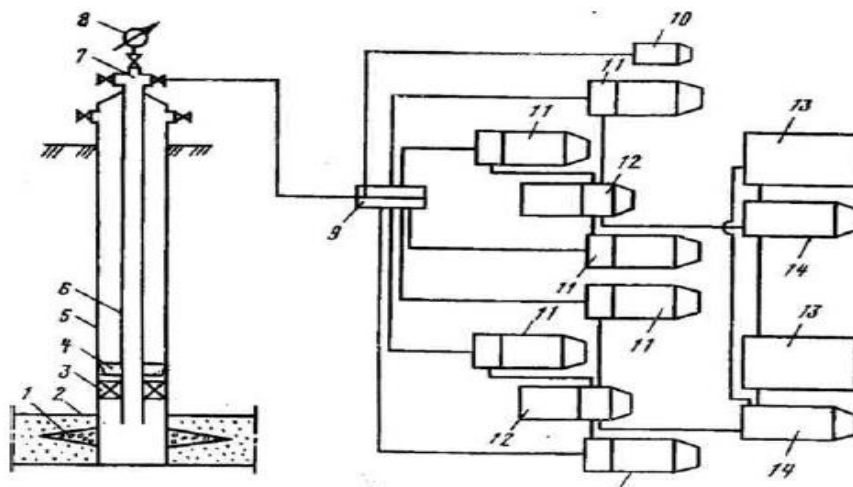


Рисунок 2 – Технологическая схема гидравлического разрыва пласта [20]:  
1 – трещина разрыва; 2 – продуктивный пласт; 3 – пакер; 4 – якорь;  
5 – обсадная колонна; 6 – насосно-компрессорные трубы; 7 – арматура устья; 8 – манометр; 9 – блок манифольдов; 10 – станция контроля и управления процессом; 11 – насосные агрегаты; 12 – пескосмесители;  
13 – емкости с технологическими жидкостями; 14 – насосные агрегаты.

Якорь предотвращает движение компрессора из-за разницы давления между верхней и нижней частями компрессора, так как внутреннее избыточное давление заставляет поршни арматуры отходить друг от друга и прижиматься к внутренней поверхности корпуса. В зависимости от типа кабеля и внутреннего посадочного диаметра уплотнения и вспомогательные принадлежности рассчитаны на градиент давления 30-50 МПа и имеют диаметр отверстия 36-72 мм. Перед установкой пакера выполняется калибровка скважины, что позволяет избежать возможного блокирования пакера и нанесения повреждений резиновому элементу во время установки.

### **Обработка призабойной зоны (ОПЗ)**

При эксплуатации скважины, оснащенной электроцентробежными насосами и штоком всасывающего поршня, их дебит снижается. Во вновь введенных скважинах дебит оказывается намного ниже расчетного. Повышение



проницаемости пластовой зоны скважины с помощью методов искусственного воздействия на пласт для создания условий притока нефти. [3].

Иногда для увеличения дебита достаточно удалить отложившиеся частицы парафина, смолы и глины с поверхности стенок фильтра и открытых частей пласта.

Однако во многих случаях необходимо искусственно увеличить количество, размер и длину пор.

Существуют различные методы обработки зоны бурения, которые по условиям можно разделить на химические, механические, термические и физические методы. Для повышения эффективности воздействия на зону бурения эти методы часто комбинируют или используют один за другим.

Одним из самых быстрых и эффективных способов повышения производительности скважин в краткосрочной перспективе является химическая обработка зоны формирования подземных вод в скважине. Методы химической обработки основаны на реакции химического вещества (часто кислотного) с породой, в результате чего часть породы растворяется, а пористые канавки и трещины расширяются. [3].

Техника и периодичность работ, воздействующих на прискважинную зону пласта, определяются геолого-техническими отделами нефтегазовых компаний в соответствии с проектами разработки пластов, действующими руководствами и руководящими документами по конкретным видам работ (РД). Площадь скважины с учетом оценки технико-экономического эффекта. Однократное или многократное воздействие на площадь скважины приводит к однократному или многократному воздействию на продукцию скважинной области.

- В однородных пластах толщиной до 10 м и без расслоения пор, если добыча (закачка) имеет коэффициент охвата более 0,5, должна проводиться одна операция.

- Если добыча (закачка) не охватывает все пласты и коэффициент охвата менее 0,5, то необходимо провести несколько (разнесенных) воздействий с

использованием временных барьерных (изолирующих) материалов и оборудования.

#### Перевод на вышележащий горизонт

Перемещение или перенос резервуаров в другие резервуары будет осуществляться в соответствии с планами и спецификациями проекта разработки месторождения, поэтому перед перемещением или переносом резервуаров необходимо провести геофизическое исследование для оценки состояния цементных колец между продуктивными пластами и прилегающими водоносными горизонтами.

Среди прочих мероприятий, необходимых для перемещения горизонтов, можно назвать вскрытие выкопанного нижнего горизонта и выемку верхнего горизонта за плату или, как вариант, установление через весь нижний горизонт специального бетонного моста для обеспечения доступа до вершины горизонта, находящейся на существенном по сравнению с нижней горизонтом расстоянии.

Выше уровня горизонта нижнего уровня, который расположен на некотором расстоянии от нижнего уровня, при этом можно использовать предварительно залитый или цементный раствор с заполнителями

Восстановительные работы по переходу к верхнему горизонту в зоне нижнего горизонта основаны на технике охлаждения нижнего горизонта.

Методы, используемые для остывание перфорационных фундаментов, в том числе устройство напорных заглушек, бетонных шлюзов, засыпка песком и установка перфорированных катков отдельно или в сочетании с бетонными перемычками.

Если цементное кольцо уплотнено, гидростатический уровень в скважине низкий, дисбаланс добычи после вмешательства составляет 5 МПа, а искусственное дно скважины находится неглубоко (на 10-20 м ниже уровня сдвига), можно использовать метод заполнения песком..

Если цементное кольцо прочное, статический уровень воды в скважине низкий, давление на забое скважины после восстановления составляет 5 МПа, а

забой искусственной скважины неглубокий (10-20 м ниже слоя сдвига), можно использовать метод заполнения песком.

При использовании напорных уплотнений для укрепления нижних горизонтов в трещинах бетонных колец или отверстий в пластах применяются герметики и цементные растворы, легко фильтрующиеся, при объемах закачки в пласт до 2 м<sup>3</sup>

Восстановление нижней зоны переходного водоносного горизонта вблизи затронутого верхнего водоносного горизонта будет достигнуто методами поверхностной засыпки грунта, а также поверхностной засыпки грунта с напорным уплотнением, металлической облицовкой и комбинациями этих методов.

Метод ремонта под давлением используется, когда бетонная кольцевая конструкция между горизонтами негерметична и есть доказательства того, что бетонная кольцевая конструкция разрушается или протекает в горизонтальные буровые отверстия.

Метод внедрения бетона используется, когда между уровнями имеется плотное бетонное кольцо и нет признаков разрушения бетонного кольца в местах пересечения уровней. Комбинация молотка и металлической затирки используется, когда невозможно достичь полного уплотнения плоскости резания.

После закрытия верхней секции материал затвора используется для перехода к нижней секции, в зависимости от геологических характеристик пласта.

### **Бурение боковых стволов**

Этот вид отвода скважин во время бурения является важной частью разработки современных нефтегазовых месторождений. Он может использоваться для решения широкого спектра задач, начиная от геологической разведки нефтяных месторождений, добычи в труднодоступных районах, технического обслуживания и капитального ремонта и заканчивая восстановлением спустя годы после разработки. Существуют различные формы

технологии бурения, которые выбираются в зависимости от геологических характеристик месторождения и его финансово-экономического потенциала.

Применение технологии зарезки боковых стволов относится к наиболее продуктивным способам увеличения добычи нефти в пластах с длительной историей разработки и поддержания в рабочем состоянии скважин, которые невозможно восстановить другим способом. Зарезка боковых стволов позволяет получить доступ к неразработанным коллекторам и продуктивным участкам и открыть сложные локальные месторождения, недоступные при вертикальном бурении.

Одним из главных преимуществ технологии разработки боковых стволов является повышение нефтеотдачи, и этот метод может быть использован вместо уплотнения. Данная технология может снизить стоимость разработки нефтяных месторождений.

На самом деле техника (рис. 3) включает в себя различные приемы, такие как отрезание части колонны и сверление отверстия для прогиба.

следует заметить, что данное устройство является одинаково эффективным во всех известных областях, но при этом себестоимость продукции ниже, а затраты на строительство окупаются в течение двух лет.

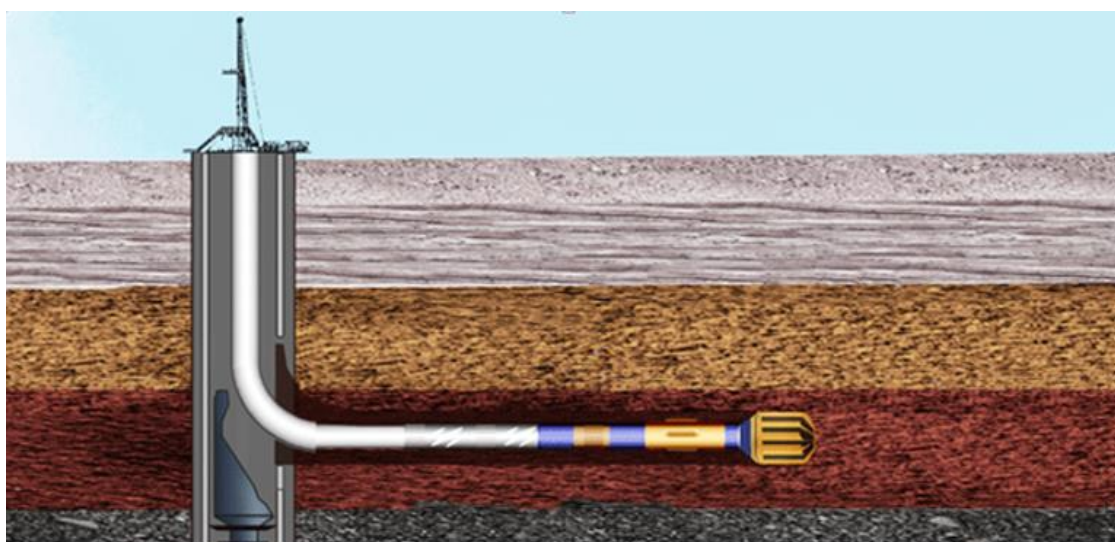


Рисунок 3 – Зарезка бокового ствола [1]

Для увеличения длины отверстий можно использовать несколько отверстий с боковым смещением. Боковое бурение также сочетается с

гидроразрывом пласта, бурением неглубоких скважин и другими технологиями, что позволяет в несколько раз повысить эффективность и снизить эксплуатационные затраты на разработку месторождения.

