

**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: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта для повышения выработки запасов на Федоровском нефтяном месторождении (ХМАО)</b>

УДК 622.276.66(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Филиппов Даниил Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

**КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов М.А.	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева И.Л.	-		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

## 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. Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач	И.УК(У)-1.1. Анализирует задачу, выделяя ее базовые составляющие
		И. УК(У)-1.2 Осуществляет поиск, выделяет и ранжирует информацию на основе системного подхода и методов познания для решения задач по различным типам запросов
		И.УК(У)-1.3 Обосновывает выводы, интерпретации и оценки о научных исследованиях, публикациях и т.д., на основе критериев и базовых методов аргументации
		И.УК(У)-1.4 Анализирует и контекстно обрабатывает информацию для решения поставленных задач с формированием собственных мнений и суждений; предлагает варианты решения задачи, анализирует возможные последствия их использования
		И.УК(У)-1.5 Анализирует пути решения проблем мировоззренческого, нравственного и личностного характера на основе использования основных философских идей и категорий в их историческом развитии и социально-культурном контексте
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений	И.УК(У)-2.1. Формулирует проблему, решение которой напрямую связано с достижением цели проекта
		И.УК(У)-2.2. Определяет связи между поставленными задачами и ожидаемые результаты их решения
		И.УК(У)-2.3. В рамках поставленных задач определяет имеющиеся ресурсы и ограничения, действующие правовые нормы
		И.УК(У)-2.4. Анализирует план-график реализации проекта в целом и выбирает оптимальный способ решения поставленных задач, исходя из действующих правовых норм и имеющихся ресурсов и ограничений
		И. УК(У)-2.5. Контролирует ход выполнения проекта,

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде	корректирует план-график в соответствии с результатами контроля
		И.УК(У)-3.1. Определяет свою роль в команде, исходя из стратегии сотрудничества для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.2. Формулирует и учитывает в своей деятельности особенности поведения групп людей, выделенных в зависимости от поставленной цели
		И.УК(У)-3.3. Анализирует возможные последствия личных действий и планирует свои действия для достижения заданного результата
		И.УК(У)-3.4. Осуществляет обмен информацией, знаниями и опытом с членами команды; аргументирует свою точку зрения относительно использования идей других членов команды для достижения поставленной цели
Коммуникация	УК(У)-4. Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)	И.УК(У)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений
		И.УК(У)-4.1. Выбирает стиль делового общения, в зависимости от языка общения, цели и условий партнерства; адаптирует речь, стиль общения и язык жестов к ситуациям взаимодействия
		И.УК(У)-4.2. Осуществляет поиск необходимой информации для решения стандартных коммуникативных задач на государственном и иностранном языках
		И.УК(У)-4.3. Выполняет перевод профессиональных текстов с иностранного языка на государственный
		И.УК(У)-4.4. Ведет деловую переписку на государственном и иностранном языках с учетом особенностей стилистики официальных и неофициальных писем и социокультурных различий в формате корреспонденции
И.УК(У)-4.5. Использует диалог для сотрудничества в академической коммуникации общения с учетом личности собеседников, их коммуникативно-речевой стратегии и тактики, степени официальности обстановки; формирует и аргументирует собственную оценку основных идей		

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах	участников диалога (дискуссии) в соответствии с потребностями совместной деятельности
		И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития
		И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социальных групп
		И.УК(У)-5.3. Учитывает при социальном и профессиональном общении по заданной теме историческое наследие и социокультурные традиции различных социальных групп, этносов и конфессий, включая мировые религии, философские и этические учения
		И. УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследований; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий
И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции		
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни	И.УК(У)-6.1. Контролирует количество времени, потраченного на конкретные виды деятельности; вырабатывает инструменты и методы управления временем при выполнении конкретных задач, проектов, целей;
		И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы
		И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний
		И.УК(У)-6.4. Анализирует основные возможности и инструменты непрерывного образования применительно к

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>собственным интересам и потребностям с учетом условий, средств, личностных возможностей, этапов карьерного роста, временной перспективы развития деятельности и требований рынка труда</p> <p>И.УК(У)-6.5. Определяет задачи саморазвития, цели и приоритеты профессионального роста; распределяет задачи на долго-, средне- и краткосрочные с обоснованием актуальности и анализа ресурсов для их выполнения</p>
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-7. Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности	<p>И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма</p> <p>И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособности</p> <p>И.УК(У)-7.3. Соблюдает и пропагандирует нормы здорового образа жизни в различных жизненных ситуациях и в профессиональной деятельности</p>
Безопасность жизнедеятельности	УК(У)-8. Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций	<p>И.УК(У)-8.1. Анализирует факторы вредного влияния на жизнедеятельность элементов среды обитания (технических средств, технологических процессов, материалов, зданий и сооружений, природных и социальных явлений)</p> <p>И.УК(У)-8.2. Идентифицирует опасные и вредные факторы в рамках выполняемого задания</p> <p>И.УК(У)-8.3. Выявляет и устраняет проблемы, связанные с нарушениями техники безопасности на рабочем месте; разъясняет мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций</p> <p>И.УК(У)-8.4. Разъясняет правила поведения при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения; оказывает первую помощь, участвует в восстановительных мероприятиях</p>
Дополнительная компетенция университета	УК(У)-9. Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки	И.УК(У)-9.1. Выявляет проблему, ставит цель для оптимального решения проблемы, находит и распределяет ресурсы для достижения цели, и достигает эту цель,

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи	воспринимая изменения внешней среды и гибко реагируя на эти изменения
		И.УК(У)-9.2. Разрабатывает коммерчески перспективный продукт на основе научно-технической идеи и ведет проектную деятельность по направлению профессиональной деятельности

### Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания	И.ОПК(У)-1.1. Применяет математический аппарат исследования функций, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, рядов, дифференциальных уравнений, теории функций комплексного переменного в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.3. Демонстрирует понимание физических явлений и применяет законы механики, термодинамики, электричества и магнетизма, основ оптики, квантовой механики и атомной физики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии
		И.ОПК(У)-1.5. Демонстрирует знание основ теоретической механики, теории механизмов и машин, сопротивления материалов, деталей машин и основ конструирования и применяет их при решении практических задач
		И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов
		И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования

Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений	И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы
		И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные
		И.ОПК(У)-2.3. Оценивает сходимость результатов расчетов, получаемых по различным методикам
		И.ОПК(У)-2.4. Обладает навыками работы с ЭВМ, используя новые методы и пакеты программ
Когнитивное управление	ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента	И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции совершаются в условиях неопределенности
		И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента
		И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении
		И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства
Использование инструментов и оборудования	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные	И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве
		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы
		И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ
Исследование	ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств	И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач профессиональной деятельности
		И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа, основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства

		И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций
		И.ОПК(У)-5.4. Использует основные технологии поиска, разведки и организации нефтегазового производства в России и за рубежом, стандарты и ТУ, источники получения информации, массмедийные и мультимедийные технологии
Принятие решений	ОПК(У)-6. Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания сущности и значения информации в развитии современного информационного общества, опасностей и угроз, возникающих в этом процессе, основных требований информационной безопасности
		И.ОПК(У)-6.2. Решает стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением современных технологий и требований информационной безопасности
Применение прикладных знаний	ОПК(У)-7. Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами	И.ОПК(У)-7.1. Использует основные виды и содержание макетов производственной документации, связанных с профессиональной деятельностью

## Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
<b>Тип задач профессиональной деятельности: технологический</b>				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Формирование отчетности по добыче углеводородного сырья  2. Обеспечение технологического режима работы скважин	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ А «Документационное обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)–1. Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-1.1 Решает технические задачи и корректирует технологические процессы при эксплуатации скважин и линейных сооружений
	3. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту нефтепромыслового оборудования  4. Выполнение диагностического обследования оборудования 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); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)–2. Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-2.1 Проводит диагностику, текущий осмотр и ремонт технологического оборудования, используемого в процессах добычи нефти, газа и газового конденсата

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	<p>5. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями по добыче нефти, газа и газового конденсата</p> <p>6. Обеспечение оперативного и инженерного безопасного сопровождения технологического процесса добычи нефти, газа и газового конденсата</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 В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)–3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-3.1 Выполняет работы по контролю безопасности для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций в технологических процессах добычи нефти, газа и газового конденсата</p>
	<p>7. Организационно-техническое обеспечение добычи углеводородного сырья</p> <p>8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации</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 С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)–4. Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-4.1 Сочетает геолого-промысловую теорию и практику при совершенствовании технологических операций и осуществлении процессов нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа</p>
	<p>8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации</p> <p>9. Составление геологических отчетов</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 С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p>	<p>ПК(У)–5. Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин</p>	<p>И.ПК(У)-5.1 Обеспечивает заданные режимы, оперативный контроль за выполнением производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</p>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>ОТФ А «Комплексирование геолого-промысловых данных и построение моделей нефтегазовых залежей»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>		углеводородного сырья
	<p>10. Подготовка предложений по повышению эффективности процесса добычи и работы оборудования по добыче углеводородного сырья</p> <p>11. Составление текущих планов по проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья</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 В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	ПК(У)-6. Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья	И.ПК(У)-6.1 Участвует в организационно-техническом сопровождении работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования в сфере эксплуатации объектов добычи нефти и газа

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
<b>Тип задач профессиональной деятельности: проектный</b>				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Разработка плановой, проектной и методической документации для геолого-промысловых работ.	<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 В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p> <p>ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	ПК(У)–7. Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-7.1 Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
	2. Выполнение работ по проектированию безопасности работ нефтегазового производства.	<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 В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p> <p>ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	ПК(У)–8. Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья	И.ПК(У)-8.1 Участвует в разработке предложений по повышению эффективности эксплуатации объектов добычи нефти и газа на основе знаний нормативно-технической документации и принципов производственного проектирования

**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: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ

#### на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СГ	Филиппов Даниил Александрович

Тема работы:

Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта для повышения выработки запасов на Федоровском нефтяном месторождении (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	188-12/с от 28.04.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	Общая характеристика месторождения, геолого-физическая характеристика месторождения, осложняющие факторы разработок на Федоровском месторождении, текущее состояние разработок на месторождении, анализ фонда скважин, критерии выбора скважин для гидроразрыва пласта, технология проведения ГРП на Федоровском месторождении, анализ основных технико-экономических показателей разработки, экономическое обоснование проводимых мероприятий, расчет дополнительной добычи нефти, расчет себестоимости продукции, прибыль от реализации, экономическая эффективность проведения ГРП, правовые и организационные
---------------------------------	---

	вопросы обеспечения безопасности, производственная безопасность, экологическая безопасность, защита в чрезвычайных ситуациях.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Геолого-физическая характеристика Федоровского нефтегазоконденсатного месторождения.</li> <li>2. Технология проведения гидравлического разрыва пласта.</li> <li>3. Эффективность технологии гидравлического разрыва пласта на Федоровском месторождении.</li> <li>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</li> <li>5. Социальная ответственность.</li> </ol>
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
В работе отсутствуют разделы на иностранном языке	
<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	2022

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент				
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Филиппов Даниил Александрович		

## **Обозначения, определения и сокращения**

**ГТМ** – геолого–технические мероприятия

**ГРП** – гидравлический разрыв пласта

**ОПЗ** – обработка призабойной зоны

**ВС** – вертикальная скважина

**ГС** – горизонтальная скважина

**КИН** – коэффициент извлечения нефти

**ППД** – поддержание пластового давления

**ЭЦН** – электрический центробежный насос

**ГДИС** – гидродинамические исследования скважин

**КРС** – капитальный ремонт скважин

**НГДУ** – нефтегазодобывающее управление

**ОТиТБ** – охрана труда и техники безопасности

**ПЗП** – призабойная зона пласта

**ПРС** – подземный ремонт скважин

**ЦДНГ** – цех добычи нефти и газа

**МУН** – методы увеличения нефтеотдачи

**ШСНУ** – штанговая скважинная насосная установка

**ЦПС** – центральный пункт сбора нефти и газа;

**УПНГ** – управление по подготовке нефти и газа;

**ИУ** – измерительная установка

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 83 страницы, в том числе 21 рисунок, 17 таблиц. Список литературы включает 30 источников.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, продуктивность скважины, методы увеличения нефтеотдачи, коэффициент извлечения нефти, проппант.

Объектом исследования является технология гидроразрыва пласта, применяемая на объектах добычи Федоровского месторождения.

Цель работы – провести анализ повышения эффективности работы скважин на Федоровском нефтяном месторождении.

В процессе исследования был произведен анализ применения и расчет гидроразрыва на месторождении, подбор необходимого оборудования для выбранного метода, определение экономического эффекта от внедрения мероприятия.

В результате исследования был выявлен положительный эффект от проведения мероприятия гидроразрыва пласта.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ, проведение гидравлического разрыва пласта.

Экономическая эффективность/значимость работы: затраты на проведение гидроразрыва пласта на Федоровском месторождении окупались в течение 20 суток.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	19
1 ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА .....	20
1.1 Определение гидравлического разрыва пласта .....	20
1.2 Скин-фактор.....	20
1.3 Виды ГРП.....	22
1.4 Подготовка к проведению к ГРП.....	23
1.5 Механизм ГРП.....	24
2 ПРИМЕНЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СКВАЖИН НА ФЕДОРОВСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ .....	35
2.1 Общие сведения о месторождении.....	35
2.2 Компоновка ГРП на Федоровском нефтегазоконденсатном месторождении .....	43
2.3 Этапы проведения ГРП.....	45
2.4 Анализ эффективности технологии МСГРП на Федоровском месторождении .....	48
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	54
3.1 Оценка коммерческого потенциала объекта, перспективности проведения проектной работы с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .	55
3.1.1 Техничко-экономическое обоснование проведения гидроразрыва пласта .....	55
3.2 Расчет времени на проведение мероприятия .....	56
3.3 Расчет бюджета проведения гидроразрыва пласта.....	57
3.3.1 Расчет амортизационных отчислений.....	57
3.3.2 Расчет материальных затрат .....	59
3.3.3 Расчет заработной платы.....	59
3.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды .....	60
3.3.5 Формирование бюджета затрат на реализацию проекта.....	61
3.4 Экономическая оценка проекта .....	61

4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	65
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	65
4.2 Производственная безопасность.....	66
4.2.1 Анализ вредных производственных факторов.....	67
4.2.2 Анализ выявленных опасных факторов.....	72
4.3 Экологическая безопасность.....	74
4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	76
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	79
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	81

## **ВВЕДЕНИЕ**

Успешная разработка Федоровского месторождения является примером разностороннего подхода к составлению проекта разработки с учетом всех аспектов производства, в том числе мероприятий по добыче, процесса переработки добываемых углеводородов и доставка товарной нефти потребителю. Сложные геологические условия, природно-климатические условия, а также расположение месторождения стали незначительными затруднениями при реализации проекта освоения ввиду применения лучших доступных технологий и комплексного подхода к решению задачи.