### **Ремонтно-изоляционные работы**

Работы по текущему ремонту и изоляции: действия, предпринимаемые для закрытия водовода скважины или закрытия некоторых резервуаров или интервалов орошения в скважине. Процесс восстановления является одним из основных способов увеличения добычи нефти и газа на месторождении.

Ремонт и изоляция выполняются по мере необходимости.

- Изоляция производства от воды.[3]
- Создание бетонных пробок на дне колодца или бетонных опор моста.
- Наложение фильтра при перемещении скважины на более высокий/глубокий уровень.
- Создайте бетонную полосу на дне колодца для обеспечения надежной изоляции колодца.
- Дефекты перекрытия в производственных струнах.
- Изолировать пласты в секции потока эксплуатационной колонны и секции обделки вспомогательных скважин во время зарезки боковых стволов и бурения.
- Закрепление нижних секций скважин для уменьшения воздействия.

Новое требование к этой технологии заключается в том, что рабочий раствор герметика закачивается в ствол скважины и сводится в изолированный интервал.

Это достигается техническим устранением условий и операций, приводящих к разбавлению рабочего раствора. Это справедливо независимо от того, заполняется ли ствол скважины жидкостью с однородной плотностью, рабочим раствором с более высокой плотностью, чем жидкость, которая должна быть заполнена в стволе скважины, или буровым пакером.

Существуют и другие классификации геологических и инженерных методов измерения. В них все методы делятся на две основные группы. Первая

группа включает методы увеличения добычи нефти, а вторая - методы воздействия на пласт и скважинные технологии, обеспечивающие современные коэффициенты добычи нефти мирового класса.[3]

Улучшенные методы добычи нефти (методы I группы) — это совокупность основных технических решений, направленных на увеличение добычи нефти по сравнению с традиционными методами добычи воды.[20]

В этом случае обеспечивается изменение объемной структуры дренируемого пласта (увеличение коэффициента извлечения нефти, значительное увеличение охвата пласта эксплуатацией, изменение геофизических свойств пласта-резервуарной жидкости-системы нефтедобытчика).

Соответственно, была подготовлена таблица, обобщающая преимущества и недостатки ГТМ.

Чтобы определить важность передовых методов добычи нефти, необходимо рассмотреть преимущества и недостатки основных геологических средств и современных методов.

В таблице 1 показаны методы, используемые в различных компаниях нефтяной отрасли.

Таблица 1 – Преимущества и недостатки методов ГТМ

Методы ГТМ	Преимущества	Недостатки
1. Гидравлический разрыв пласта	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Возможность применения на площадях с разнообразным геологическим строением</li> <li>2. воздействие как на всю залежь, так и на ее участок</li> <li>3. эффективность снижения гидравлического сопротивления в призабойной зоне</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Необходимость наличия больших запасов воды, песка, дополнительных химикатов;</li> <li>2. Неконтролируемый процесс создания трещины в породе, непредсказуемость механизма трещинообразования;</li> <li>3. Риск возникновения неуправляемого фонтанирования и загрязнения окружающей среды.</li> </ol>
2. Обработка призабойной зоны (ОПЗ)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Наиболее эффективно применение этой технологии на одном гидродинамически связанном участке нагнетательной и добывающих скважин</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Увеличивает загрязнение пласта и снижает технико-экономические показатели</li> </ol>
3. Бурение боковых стволов	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. отсутствие необходимости подведения новых коммуникаций</li> <li>2. снижении затрат на технику и расходные материалы</li> <li>3. позволяют минимизировать негативное влияние на окружающую среду</li> <li>4. Ликвидация аварий с обсадными колоннами и внутрискважинным оборудованием</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Длительность операции</li> </ol>
4. Ремонтно-изоляционная работа	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Одновременная эксплуатация объектов с разными коллекторскими характеристиками и свойствами нефти;</li> <li>2. Повышение рентабельности отдельных скважин за счет подключения других объектов разработки или разных по свойствам пластов одного объекта разработки</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Увеличение технологических рисков при эксплуатации, ремонте оборудования, проведении ГТМ;</li> <li>2. Ограничения: диаметр эксплуатационной колонны, глубина скважины.</li> </ol>

Данные методы и технологии не могут быть названы инновационными, но могут успешно применяться для дополнительной добычи нефти.

### **1.3 Критерии эффективности применения геолого-технических мероприятий**

Основным критерием эффективности геолого-технических работ является экономическая выгода, полученная в результате их проведения. Для повышения точности оценки целесообразно разделить каждое геолого-техническое мероприятие на отдельные инвестиционные проекты. Это позволит оценить рентабельность каждого вида геолого-технических мероприятий и сравнить их с другими видами. В зависимости от результатов оценки средства могут быть перераспределены между проектами с разной экономической выгодой. Это означает, что менее эффективные проекты могут быть отменены, а более эффективным проектам может быть отдан приоритет. [13,16,8]

При экономической оценке инвестиционного проекта используются такие ключевые показатели инвестиций, как дисконтированный денежный поток, индекс доходности, срок окупаемости инвестиций и внутренняя норма доходности инвестиций.

Разумеется, от выбора того или иного вида геолого-технических мероприятий во многом зависит эффективность и является одной из основ реализуемости всего плана добычи нефти.

В связи с этим каждая нефтяная компания на стадии планирования проекта составляет и уточняет перечень геолого-технических мероприятий, которые систематически изменяются и уточняются в процессе реализации на основе фактических данных о добыче нефти на месторождении.

Именно этот процесс оказывает большое влияние на успех проектов по добыче нефти и общую эффективность компании.

Несмотря на публикацию ряда руководств, регулирующих оценку эффективности геолого-технических мероприятий, нет единого мнения о том, какие методы считаются эффективными: те, которые оказывают общее положительное воздействие, или те, которые достигают воздействия за счет увеличения добычи нефти. [13,16,8]



Учитывая большой объем геологических и инженерных измерений на российских месторождениях, важно знать, что даже небольшие систематические ошибки при проектировании базовых линий добычи нефти могут привести к неадекватной интерпретации результатов работы, неоптимальному выбору геологии и необъективному планированию. и планирование.

Среди различных методов, используемых для оценки технической эффективности геолого-технических мероприятий и повышения добычи нефти, методы экстраполяции и водоизмещения стали популярными как на внутреннем, так и на международном уровне. Эти методы устанавливают базовый уровень добычи нефти при отсутствии геолого-технических мероприятий, экстраполируют историю и сравнивают ее с фактической добычей нефти на момент проведения геолого-технических мероприятий.

При оценке эффективности геологических и инженерных мероприятий должны применяться следующие стандарты. В случае положительного воздействия на каждую добывающую скважину в зоне воздействия рассматривается до тех пор, пока фактическая добыча нефти не упадет ниже базового уровня. В том случае, когда сразу после геологического или технического воздействия или после короткого положительного воздействия, в том случае, когда сразу после геологического или технического воздействия или после короткого на эту скважину оказывается отрицательное воздействие, расчет воздействия приостанавливается. [13,16,8]

В целях повышения точности итоговой оценки экономической эффективности рекомендуется рассматривать все виды геолого-технических исследований как отдельный инвестиционный проект; это позволит оценить экономическую эффективность каждого вида геотехнических исследований отдельно и сравнить их с другими видами исследований. В соответствии с результатами оценки, ресурсы могут быть перераспределены между проектами с различной экономической эффективностью, т.е. менее эффективные проекты могут быть исключены в пользу более эффективных проектов. [13,16,8]

Финансовая оценка инвестиционных проектов проводится с использованием коэффициентов для следующих инвестиций: дисконтированный денежный поток, норма прибыли, срок окупаемости, внутренняя норма прибыли на капитальные вложения.

В целом, для оценки полезности геолого-технических мероприятий следует придерживаться следующего принципа: сначала необходимо определить базовое извлечение, т.е. извлечение  $N_0$ , которое не требует метода; затем рекомендуется сравнить базовое извлечение изучаемого месторождения с уже известными данными по аналогичному месторождению. [13,16,8]

Данный метод устраняет малоэффективные геолого-технические мероприятия и увеличивает общий финансовый эффект от добычи нефти.

Особенно важно, чтобы в каждом случае выбирались и применялись наиболее экономически и экологически эффективные геолого-технические мероприятия. Любое геологическое и техническое исследование должно соотносить полученные результаты с экологическим ущербом и включать необходимые меры по его устранению.

#### **1.4 Методика подбора геолого-технических мероприятий с учётом геофизических условий пласта.**

Для подбора ГТМ используются следующие данные такие как:

начальная нефтенасыщенная толщина, остаточная нефтенасыщенная толщина, проницаемость, текущая насыщенность, прогноз обводненности, изобар, контуров фильтрации нефти и воды [3].

Решение задач, связанных с повышением эффективности разработки месторождения и улучшением состояния месторождения в целом, позволит использовать комплексный подход к проектированию геолого-технических мероприятий.

Для реализации на практике данного вида работ важность комплексного подхода к разработке и проведению геологических работ обусловлена следующими факторами:

а) снижение "качества" скважин-кандидатов и эффективности повторных геологических и технических измерений;

б) большое количество скважин, требующих геологических и технических измерений;

в) большое количество скважин, требующих геологических и технических измерений.

Выбор скважин, пригодных для проведения геолого-технических мероприятий, осуществляется по этапам системы анализа проблем.

1. Ситуационный анализ (определение необходимости проведения геолого-технических мероприятий для конкретной скважины).

2. Определение целей (определение параметров для корректировки значений, которые должны быть охвачены геолого-техническими мероприятиями).[3]

3. Разработка решений и анализ альтернатив (перечень возможных видов геолого-технических мероприятий для достижения поставленных целей, оценка их эффективности).

4. Реализация решения (выполнение геологических и технических мероприятий)

5. Оценка результатов (мониторинг состояния скважины с использованием геолого-технических мероприятий, анализ результатов).

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

В данном разделе рассчитываются затраты на геолого-технические мероприятия на нефтяном месторождении X.

Затраты на геолого-технические мероприятия на месторождении X были рассчитаны с учетом необходимой реконструкции и технического переустройства существующих производственных мощностей на месторождении.

В данном разделе рассчитывается экономическая эффективность данного метода повышения продуктивности скважин. В таблице 6 представлены данные, необходимые для расчета трудозатрат.

Таблица 6. – Данные для расчета величины экономического эффекта

Показатели	Ед. Измерения	Количество
Годовой объём добычи нефти	Т.т	1650
Среднесуточный дебит нефти:		
—до реализации мероприятия	т/сут	920
—после реализации мероприятия	т/сут	2500
Продолжительность технологического эффекта	Сут	617
Цена реализации нефти (внутр.рынок)	Руб/т	20 000
Нормативное время на проведение ГРП	Час	32,4
Годовой объём добычи нефти	Т.т	1650
Годовой объём добычи нефти	Т.т	1650
Среднесуточный дебит нефти:		
—до реализации мероприятия	т/сут	920
	т/сут	2500

Показатели	Ед. Измерения	Количество
—после реализации мероприятия		
Продолжительность технологического эффекта	Сут	617
Цена реализации нефти (внутр.рынок)	Руб/т	20 000
Нормативное время на проведение ГРП	Час	32,4
Часовая тарифная ставка		394,75
—ведущего инженера		328,54
—инженера лаборанта	руб	328,54
—инженера электрика		
Годовой объём добычи нефти	Т.т	1650
Среднесуточный дебит нефти:		
—до реализации мероприятия	т/сут	920
—после реализации мероприятия	т/сут	2500
Продолжительность технологического эффекта	Сут	617
Цена реализации нефти (внутр.рынок)	Руб/т	20 000
Нормативное время на проведение ГРП	Час	32,4
Часовая тарифная ставка		394,75
—ведущего инженера		328,54
—инженера лаборанта	руб	328,54
—инженера электрика		
—мастера		238,02
—механика	руб	213,72
Аренда спецтехники для ГРП		3500
—Насос		3200
—Спец.арматура устья	Руб/час	3500
—Блендер		3700
—Блок телеметрии		3000
—Блок манифольдов		3700
—Цистерна для реагентов		4300
75м3		3400
—Бункер под гравий 40т		
—Кроссовер,промывочная труба		

Показатели	Ед. Измерения	Количество
Объем пропанта для ГРП	т	80
Цена пропанта	Руб/т	20000
Жидкость гидроразрыва на 1 скв-операцию:		
—Гель	Кг	52,15
—Разрушитель геля	Л	13,9
—Понизитель трения	Л	429,3
—Геллянт	Кг	2500
—Ингибитор коррозии	Л	1843
Себестоимость добычи 1т нефти до проведения ГРП. В т.ч. условно-переменные расходы	Руб	7650 2700
Налог на прибыль	%	20
Страховые взносы	%	30
Простой скважины в течении года	сут	5
Численность рабочих в бригаде	чел	5
Премия	%	50
Районный коэффициент	%	1,50
Северная надбавка	%	50
Стоимость 1 часа доставки единицы спецтехники	руб	14000
Время доставки спецтехники	час	4,5

#### 4.1 Расчёт объема дополнительной добычи нефти

В результате этого события ожидается дальнейшая добыча нефти.

Дополнительная добыча нефти

рассчитывается с использованием данных таблицы по формуле:

$$Q_{н.д.} = Q_2 - Q_1 \quad (4.1)$$

где  $Q_1$  – объем добычи нефти до ГРП;

$Q_2$  – объем добычи нефти после ГРП

$$Q_1 = q_1 \cdot N_1 \cdot T_2 \cdot K_{э1} \quad (4.2)$$

$$Q_2 = q_2 \cdot N_2 \cdot T_2 \cdot K_{э2} \quad (4.3)$$

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

N – количество скважин;

T2 – продолжительность технологического эффекта, сут;

Kэ – коэффициент эксплуатации.

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

Объем добычи нефти по скважине до проведения ГРП:

$$Q_1 = 920 \cdot 617 \cdot 0.98 = 556\,287,2 \text{ т} \quad (4.4)$$

Объем добычи нефти по скважине после проведения ГРП:

$$Q_1 = 2100 \cdot 1 \cdot 617 \cdot 0.98 = 1\,269\,786 \text{ т} \quad (4.5)$$

Таким образом объем дополнительно добытой нефти по скважине составляет:

$$\Delta Q_{\text{н.д}} = 1\,269\,786 - 556\,287,2 = 713\,498,8 \text{ т} \quad (4.6)$$

#### 4.2. Затраты на аренду спецтехники

Применение ГРП с гравийным фильтром требует следующих затрат. Расходы на аренду и доставку необходимого оборудования.

Стоимость доставки оборудования рассчитывается в зависимости от количества конкретного вида оборудования, времени, необходимого для доставки конкретной единицы оборудования на буровую (из отчета компании и расчетного времени в пути от базы до базы) и стоимости часа доставки оборудования на буровую с учетом используемого вида транспорта.

Подробный расчет затрат на доставку спецтехники на платформу представлен в таблице 7.

Таблица 7. – Затраты на доставку спецтехники на платформу

Вид техники	Количество	Время доставки на платформу, час	Стоимость 1 часа доставки руб.	Сумма, руб.
Насос	2	4.5	14000	126000
Спец. Арматура устья	1	4.5	14000	63000
Блендер	1	4.5	14000	63000

Блок телеметрии	1	4.5	14000	63000
Блок манифольдов	1	4.5	14000	63000
Цистерна для реагентов 75м3	3	4.5	14000	189000
Бункер под гравий 40т	2	4.5	14000	126000
Кроссовер, промывочная труба	1	4.5	14000	63000
Итого				756000

Чтобы рассчитать стоимость аренды специализированного оборудования для реализации выбранного метода интенсификации входного потока, необходимы стандартные часы работы, количество единиц необходимого оборудования и почасовая стоимость аренды оборудования.

Расходы на аренду специального оборудования рассчитываются по формуле, приведенной в таблице 8.

Затраты на аренду спецтехники рассчитываются по формуле:

$$Z_{\text{спец}} = V_p + C \quad (4.7)$$

где  $V_p$  – время пробега, часы;

$C$  – стоимость 1 часа аренды спецтехники, руб.

Таблица 8. – Затраты на аренду спецтехники

Вид Техники	Количество, шт.	Нормативное время по наряд заданию	Стоимость 1 часа проката, руб.	Сумма, руб.
Насос	2	32,4	3300	213 840
Спец. Арматура устья	1	32,4	3200	103 680
Блендер	1	32,4	3500	113 400
Блок телеметрии	1	32,4	3700	119 880
Блок манифольдов	1	32,4	3000	97200
Цистерна для реагентов 75 м3	3	32,4	3652	354 974



Вид Техники	Количество, шт.	Нормативное время по наряд заданию	Стоимость 1 часа проката, руб.	Сумма, руб.
Бункер под гравий 40т	2	32,4	4300	278 640
Кроссовер, промывочная труба	1	32,4	3400	110 160
Итого				1391774

Все расходы на специальное оборудование определяются путем добавления стоимости найма специального оборудования и его доставки к месту использования. Стоимость специализированного оборудования представлена следующим образом

$$Z_{\text{спец}} = 756000 + 1391774 = 2147774 \quad (4.8)$$

### 4.3 Затраты на материалы и реагенты

Стоимость покупки реактивов зависит от нормы расхода реактивов и цены используемого реактива. Стоимость приобретения химических реагентов рассчитана по формуле и представлена в таблице 9 - Химические реагенты и проппант для ГРП, данные для расчетов представлены в таблице - Количество компонентов и расход на 1 скважину - операцию:

$$Z_{\text{реаг}} = N_p \cdot C_{\text{реаг}} \quad (4.9)$$

где  $N_p$  – норма расхода реагента, т.;

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

Таблица 9. – Химические реагенты и проппант 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 <sup>3</sup>	52,15 кг	677,95	35355,09
Разрушитель геля	0,094 кг/м <sup>3</sup>	13,9 кг	559,67	7779,41
ПАВ	4,63 л/м <sup>3</sup>	429,3 л	490,87	210730,49
Геллянт	20,02 кг/м <sup>3</sup>	2465,7 л	524,21	1292544,59
Буффер	20,02 кг/м <sup>3</sup>	1843 л	614,3	1132154,9

Итого				2678564,49
Пропант		34,5 т	22320	770040
Итого				3448604,49

#### 4.4 Затраты на оплату труда

ГРП выполняется бригадой из 5 человек, состоящей из ведущего инженера, инженера-лаборанта, инженера-электрика, прораба и механика. В таблице 10 приведен расчет заработной платы для состава бригады с учетом тарифной ставки по каждому разряду, северного и районного коэффициентов и стажа работы, как показано в таблице 6.

Таблица 10. – Расчет заработной платы

Профессия	Кол-во	Тарифная Ставка, Руб/час	Время проведения Мероприятия, ч	Тарифный фонд ЗП, руб.	Север. и район. Коэфф. 1,5%+50 %	Премия 50%	ЗП с учетом надбавок
Ведущий инженер	2	394,75	32,4	12790	25580	6395,00	44765
Инженер - лаборант	1	328,54	32,4	10644,69	21289,38	5322,34	37256,41
Инженер -электрик	1	328,54	32,4	10644,69	21289,38	5322,34	37256,41
Мастер	1	238,02	32,4	7711,84	15423,68	3855,92	26991,44
Механик	1	213,72	32,4	6901,2	13802,4	1950,60	22654,2
Итого	5			48692,42	97384,84	22846,2	168923,46

Из расчетов следует, что общие затраты на выплату заработной платы рабочим составили 168923,46 руб.

#### 4.5 Страховые взносы

Взносы в государственные внебюджетные фонды: пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного страхования по болезни и фонд оплаты труда работников.

В таблице 11 приведены расчеты страховых взносов для проведения ГРП с установкой гравийного фильтра.

Для расчета стоимости страхования от производственного травматизма и профессиональных заболеваний выбираем показатель класса III в размере 0,4 для услуг по добыче нефти и газа и прочих услуг, связанных с добычей нефти и газа (код ОКВЭД - 11.20.4).

Таблица 11 – Расчет страховых взносов при производстве гидравлического разрыва пласт

Показатель	Ведущий инженер	Инженер лаборант	Инженер электрик	Мастер	Механик
Кол-работников	1	1	1	1	1
Зп.Руб.	44765	37256,41	37256,41	26991,44	22654,2
ФСС (2.9%)	1298,18	1080,43	1080,43	782,17	656,97
ФОМС (5.1%)	2283,01	1900,07	1900,07	1376,56	1155,35
ПФР (22%)	9848,30	8196,41	8196,41	5938,11	4983,92
Страховые от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (0.4%)	179,06	149,02	149,02	107,96	90,61
Всего. Руб.	13608,55	11325,93	11325,93	8204,8	6886,85
Общая сумма, руб.	51352,06				

Прочие накладные расходы, которые составляют 20% от прямых расходов. Для этой цели все прямые затраты были сгруппированы в Таблице 12 для удобства использования и расчета.