Высокую эффективность проявила технология увеличения продуктивности скважин, называемая гидравлическим разрывом пласта. Технология позволяет увеличить добычу и приемистость скважин.

Целью работы является анализ повышения эффективности работы скважин на Федоровском нефтяном месторождении при применении гидравлического разрыва пласта.

В связи с целью были поставлены следующие задачи:

1. Изучить геолого-техническую характеристику Федоровского нефтяного месторождения;
2. Рассмотреть технологии гидравлического разрыва пласта, принцип действия и область применения технологии;
3. Оценить эффективность применения ГРП на Федоровском месторождении с целью повышения эффективности работы скважин.

# **1 ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА**

Гидравлический разрыв пласта способствует интенсификации притока и росту коэффициента нефтеизвлечения за счет воздействия на пласт. Значительный прирост производительности скважин и притока пластового флюида привели к широкому распространению технологии на территории страны [1].

## **1.1 Определение гидравлического разрыва пласта**

Гидравлический разрыв пласта – технология повышения нефтеотдачи, при которой за счет увеличения давления на забое происходит образование системы трещин в продуктивном пласте. Область применения технологии – нефтенасыщенные пласты [2]. Кроме того, возможно применение технологии в газонасыщенных скважинах для осуществления заканчивания скважины.

В основе технологии лежит закачка рабочего агента в продуктивный пласт под высоким давлением. Как следствие, происходит рост имеющихся в пласте трещин и образование новых. После этого в пласт закачивается смесь, способствующая расклиниванию трещин (обычно смесь песка и жидкости, различные кислоты), с целью ликвидации избыточного давления и сохранения высокой проницаемости трещин пласта [1].

Гидравлический разрыв пласта получил признание как высокоэффективная технология, применимая к коллекторам различного типа и к скважинам с различным дебитом [3].

## **1.2 Скин-фактор**

Одной из основных гидродинамических характеристик прискважинной зоны является скин-фактор. Он характеризует эффект снижения проницаемости в области скважины, который возникает вследствие потерь давления при фильтрации пластовой жидкости через поровое пространство пласта. Чем ниже проницаемость породы, тем затруднительнее жидкости

преодолеть определенное расстояние и тем больше градиент давления. Следовательно, потери давления при фильтрации через такие области выше, чем в однородном пласте [1].

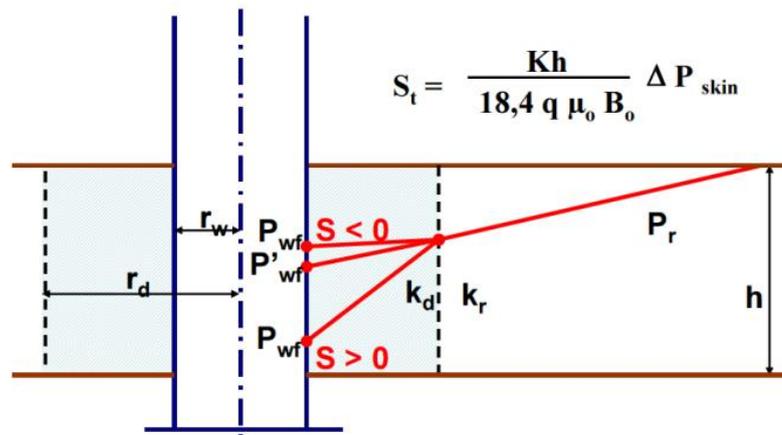
При гидродинамическом моделировании зоны сниженной проницаемости учитываются таким параметром как  $\Delta P_s$  – дополнительное падение давления зоны влияния скин-фактора. Скин-эффект определяется разницей между забойным давлением согласно модели однородного пласта и реальным забойным давлением.

Математически скин-эффект описывается формулой:

$$\Delta P_s = 18,41 * \frac{q * B * \mu}{k * h} * S \quad (1.1)$$

где  $S$  – скин-фактор (рисунок 1.1), безразмерная величина, описывающее состояние ПЗП, которая зависит только от свойств области пониженной проницаемости, а именно от проницаемости  $k_s$  и радиуса  $r_s$  [4].

#### Модель скин-фактора



Скин – безразмерная величина.

Рисунок 1.1 – Модель скин-фактора

М.Ф. Хавкинс предложил формулу, связывающую проницаемость и радиус области влияния скин-фактора [4]:

$$S = \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) * \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (1.2)$$

где  $k$  – проницаемость нетронутой части пласта, мД;

$r_w$  – радиус открытого ствола, м.

Математическая модель не в полной степени отражает скин-эффект в рассматриваемой зоне так как имеет место загрязнение призабойной зоны, ввиду чего сложно установить насколько область влияния скин-фактора простирается вглубь пласта и какие фильтрационные свойства она имеет.

Учитывая множество ограничений применимости математической модели было принято решение использовать интегральный скин-фактор. Он связывает дополнительное падение давления в зоне пониженной проницаемости за счет загрязнения и механических примесей и общий расход пластового флюида при фильтрации.

Суммарный скин-фактор включает скин-факторы из-за загрязнения ПЗП  $S_d$ , перфорации  $S_p$ , частичного вскрытия пласта  $S_{pp}$ , нелинейного (турбулентного) эффекта  $S_{turb}$ , наклона ствола скважины  $S_o$ , скина, возникающего при стимуляции  $S_s$ , при кислотной обработке  $S_d$ , при гидроразрыве  $S_t < 0$ .

Одной из причин применения технологии ГРП является стремление избежать зоны влияния скин-эффекта.

### **1.3 Виды ГРП**

Гидравлический разрыв пласта может осуществляться по нескольким основным технологиям:

1. Традиционное ГРП включает закачку жидкости в пласт с высокой скоростью закачки под большим давлением, превосходящим давление гидроразрыва пласта и дальнейшим сохранением образовавшейся системы трещин. Закрепление высокой проницаемости трещин и недопущение их закрытий осуществляется при помощи особого материала – пропанта [4].

2. Многостадийное ГРП (МСГРП) на сегодняшний день широкое распространение ввиду того, что такая технология обеспечивает высокую эффективность не только на традиционных месторождениях, но и на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами. Используется в горизонтальных скважинах и включает предварительную

гидропескоструйную перфорацию. Применение МСГРП позволяет осуществить быстрый ввод скважины в эксплуатацию и значительно интенсифицировать приток пластового флюида. Различие между ГРП и МСГРП заключается в количестве этапов: традиционное ГРП проводится в 1 этап, МСГРП – в несколько (преимущественно 10-15 стадий) [5].

3. Технология кольцевого экранирования – разновидность традиционной ГРП, отличающаяся образованием небольших каналов трещин шириной до 30 мм, при этом их протяженность достигает нескольких десятков метров. Область применения технологии – высокопроизводительные скважины. Цель технологии – ограничить скорость притока пластового флюида для снижения турбулентности потока, а также предупредить вынос породы с потоком.

4. Кислотный ГРП подразумевает закачку кислоты под давлением в пласт с целью образования и роста трещины за счет растворения породы кислотой. Растворение породы обеспечивает сохранение образованных высокопроницаемых трещин после снятия нагрузки и закрытия трещины [4].

5. ГРП с установкой гравийного фильтра включает проведение традиционного ГРП и последующей установки гравийного фильтра на забое скважины.

#### **1.4 Подготовка к проведению к ГРП**

Для эффективного применения ГРП нужно учесть множество факторов, среди которых можно выделить такие как:

1) литолого-фациальная характеристика пласта: анализ фильтрационно-емкостных свойств, тип коллектора и условия залегания пласта, коэффициент песчанности, нефтенасыщенности, глинистости и пр. История применения технологии показала высокую совместимость ГРП с карбонатными породами или с высокосцементированными песчаниками. Недостатком технологии является возможность разрушения глинистых экранов, вследствие чего происходит значительный рост обводненности;

2) неоднородность пласта по разрезу: литологическая макронеоднородность, неоднородность фильтрационно-емкостных свойств. Для достижения максимального эффекта от проведения технологии пласт должен быть однородным по свойствам и составу;

3) фильтрационно-емкостные свойства пласта (проницаемость, пористость);

4) скорость закачки и давление обработки;

5) степень обводненности продукции скважин, которая определяет равномерность дренирования эффективной толщины пласта. При наличии высокообводнённых участков в пласте эффективность ГРП низка.

6) наличие газовой шапки и подошвенной воды.

7) простираие и мощность продуктивного пласта. С целью контроля процесса ГРП в пласте устанавливаются два пакера, ввиду этого при толщине пласта < 2 метров проведение технологии будет сложно осуществить.

8) глубина залегания пласта и величина пластового давления.

9) рабочий агент разрыва должен иметь высокую вязкость для обеспечения переноса расклинивающего материала и образования больших трещинных каналов;

10) объем рабочего агента оказывает влияние на степень раскрытости и протяженность трещины;

11) состав и концентрация расклинивающего агента;

12) объем продажной жидкости, определяющий степень проникновения расклиненной трещины и ее проницаемость.

## **1.5 Механизм ГРП**

Гидравлический разрыв пласта начал применяться с 1948 года.

Если сравнивать две наиболее распространенные технологии воздействия на пласт, кислотную обработку и ГРП, то можно отметить обширное влияние ГРП на пласт.

При проведении гидравлического разрыва пласта используются различные вещества и материалы, среди которых инертные гели, пропант, кислоты для растворения пород при трещинообразовании.

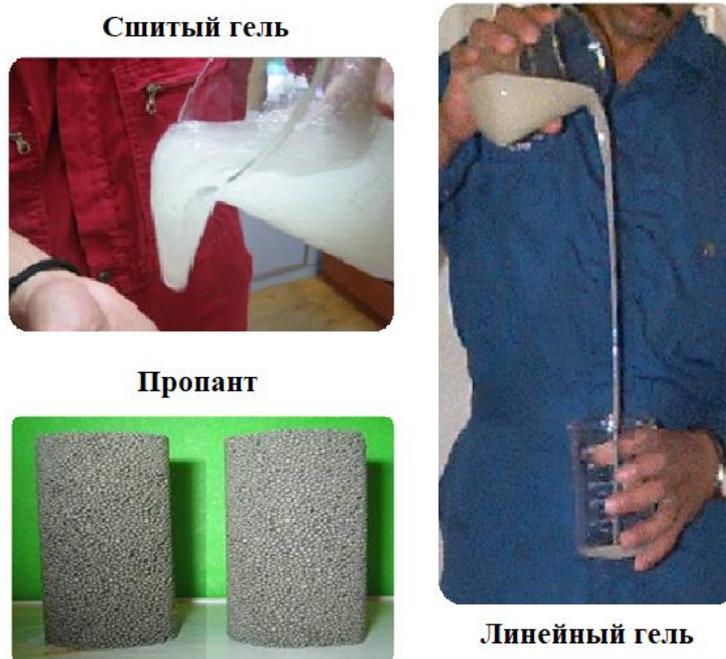


Рисунок 1.2 – Используемые при ГРП реагенты

Для получения наибольшей эффективности от проведения технологии осуществляется определение оптимального количества пропанта и оптимальной скорости закачки для каждой скважины с учетом ее особенностей и условий.

В зависимости от характеристик пласта ГРП применяется с разной целью. В низкопроницаемых пластах технология позволяет интенсифицировать приток флюида к скважине или увеличить ее приемистость путем трещинообразования, тем самым стимулируя миграцию флюидов между скважиной и пластом. В высокопроницаемых пластах после успешного применения ГРП происходит изменение характера течения жидкости к скважине. Помимо этого, технология в таких пластах позволяет ограничить вынос механических примесей флюидом.

Этапы ГРП включают:

1. Обоснование объектов проведения гидравлического разрыва пласта, изучение параметров скважины и состояния призабойной зоны;
2. Составление плана проведения (дизайна) ГРП на основании имеющихся сведений, выбор рабочей жидкости;
4. Анализ входных данных для моделирования ГРП.
5. Разработка плана мероприятий с учётом требований безопасности, касающихся как рабочего персонала, так и оборудования;
6. Транспортировка и установка необходимого оборудования к скважине;
7. Подготовка необходимых реагентов для ГРП с предварительным контролем качества с применением принципа ресурсоэффективности;
8. Проведение инструктажа по ТБ, ознакомление сотрудников с планом проведения мероприятия; опрессовка оборудования. Информационный ГРП (мини-ГРП) и основной ГРП должны быть проведены согласно плану мероприятия совместно с сервисной компанией;
9. Закачка жидкости разрыва под давлением выше давления ГРП, для создания и развития трещины. Параметры при закачке регулируются с целью эффективного развития трещины согласно дизайну ГРП. Это осуществляется для обеспечения минимальных потерь углеводородов и небольшого давления на устье скважины. Жидкость должна быть высоковязкой, расжижающейся при перемещении, например, сшитый гель на нефтяной или водяной основе. Образовавшаяся трещина фиксируется при помощи расклинивающего материала – пропанта, затем устраняется избыточное давление. Используемые реагенты обрабатываются оксилителями и энзимами для снижения вязкости и с целью дальнейшей очистки пропантной пачки. Происходит освоение скважины [6].
10. Фиксируются полученные сведения о проведении технологии, составляет отчет по проведенному мероприятию.

После завершения ГРП производят наблюдение за характеристикой работы скважины. С целью определения эффективности ГРП применяются изотопные индикаторы, которые позволяют оценить параметры образовавшейся трещины. Кроме того, осуществляются гидродинамические исследования скважин на неустановившихся режимах, составляются кривые падения (КПД) и восстановления (КВД) давления. На основании результатов ГРП можно произвести планирование работ на других скважинах месторождения.

Многостадийный гидравлический разрыв пласта связан с глубинными процессами, происходящими в пласте при закачке рабочего агента. Его сущность состоит в инициации роста сети трещин рабочим агентом, который при закачке с высокой скоростью создает высокое давление на забое. Образованная сеть трещин позволяет быстрее осуществить доставку воды из нагнетательных скважин в пласт и нефти из пласта к забою добывающих скважин. Важно чтобы создаваемое давление было выше горизонтальной составляющей горного давления, чтобы образованная трещина имела горизонтальное положение, если же давление превысит значение горного, трещина будет расположена горизонтально.

Образование сети трещин позволяет увеличить зону дренирования скважины и обеспечить высокие фильтрационные свойства, ввиду чего увеличивается общая нефтеотдача и, следовательно, эффективность разработки.



Рисунок 1.3 – Площадь контакта в различных скважинах с пластом

Особенностью технологии МСГРП, применяемой на Федоровском месторождении, является применение хвостовика с пакерами и муфтами ГРП, которые позволяют выделить в стволе скважины особые интервалы, закачка рабочего агента в которые осуществляется отдельно. Оптимальное разделение на интервалы позволяет с высокой точностью расположить пакки пропанта, что позволяет достичь полного охвата зоны пласта и максимального увеличения нефтеотдачи. Достоинством такой компоновки является упрощение технологии заканчивания скважины, так как отпадает необходимость в цементации и перфорации хвостовика. Таким образом, при единичной закачке рабочего агента, охватывается вся необходимая зона пласта, что уменьшает время, затрачиваемое на мероприятие с нескольких суток до нескольких часов [7].

Конструкция хвостовика включает пакеры, разобщающие продуктивный пласт на рабочие интервалы. Комплекты пакеров чередуются с муфтами ГРП, при помощи которых осуществляется закачка рабочего агента. По способу разобщения пакеры подразделяются на гидравлические (ГТ) и набухающие (РТ).

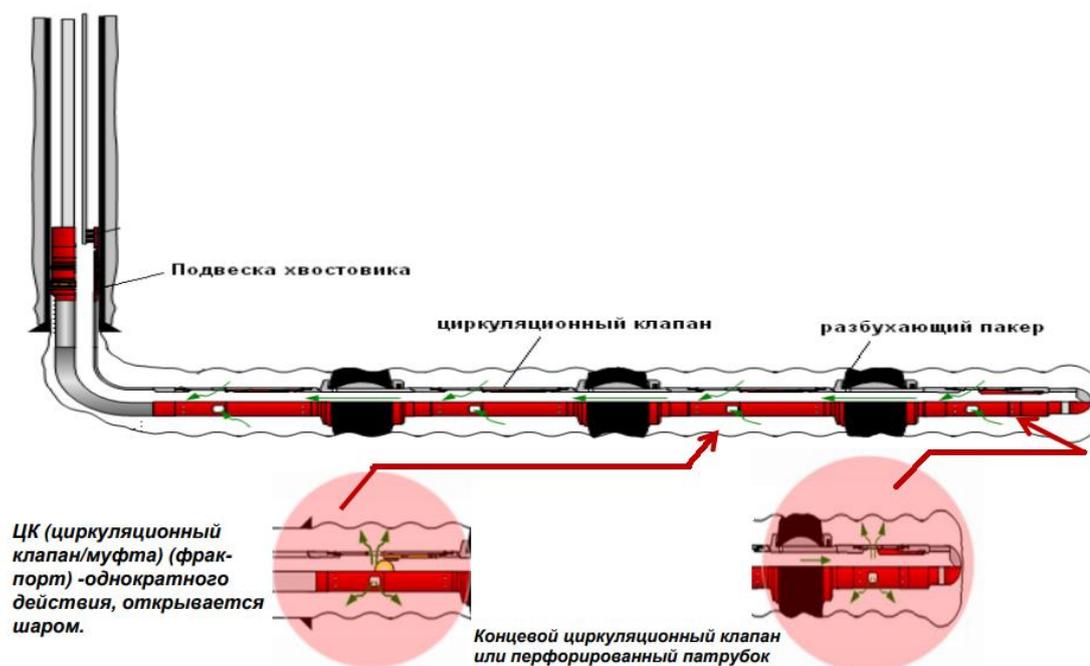


Рисунок 1.4 – Компоновка для МСГРП

Основные этапы при проведении технологии:

1. Первый циркуляционный клапан открывается при создании необходимого избыточного давления. При наличии перфорированного патрубка – мини-ГРП проводится сразу.

2. Проводится мини ГРП (при необходимости в 2 стадии, одна из которых на сшитом геле с пропантом);

3. Проводится основной ГРП по утвержденному дизайну.

Шары для активации муфт ГРП (рисунок 1.5) обеспечивает доступ в затрубное пространство колонны-хвостовика при проведении операций по многостадийному гидравлическому разрыву пласта. При достижении седла муфты во время прокачки жидкости ГРП шар перекрывает проходное сечение внутри колонны-хвостовика, что обеспечивает возможность для создания избыточного давления и открытия окон муфты ГРП.



Рисунок 1.5 – Шары для муфт ГРП

Шар ударяется о седло скользящей втулки циркуляционного клапана (фрак-порта), открывая отверстия при этом перекрывает предыдущий интервал. Производится ГРП, при продавке пропанта запускается следующий шар большего диаметра при этом отсекаются предыдущие циркуляционные клапаны (муфты) (фрак-порты) и операция повторяется.

Среди основных достоинств набухающих пакеров можно выделить большую область применения, невысокую стоимость и высокую степень изоляции при наличии пустот в стволе скважины. К недостаткам таких пакеров можно отнести высокое время ожидания (до 21 дня). Гидравлические пакеры имеют меньшее время ожидания, однако их стоимость в разы превышает стоимость набухающих пакеров. Кроме того пакеры набухающего типа можно применять в скважинах до 167 мм, тогда как гидравлического типа – до 162 мм.

Широкое применение в виду низкой стоимости и высокой эффективности получили набухающие пакеры.

Сущность применения таких пакеров заключается в увеличении объема эластомера (обычно резина) под действием жидкости активации. Циркуляционный клапан (ЦК) (также – порт ГРП, муфта ГРП) (рисунок 2.6) является частью компоновки МГРП и расположена в стволе скважины. Под воздействием шара ГРП активируется ЦК и происходит селективный

гидравлический разрыв ствола. К каждому клапану изготавливается индивидуальный шар ГРП определенного размера. Первый циркуляционный клапан расположен прямо над башмаком колонны. Его открытие происходит под действием давления, последующие – путем воздействия шара. Шар достигая ЦК оказывает на него давления, после чего происходит открытие порта ГРП. Компоновка для ГРП и изоляции нижележащих горизонтов приведена на рисунке 1.6.



Рисунок 1.6 – Компоновка для ГРП и изоляции нижележащих горизонтов

В трубном пространстве НКТ происходит рост гидравлического давления, которое приводит к открытию клапана. При достижении предельного давления происходит срезание штифтов, и скользящая втулка стремится вниз. После этого открываются окна и втулка встает на замок.

Назначение шара ГРП – это закрытие трубного пространства, приводящее к дальнейшему росту давления, опрессовки, гидравлического воздействия на внутрискважинное оборудование и инструменты. При многостадийной технологии гидравлического разрыва шар оказывает механическое воздействие на скользящую втулку в ЦК. Под его воздействием втулка смещается и открывает окна. Преимуществом применения шаров является возможность их многократного применения, так как при дальнейшей нормализации забоя они доставляются на поверхность потоками жидкости. При осуществлении МСГРП для последовательного открытия всех окон в скважину запускаются шары разного размера начиная с самого маленького.

Типичные размеры шаров, применяемых при МСГРП на текущий момент от 1,75 до 3 дюймов.

Применение шаров ГРП является важным этапом в технологии, от которой зависит успешное проведение мероприятия. В связи с этим запуск шаров полностью автоматизирован и осуществляется при помощи различных устройств (рисунок 1.7). Кроме того, применение специализированных устройств обеспечивает высокую безопасность и скорость процесса. Устройство позволяет удаленно осуществлять пуск шаров и следить за успешностью операции.

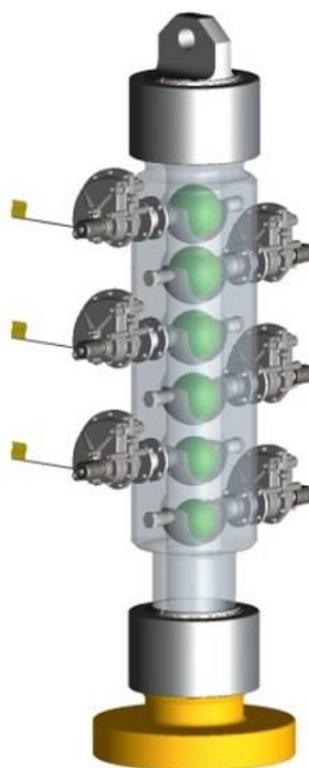


Рисунок 1.7 – Устройство для запуска шаров (ball drop unit)

Запуск шара ранее осуществлялся с устья скважины при помощи лубрикатора, зачастую имеющим пневматический или гидравлический привод. В настоящий момент применение данного устройства упразднили, ввиду разработки более дешевого способа для пуска шаров ГРП - через байпасную систему.

Система получила широкое применение ввиду простоты конструкции и монтажа. Она состоит из элементов линий высокого давления и

устанавливается на устье скважины. Запуск требует присутствия не менее двух операторов ГРП, ввиду необходимости ручного открытия задвижек.

Схема байпасной линии приведена на рисунке 1.8.

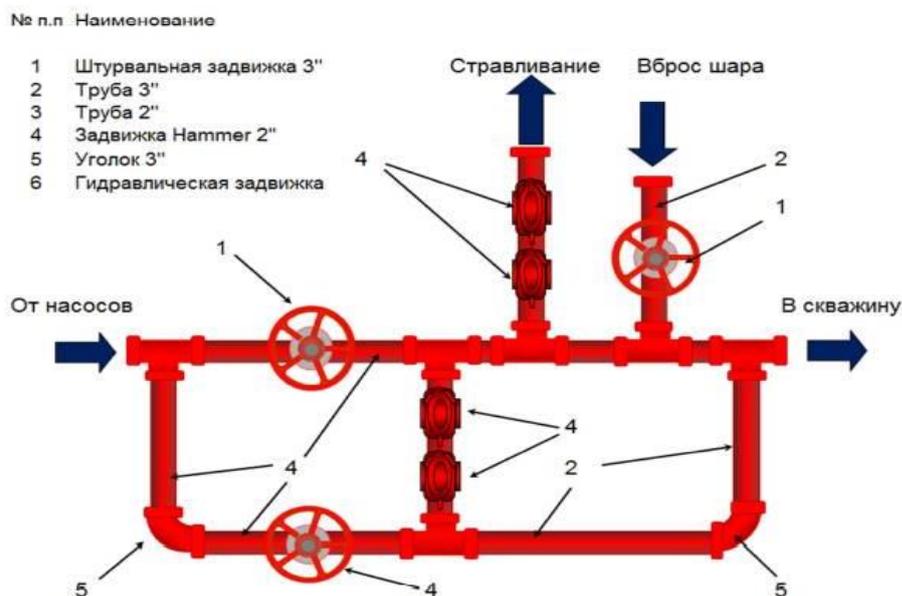


Рисунок 1.8 – Схема байпасного манифольда для запуска шаров при многостадийном гидроразрыве пласта

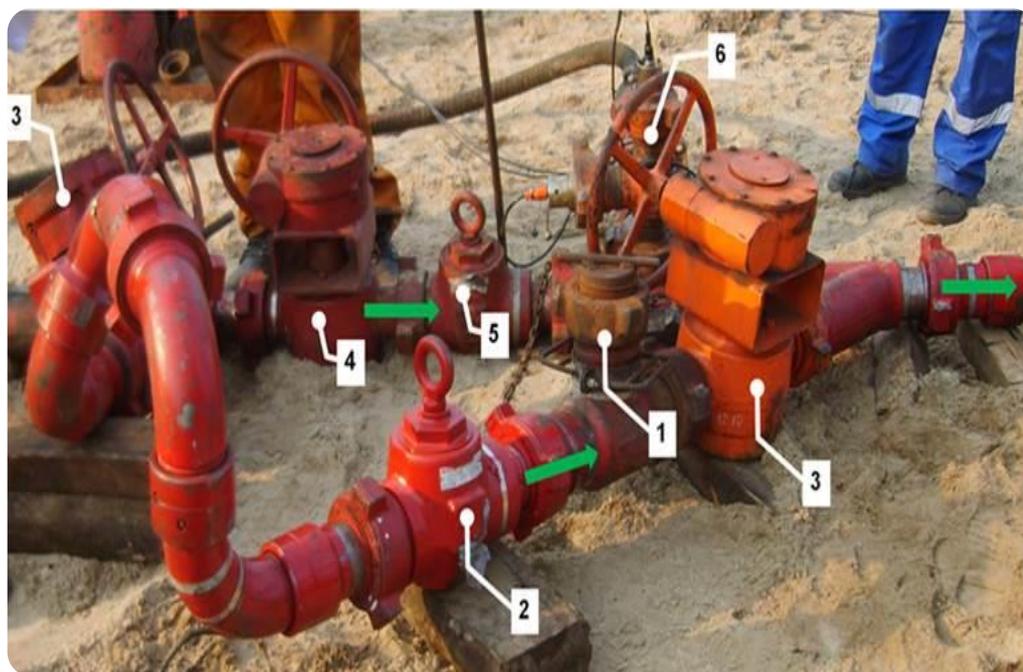


Рисунок 1.9 – Схема байпасного манифольда для запуска шаров МГРП: 1 – устройство для запуска шара в линию; 2 – обратный клапан вспомогательной линии; 3 – задвижки вспомогательной линии; 4 – задвижка основной линии; 5 – обратный клапан основной линии; 6 – датчик давления основной линии.

Использование байпасного манифольда некоторыми недостатками и в вопросах безопасности уступает схеме с отдельной линией. Компанией «КВС Интернэшнл» была разработана технология запуска шаров ГРП через гидравлически управляемую задвижку (ГУЗ). Ее преимуществами являются возможность монтажа на любой скважине, дистанционное управление и быстрое срабатывание системы. На сегодняшний день наиболее применимы технологии с ГУЗ путем установки на устье скважины над коренной задвижкой, а также установки тройника на линии высокого давления.

Прогноз эффективности технологии осуществляется на основании истории применения в других скважинах месторождения или на других месторождениях в схожих условиях пласта.

При расстановке пакеров необходимо учитывать заключение по литологии и характеру насыщения в горизонтальном стволе, иными словами, ЦК необходимо располагать в нефтенасыщенных песчаных зонах с наименьшей заглинизированностью. ЦК считаются от башмака к «голове» компоновки МСГРП. А также диаметр ствола скважины в месте установки, но и удаленность от порта ГРП (муфты), так как в случае близкого расположения к порту (менее 30 м) существует риск избыточной нагрузки на пакер в случае инициации трещины ГРП на некотором удалении от порта. При нормальных условиях схема расположения элементов имеет следующий вид (от башмака хвостовика): порт → пакер; порт → пакер; порт → пакер и так далее.