Затраты на проведение мероприятия рассчитываются по формуле и сводятся в таблице 12:

$$Z_{\text{мер}} = Z_{\text{реа}} + Z_{\text{зп}} + Z_{\text{соц}} + Z_{\text{спец}} \quad (4.10)$$

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

$Z_{\text{зп}}$  – 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 12 – Затраты на проведение ГРП

Статьи затрат	Сумма, руб.
Аренда, и доставка спецтехники	2147774
Материалы	3448604,49
Заработная плата	168923,46
Итого	5765301,95
Накладные расходы 20%	1153060,39
Общая сумма	6918362,34

#### 4.6 Экономическая эффективность от внедрения метода

Если добывается дополнительная нефть, следует учесть, что затраты, связанные с добычей, также повлияют на срок амортизации; эти затраты называются условно-переменными, которые рассчитываются по формуле и выглядят следующим образом:

$$Z_{\text{доп}} = Q_{\text{н,доп}} * Z_{\text{пер}} \quad (4.11)$$

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

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

Кроме того, прямые затраты и условно-переменные затраты на мероприятие должны быть сложены по формуле для расчета прибыли и срока окупаемости. Итоговый показатель является основным обобщенным индикатором эффективности мероприятия.

При определении экономического эффекта принимаются во внимание результаты таких показателей, как производительность труда, продуктивность, материалоемкость и энергоемкость производства, уровень технического производства и качество продукции. В ходе оценки реализации мероприятия устанавливается показатель экономического эффекта, который должен показать, насколько часто предполагаемые результаты превышают предполагаемые затраты за весь период реализации выбранного мероприятия.

И определяется по формуле, где  $P_t$  – стоимостная оценка результатов и  $Z_t$  – стоимостная оценка затрат:

Существует несколько методов, которые могут быть использованы для оценки результатов и затрат.

К первому из них прибегают, когда внедряемая мера увеличивает объем производства. В этом случае оценкой результатов является увеличение выпуска продукции, оцениваемое по ценам, установленным фирмой.

Показатели  $Z_t$  характеризуют затраты на дополнительное производство и затраты на реализацию примененной меры. В случае, когда применяемая мера приводит к изменениям в технико-экономических характеристиках производства за счет реконструкции или модернизации, изменений в технологии и отдельных элементах производства, улучшений в организации или управлении, используется второй метод определения. Если нет изменений в производстве,  $P_t$  выражается как сумма, на которую снижаются затраты на производство.

Изменения в производственной мощности оцениваются с учетом изменений в цене продукции компании для продажи. Экономическое воздействие меры: поскольку в данном документе рассматривается процесс повышения производительности скважин, что увеличивает среднесуточный дебит и снижает стоимость одной тонны добытой нефти.

Стоимость добычи одной тонны сырой нефти после повышения нефтеотдачи рассчитывается по формуле затрат на добычу.

Доход, который компания получает от применения метода повышения продуктивности нефти, определяется по формуле (балансовая прибыль), которая получается в результате изменения стоимости дополнительной добычи нефти и изменения стоимости добычи нефти.

Следовательно, расчет экономической эффективности внедрения ГРП с установкой гравийного фильтра показывает, что его использование приводит к увеличению среднесуточного потока, что увеличивает прибыль компании, и снижению производственных затрат, что также положительно влияет на прибыль.

Данные таблицы 13 показывают технико-экономические показатели мероприятия, где базовый вариант — это показатели без ГРП, а контекст проекта — это показатели после внедрения мероприятия.

Таблицы 13. —Технико-экономические показатели

Показатели	Ед. Измерения	без проведения ГРП	После внедрения ГРП
Годовой объём добычи нефти	Т.т	1400	5862
Объём дополнительной нефти	т	-	613,7
Среднесуточный дебит	Т./сут.	920	2500
Продолжительность технологического эффекта	Сут.	-	617
Себестоимость добычи т. нефти	Руб.	8000	4950
Затраты на мероприятие, всего в т.ч.:	Млн. руб.	-	152,8
Материалы	Млн. руб.	-	3,5
Проппант (гравий)	Млн. руб.	-	2,67
Заработная плата	Млн. руб.	-	1,65
Страховые взносы	Млн. руб.	-	0,051
Спецтехника	Млн. руб.	-	2,147
Условные переменные расходы	Млн. руб.	-	1357,7
Экономический эффект	Млн. руб.	-	969
Прибыль чистая	Млн. руб.	-	733,1
Налог на прибыль	Млн. руб.	-	194,2
Срок окупаемости прямых затрат на мероприятие	Сут.	-	80

Поэтому рекомендуется внедрить это мероприятие на месторождении X, экономическая эффективность которого подтверждается следующими фактами: среднесуточный дебит увеличился с 900 до 2100 тонн в сутки; стоимость одной тонны нефти снизилась с 7150 до 4950 рублей;

Выручка от продажи дополнительной нефти составила 100 миллионов рублей. При этом чистая прибыль компании от данного метода стимулирования притока средств составила 833,1 млн. руб.

## **5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **5.1. Введение**

Гидравлический разрыв пласта проводится под руководством ответственного инженерно-технического работника по плану работ, утвержденному техническим руководителем организации. Во время проведения гидроразрыва пласта находиться персоналу возле устья скважины и у нагнетательных трубопроводов запрещается. Схема обвязки устья скважины перед проведением ГРП согласовывается с противофонтанной службой. После обвязки устья скважины необходимо опрессовать нагнетательные трубопроводы на ожидаемое давление при гидравлическом разрыве пласта с коэффициентом запаса не менее 1,25 .

Федеральной службы по экологическому, техническому и автономному надзору и требует строгого соблюдения техники безопасности в соответствии с правилами и нормами КРС и ОПЗ скважин: Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утверждённые приказом от 12.03.2013 №101 Федеральной службы по экологическому, техническому и автономному надзору.

В административном отношении Похвовское месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа. Климатическая характеристика района принята по данным метеостанции Сургут. Климат района резко континентальный, со сравнительно теплым летом и продолжительной холодной зимой. Среднегодовая температура воздуха – 3,4 °С, среднемесячная температура самого холодного месяца января -22 °С, самого жаркого, июля +16,9 °С. Зимний сезон относительно сухой. Количество осадков за холодный период года (ноябрь-март) - 209 мм, за теплый период – 467 мм. Устойчивый снежный покров устанавливается в середине октября и разрушается в начале мая.



## **5.2. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Работы по проведению МГРП проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ .

Вахтовый способ – это особенная конфигурация воплощения трудового процесса за пределами пространства неизменного проживания сотрудников, когда не имеет возможность быть обеспечено повседневное их возвращение к пространству неизменного проживания.

К работам, производимым вахтовым способом, не имеют все шансы привлекаться лица не достигшие возраста до 18-ти лет, беременные дамы и дамы, имеющие ребят в возрасте до 3-х лет, а еще лица, имеющие противопоказания к выполнению дел вахтовым способом в согласовании с медицинским решением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и другими нормативными правовыми актами Русской Федерации.

Вахтой является общий этап, подключающий время выполнения дел на объекте и время передачи полномочий дугой смене для отдыха. Длительность вахты не обязана превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в общей форме учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается нанимателем. Сотрудникам, выполняющим работы вахтовым способом, даются прибавки и коэффициенты к заработной плате, а еще общественные пакеты (пенсионный фонд, мед страховка, плата санаторного исцеления, плата путевок в ребяческие лагеря и др.).

Законодательством РК регулируются между организацией и сотрудниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, общественных отношений, особенности регулировки труда женщин, подростков, людей с ограниченными возможностями и др. Длительность рабочего дня не обязана быть не более 40 часов в неделю. Для сотрудников, работающих на местах, отнесенных к вредоносным условиям труда 3 и 4 степени – не больше 36 часов.

Организация должна давать сотруднику отпуска длительностью 28 календарных дней. Для сотрудников, занятых на работах с небезопасными или же вредоносными критериями, учитывается вспомогательный отпуск.

Работнику в направлении рабочего денька обязан предоставляться, интервал не больше 2-ух часов и не наименее 30 мин., который в рабочее время не врубается. Организация выплачивает заработную оплату сотрудникам. Вполне вероятно удержание заработной платы, в случаях, предусмотренных ТК РК ст. 137. В 113 случае задержки заработной платы больше чем на 15 дней сотрудник содержит право задержать работу, письменно уведомив работодателя.

Требования к рабочему персоналу согласно правилам безопасности, в нефтяной и газовой промышленности:

- к работам на объектах нефтегазового комплекса допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью;

- рабочие основных профессий допускаются к самостоятельной работе после обучения охране труда и промышленной безопасности, проверки знаний, проведения производственного инструктажа и при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ.

Требования к ОПО и рабочим местам выполняются приказом ростехнадзора от 12.03.2013 n 101 "об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности:

- на рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи;

- освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается;

- потенциально опасные места (зоны) объектов добычи, подготовки и транспорта нефти и газа (например, открытые емкости, трансмиссии) должны быть надежно ограждены, в том числе временными ограждающими устройствами; – производство работ в местах, где имеется или может возникнуть

повышенная производственная опасность, должно осуществляться по наряду-допуску;

– на участках и в цехах ОПО должны иметься санитарно-бытовые помещения для работающих, занятых непосредственно на производстве, спроектированные в зависимости от групп производственных процессов.

### 5.3 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ многостадийного гидроразрыва пласта.

Таблица 14 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ многостадийного гидроразрыва пласта.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этап работ			Нормативные документы
	Разработ- ка	Изготовле- ние	Эксплуатация	
1.Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
2.Превышение уровня шума		+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности.
3. Отсутствие или недостаток естественного света	+	+	+	СП 2.13330.2011 Естественное и искусственное освещение Актуализированная редакция <a href="#">СНиП 23-05-95*</a>
4.Пожаровзрывоопасность		+	+	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования
5. Повышенное значение Напряжения в электрической цепи, замыкание которое может произойти через тело человека		+	+	ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность

## **Анализ опасных и вредных производственных факторов**

Шум считается одним из более популярных не очень благоприятных моментов критерий труда на производстве. Под воздействием усиленного шума нарушаются функции не только слухового анализатора, но и центральной нервной, сердечно-сосудистой и иных физических систем. Работа в критериях усиленного шума приводит к понижению производительности труда, и наращиванию вероятности получения производственных травм. Максимально допускаемые значения шума и вибраций обязаны отвечать санитарным общепризнанным меркам на трудящихся пространствах, согласно ГОСТ 12.01.003-2014. Степень шума не обязан превышать 80 дБ [21].