Первый ЦК может быть гидравлического действия либо быть заменен перфорированным патрубком. Установка пакера между последним ЦК и башмаком эксплуатационной колонны обязательна с целью защиты цементной крепи и предотвращения ЗКЦ.

## 2 ПРИМЕНЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СКВАЖИН НА ФЕДОРОВСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

### 2.1 Общие сведения о месторождении

В административном отношении Федоровское месторождение расположено в центральной части Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа-Югры (рисунок 2.1) на площади Федоровского л/у (рисунок 2.2).



Рисунок 2.1 – Административное расположение Федоровского лицензионного участка

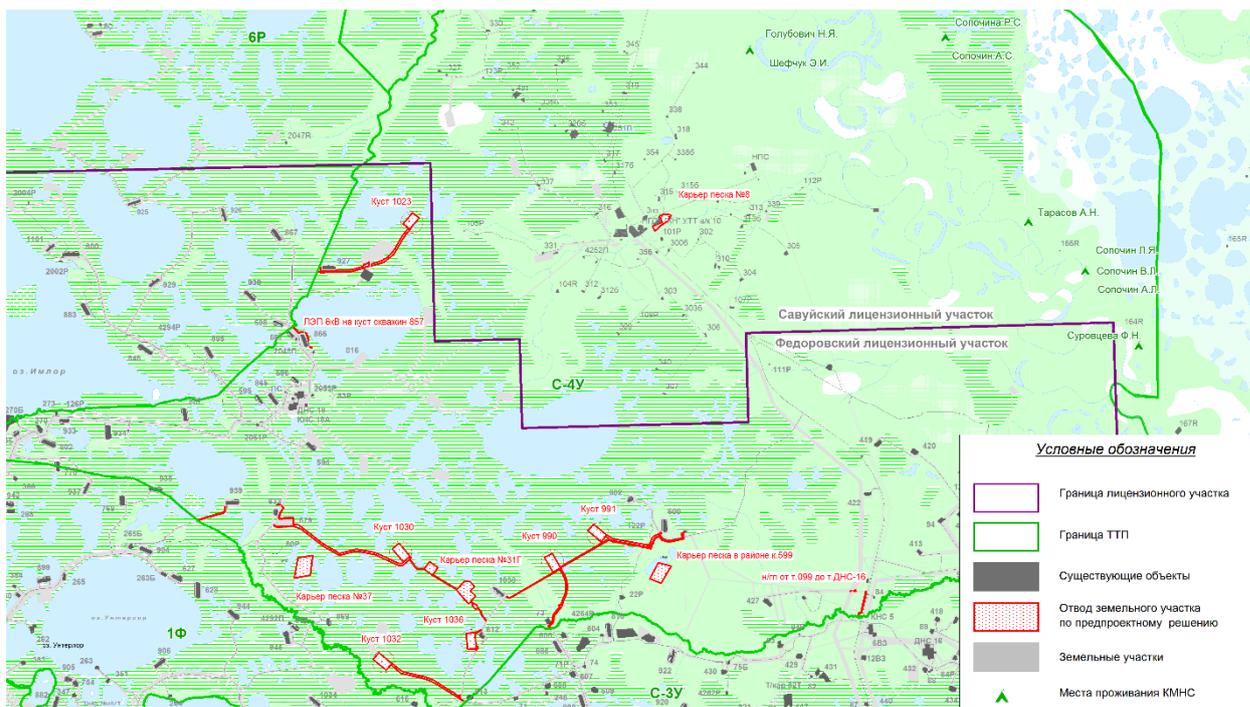


Рисунок 2.2 – Граница Федоровского лицензионного участка

Месторождение расположено в 4,4 км от п. Фёдоровский; в правобережье реки Меудекъяун. Орографически территория занята такими формами рельефа, как низменности и увалы.

Гидрографическая сеть представлена огромным количеством водотоков, озер, и болот, что обусловлено избыточным увлажнением территории (годовая сумма осадков превышает величину испаряемости), исключительно равнинным характером рельефа и близким залеганием водоупорных горизонтов. По гидрологоклиматическому районированию рассматриваемая территория относится к зоне избыточного увлажнения и недостаточной теплообеспеченности. По агроклиматическому районированию – к прохладному и увлажнённому региону.

Месторождение находится в умеренном климатическом поясе и характеризуется ярко выраженным континентальным климатом с продолжительной холодной зимой, сильными ветрами и метелями, коротким летом, поздними весенними и ранними осенними заморозками. Для района характерна холодная зима со средней температурой воздуха в январе от -22 до

-20°C. Период с устойчивыми морозами длится 150-160 дней. Максимальная мощность снежного покрова более 70 см. Лето теплое и влажное.

В региональной структуре фундамента Федоровское месторождение располагается над осевой частью Аганской рифтовой зоны в пределах центральной части протяженного горстообразного поднятия, ограниченного разломами северо-восточного простирания. В осадочном чехле приразломные зоны проявляются в виде пологонаклонных ступеней, осложненных системой кулисообразных флексур согласного простирания. Палеоанализ отложений неокомского комплекса, к которому принадлежит основная часть эксплуатируемых залежей как в регионе в целом, так и на Федоровском месторождении, показывает, что осадконакопление происходило в условиях пологой дельтовой платформы, имеющей уклон в западном и северо-западном направлениях. Важно отметить, что древнее положение речной долины практически совпадает с современным. Таким образом, становится ясной определяющая роль диагонального структурного плана в унаследованном развитии данной территории, тесно связанной с геодинамической активностью Аганской рифтовой зоны [8].

Литологический разрез месторождения представлен на рисунке 2.3.



углеводородов основного продуктивного пласта БС10 (87% запасов пачки «Б»). Можно предположить, что заполнение продуктивного разреза происходило в несколько этапов. Первый этап был связан с очередной перестройкой фундамента в послелюрское время с образованием залежи углеводородов ЮС2. В дальнейшем нефтяная залежь ЮС2 была расформирована за счет вертикальных перетоков УВ по трещинам в уже сформировавшиеся породы вартовской свиты. И такое заполнение могло происходить несколько раз, вплоть до новейшего времени, о чем свидетельствуют нефтегазопроявления в верхних (надмеловых) горизонтах. Наличие вертикальной связи подтверждается значительной трещиноватостью, раздробленностью, следами притертости в керне [6].

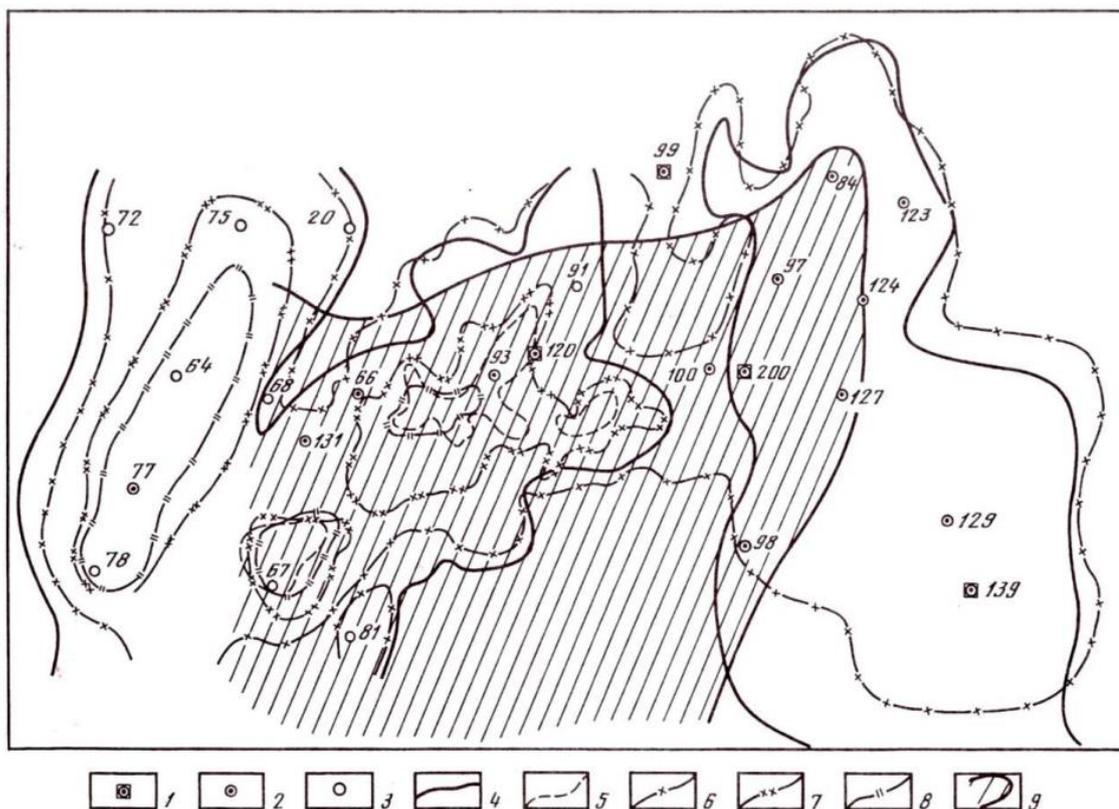


Рисунок 2.4 – Схема распространения повышенной трещиноватости пласта БС10 Федоровского нефтегазового месторождения

На схеме условными обозначениями обозначены: 1 – скважины, эталонные при расчленении пласта БС10; 2 – скважины, участвующие при выделении трещиноватой зоны пласта БС10; 3 – разведочные скважины на

пласт БС10; 4 – контур нефтеносности пласта ЮС2; 5 – контур нефтеносности пласта БС11; 6 – контур нефтеносности пласта БС10; 7 – контур нефтеносности пласта БС1; 8 – контур нефтеносности пласта БС2; 9 – зона трещиноватости пласта БС10.

Продуктивный объект БС10 разрабатывается с поддержанием пластового давления методом заводнения, причем максимальная обводненность продукции отмечается в пределах центральной части месторождения – на Моховой площади. Литологически пласт представлен граувакково-полевошпатово-кварцевым составом с прослоями биотита. Пласт БС10 включает две пачки песчаных пород. Верхняя пачка более крупнозернистая, содержание слюд 2–4%, цемент глинистый или глинисто-карбонатный. Низы продуктивной пачки сложены мелкозернистыми песчаниками местами трещиноватыми, часто известковистыми, со значительным содержанием слюды (в два раза больше, чем в верхней пачке). Аргиллиты часто разбиты трещинами. В цементирующей части преобладают карбонаты. Псаммитовые разности представлены гранулярным типом коллектора со средней открытой пористостью 22–26%, проницаемостью  $(100–771) \cdot 10^3$  мкм<sup>2</sup>. При подсчете запасов коллекторы относились к поровому типу. Для пласта характерно непостоянство мощности и литологического состава слагающих его пород. Образование пласта происходило, вероятно, во время формирования одного из бассейновых (морских) ритмов, которые широко развиты в валанжинских отложениях Среднего Приобья. Пространственное размещение пластовых тел и их фациальные особенности зависят от палеогидродинамических условий среды седиментации. Для установления условий формирования пластовых тел и реконструкции динамики среды осадконакопления на Федоровском месторождении был рассмотрен характер распределения гранулометрических параметров по площади [6].

*Залежи пласта БС10*

В состав верхней части мегийской свиты (нижний отдел меловой системы) входит толща пород, представленных темно-серыми аргиллитами с прослоями песчаников, в разрезе которых выделяются продуктивные пласты БС.

Залежь пласта БС10 является основным эксплуатационным объектом, охватывает значительную площадь, объединяя общим контуром нефтеносности почти все осложняющие Федоровскую структуру купола. Исключением является Северо-Сургутский купол, который отделяется от остальных относительно глубоким прогибом, а, возможно, зоной глинизации.

Пласт БС 10 характеризуется, в основном, очень высокой продуктивностью. Пласт БС10 имеет сложное строение, литологически неоднороден, фациально изменчив как по разрезу, так и по площади.

При детальной корреляции разрезов скважин пласт с некоторой долей условности разделен на две пачки - БС10В (верх) и БС10Н (низ). Пласт БС11, который был выделен на Моховой площади, вошел в объем пласта БС 1.

Верхняя пачка представлена мощными монолитными песчаниками. В восточной части месторождения (Восточно-Моховая площадь) общая толщина верхней пачки не превышает 8-17м, уменьшение толщины происходит в юго-восточном направлении до 2 м. В западной части месторождения (Федоровская площадь) верхняя пачка имеет толщину от 10 до 13 м. В центральной части месторождения (Моховая площадь) общая толщина резко возрастает до 40 м. Максимальная нефтенасыщенная толщина верхней пачки по месторождению - 27,5 м.

Нижняя пачка представлена переслаиванием глинистых и песчаных разностей. В некоторых скважинах нижняя пачка полностью глинизируется. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0 до 19,1 м.

Среднее положение ВНК 2242,6 м. На Моховой площади отмечается небольшой его наклон в юго-восточном направлении до 2246 м.