Для борьбы с шумом на нефтеперерабатывающих и газотранспортных предприятиях отрасли реализуется комплексная автоматизацию и телемеханизацию производственных процессов при бурении скважин и транспортировке нефти; снижение шума в источнике его возникновения; снижение шума на путях его распространения; рациональную планировку компрессорных станций (КС); внедрение рациональных режимов труда и отдыха; разработку и обеспечение рабочих средствами защиты.

В пределах рабочей площадки находится производственное оборудование (насосные агрегаты, миксеры), их работа сопровождается повышенным уровнем вибрации. Контакт человека с вибрирующими объектами отрицательно сказывается на его здоровье и работоспособности: повышается утомляемость, происходит нарушение вестибулярных реакций и координации движений, развитие нервных заболеваний снижается производительность и качество труда.

В настоящее время, согласно ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих. Классификация», существуют следующие средства защиты от повышенного уровня вибрации на рабочем месте: оградители вибрации; виброизолирующие, виброгасящие и вибропоглощающие материалы; автоматического контроля и сигнализации; дистанционного управления. Повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны.

При проведении ГРП может происходить утечка газа, что может привести к отравлению рабочих. Загазованность на территории осуществления ГРП, определяется с помощью газоанализатора, а утечки газа – обмыливанием. Применение огня для обнаружения мест утечек газа категорически запрещается. Обнаружив утечку газа, необходимо принять меры по ее устранению, соблюдая все требования по охране труда при выполнении газоопасных работ, а при невозможности самостоятельного устранения действовать в соответствии с планом ликвидации аварий. В процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию

Повышенный уровень ионизирующих излучений в рабочей зоне.

Защита от ионизирующих излучений осуществляется с помощью следующих мероприятий:

- сокращение продолжительности работы в зоне излучения;
- полная автоматизация технологического процесса;
- экранирование источника излучения;
- увеличение расстояния;
- использование средств индивидуальной защиты и предупреждение знаком радиационной опасности;
- постоянный контроль за уровнем ионизирующего излучения и за дозами облучения персонала.

Для защиты людей от ионизирующих излучений следует строго соблюдать требования «Норм радиационной безопасности (НРБ-09/2009)» и «Основных санитарных правил обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99/2010)».

### **Анализ опасных производственных факторов**

Механическая опасность.

Источников механической опасности может быть огромное количество, например, аппараты, установки имеют огромные размеры, их обслуживание и ремонт, в связи с этим очень затруднителен и травмоопасен. В ходе эксплуатации

установки может случиться взрыв или пожар. Наличие в системе высокого давления и температуры может служить причиной для травм. Для того чтобы защитить себя от травм на производстве, сотрудники в обязательном порядке ознакамливаются с правилами техники безопасности и строго соблюдают все инструкции по эксплуатации оборудования, так же все правила поведения на производственной площадке. Вовремя проводить ремонт и диагностику оборудования, ликвидировать, если это возможно, или контролировать все возможные источники опасности. В случае механической опасности, работники должны как можно быстрее на нее среагировать и принять все необходимые меры для ее устранения [8].

### **Электробезопасность**

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

Значение напряжения в электрической цепи обязан соответствовать ГОСТ 12.1.038-82 [28]. Аварийный режим работы электроустановок на нефтегазодобывающих предприятиях не допускается.

Приведем категорирование по электрической опасности в таблице ниже

Таблица 15.– Категория помещений по степени опасности поражения людей электрическим током [3]

<b>Категория помещения</b>	<b>Характеристика помещения</b>
Помещения без повышенной опасности	Помещения, в которых отсутствуют условия, создающие "повышенную опасность" или "особую опасность" (см. ниже).
Помещения с повышенной опасностью	Помещения, характеризующиеся наличием в них одного из следующих условий, создающих повышенную опасность: а) сырости или токопроводящей пыли (относительная влажность воздуха превышает 75% или технологическая пыль оседает на проводах); б) токопроводящих полов (металлических, земляных, железобетонных, кирпичных и т.п.); в) высокой температуры (постоянно или периодически температура превышает +35 град. С); г) возможности одновременного прикосновения человека к имеющим соединению с землей металлоконструкциям зданий,

Категория помещения	Характеристика помещения
	технологическим аппаратам, механизмам, с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования - с другой.
Помещения особо опасные	Помещения, характеризуемые наличием одного из следующих условий, создающих особую опасность: а) особой сырости (относительная влажность воздуха близка к 100%);б) химически активной среды (содержатся агрессивные пары, жидкости, разрушающие изоляцию и токоведущие части);в) одновременно двух или более условий повышенной опасности.

Все применяемое электрооборудование и электроинструменты иметь заземление и подлежат занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил или заземляющий провод диаметром 16 см<sup>2</sup> .

С целью предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током, широко используются плакаты и знаки безопасности. Мероприятия по созданию безопасных условий:

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

*Термическая опасность. Пожароопасность и взрывоопасность.*

При обеспечении пожарной безопасности следует руководствоваться «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности ФЗ №123» от 2008 года, РД-13.220.00-КТН-367-06 и другим утвержденным в установленном порядке федеральным законом от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. От 02.07.2013) [8].

Категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности принимаются в соответствии с таблицей. [12]

Промышленная зона, где производятся работы, относится к зоне Б и В, по технике безопасности соответствующе укомплектованы первичными средствами пожаротушения:

- огнетушители порошковые ОП-10 - 10 шт., или углекислотные;

- ОУ-10 - 10 штук или один огнетушитель ОП-100 (ОП-50 2 шт.);
- лопаты - 2 шт.;
- топор, лом - по 1 шт.

Допуск работников к проведению работ должен осуществляться после прохождения ими противопожарного инструктажа. Вся передвижная техника в зоне проведения работ должна быть обеспечена искрогасителями заводского изготовления. Компрессоры, опрессовщики, задействованные в производстве подготовительных и огневых работ, должны оснащаться не менее чем двумя огнетушителями ОУ-10, ОП-10.

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

#### *Расчет молниезащиты*

При проектировании зданий и сооружений системы электроснабжения необходимо учитывать и предотвращать возможность их поражения ударами молнии. Особенно это относится к открытым электроустановкам. В соответствии с руководящими указаниями по защите электростанций и подстанций 3-500 кВ от прямых ударов молнии (ПУМ) и грозовых волн, набегающих с линий электропередачи, защите подлежат следующие объекты, расположенные на их территории: ОРУ, в том числе шинные мосты и гибкие связи, ЗРУ, здания и маслохозяйства.

ОРУ подстанций защищаются от ПУМ стержневыми молниеотводами и только для протяженных шинных мостов и гибких связей применяются тросовые молниеотводы.

Защита ОРУ осуществляется установкой стержневых молниеотводов на порталах подстанций или устройством отдельно стоящих стержневых молниеотводов со своими обособленными заземлителями.



Молниеотводы, установленные на порталах подстанций, дешевле отдельно стоящих молниеотводов, так как требуют меньше металла на изготовление. Они ближе располагаются к защищаемому оборудованию, поэтому эффективнее используется их защитная зона. Но при поражении порталного молниеотвода ударом молнии с большой амплитудой и крутизной фронта импульса тока на молниеотводе и на портале значительно возрастает напряжение. Это напряжение может оказаться достаточным, чтобы вызвать «обратное» перекрытие изоляции ОРУ с заземленных элементов на токоведущие части подстанции. Данная подстанцию 110/6 кВ оборудуем четырьмя отдельно стоящими стержневыми молниеотводами М1; М2; М3 и М4.

Активная высота молниеотвода определяется:

$$h_a \geq \frac{D}{8} \cdot p; \quad (5.1)$$

где  $h_a$  – активная высота молниеотвода;

$D=69$  м – большая диагональ четырехугольника с молниеотводами в его вершинах.

$p = 1$  при  $h \leq 30$  м.

Полная высота молниеотвода определяется:

$$h = h_a + h_x, \quad (5.2)$$

где  $h_x$  – высота защищаемого объекта;

$$h_{x1} = 11,35 \text{ м};$$

$$h_{x2} = 5,5 \text{ м}.$$

$$h_a \geq \frac{69}{8} \cdot 1 = 8,375 \text{ м}. \quad (5.3)$$

Принимаем - 8,5 м.

$$h = 11,35 + 8,5 = 19,85 \text{ м} \quad (5.4)$$

Принимаем - 20 м.

Высоту молниеотвода от земли выбирают такой, чтобы защищаемые оборудование и конструкции попали в зону защиты молниеотвода, внутри которой с достаточной надежностью (в электроустановках 99,5% – зона защиты

типа А) обеспечивалась бы защита зданий и сооружений от прямых ударов молнии.

Расчетная зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой  $h < 150$  м представляет собой конус с высотой:

$$h_0 = 0,85h;$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 20 = 17 \text{ м} \quad (5.5)$$

и радиусами на уровне земли и уровне защищаемого оборудования:

$$r_0 = (1,1 - 0,002h) \cdot h \quad (5.6)$$

$$rx = (1,1 - 0,002h) \cdot (h - hx \cdot 0,85) \quad (5.7)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot 20 = 21,2 \quad (5.8)$$

$$rx_1 = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot (20 - 11,35 \cdot 0,85) = 7,04 \text{ м} \quad (5.9)$$

$$rx_1 = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot (20 - 5,5 \cdot 0,85) = 14,3 \text{ м} \quad (5,10)$$

Два молниеотвода одинаковой высоты, находящихся друг от друга на расстоянии  $h < L_1 < 3h$  ( $20 < L_1 = 53 < 3 \cdot 20 = 60$ ) равна. Зона характеризуется между молниеотводами гребнем в виде ломаной линии; низкая и высшая точки этого гребня имеет высоту:

$$h_c = h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} - 4h) \cdot (L_1 - h) \quad (5,11)$$

$$rcx = \frac{r_0(h_c - h_x)}{h_c} \quad (5,12);$$

$$r_c = r_0 \quad (5,13)$$

$$h_c = 17 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20) \cdot (53 - 20) = 11,72 \text{ м} \quad (5,14)$$

$$rcx_1 = \frac{21,2(11,72 - 11,35)}{11,72} = 0,67 \text{ м}; \quad (5,15)$$

$$rcx_2 = \frac{21,2(11,72 - 6)}{11,72} = 10,3 \text{ м}; \quad (5,16)$$

$$r_c = 21,2 \text{ м};$$

$$h < L_1 < 3h;$$

$$20 < L_1 = 26 < 3 \cdot 20 = 60;$$

$$h_c = 17 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20)(26 - 20) = 15,9 \text{ м};$$

$$rcx_1 = \frac{21,2(15,9 - 11,35)}{15,9} = 6 \text{ м}; \quad (5,17)$$

$$r_{сх2} = \frac{21,2(15,9 - 6)}{15,9} = 16,2 \text{ м} \quad (5.18).$$

Таким образом, имея расчетные данные можем построить схему молниезащиты данной подстанции с учетом всех радиусов.