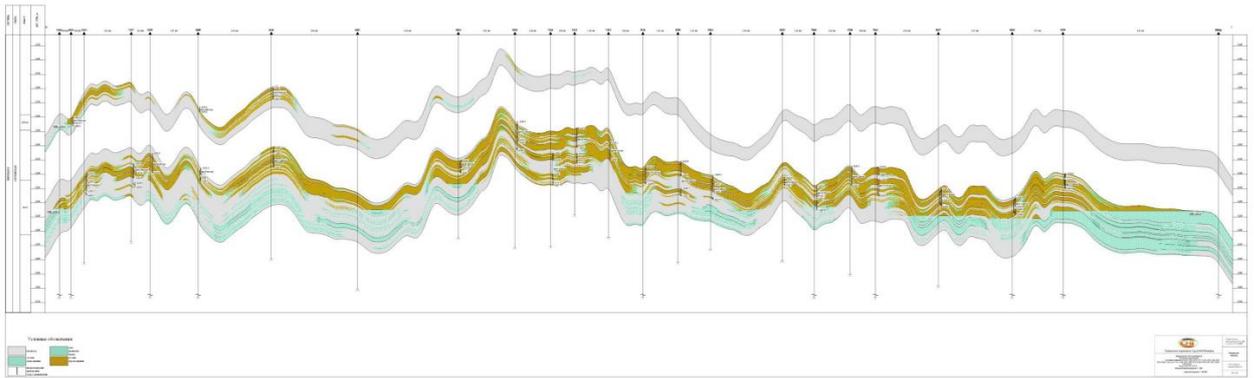


Рисунок 2.5 – Геологический разрез Федоровского месторождения

*Характеристика продуктивных пластов*

Промышленные скопления нефти в основном приурочены к среднеюрским отложениям. Общий этаж нефтеносности составляет 1 км. Коллекторские свойства пород продуктивного разреза Федоровского месторождения охарактеризованы данными лабораторного исследования ядра и результатами интерпретации материалов ГИС. Основные геолого-физические характеристики продуктивных пластов Федоровского месторождения представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Характеристика продуктивных пластов

Показатели	Пласты							
	АС4	АС5-6	АС7-8	АС9	БС1	БС2	БС101	БС10
Возраст отложений	Мел.(вартовская свита)						Мел.(мегионская свита)	
Глубина залегания, м средняя абсолютная отметка кровли пласта	1775	1807	1825- 1837	1842- 1853	1950- 1975	1955- 1975	2160- 2170	2220
Площадь нефтеносности, км <sup>2</sup>	300,3	875,7	49,2	38,0	202,6	36,1	164,3	850,7
Нефтенасыщенная толщина пласта, м	4,3	5,6	6,3	4,8	3,7	4,9	3,1	10,2
Нефтегазонасыщенная толщина пласта, м	12,0	20-22	18-20	16,0	6,0	16,0	12,0	40,0
Пористость	25,6	26,0	24,0	26,0	26,0	27,0	24,0	24,0
Проницаемость ,мкм <sup>2</sup>	0,507	0,532	0,162	0,309	0,248	0,363	0,219	0,265
Коэффициент нефтенасыщенности	0,290	0,630	0,540	0,670	0,640	0,660	0,670	0,680

Коэффициент песчаности	0,295- 0,507	0,524- 0,655	0,535- 0,567	0,466 - 0,488	0,454 - 0,600	0,545 - 0,653	0,336- 0,608	0,403- 0,563
Коэффициент расчлененности	1,6- 2,14	5,7-9,5	5,6	4,1- 4,6	1,6- 2,7	3,98- 4,3	2,0-2,4	5,0-9,7
Пластовое давление, МПа	18,8	18,8	18,8	19,0	20,5	20,5	22,9	23,1
Пластовая температура, °С	56	58	58	58	59	62	67	68

### *Физико-химические свойства пластового флюида*

Исследование глубинных проб проведено по 27 пробам из 10 скважин. Все анализы качественные и параметры нефти закономерно изменяются от приконтурных участков к сводовой части. Вязкость нефти колеблется от 1МПа\*с до 7,53 МПа\*с. Нефть сернистая, среднепарафинистая, тяжелая и битуминозная в различных пластах. В таблице 2.2 приведены физико-химические свойства нефти.

Таблица 2.2 – Физико-химические свойства нефти Федоровского месторождения

Показатели	Пласт						
	АС4	АС5-6	АС7-8	АС9	БС1	БС2	БС10
Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup>	913	913	910	900	987	888	857
Вязкость, МПа*с							
- в пластовых условиях	7,53	7,53	-	5,54	5,59	9,45	1,4
-поверхностных условиях	48,6	67,7	55,4	41,6	71,8	31,4	10,3
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	51	51	-	59	47	25	91
Давление насыщения, МПа	14,6	13,8	7,9	13,6	12,3	6,2	15,3
Содержание серы, %	-	1,2	1,1	1,0	1,9	-	1,1
Содержание асфальтенов, %	2,7	-	3,7	3,3	3,0	2,1	-
Содержание парафинов, %	3,0	2,0	2,6	2,8	3,6	-	3,8

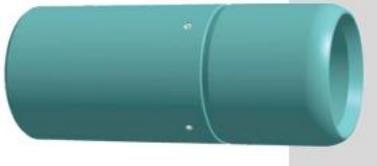
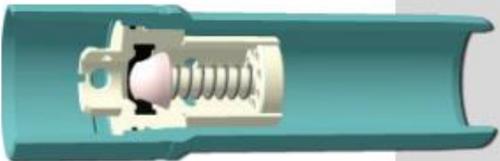
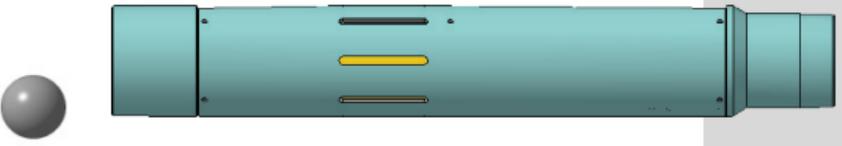
## **2.2 Компоновка ГРП на Федоровском нефтегазоконденсатном месторождении**

Компоновка гидроразрыва пласта интервальная (ГРП-И) представляет собой набор глубинного оборудования, предназначенного для разделения

горизонтального ствола скважины на интервалы и последующего проведения на них гидравлического разрыва пласта. Такая конструкция увеличивает зону воздействия, охват и, как следствие, приток нефти к скважине по всей ее длине. Такая технология ГРП требует спуска нецементируемого хвостовика с гидромеханическими пакерами и портами, расположенных на расстояниях, обеспечивающих разделение на интервалы для проведения операции. Преимуществом интервальной компоновки является быстрое строительство и, следовательно, быстрый пуск скважины в эксплуатацию.

Компоновки ГРП-И для спуска 114 мм хвостовика в материнскую колонну 168мм, 178 мм включают в себя следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 2.3 [9].

Таблица 2.3 – Компоновка ГРП, применяемая на Федоровском месторождении

Компоновка	Изображение
1. Башмак БК114 – наружный диаметр 127 мм.	
2. Обратный клапан ПХЦ1.114/168.080, $D_H = 127$ мм, $D_{BH} = 99$ мм.	
3. Порт ГРП-И.114.040 (в комплекте с соответствующим шаром).	
4. Якорь гидравлический серии ГРП-И.030	
5. Пакер гидромеханический серии ГРП-И.020	
6. Якорь гидравлический ГРП-И.114/178.031	

7. Подвеска хвостовика нецементируемая серии ПХН1.(Ш)	
8. Герметизирующее устройство серии УГРХ	

### 2.3 Этапы проведения ГРП

Последовательность операций по проведению ГРП на Федоровском месторождении включает спуск компоновки ГРП-И непрерывного многостадийного гидроразрыва пласта:

1. Спуск компоновки до выбранного глубинного интервала, проведение предварительных промывок скважины, установка пакеров в промежутках, установленных по данным ГДИС.



Рисунок 2.6 – I этап операции

2. Пуск и продавка наименьшего шара ГРП с последующим наращиванием давления для создания избыточного давления, достаточного для срабатывания якорей ГРП-И.030, ГРП-И.031, пакеров ГРП-И.020 и подвески хвостовика ПХН1.(Ш). После срабатывания устройств обеспечивается:

- фиксация хвостовика в стволе скважины;





Рисунок 2.8 – Посадка герметизирующего устройства

2. Нарращивание избыточного давления до срабатывание нижнего порта ГРП-И.114.040 и последующего гидравлического разрыва. С целью сохранения трещины осуществляется подача пропанта. Стимуляция призабойной зоны пласта.



Рисунок 2.9 – Открытие нижнего порта ГРП

3. Осуществляется промывка участка воздействия при помощи жидкости гидроразрыва. Далее осуществляется пуск шара ГРП большего диаметра для увеличения избыточного давления и проведения ГРП на следующем интервале (порт ГРПИ.114.040). После срабатывания происходит воздействие на участок между пакерами ГРПИ.020. Далее пускается шар еще

большого диаметра и операция повторяется до тех пор пока ГРП не будет проведен на всех изолированных интервалах.



Рисунок 2.10 – Проведение многостадийного ГРП

4. После прекращения ГРП за счет оттока из скважины шары вымываются на устье.

5. Поднимается лифт НКТ 89 мм.

6. Для получения равнопроходного канала диаметром 99 мм в хвостовике допускается разбуривание посадочных сёдел.

#### **2.4 Анализ эффективности технологии МСГРП на Федоровском месторождении**

Объектом исследования является скважина № 15029 куста 1035, на которой было запланировано бурение горизонтального участка длиной от 1000 до 1500 метров с применением роторно-управляемой системы (РУС) и спуском подвески МСГРП с возможностью расстановки до 15 портов.

Ожидаемый дебит скважины – 70 т.н./сут.

Для расчета параметров проведения МСГРП основная задача заключается в определении количества стадий и, следовательно, в обосновании минимального расстояния между пакерами в компоновке. Данный расчет верен при использовании байпаса [1], а также отдельной линии с насосом.

Исходные данные для расчета с компоновкой МСГРП (хвостовик):

- наружный  $D_{\text{хв}} = 114$  мм ( $d_{\text{хв}} = 99$  мм);
- $D_{\text{хв}} = 101,6$  мм ( $d_{\text{хв}} = 88,6$  мм),
- удельный объем хвостовика  $V_{\text{хв}114} = 7,7$  м<sup>3</sup>/1000 м;
- $V_{\text{хв}102} = 6,2$  м<sup>3</sup>/1000 м;
- объем «хвоста» пропантной пачки  $V_{\text{проп}} = 0,45$  м<sup>3</sup>.

Шар ГРП препятствует закачиванию жидкости ГРП, вследствие чего устанавливается давление на манифольдной линии. Минимальный возможный расход  $Q_{\text{запуск}} = 2$  м<sup>3</sup>/мин (дальнейшее снижение может привести к потере гидравлической ширины – риск «СТОПа»), время на запуск шара  $T_{\text{запуск}} = 10$  сек = 0,167 мин, при запуске шара прокачивается объем жидкости  $-V_{\text{запуск}}$ .

Расчет минимального расстояния между портами: объем жидкости, прокачанный при запуске шара:

$$V_{\text{запуск}} = Q_{\text{запуск}} * T_{\text{запуск}} = 2 * 0,167 = 0,33 \text{ м}^3 \quad (2.1)$$

Минимальный объем по хвостовику для соблюдения технологии ГРП (недопущения перепродавки):

$$V_{\text{порт}} = V_{\text{запуск}} + V_{\text{проп}} = 0,45 + 0,33 = 0,78 \text{ м}^3 \quad (2.2)$$

Минимальное расстояние между портами определяется по формуле:

$$L_{\text{порт}} = \frac{V_{\text{порт}}}{V_{\text{хз}114}} \quad (2.3)$$
$$L_{\text{порт}} = \frac{V_{\text{порт}}}{V_{\text{хз}114}} = \frac{0,78}{7,7} = 100 \text{ м}$$
$$L_{\text{порт}} = \frac{V_{\text{порт}}}{V_{\text{хз}102}} = \frac{0,78}{6,2} = 125 \text{ м}$$

Таким образом, объем хвостовика между портами не должен быть меньше суммы объемов  $V_{\text{проп}} + V_{\text{запуск}}$ , в противном случае существует риск перепродавки [10]. Таким образом, минимальное расстояние между портами при использовании существующих технологий запуска (байпасного манифольда и отдельной линии с насосом) составляет: для хвостовика диаметром 114 мм – 100 м; для хвостовика диаметром 101,6 мм – 125 м.

Длина пробуренного горизонтального ствола – 913 м, по пласту ЮС2 – 846,8 м, по нефтенасыщенному песчанику – 622,8 м (рисунок 2.11). Время бурения скважины составила 22 дня.

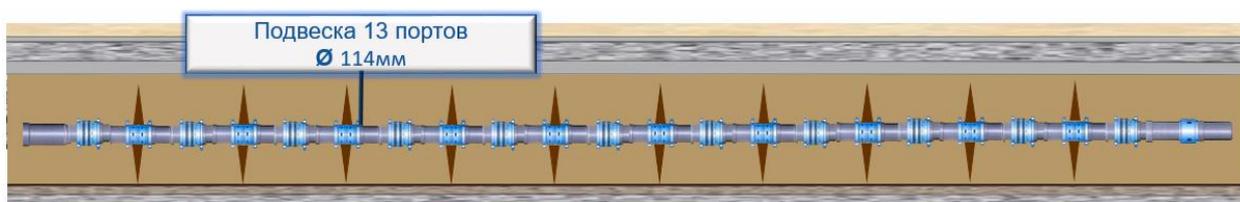


Рисунок 2.11 – Горизонтальный ствол скважины

В процессе была использована компоновка ОАО «ТяжПрессМаш», Ø 114 мм, с 13-ю портами.

Сдана на баланс НГДУ в устойчивом режиме фонтанирования с дебитом нефти 60 т/сут. Скважина была запущена в эксплуатацию после проведения ГРП, так как проведение операции было необходимо для получения притока. В таблице 2.4 приведены результаты проведения МСГРП в скважине № 15029 куста 1035 Федоровского месторождения.

Таблица 2.4 – Результаты проведения МСГРП

Дата	Дебит жидкости	Обводненность	Время работы	Рс ТМ	Динамический уровень	Дебит воды	Дебит нефти
21.02.2022	127,65	99	0			126,37	1,28
22.02.2022	119,44	88,4	0			105,58	13,86
23.02.2022	110,89	40,6	0			45,02	65,87
24.02.2022	100,41	25,5	24	18	1360	25,60	74,81
25.02.2022	105,08	46,7	24	18	1460	49,07	56,01
26.02.2022	104,68	38,2	24	18,45	1460	39,99	64,69
27.02.2022	102,99	29	24	18,38		29,87	73,12
28.02.2022	98,23	35,7	24	18,59		35,07	63,16
01.03.2022	66,27		24	18	1515	23,66	42,61
02.03.2022	100,04		24	16,96		35,71	64,33
03.03.2022	96,07		24	16,96		34,30	61,77
04.03.2022	96,58		24	18,17		34,48	62,10
05.03.2022	95,35		24	18,87		34,04	61,31
06.03.2022	93,26		24	18,3		33,29	59,97
07.03.2022	92,56		24	19		33,04	59,52
08.03.2022	66,01		24	19	1678	23,57	42,44
09.03.2022	91,44		24	18,01		32,64	58,80
10.03.2022	90,95		24	17,33		32,47	58,48
11.03.2022	88,56		24	17,33		31,62	56,94
12.03.2022	88,69		24	17,15		31,66	57,03

13.03.2022	87,2		24	17,15		31,13	56,07
14.03.2022	86,24		24	17,61		30,79	55,45
15.03.2022	85,92		24			30,67	55,25
Σ	1836,53					652,67	1183,86

На рисунке 2.12 приведен график изменения добычи нефти и воды из скважины.

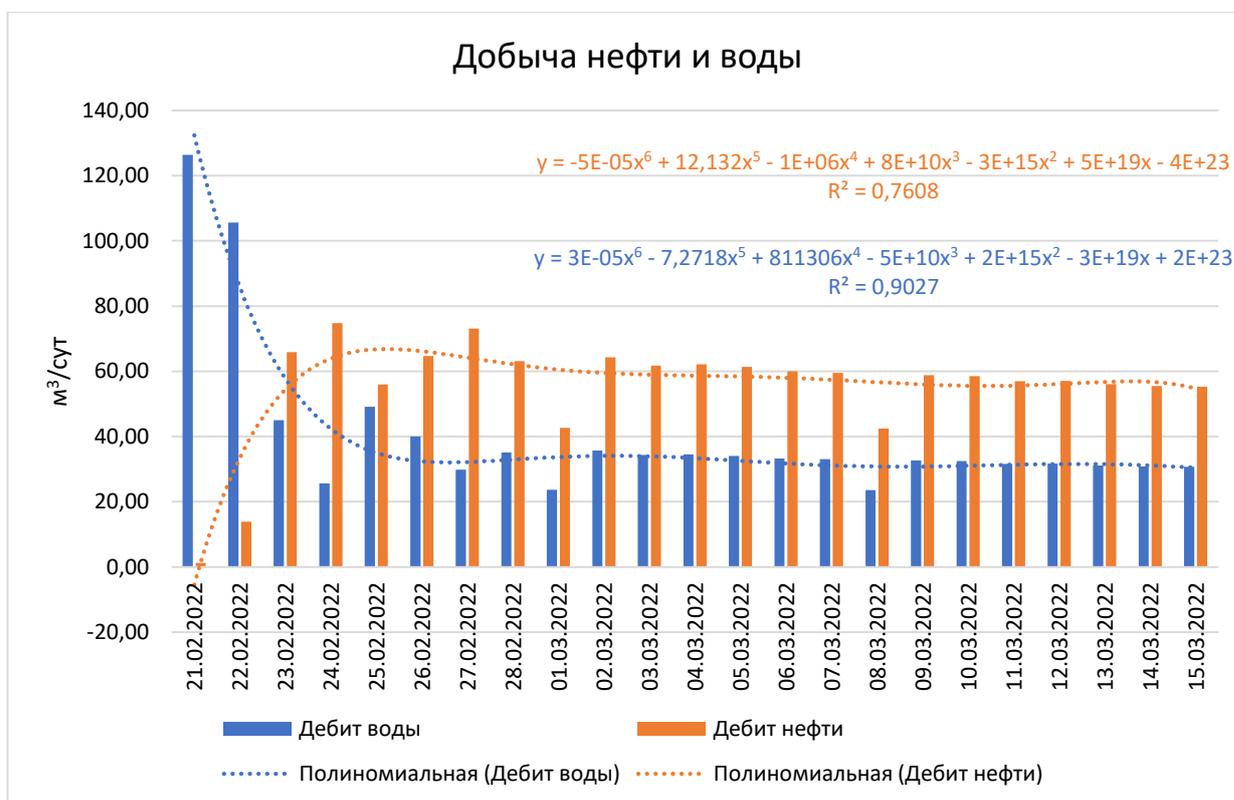


Рисунок 2.12 – Добыча нефти и воды из скважины после проведения ГРП

На графике видно, что на начальном этапе, наблюдалась высокая обводненность добываемой продукции (99%), которая через сутки добычи снизилась до 88,4% и далее до установившегося значения 32,5%.

Таким образом, за промежуток времени с 21.02.2022 по 15.03.2022 удалось разработать 1836,53 м<sup>3</sup> жидкости, из которых 1183,86 м<sup>3</sup> нефти. Установившийся дебит жидкости  $q_{\text{жид}} = 91,78$  м<sup>3</sup>/сут, дебит нефти  $q_{\text{н}} = 61,97$  м<sup>3</sup>/сут.

Суммарные затраты на бурение – 62 901 тыс.руб, в том числе стоимость компоновки под МСГРП – 22 460 тыс.руб.

Цена реализации нефти марки Brent по состоянию на 10.04.2022 составляет 102,35 долл/барр согласно данным сайта *Investing.com* или 59,15

руб/кг, добыча нефти составляет  $q = 54161,78$  кг/сут. Тогда период окупаемости мероприятия:

$$T = \frac{3}{q * P} = \frac{62901000}{61,97 * 48977} = 20,72 \text{ суток}$$

Период окупаемости составил 21 сутки. И таким образом, проведение многостадийного гидравлического разрыва пласта на Федоровском месторождении экономически обосновано.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б8СГ	Филиппов Даниил Александрович

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение школы</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка затрат на оборудование для проведения ГРП на Федоровском нефтяном месторождении
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	ГОСТ Р 53713-2009
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ; ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 14.03.2022 г. № 55-ФЗ

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Обоснование эффективности проведения гидроразрыва пласта на Федоровском нефтяном месторождении
2. Планирование и формирование бюджета проводимых исследований	Составление плана проекта гидроразрыва пласта с учетом необходимых эксплуатационных затрат
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Проведение оценки экономической эффективности проведения мероприятия

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Профессор	Гасанов М.А.	д.э.н		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б8СГ	Филиппов Даниил Александрович		



### 3.1 Оценка коммерческого потенциала объекта, перспективности проведения проектной работы с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

#### 3.1.1 Технико-экономическое обоснование проведения гидроразрыва пласта

Планируется, что в результате проведения мероприятия будет получен дополнительный объем нефти. Дополнительный объем добычи нефти рассчитывается по формуле (4.1):

$$Q_{\text{н.д.}} = Q_1 - Q_2 \quad (3.1)$$

где  $Q_1$  – объем добычи нефти до ГРП;

$Q_2$  – объем добычи нефти после ГРП.

$$Q_1 = q_1 \cdot N_1 \cdot T \cdot K_{э1} \quad (3.2)$$

$$Q_2 = q_2 \cdot N_2 \cdot T \cdot K_{э2} \quad (3.3)$$

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

$N$  – количество скважин;

$T$  – продолжительность технологического эффекта, сут;

$K_э$  – коэффициент эксплуатации.

Плотность добываемой нефти составляет  $\rho_{\text{н}} = 874 \text{ кг/м}^3$ , тогда добыча  $q_2 = 874 \cdot 61,97 = 54161,78 \approx 54,16$  тонн/сут.

Коэффициент эксплуатации скважин – это отношение времени фактической работы скважин к их общему календарному времени. В процессе эксплуатации любая скважина нуждается в периодическом текущем ремонте. Плановые работы проводятся примерно раз в два года и составляют  $t_{\text{пл}} \approx 20$  суток. Кроме того, скважины останавливают для проведения исследований (например, КВУ) или работ по оптимизации оборудования и т. п. Длительность исследований составляет в среднем двое суток  $t_{\text{иссл}} = 2 \cdot 2 = 4$  суток, внеплановые остановки сведены к минимуму  $t_{\text{вн}} = 0$ . Тогда коэффициент эксплуатации можно рассчитать по формуле:

$$K_э = \frac{t_{\text{раб}}}{T} = \frac{T - (t_{\text{пл}} + t_{\text{иссл}} + t_{\text{вн}})}{T} = \frac{730 - (20 + 4 + 0)}{730} \approx 0,97 \quad (3.3)$$

Объем добычи нефти до проведения ГРП равен  $Q_1 = 0$  т, так как приток из проектного горизонта ЮС2 появился ввиду осуществления операции по интенсификации притока.

Объем добычи нефти по скважине после проведения ГРП:

$$Q_2 = 54,16 \cdot 1 \cdot 730 \cdot 0,97 = 38\,351,96 \text{ т}$$

Таким образом объем дополнительно добытой нефти по скважине составляет:

$$\Delta Q_{\text{н.д.}} = Q_2 = 38\,351,96 \text{ т}$$

Тогда выручка от реализации дополнительно добытой нефти:

$$P_t = C \cdot \Delta Q_{\text{н.д.}} \quad (3.4)$$

где  $C$  – цена реализации за 1 тонну нефти, руб. Цена реализации нефти марки *Brent* по состоянию на 10.04.2022 составляет 102,35 долл/барр согласно данным сайта *Investing.com* [11]. Пересчитав цену реализации с учетом курса доллара (1 долл = 76,08 руб) на тонну нефти получаем выручку:

$$P_t = 38351,96 \cdot 59151,21 = 2\,268\,564\,811 \text{ руб}$$

### 3.2 Расчет времени на проведение мероприятия

Время на проведение мероприятия включает в себя время на монтаж и демонтаж манифольдов, площадки скважины и проведение ГРП.

Таблица 3.1 – Время на проведение ГРП на одной скважине

Операция	Общее время, ч
Глушение скважины	7
Монтаж подъемного агрегата и расстановку бригадного оборудования	13
Подъем подземного оборудования	10
Промывка забоя скважины и в случае необходимости реперфорация	14
Проведение комплекса ГИС	9
Спуск-подъем гидравлического скрепера и скреперование интервала установки пакера	8
Спуск, посадка, опрессовка пакера на НКТ-89 мм	12
Проведение ГРП	13
Демонтаж оборудования	10
<b>Итого:</b>	<b>96</b>

Таким образом, общее время на проведение подготовительного мероприятия будет равно 96ч.

### 3.3 Расчет бюджета проведения гидроразрыва пласта

#### 3.3.1 Расчет амортизационных отчислений

Для проведения данного метода интенсификации необходима следующая техника и оборудование (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Техника и оборудование для проведения ГРП

Наименование	Кол-во	Вид работ
Насосный агрегат 4АН-700	4	Насосные установки (агрегаты) предназначены для закачки рабочих жидкостей (продавочная жидкость, песконоситель, жидкость разрыва)
Блендер на базе УСГ-30	1	Блендер предназначен для приготовления рабочих составов
Песковоз на базе Камаз – 53229	1	Предназначены для перевозки пропанта
Автокран на базе Камаз-6560	1	Монтаж/демонтаж оборудования
Камаз 43114 Э «Вахтовка»	1	Перевозка работников
Станция управления на базе Камаз-5350	1	Предназначена для управления процессом ГРП
Лаборатория на базе Камаз-5350	1	Предназначена для анализа химических веществ
Блок манифольд	1	Предназначен для соединения насосных агрегатов с устьем скважины
Колонная головка Cameron 15000 PSI	1	Предназначена для обвязки колонн и герметизации межтрубного пространства
Извлекаемый пакер Seit 15000 PSI	1	Предназначен для герметичного разобщения интервалов ствола обсадной колонны
Скрепер	1	Предназначен для скребкования интервала установки пакера

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации для техники при ГРП выбираем согласно классификации основных средств, включаемых

амортизационные группы (утв. Постановлением Правительства РФ от 07 июля 2016 г. N 640 [12]).

Расчет амортизационных отчислений на оборудование, при проведении гидроразрыва пласта представлен в таблице 3.3 ( $N_a$  – норма амортизации).

Амортизация рассчитывается исходя из срока полезного использования, согласно Классификации основных средств для техники – 10 лет, для линии манифольд, колонной головки, пакера, скрепера – 5 лет. Срок эксплуатации для всего перечня оборудования принимается равным рабочему времени проведения гидравлического разрыва пласта (96 часов).

Таблица 3.3 – Расчет амортизационных затрат

Наименование	Ед	Стоимость, руб	$N_a$ , %	$N_a$ в год, руб	$N_{ав}$ час, руб	$t_{раб}$ , час	Сумма амортизации, руб
Насосный агрегат 4АН-700	4	3426410	10	342641	39,11427	96	15019,88
Блендер на базе УСГ-30	1	2917460	10	291746	33,30434	96	3197,216
Песковоз на базе Камаз – 53229	1	2561200	10	256120	29,23744	96	2806,795
Автокран на базе Камаз-6560	1	2628790	10	262879	30,00902	96	2880,866
Камаз 43114 Э «Вахтовка»	1	2098390	10	209839	23,95422	96	2299,605
Станция управления на базе Камаз-5350	1	2891400	10	289140	33,00685	96	3168,658
Лаборатория на базе Камаз-5350	1		10	0	0	96	0
Блок манифольд	1	278000	20	55600	6,347032	96	609,3151
Колонная головка Cameron 15000 PSI	1	250000	20	50000	5,707763	96	547,9452
Извлекаемый пакер Seit 15000 PSI	1	264000	20	52800	6,027397	96	578,6301
Скрепер	1	127000	20	25400	2,899543	96	278,3562
<b>Итого:</b>							<b>31387,27</b>

### 3.3.2 Расчет материальных затрат

В таблице приведен расчет стоимости химических реагентов, необходимых для проведения ГРП.

Таблица 3.4 – Расчет материальных затрат на химические реагенты для ГРП

Реагент	Ед.изм.	Количество	Цена за ед., руб	Стоимость, руб.
Пропант ВР 2 16/20 Боровичи	л	80	21200	1696000
ГелантWG-46	кг	932	1200	1118400
Стабилизатор глинWCS-100	л	482	900	433800
ДеэмульгаторWNE-135	л	482	1252	603464
СшивательDBXL-301	л	608	430	261440
БрейкерWGB-1	кг	39	1700	66300
БиоцидBioclear 1000	кг	3,6	2300	8280
<b>Итого:</b>				<b>4187684</b>

Так как при проведении ГРП применяется техника, работающая на топливе, также необходимо произвести его расчет. Расчет топлива осуществляется исходя из того, что а/м Камаз 43114 был в пути 340 км за все время работ, следовательно, при расходе топлива 38л/100 км было потрачено 131 литров топлива. Для оставшейся автомобильной техники было аналогично посчитано ГСМ руководствуясь технической характеристикой ТС (таблица 3.5). В расчетах стоимость ГСМ принята 40 рублей за литр.

Таблица 3.5 – Расчет материальных затрат на проведение ГРП

Техника	Количество	Расход, л	Стоимость ГСМ
4АН-700	4	164	26240
УСГ-30	1	130	5200
Камаз 53229	1	143	5720
Камаз 6560	1	125	5000
Камаз 5350	2	140	11200
Камаз 43114 Э	1	131	5240
<b>Итого:</b>			<b>58600</b>

### 3.3.3 Расчет заработной платы

Персонал для проведения ГРП включает ведущего инженера, инженера-лаборанта, оператора ДНГ, двух мастеров ГРП, механика и 2 водителей специальной техники. Расчет суммы, начисленной по тарифным

ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) был произведен в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда.