#### **5.4. Экологическая безопасность**

##### *Защита атмосферы*

ТПП «Повхнефтегаз» - самое молодое территориально-производственное предприятие (ТПП) ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Образовано 1 января 2013 года в результате разделения ТПП «Когалымнефтегаз».

Осуществляет производственный экологический контроль на своих объектах в целях выполнения требований природоохранного законодательства, соблюдения установленных нормативов в области охраны окружающей среды, обеспечения рационального использования природных ресурсов и выполнения планов уменьшения воздействия на окружающую среду.

Производственный экологический контроль ведется по следующим направлениям:

- осуществление контроля за воздействием на атмосферный воздух;
- осуществление контроля воздействия на водные объекты;
- осуществление контроля в области обращения с отходами.

ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» стремится к снижению воздействия на окружающую среду, в том числе путем сокращения выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

С целью снижения выбросов на объектах компании применяются газовые турбины, оборудованные устройствами понижения выбросов оксидов азота. На факельных установках применяется система повышения турбулентности газа, что способствует его сжиганию в бессажевом режиме. Проводятся мероприятия по повышению эксплуатационной надежности и безаварийности работы оборудования, осуществляется контроль за соблюдением технологического режима работы газовых турбин. Для своевременного устранения потенциально

возможных утечек газа на объектах компании осуществляется обследование и диагностика оборудования, проводится необходимый ремонт и обслуживание с использованием стационарных и переносных газоанализаторов.

Проводится инструментальный контроль стационарных источников на соответствие установленным нормативам предельно допустимых выбросов, ведутся наблюдения за качеством атмосферного воздуха на границах санитарнозащитных зон в районах расположения объектов компании. Компания стремится к сокращению потребления воды на производственные нужды и снижению воздействия на окружающую среду в результате сброса сточных вод.

В целях обеспечения нормативов допустимых сбросов загрязняющих веществ в водные объекты и рационального использования водных ресурсов проводится контроль эффективности работы очистных сооружений и контроль качества сточных, поверхностных и подземных вод, а также контроль соблюдения установленных объемов водопотребления и водоотведения. Поддерживаются в исправном состоянии водозаборные и очистные сооружения, ведутся регулярные наблюдения за водоохранными зонами водных объектов.

Мониторинг состояния окружающей среды в районах расположения производственных объектов компании негативного воздействия на водные объекты не выявил.

Деятельность компании в области обращения с отходами направлена на соблюдение российских и международных требований, оптимизацию процесса обращения с отходами с целью снижения негативного воздействия на окружающую среду.

Основной объем отходов компании представлен малоопасными для окружающей среды отходами (IV и V классы опасности). В основном это отходы бурения скважин и твердые коммунальные отходы.

Для предотвращения негативного воздействия на окружающую среду отходы бурения размещались нагнетанием через специальные поглощающие скважины в глубокие горизонты недр, которые имеют необходимые

изолирующие пласты, обеспечивающие их полную локализацию и надежное захоронение

Компания осуществляет постоянный мониторинг технологического процесса закачки и принимает все обоснованные меры по сокращению объемов образования отходов бурения.

Все отходы I–III классов опасности передаются лицензированным подрядным организациям для утилизации или обезвреживания. Отходы IV–V классов опасности компания передает для размещения на специально оборудованных полигонах, соответствующих российским требованиям [10].

### *Защита гидросферы*

Первостепенными источниками загрязняющего воздействия при гидравлическом разрыве пласта являются:

- жидкости ГРП (разрыва, продавочная);
- загрязненные ливневые воды;
- горюче смазочные материалы (ГСМ);
- продукты сгорания топлива при работе ДВС;
- хозяйственно-бытовые жидкие и твердые отходы;
- Виды возможного воздействия на природную среду при ГРП:
- загрязнение жидкостями ГРП и химическими реагентами почвы,
- поверхностных водоемов, атмосферного воздуха.

При осуществлении гидравлического разрыва в большинстве случаев используют жидкости на основе нефти. Причем перед закачкой их обрабатывают химическими составами. Последние имеют в своей основе вещества 3 класса опасности и большинство других веществ 2-3 класса. Это напрямую говорит о том, что при утечке они представляют серьезную опасность для окружающей среды.

Поэтому на производстве применяют следующие способы, предотвращающие попадание жидкостей разрыва в окружающую среду:

жидкости для гидравлического разрыва изготавливаются по специальным технологиям, не допускающим их попадания в почву;

при сборке-разборке быстросъемных соединений и других креплений арматуры применяются поддоны;

проведение ГРП осуществляют только при полностью герметизированной эксплуатационной колонне и в отсутствие ЗКЦ (за колонная циркуляция) [11]

### *Защита литосферы*

Почвы в условиях Севера способны в значительной степени аккумулировать загрязняющие вещества, что ведет к загрязнению поверхностных вод и представляет серьезную угрозу загрязнения природных водоемов. Так, например, углеводородные загрязнители (нефтепродукты) - 66 стойкие химические соединения, способные длительное время сохраняться в различных природных средах. Восстановление растительного покрова (биоценоза) на нарушенных при обустройстве месторождений землях, естественным путем происходит длительное время - в течение 90-100 лет.

С целью предотвращения загрязнения почв осуществляются следующие мероприятия:

- захоронение твердых бытовых отходов, утилизация строительных отходов производится на специальных полигонах;
- складирование металлолома - на отдельно отведенных площадках;
- хранение горюче-смазочных материалов, метанола, диэтиленгликоля производится в емкостях, установленных на бетонированных площадках с надежной гидроизоляцией и обваловкой;
- передвижение по тундре тяжелой техники разрешается только в зимний период.

## **5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

При проведении ГРП на производстве возможно возникновение вредных и опасных факторов способных нанести вред окружающей среде, а также повлечь травматизм или гибель работников. Возможные ЧС при проведении ГРП:

1. Неисправное оборудование
2. Аварийные разливы нефти и нефтепродуктов

3. Слабое соединение БРС
4. Пожар
5. Негерметичность манифольда
6. Разрыв нагнетательных линий

Наиболее вероятная ЧС на кусту месторождения — неисправное оборудование.

Источник возникновения — не проведен наружный осмотр, опрессовка

Ввиду этого на предприятиях разрабатываются и вводятся мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций и несчастных случаев:

- модернизация оборудования;
- усовершенствование различных приспособлений, блокировочных устройств, систем контроля состояния изоляции электрических сетей, устройств заземления, герметичной осветительной проводки, установка индикаторов напряжения в сети, приборов контроля статического электричества и т.д.;
- введение различных блокировочных систем и сигнализаций, приобретение знаков безопасности;
- индикатора сероводородного ИСВ – 2 и др.;
- установка дозиметрического контроля радиоактивности и др.;
- дефектоскопов;
- использование средств телевизионного и радиоуправления технологическими процессами, устройствами, переговорных устройств для работников и т.д.;
- механизация уборки производственных помещений и др.;
- содержание в соответствие с требованиями правил безопасности производственных коммуникаций.

Для предупреждения аварийных выбросов и разливов, повышения условий безопасности на производстве обслуживающего персонала, максимального снижения вредности предусмотрены следующие технические решения:

- емкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами с огнепреградителями, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня;

- технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;

- предусмотрены дренажные емкости, для опорожнения технологических аппаратов и трубопроводов;

- технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;

- полная герметизация технологического процесса подачи и перекачки нефтепродуктов;

- монтаж и испытание трубопроводов предусмотрены в соответствии с требованиями РД 39-132-94, СП 34-116-97 и ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;

- на наружную поверхность подземных трубопроводов наносится защитное покрытие усиленного типа. При эксплуатации технологического оборудования, трубопроводов и запорной арматуры предусматривается постоянный контроль и ревизия согласно составленным графикам.

При возникновении аварийных ситуаций на куст, сотрудники немедленно докладывают начальнику смены и приступают к их локализации и устранению согласно плану ликвидации аварий (ПЛА), имеющемуся в обязательном порядке в операторской. Оперативная часть ПЛА вывешивается на видном месте в операторной, а также вывешена схема оповещения с указанием номеров телефонов пожарной охраны, аварийных служб, медсанчасти.

## **5.6. Выводы по разделу**

В данной главе разобраны требования промышленной безопасности при проведении гидроразрыва пласта, был проведён анализ основных опасных и



вредных факторов, основных причин ухудшения экологии при работах в скважине и рассмотрены мероприятия, способствующие снижению влияния на окружающую среду. Приведены меры по ликвидации влияния опасных и вредных факторов и по предотвращению чрезвычайных случаев, так же произведён расчет по молниезащите

## Заключение

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

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

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

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

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

Состояние Повховского нефтяного месторождения оценивается как неудовлетворительное в связи с низким значением коэффициента извлечения нефти для пласта БВ<sub>8</sub>.

1. На основании геолого-промысловой характеристики месторождения выбран пласт БВ<sub>8</sub> для проведения ГТМ
2. Анализ ГТМ показал, что наиболее эффективным ГТМ является ГРП, доля которого составляет 40% из всего объема ГТМ.
3. Предложено проведение ГРП со строительством горизонтальных скважин на продуктивном пласте БВ<sub>8</sub>

4. Доказана эффективность проведения ГРП на продуктивном пласте БВ8 технико-экономическими расчетами и составлен прогноз основных технологических параметров работы в режиме добычи в течении года.
- Суммарная накопленная добыча нефти составит 613.7 тыс. тонн за один год;
  - Чистая прибыль от реализации данной технологии составит 733,1 млн. рублей при стоимости операций ГРП около 14,203 млн. рублей.
  - Также была рассчитана экономическая эффективность и чистая прибыль предприятия от проведения ГРП.

## СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА

№	Наименование работы, ее вид	Характер работы	Выходные данные	Объем, стр.	Соавторы
<b>Прочие публикации: 1</b>					
1.	Анализ инвестиционного потенциала компании ПАО "Саратовнефтегаз"	Печатный	Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г.: в 2 т. – Томск: Изд-во ТПУ, 2020. – Т. 2. – С. 276-277.	2	Карандасов А.С.

## Список используемых источников

1. Алиев З.С., Бондаренко В. В., Исследование горизонтальных скважин.- Москва,2000-300 с
2. Валеев А.С., Дулкарнаев М.Р., Салимов Ф.С., Бухаров А.В., Котенев Ю.А. ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Повхнефтегаз», Повышение эффективности гидроразрыва в условиях высокой обводнённости пласта БВ<sub>8</sub> повховского месторождения // журнал «Нефтегазовое дело». –2014. №6.URL: <http://ngdelo.ru>( дата обращения 10.03.2021)
- 3.Власенко, Е. В. Классификация гидроразрывов пласта. Проектирование операций ГРП / Е. В. Власенко // Молодой ученый. – 2019. – № 2 (240). – С. 16–18.
4. Годовой отчет компании «Лукойл западня Сибирь»
5. Годовой отчет компании «Лукойл западня Сибирь»
6. Годовой отчет компании «Лукойл западня Сибирь»
7. Годовой отчет компании «Лукойл западня Сибирь»
8. Дашкевич Д.В., Шальская С.В., Арутюнов Т.В., Техника и технология проведения гидравлического разрыва пласта ЮВ1 верхне-колик-ёганского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017.–№4.URL:[https://www.elibrary.ru/download/elibrary\\_32381516\\_69380776.pdf](https://www.elibrary.ru/download/elibrary_32381516_69380776.pdf) (дата обращения 10.03.2021)
9. Жерж Н.И. Оценка эффективности ГТМ на месторождении//Академический журнал Западной Сибири. –2016–№ 6.–С.16
10. Кутлубулатов А.А. Экономическая эффективность от проведения ГРП // Теория. практика. инновации – 2016– №6
11. Кашапов А.Р., Пономарева Д.В., Павлова А.А., Нестерец А.А. Анализ эффективности геолого-технических мероприятий на примере нефтяного месторождения ХМАО// Журнал Международный студенческий научный вестник. – 2017. – № 5. URL: <https://www.eduherald.ru/ru/article/view?id=17329> (Дата обращения 20.03.2021)

12. Казаков А.А. Павлов М.В. Федоров П.Н. Родин С.В. Новый аспект классификации методов воздействия на пласт. – М.: Нефтепромысловое дело, 2003. – № 6. – С. 27–31.

13. Казаков А.А. Разработка единых методических подходов оценки эффективности геолого-технических мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти. – М.: Нефтяное хозяйство, 2003. – № 4. – С. 26–29

134. Р.Х. Муслимов, М.Х. Салахов, Горизонтальные скважины и ГРП в повышении эффективности разработки нефтяных месторождений: Материалы научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «Слово», 2017. – 320 с

15 Салимов Ф. С. Геологическое обоснование направлений разведки и дальнейшего освоения залежей нефти юрских отложений с учетом разломно-блокового строения: дис. -Уфа, 2018-152 с.

16. Толстоногов А.А. Оценка эффективности геолого-технических мероприятий в области нефтедобычи. // Журнал Фундаментальные исследования. – 2014. – № 11(часть1) – С. 150-154. URL: <https://fundamental-research.ru/ru/article/view?id=35494> (дата обращения 12.03.2021)

17. Трайзе, В.В., Экономическое обоснование программы геолого-технических мероприятий нефтегазодобывающего предприятия: монография / В. В. Трайзе, А. В. Шалахметова, М. С. Юмсунов; под редакцией В. В. Пленкина. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. – 148 с

18. Шпильман Т.М., Кузьмина Е.С. Оценка экономической эффективности геолого-технических мероприятий // Вестник оренбургского государственного университета. – 2014. – №14. URL: [https://www.elibrary.ru/download/elibrary\\_24985938\\_92081277.pdf](https://www.elibrary.ru/download/elibrary_24985938_92081277.pdf) (дата обращения 12.03.2021)

19. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. — 288 с.

20. Юшин, Е. С. Техника и технология текущего и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин на суше и на море: учеб. пособие – Ухта : УГТУ, 2019. – 292 с. URL: [https://elibrary.ru/download/elibrary\\_38587907\\_26359689.pdf](https://elibrary.ru/download/elibrary_38587907_26359689.pdf)
- 21.ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности
- 22.СП 2.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНИП 23-05-95\*
- 23.ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования
- 24.ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность
- 25.СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
- 26.ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
- 27.ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
- 28.ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
- 29.Власенко, Е. В. Классификация гидроразрывов пласта. Проектирование операций ГРП / Е. В. Власенко // Молодой ученый. – 2019. – № 2 (240). – С. 16–18.
- 30.ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
- 31.СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности

## Приложение А

(справочное)

### ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF GEOLOGICAL AND TECHNOLOGICAL MEASURES AT THE "X". OIL FIELD

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Картоев Ислам Алиевич		

Руководитель ВКР

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

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

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



## **Introduction**

A set of works, due to which oil producing companies ensure fulfillment of design indicators of field development, is called geological and technological activities.

Geological and technological measures are carried out at all stages of field development, but they are most demanded at later stages. Geological and technical measures are especially important in the mature oil fields, where the production is decreasing and the water cut is increasing.

The selection of effective geological and technical measures at an oil field is one of the main tasks of the company's geological service. As a rule, geological and engineering operations are planned every year while preparing a business plan for the oil production company. Subsequently, they are specified and corrected every month.

All geological and engineering operations carried out in the field are subject to accounting. For each GEO the oil flow rate increase, additional oil production and the duration of the effect are tracked. All geological and engineering operations carried out at the fields can be divided into two groups depending on their target orientation:

- measures aimed at ensuring safe operation of equipment (revision of subsurface equipment, elimination of inter-casing manifestations, wellhead revision - removal of pipe heads for diagnostics, elimination of tubing breakage, etc.);

- Measures aimed at increasing well productivity (Repair and Insulation Works (RIP), Foam and Emulsion Acid Treatment, Bulk Foam Acid Treatment, Cyclic Foam Acid Treatment, Foam and Emulsion Salt Acid Treatment, Bottomhole Zone Treatment with binary mixture, etc.). The GEO program is aimed at solving the following tasks/

1. Ensuring safe operation of the well stock at the fields and underground gas storages.

- 2.Reducing the idle well stock.

3. Meeting the license obligations to maintain the producing well stock.

4. Ensuring daily well productivity at the design level.

### **Hydraulic fracturing**

Hydraulic fracturing is one of the main methods for influencing the bottomhole zone. The essence of hydraulic fracturing is to create new or expand existing fractures in the reservoir by injecting fluid into the well under high pressure and then fixing them with high-permeability propping material.

Hydraulic fracturing technology includes the following operations:

- 1) well flushing;
- 2) lowering high-strength tubing with a packer and an anchor at the lower end into the well;
- 3) Binding (figure 2) and pressure testing the wellhead and surface equipment for 1.5 times the working pressure;
- 4) determination of injectivity of well by pumping fluid; pumping of cracking fluid, ascending fluid and sale fluid through production string.
- 5) dismantling equipment and putting the well into operation

Fracturing is carried out at pressures up to 70 - 100 MPa, which are often higher than those allowable for the casing.

To protect the casing from high pressure at the lower end of the tubing, a packer with an anchor is run into the wellbore and placed over the roof of the treated formation. The elastic element of the packer seals the annular space as a result of compression by the weight of the tubing. This is achieved either by supporting the packer on the bottomhole using a perforated shank (packer with bottomhole support of PM, PPM type), or by supporting the packer on the casing with packer rams, which are released when the tubing is turned, move apart and press into the inner surface of the casing (slab packers without bottomhole support of PS, PS, PG type).

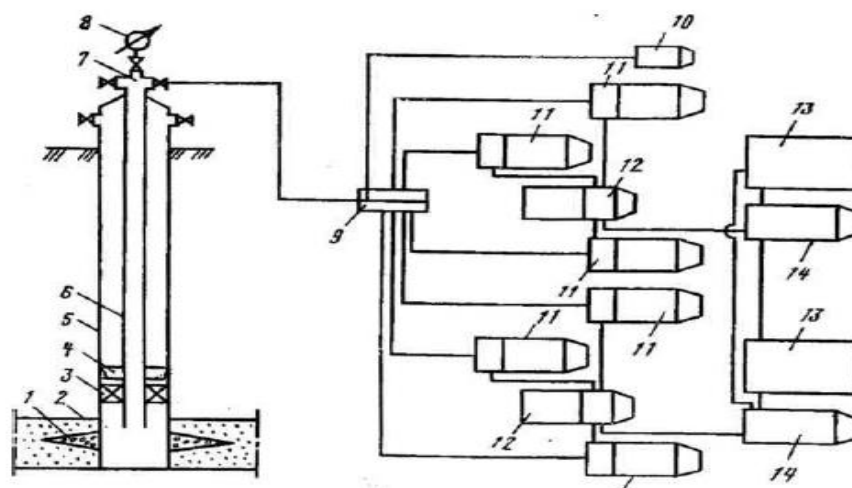


Figure 2 - Technological scheme of hydraulic fracturing:

- 1 - fracture; 2 - pay zone; 3 - packer; 4 - anchor; 5 - casing; 6 - tubing; 7 - wellhead fittings; 8 - manometer; 9 - manifold unit; 10 - process control and monitoring station; 11 - pumping units; 12 - sand mixers; 13 - tanks with process liquids; 14 - pump units.

The anchor prevents the packer from shifting due to differential pressure above and below it. Under the action of internal overpressure, anchor packers move apart and are pressed into the inner surface of the casing. Packers and anchors are designed for a pressure drop of 30-50 MPa and have a flow area of 36-72 mm, depending on their type and casing inner diameter. Before running the packer, the wellbore should be graded to avoid possible packer jamming and destruction of its elastic element during running.

### **Bottom hole treatment**

Wells with electric centrifugal pumps or sucker-rod pumps experience decreasing flow rates during operation. Recently operated wells have been found to have significantly lower flow rates than the design flow rate. To improve oil flow, artificial stimulation techniques are used to increase the permeability of the bottomhole formation zone. Sometimes to increase the flow rate, it is enough to remove deposits of paraffin, it removes tar and clay particles from the filter walls and open tank surfaces.

However, in most cases it is necessary to artificially increase the number and size of pore channels and their length.

There are many ways to affect the bottom pore area, which can be classified by condition as chemical, mechanical, thermal and physical. These methods are often used in combination with each other or sequentially one after the other to increase their effectiveness in influencing the bottomhole zone of the formation.

One of the most effective short-term methods of improving well productivity is chemical bottomhole treatment. Chemical treatment is based on the reaction of a chemical substance (usually acid) with rock, which causes part of the rock to dissolve and enlarge pore channels and fractures.

The technology and frequency of work on the impact on the bottom-hole zone of the formation will be justified by the geological and technical services of oil and gas companies on the basis of field development projects, existing instructions and guidance documents (RD) for specific types of bottom-hole zone, taking into account the technical and economic assessment of their effectiveness. A single and multiple impact will be carried out on the bottom-hole zone of the well.

- in homogeneous strata, not separated by interstices, up to 10 m thick; if the withdrawal (injection) coverage coefficient is more than 0.5, single action is carried out;

- in cases when the withdrawal (injection) covers not all layers and the coverage coefficient is less than 0.5, multiple (interval) impact with the use of temporarily blocking (isolating) materials or equipment is carried out.

### **Transfer to a higher horizon**

The transfer to other formations or introduction of reservoirs is based on the technical program and project requirements for the development of the field. Before transferring to other formations or introducing additional formations, the oil saturation of the productive formation is assessed using geophysical surveys and the condition of the cement ring between the productive formation and nearby aquifers is evaluated.

Repair work at the transition to other layers may involve cutting out the perforated lower layer, perforating and opening the upper productive layer or vice

versa. To access the upper layer, which is located a considerable distance from the lower layer, a cement bridge must be installed over the lower layer.

To access the upper level, which is located at a considerable distance from the lower level (more than 50-100 m), it is necessary to install a cement bridge over the lower horizon. In this case, you can use the pre-installation of mastic or cement mortar with mastic.

If the lower portion is significantly farther from the upper horizon, repairs shall be made in accordance with upper horizon cutting techniques.

Repair works for transition to the upper horizon, which is in close proximity to the lower horizon, are carried out according to the technology of disconnection of the lower strata.

To isolate the lower perforated layer, pressure plugs, installed concrete bridges, sand backfill, and expandable fill will be used, alone or in combination with concrete bridges.

The tampon method is used both in the case of a sealed cement ring and in the case of a leaky cement ring, but with a planned depression on the productive horizon after repair of more than 5 MPa at the end of the work. The cement bridge installation method is used when the cement annulus is leaking and the static water level in the wellbore is high (without absorption)

The method of installation of expandable packers is used when the cement ring is tight, the static level is low, the planned underbalance on the reservoir after the repair is up to 5 MPa.

When using the press-in method to isolate the subgrade, use press-in materials that readily penetrate the concrete rings and pores if the tank injection volume is less than  $2\text{m}^3/(\text{hr-Mpa})$ , and use cement mortar or its modifier if the injection volume exceeds  $2\text{m}^3/(\text{hr-Mpa})$ .

Use upper reservoir closure techniques to restore the lower strata near the upper layer. A pressure plug, a metal patch, or a combination of these methods can be used to isolate the upper reservoir.

The pressing method is used when the cement ring between the layers leaks or when there is damage or loss of the cement ring between the perforations of the cut layers.

The metal patch installation method is used when the concrete ring between horizons leaks and there is no evidence of concrete ring destruction in the interrupted horizon drilling interval.

If complete sealing of the sealing groove is not possible, a combination of compression sealing and metal patching methods should be used.

When disconnecting the upper horizons in order to switch to the lower horizons, plugging materials are used depending on the geological characteristics of the formation.

### **Sidetrack drilling**

Among modern methods of oil and gas field development, such solution as sidetracking plays a great role. Their use allows to solve various of problems associated with exploration work in the field, production from hard-to-reach places, current and overhaul repair, as well as reconstruction of wells after long-term production of minerals. Sidetracking technology involves several ways of conducting the work, which are chosen based on the geological characteristics of deposits and financial and economic opportunities.

Sidetracking is one of the most productive methods to increase oil production in reservoirs with a long history of development and to continue operating wells that cannot be recovered by other means. Sidetracking allows to involve untapped layers and areas into production, providing access to difficult local accumulations of minerals, which cannot be reached by using of vertical drilling.

An important advantage, which possesses the technology of ZBS, is an increase in oil recovery, so the method can be used instead of compaction. The use of such works reduces the cost of field development.

The technology of sidetracking itself (Figure 3) implies the use of different methods of work: it may be a cutting of part of the string, wedge drilling with deviation. It is worth noting that the use of sidetracks is equally effective for all known types of

fields, while the cost of the extracted products will be lower and the payback period of construction is within 2 years or faster.

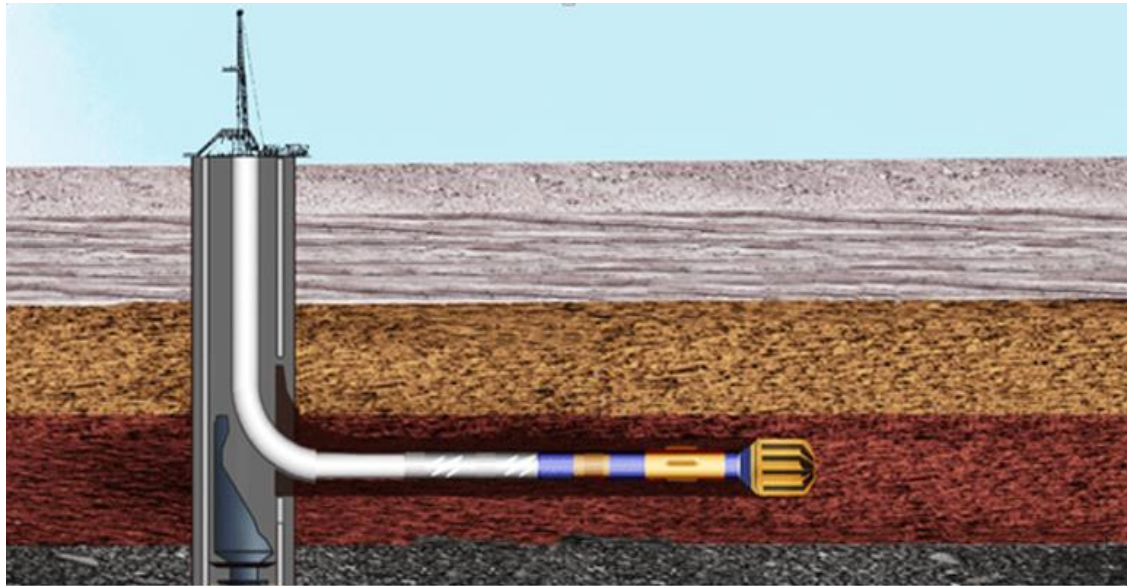


Figure 3 – Sidetracking

To increase wellbore length, wells with multiple horizontal deviations can be used. Sidetracking can also be combined with hydraulic fracturing, flattened wells and other techniques to increase field development efficiency and lower operating costs.

### **Repair and insulation works**

Repair and insulation works - measures to block ways of water penetration into the well, as well as disconnection of separate layers and watered intervals from it. This work is one of the main ways of increasing the volume of extracted oil and gas from the reservoir.

Well workover operations are carried out in those cases when it is required:

- isolation of productive objects from water;
- creating a cement plug at the bottom of the well, or in the column of the cement bridge;
- overlapping of the filter in case of well transfer to higher / lower horizons;
- creation of a cement belt in the bottomhole zone for reliable isolation of the well;
- bridging defects in the production string;

- isolation of horizons in the interval between production string runs, or the liner of an additional wellbore during sidetracking and drilling;
- securing of bottomhole zone to reduce slugging.

A new requirement for the technology is to ensure the injection of working solutions of isolation agent into the well and penetration into the isolated interval.

This is achieved by excluding from the technology the conditions and operations contributing to dilution of working solutions, as well as by filling the well with fluid of uniform density; application of working solutions with density higher than the density of fluid filling the well; use of drillable packers.

In the world practice there are also other classifications of well interventions. In one of these classifications all methods are divided into two big groups:

the first group is oil recovery enhancement methods, and the second group is well stimulation methods and well technologies providing current world level of oil recovery factor.

The methods of enhanced oil recovery (methods of the first group) are a set of fundamental technological solutions aimed at improving oil reserves recovery compared with the traditional waterflood method.

At the same time, the structure of the reservoir volume being drained is changed (increase of oil displacement coefficient, large-scale increase of reservoir coverage by influence, change of geophysical characteristics of the system reservoir - formation fluids - displacing agent). The distinctive feature of these methods is the necessity of substantial research works in each specific case, as well as their cost nature, increased technological and economic risk.

The methods of the second group, including hydrodynamic EOR methods, are mostly methods and techniques successfully applied in modern science and practice, using typical problems and solutions based on developed software simulation models. These methods themselves are often necessary for the projects of the first group of methods.



To identify the significance of enhanced oil recovery methods, it is necessary to consider the advantages and disadvantages of the main modern GTM used. In table 2 the methods used at different enterprises of oil producing industry are considered.

Table 2 - Advantages and disadvantages of geological and engineering methods

<b>GTM methods</b>	<b>Advantages</b>	<b>Disadvantages</b>
1.Hydraulic fracturing	1.Possibility of application on areas with various geological structures 2.impact on the whole deposit, as well as its part 3.Effectiveness of reducing hydraulic resistance in the bottomhole zone	1. The need for large supplies of water, sand, additional chemicals; 2. Uncontrollable process of fracturing in the rock, unpredictability of the fracturing mechanism; 3. Risk of uncontrollable spouting and environmental pollution.
2.Bottom-hole zone treatment	1.The most effective application of this technology on one hydrodynamically connected section of injection and production wells	1.Increase's formation contamination and reduces technical and economic performance
3.Drilling of sidetrack	1. no need for new utilities 2. reduce the cost of equipment and consumables 3. minimize the negative impact on the environment 4. Elimination of accidents with casing and downhole equipment	1. The duration of operation
4. Repair and insulation work	1.Simultaneous operation of objects with different reservoir characteristics and oil properties; 2.Increasing the profitability of individual wells by connecting other development facilities or different reservoirs of the same development facility	1.Increase of technological risks during operation, equipment repair, geological and engineering operations; 2.Restrictions: production string diameter, well depth

These methods and technologies cannot be called innovative, but they can be successfully used for additional oil production.