Таблица 3.6 – Расчет заработной платы

Должность	Количество	Часовая тарифная ставка, руб	Районный коэффициент, руб	Премия, руб	Компенсация за вахтовый метод работы, руб	Доплата за вредные условия, руб	Итого проведение ГРП (96 ч)
Ведущий инженер	1	124,52	62,26	62,26	12,45	7,47	25820,47
Геолог	1	88,88	44,44	44,44	8,89	5,33	18430,16
Инженер-лаборант	1	113,85	56,93	56,93	11,39	13,66	24263,71
Оператор ДНГ	1	90,97	45,49	45,49	9,10	5,46	18863,54
Мастер ГРП	2	103,29	51,65	51,65	10,33	6,20	42836,43
Механик	1	60,28	30,14	30,14	6,03	3,62	12499,66
Водитель	2	60,28	30,14	30,14	6,03	3,62	24999,32
Оператор насосных агрегатов	4	62,26	31,13	31,13	6,23	3,74	51640,93
<b>Итого:</b>							219354,22

### 3.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды

В таблице 3.7 представлен расчет страховых отчислений во внебюджетные фонды.

Таблица 3.7 – Расчет страховых отчислений

Должность	Заработная плата за проведения мероприятия, руб	Страховые отчисления, руб			
		Страх. взн. (0,2%)	ПФР (22%)	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)
Ведущий инженер	25820,47	51,64	5680,50	748,79	1316,84
Геолог	18430,16	36,86	4054,63	534,47	939,94

Инженер-лаборант	24263,71	48,53	5338,02	703,65	1237,45
Оператор ДНГ	18863,54	37,73	4149,98	547,04	962,04
Мастер ГРП	42836,43	85,67	9424,01	1242,26	2184,66
Механик	12499,66	25,00	2749,93	362,49	637,48
Водитель	24999,32	50,00	5499,85	724,98	1274,97
Оператор насосных агрегатов	51640,93	103,28	11361,01	1497,59	2633,69
<b>Итого:</b>			<b>66244,97</b>		

### 3.3.5 Формирование бюджета затрат на реализацию проекта

Общие затраты на реализацию проведения гидроразрыва пласта представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

№	Состав затрат	Сумма затрат, руб
1	Материальные затраты	4246284
2	Амортизационные отчисления	31387,27
3	Заработная плата	219354,22
4	Отчисления во внебюджетные фонды	66244,97
5	Итого основные расходы	4563270,47
6	Накладные расходы (20%)	912654,09
7	Всего затраты на мероприятие	<b>5475924,56</b>

### 3.4 Экономическая оценка проекта

Таким образом, за период в течение которого сохраняется технологический эффект гидроразрыва пласта можно реализовать 38 351,96 тонн нефти, выручка от реализации при этом составит 2268,56 млн руб. Тогда прибыль от проведения ГРП на скважине № 13662 Федоровского месторождения составит 2263,09 млн руб.

Ввиду высокой стоимости нефти, период окупаемости гидравлического разрыва пласта будет на порядок ниже показателей прошлых лет и составит:

$$T_{\text{окуп}} = \frac{\text{Затраты}}{Q_{\text{н}} \cdot \text{Ц}} = \frac{5475924,56}{56,16 \cdot 59151,21} = 1,71 \text{ суток}$$

Сделать точный прогноз на сегодняшний день достаточно сложно, так как неизвестно как будет меняться стоимость фьючерса на нефть и ставка дисконтирования. Однако с учетом существующих экономических обстоятельств можно с уверенностью заявить об экономической целесообразности проведения гидравлического разрыва пласта на Федоровском нефтяном месторождении.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 3-2Б8СГ		ФИО Филиппов Даниил Александрович	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

<b>Применение гидравлического разрыва пласта для повышения эффективности работы скважин на Федоровском нефтяном месторождении (ХМАО)</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>	<p><i>Объект исследования:</i> Федоровское нефтяное месторождение.  <i>Рабочая зона</i> оператора ДНГ располагается на специально оборудованных кустовых площадках.  <i>Климатическая зона:</i> районы с умеренным и холодным климатом.  <i>Область применения объекта:</i> предприятия нефтегазовой отрасли.  <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> добыча нефти из продуктивных пластов.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022);          ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.          ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.</p>
<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</li> </ul>	<p><b>Вредные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны;</li> <li>– отклонение показателей климата на открытом воздухе;</li> <li>– повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте;</li> <li>– токсическое и раздражающее воздействие на организм человека токсических веществ;</li> </ul> <p><b>Опасные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– движущиеся машины и механизмы;</li> <li>– сосуды, работающие под избыточным давлением;</li> <li>– электрический ток.</li> </ul> <p><b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b></p>

	нормирование рабочего времени на открытом воздухе, система обогрева и мероприятий по обеспечению обогрева, использование средств защиты органов дыхания и кожных покровов (перчатки, очки, спецодежда), защитные наушники, предупредительные вывески и сигналы при работе оборудования, соблюдения условий и правил эксплуатации оборудования и электрических приборов.
<b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</b>	<b>Воздействие на селитебную зону:</b> отходы производства. <b>Воздействие на литосферу:</b> утечка вредных веществ в почву, нарушение естественного залегания пород. <b>Воздействие на гидросферу:</b> утечка горючесмазочных материалов. <b>Воздействие на атмосферу:</b> выбросы вредных паров веществ.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</b>	<b>Возможные ЧС:</b> Пожароопасность; Аварии с выбросом опасных веществ; Метеорологические и агрометеорологические опасные явления. <b>Наиболее типичная ЧС:</b> аварии с выбросом опасных веществ.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Мезенцева Ирина Леонидовна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Филиппов Даниил Александрович		

## **4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Понятие «Социальная ответственность» сформулировано в международном стандарте ICCSR26000:2011 «Социальная ответственность организации». В нём рассматриваются вопросы соблюдения прав персонала на труд, выполнения требований к безопасности и гигиене труда, к промышленной безопасности, охране окружающей среды и ресурсосбережению. В соответствии со стандартом, целью раздела является принятие проектных решений, исключающих несчастные случаи в производстве, и снижение вредных воздействий на окружающую среду.

В данной работе приведен анализ эффективности проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП) с целью увеличения добычи нефти. ГРП проводится при помощи спуска специальных Компоновок гидроразрыва пласта интервальных (ГРП-И).

Объект исследования: Федоровское нефтяное месторождение.

Рабочая зона оператора ДНГ располагается на специально оборудованных кустовых площадках.

Климатическая зона: районы с умеренным и холодным климатом.

Область применения объекта: предприятия нефтегазовой отрасли.

Количество и наименование оборудования рабочей зоны: специальное оборудование для работы не используется, для проведения ГРП в скважину спускается компоновка с пакерами.

Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: добыча нефти из продуктивных пластов.

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

Время отдыха и рабочее время регламентируется графиком работы на предприятии, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ [13] для принятия локальных нормативных

актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца введения его в действие.

Федоровское месторождение расположено в Ханты-Мансийском автономном округе, вблизи Сургута. Работа на месторождении осуществляется вахтовым методом. Имеют место процентные надбавки, которые составляют: по истечении первого года работы – 10%, за каждый последующий год работы – увеличение на 10% по достижении 50% заработка. Также для работников Крайнего Севера и приравненных к ним местностей предусмотрен дополнительный оплачиваемый отпуск.

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазопромышленным оборудованием, соответствующим определенным требованиям. С целью обеспечения безопасных условий труда рабочее место комплектуется в соответствии с требованиями [14], которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях.

Рабочее пространство и рабочее место проектируются в соответствии с [15]. Проектирование учитывает стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Оборудование является легкодоступным и безопасным. Рабочее пространство спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся в следствие продолжительного мускульного напряжения.

#### **4.2 Производственная безопасность**

Рассмотрены виды работ, выполняемых оператором по гидроразрыву пласта (ГРП), и связанные с ними вредные и опасные факторы, а также нормативные документы, устанавливающие их допустимые пределы в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте оператора ДНГ

<b>Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)</b>	<b>Нормативные документы</b>

1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха в рабочей зоне;	1. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [16];
2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;	2. ГОСТ 12.01.003-2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [17];
3. Повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте;	3. ГОСТ 24346-80. Группа Т00. Межгосударственный стандарт. Вибрация. Термины и определения. [18];
4. Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ;	4. ГОСТ 12.4.011- 89. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация [19];
5. Движущиеся машины и механизмы;	5. ГОСТ 12.2.003- 91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [20];
6. Сосуды, работающие под избыточным давлением;	6. ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные [21];
7. Электрический ток.	7. НП-044-18 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под избыточным давлением, для объектов использования атомной энергии [22];
	8. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [23];
	9. ГОСТ Р 12.1.019-2017. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [24].

Рабочее место при ГРП располагается на открытом воздухе вблизи устья скважины, где находится обслуживаемое оборудование (насосные агрегаты, трубопроводы, автоцистерны, блок манифольда), а также инструменты и приспособления для выполнения ремонтных работ на производстве.

Рассмотрим подробно наиболее опасные и вредные производственные факторы, возникающие при выполнении работ ГРП, согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [25].

#### **4.2.1 Анализ вредных производственных факторов**

##### *Повышенная запыленность и загазованность воздуха в рабочей зоне*

Антропогенные источники пыли – выбросы транспорта и промышленных предприятий – могут содержать множество вредных веществ (тяжелых металлов, углеводородов). Наибольшую опасность представляют частицы пыли с размерами менее 10 мкм (PM10), которые легко проникают в

дыхательные пути, и менее 2.5 мкм (PM2.5), проникающие глубоко в легкие. Действие фактора: попадая в легкие, на слизистые оболочки, кожные покровы, пыль и сажа могут вызывать аллергические заболевания органов зрения и дыхания, кожных покровов, привести к хроническим заболеваниям легких или отравлениям.

В таблице 4.2 приведены ПДК для различных видов пыли согласно ГОСТ 12.1.005-88 [16].

Таблица 4.2 – Предельно допустимые концентрации пыли и аэрозолей в воздухе, мг/м<sup>3</sup>

Наименование вещества	Максимальная разовая	Среднесуточная
Взвешенные частицы PM2.5	II	10
Взвешенные частицы PM10	III	3
Взвешенные частицы (общая пыль)	IV	300
Сажа (углерод)	IV	20

В случае превышения допустимого уровня пыли и загазованности в воздухе необходимо предпринимать меры по предупреждению отравлений организма человека. К таким относятся ограниченное использования токсичных веществ в технологических процессах, контроль за воздушной средой, герметизация оборудования, а также применение СИЗ органов дыхания: респираторов, противогазов фильтрующего типа или марлевых повязок.

#### *Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе*

На месторождении регулярно приходится проводить работы на открытом воздухе. Переохлаждение может стать причиной ухудшения здоровья человека, в связи с этим необходимо осуществлять контроль за временем работы на открытом воздухе.

При низких температурах работник теряет тепло, из-за чего повышается риск простудных и острых респираторных заболеваний, усугубляется течение хронических болезней, особенно костно-мышечных, и обостряются воспалительные процессы.

В таблице 4.3 приведены допустимые временные интервалы работы на открытом воздухе. ГРП соответствует категории работ Пб.

Таблица 4.3 – Допустимая продолжительность (ч) однократного за рабочую смену пребывания на открытой территории в условиях крайнего севера в зависимости от температуры воздуха и уровня энергозатрат\* [16]

Температура воздуха, °С	Энергозатраты, Вт/м <sup>2</sup> (категория работ)		
	88 (Iб)	113 (IIа)	145 (IIб)
– 10	охлаждение через 1,7	охлаждение через 4,6	охлаждение поверхности тела отсутствует
– 15	1,2	2,2	охлаждение поверхности тела отсутствует
– 20	0,9	1,5	охлаждение через 5,5
– 25	0,8	1,1	2,4
– 30	0,7	0,9	1,6
– 35	0,6	0,7	1,1
– 40	0,5	0,6	0,9

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

Температура воздуха ниже – 45°С даже при незначительной скорости ветра 2 м/с служит основанием для прекращения работ. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных температурах в связи с опасностью нарушения функции дыхания, целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей, возможности быстрого отморожения кожных покровов [19].

СИЗ: рукавицы, обувь, головные уборы, которые имеют высокие теплозащитные свойства, воздухо непроницаемости, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость.

Коллективные средства защиты: местами для отдыха, а также иметь поблизости врачебный персонал, способной оказать первую медицинскую помощь. Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м – для необогреваемых помещений [19].

*Повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте*

Сложные механизмы, используемые при проведении гидравлического разрыва пласта, становятся источником вибрационного воздействия на организм человека (таблица 4.4).

Длительное воздействие шума способно привести к стойкому снижению (тугоухость) и даже полной потере слуха у работника, увеличению риска болезней сердечно-сосудистой, нервной систем и др.

Длительное воздействие вибрации высоких уровней приводит к преждевременному утомлению, снижению производительности труда, росту заболеваемости и нередко к возникновению вибрационной болезни.

Средства индивидуальной защиты: каска, очки, наушники, перчатки, спец обувь, костюм, предназначенных от механических и химических воздействий.

Таблица 4.4 – Предельно допустимый уровень вибрации

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Предельно допустимые значения виброускорения							
	м/с <sup>2</sup>				дБ			
	в 1/3 октаве		в 1/1 октаве		в 1/3 октаве		в 1/1 октаве	
	Z <sub>0</sub>	X <sub>0</sub> , Y <sub>0</sub>	Z <sub>0</sub>	X <sub>0</sub> , Y <sub>0</sub>	Z <sub>0</sub>	X <sub>0</sub> , Y <sub>0</sub>	Z <sub>0</sub>	X <sub>0</sub> , Y <sub>0</sub>
31,5	1,30	3,50	2,20	6,30	122	131	127	136
40,0	1,60	4,50			124	133		
50,0	2,00	5,60			126	135		
63,0	2,50	7,00	4,50	13,00	128	137	133	142
80,0	3,20	8,90			130	139		
Корректированные и эквивалентные корректированные значения и их уровни			0,56	0,40			115	112

В непосредственной близости от места проведения ГРП находится насосный агрегат, который создает уровень звука, не превышающий допустимый (max 80 ДБА) согласно СП 51.13330.2011 [14].

При осуществлении гидравлического разрыва пласта создаются определенные вибрации, в зависимости от скорости подачи жидкости разрыва и жидкости песконосителя. Согласно [18] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации при работе в непосредственной близости от места проведения ГРП составляет менее 101 дБ, что превышает норму.

СИЗ: виброзащитные перчатки и рукавицы; виброизолирующие подметки, стельки и специальная виброизолирующая обувь.

Коллективные средства защиты: устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне (ограждения, знаки, заборы); установка вибрирующего оборудования на массивный фундамент; применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов.

*Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ*

Основной продукцией скважин являются нефть и попутный газ, которые могут содержать в своем составе серу и сероводород.

Контакт с предельными углеводородами вызывает покраснение, пигментацию кожи и зуд. При вдыхании в течение 5-10 мин. концентрация паров нефти от 100 мг/л и выше опасно для жизни, опасность представляет оксид углерода, ПДК которого составляет в воздухе рабочей зоны 20 мг/м<sup>3</sup>, а на месторождении - 8 мг/м<sup>3</sup>. Тяжелое отравление при воздействии в течение 1-5 мин. вызывает концентрация СО 1860 мг/м<sup>3</sup>. По ГОСТ 12.1.005-88 [16] установлены ПДК вредных веществ, указанные в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – ПДК вредных веществ в воздухе на рабочих местах

Наименование вещества	Класс опасности	ПДК, мг/м <sup>3</sup>
Сероводород	II	10
Сероводород в смеси с углеводородами C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	III	3
Углеводороды алифатические предельные C <sub>1</sub> -C <sub>10</sub>	IV	300
Углерода оксид*	IV	20
Диоксид серы	III	10

\* При длительности работы в атмосфере, содержащей оксид углерода, не более 1 ч, ПДК оксида углерода может быть повышена до 50 мг/м<sup>3</sup>, при длительности работы не более 30 мин – до 100 мг/м<sup>3</sup>, при длительности работы не более 15 мин – 200 мг/м<sup>3</sup>.

Превышение ПДК углеводородов и сероводорода приводят к нарушению работы нервной системы, что проявляется в виде бессонницы, брадикардии, повышенной утомляемости и функциональных неврозов.

При высокой концентрации однократное вдыхание сероводорода может вызвать мгновенную смерть. При небольших концентрациях довольно быстро возникает адаптация к неприятному запаху «тухлых яиц», и он перестаёт ощущаться. Во рту возникает сладковатый металлический привкус, а при большой концентрации вызывает паралич обонятельного нерва.

СИЗ: спецодежда и специальная обувь, респираторы или противогазы, специальные очки и другие средства, защищающие органы дыхания, зрения, кожные покровы при выполнении тех или иных технологических операций.

#### **4.2.2 Анализ выявленных опасных факторов**

##### *Движущиеся машины и механизмы*

При проведении гидравлического разрыва пласта приходится работать с крупногабаритным подвижным оборудованием, которое может причинить вред здоровью человека.

Движущиеся машины и механизмы могут привести к различным последствиям: от вывихов и синяков до переломов, временной или постоянной нетрудоспособности, смерти.

Для его предотвращения необходим инструктаж с персоналом, оборудования опасных устройств защитными ограждениями, предупреждающими табличками. При этом люди не должны работать вблизи движущихся механизмов.

Агрегаты, необходимые для осуществления операций, по технике безопасности [20] устанавливаются на расстоянии не менее 10 м от устья скважины. Между самими агрегатами должно быть не менее 1 м, кабины должны быть обращены в сторону от устья скважины.

##### *Сосуды, работающие под избыточным давлением*

Процесс гидравлического разрыва пласта проводится в условиях высоких давлений, достигающих 70 МПа. В этой связи имеет важное значение, создание условий безопасного осуществления обработки. Опасность усугубляется еще и тем, что жидкости закачиваются в скважины в смеси с

песком, абразивное действие которого способствует износу уплотнений и соединительных узлов, что в результате приводит к разгерметизации.

Согласно [23] конструкция сосудов должна обеспечивать надежность и безопасность эксплуатации в течение расчетного срока службы и предусматривать возможность проведения технического освидетельствования, очистки, промывки, полного опорожнения, продувки, ремонта, эксплуатационного контроля металла и соединений.

Для управления работой и обеспечения безопасных условий эксплуатации сосуды в зависимости от назначения должны быть оснащены запорной или запорно-регулирующей арматурой, приборами для измерения давления и предохранительными устройствами.

Для работы с сосудами под давлением также необходимо иметь допуск и проходить периодическую проверку знаний ПБ.

#### *Электрический ток*

Оборудование, находящееся в пределах рабочей площадки, работает от электрического тока. Как следствие, существует вероятность поражения электрическим током рабочего. Проходя через человека электрический ток оказывает:

- Биологическое воздействие: раздражение и возбуждение живых клеток организма, что приводит к непроизвольным судорогам мышц, нарушению нервной системы, органов дыхания и кровообращения. Вызывает фибрилляцию желудочков сердца, что может привести к его остановке.
- Электролитическое воздействие: разложение плазмы крови и прочих органических жидкостей, нарушение их физико-химического состава;
- Термическое воздействие: ожоги и перегрев отдельных внутренних органов, вызывая в них различные функциональные расстройства.

В настоящее время, согласно ГОСТ 12.4.011-89 [19] в качестве СИЗ применяются резиновые перчатки и диэлектрические коврики. В качестве коллективных средств защиты используются различные ограждения,

устройства автоматического контроля и сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, защитное заземления и зануление, знаки безопасности.

### **4.3 Экологическая безопасность**

#### *Защита селитебной зоны*

Санитарно-защитная зона (СЗЗ) отделяет территорию промышленной площадки от жилой застройки, ландшафтно-рекреационной зоны, зоны отдыха, курорта с обязательным обозначением границ специальными информационными знаками.

Предприятия по добыче нефти при выбросе сероводорода от 0,5 до 1 т/сутки, а также с высоким содержанием летучих углеводородов относятся к классу I согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1200-03 [27]. Санитарно-защитная зона для объектов данного класса составляет 1000 м.

#### *Защита литосферы*

При разработке месторождения (бурения скважин, добычи, проведения гидроразрыва пласта) происходит нарушение естественного залегания пород, а также возможны выбросы пластовой жидкости на поверхность.

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

- использование при строительстве новых скважин малотоксичных химреагентов IV класса опасности;
- изоляция водоносных и нефтегазоносных пластов цементированием заколонного пространства;
- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных пластов;
- сбор и обезвреживание отходов буровых работ;
- осуществление консервации или ликвидации скважин по индивидуальному плану согласно правилам Госгортехнадзора.

Для минимизации ущерба от нарушения залегания пород, используются технологии поддержания пластового давления и перед проведением ГРП составляется дизайн операции с целью образования трещины в направлении, обеспечивающим безопасное извлечение нефти. Кроме того, на предприятии осуществляется контроль за соблюдением правил утилизации и захоронения отходов согласно Приказу Минприроды России от 04.12.2014 N 536 [28].

#### *Защита гидросферы*

С целью минимизации воздействия и предохранения подземных и поверхностных вод на предприятии осуществляется комплекс мероприятий в соответствии с ГОСТ 17.1.3.06-82. [29] и ГОСТ 17.1.3.13-86 [30].

Повторное применение сточных вод позволяет ПАО «Сургутнефтегаз» поддерживать минимальный уровень удельного потребления воды – менее 1,6 м<sup>3</sup> воды на тонну добытого углеводородного сырья. На водозаборах хозяйственно-питьевого назначения установлены зоны санитарной охраны с положительным санитарно-эпидемиологическим заключением.

В целях экономии пресной воды осуществляется постепенный переход на применение подземной минерализованной воды для поддержания пластового давления (ППД). Все очищенные сточные воды Компания повторно использует в качестве рабочего агента в системе ППД.

В целях снижения антропогенного воздействия на окружающую среду в Сургутнефтегазе успешно реализуется комплексная программа по повышению надежности объектов нефтедобычи. В частности, ведется строительство установок предварительного сброса воды, которые позволяют эффективно отделять попутно добываемую пластовую воду для ее дальнейшего использования в системе поддержания пластового давления.

#### *Защита атмосферы*

При проведении ГРП существуют различные источники загрязнения атмосферного воздуха: выхлопные газы, легкие углеводороды, пары вредных химических веществ, добываемый попутный нефтяной газ (ПНГ) и пр.

В ПАО «Сургутнефтегаз» функционирует развитая производственная инфраструктура по утилизации попутного нефтяного газа. ПНГ применяется на газоперерабатывающем заводе, закачивается в нефтеносные пласты для поддержания пластового давления, используется на всей территории деятельности Компании в качестве топлива для собственных производственных нужд в различном оборудовании. Кроме того, на всех этапах проведения ГРП осуществляется контроль герметичности оборудования, контроль за правильностью проведения операции и правильной утилизацией реагентов.

#### **4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Площадка куста скважин относится к категории опасных производственных объектов. Технологические участки производства по взрывоопасности относятся к классу В-1Г и В-1 по ПУЭ-85, по характеру пожарной опасности – к категории 1 и 2-А. Все установки, согласно [19], на производственных участках должны быть оборудованы противопожарными системами и противопожарной автоматикой.

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

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

#### *Порядок действия в случае ЧС*

Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварийных ситуаций и аварий:

1. Сообщить об аварии непосредственному руководителю;
2. Оповестить об аварии руководителей и специалистов согласно списку оповещения;
3. Вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны. Выставить посты, предупредительные знаки. Оказать первую помощь пострадавшим. Вывести технику за пределы территории куста скважин или заглушить;
4. Отсечь аварийный участок, закрыть задвижки на скважине и в АГЗУ, произвести сброс давления с поврежденного участка;
5. Приступить к ремонтно-восстановительным работам;

Основными мероприятиями при возникновении чрезвычайных ситуаций являются укрытие рабочего персонала в специальные помещения, предназначенные для защиты в случае таких ситуаций, эвакуация рабочих из зон ЧС, использование СИЗ в случае необходимости, оказание медицинской помощи пострадавшим, организация аварийно-спасательных работ в зонах ЧС.

#### **Вывод по разделу**

В представленном разделе были рассмотрены вопросы социальной ответственности, к которым относятся профессиональная социальная безопасность, экологическая безопасность, а также безопасность в ЧС и правовые и организационные аспекты обеспечения безопасности.

Гидравлический разрыв пласта сопровождается работой с источниками вредного и опасного воздействия на человека: повышенная запыленность и

загазованность рабочей зоны; отклонение показателей климата на открытом воздухе; повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте; токсическое и раздражающее воздействие на организм человека токсических веществ; движущиеся машины и механизмы; сосуды, работающие под избыточным давлением; электрический ток.

По уровню энергозатрат категория работ – Пб – виды деятельности с расходом энергии в пределах 151-250 ккал/ч (175-290 Вт). К категории Пб относятся работы, связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением

Технологические участки производства по взрывоопасности относятся к классу В-1Г и В-1 по ПУЭ-85, по характеру пожарной опасности – к категории 1 и 2-А.

При проведении гидравлического разрыва пласта наибольшую опасность представляет потеря контроля за закачкой жидкости разрыва, а также работа с взрывоопасным флюидом. Так как работа проводится в пласте, то основное вредное влияние оказывается на литосферу, а также грунтовые воды.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основным объектом разработки на Федоровском месторождении является пласт БС<sub>10</sub>, определяющий добычу нефти на месторождении. На этот пласт приходится 88% извлекаемых запасов нефти, вовлеченных в промышленную разработку. Пласт БС<sub>10</sub> находится в завершающей стадии добычи нефти. На сегодняшний день проводятся активные буровые работы на объекте ЮС2 и вводятся в эксплуатацию мелкие структурные залежи Ачимовской толщи. При этом прогнозная добыча нефти на месторождении исчисляется миллионами тонн, следовательно, месторождения является высокоперспективным.

Весь фонд скважин месторождения составляет более 6 900 скважин. В основном добывающие скважины эксплуатируются механизированным способом, с помощью ШГН – 460 скважин, ЭЦН – 2 450, порядка 90 скважин работают в фонтанном режиме, нагнетательных скважин – 1 780. Последний проектный документ предусматривает к бурению более 1,5 тысяч скважин, при этом планируется строить скважины глубиной свыше 3 километров.

В работе рассматривалась эффективность проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта в скважине № 15029 Федоровского месторождения, которая вскрывает наиболее перспективный пласт ЮС2. В процессе была использована компоновка ООО «ТяжПрессМаш», Ø 114 мм, с 13-ю портами ГРП-И.114.040.

МСГРП позволил достичь установившегося дебита жидкости  $q_{\text{жид}} = 91,78 \text{ м}^3/\text{сут}$ , дебит нефти  $q_{\text{н}} = 61,97 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Текущая обводненность составляет 32,48%, тогда как начальная – более 85%. Таким образом, применение ГРП позволило привлечь в разработку наиболее нефтенасыщенные участки и обеспечить хороший дебит нефти.

Затраты на мероприятие составили 62 901 тыс.руб, в том числе стоимость компоновки под МСГРП – 22 460 тыс.руб. При верных прогнозных значениях добычи нефти период окупаемости мероприятия составит 20 суток.

Таким образом, результаты проведения многостадийного ГРП в скважине № 15029 говорят о высокой перспективности применения технологии в отношении пласта ЮС2. На сегодняшний день на месторождении широко применяется ГРП на новых скважинах для получения притока, так как именно эта технология в данных геолого-технических условиях обеспечивает высокие показатели разработки.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. М.: Недра, 1986. — 165 с.
2. Тетельмин В.В., Язев В.А. Нефтегазовое дело. Полный курс. Учебное пособие. — Долгопрудный: Издательский Дом «Интеллект», 2009. - 800 с.
3. Alfred R. Jennings, Jr.. PE Enhanced Well Stimulation, Inc.
4. Деева Т.А., Камартдинов М.Р., Кулагина Т.Е., Шевелев П.В. Современные методы разработки месторождений на поздних стадиях. Учебное пособие. — Томск: Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела, 2006. — 286 с.
5. Гидродинамические исследования скважин. [Электронный ресурс] URL: <https://www.petroleumengineers.ru/forum/36> (дата обращения 10.05.2022).
6. Юрова М.П., Томилова Н.Н. Литолого-геофизическая модель пласта БС-10 Федоровского нефтяного месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 1997. № 3. С. 46–55.
7. Арестов Б.В. Разработка и исследование техники технологии создания гравийных фильтров в скважинах. - ВНИИГАЗ, 1987. - 176с.
8. Кравцов В.В., Никонов А.И., Юрова М.П. Геодинамические аспекты оценок воздействия на окружающую среду и экологического мониторинга нефтегазовых объектов // Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности: Сб. ст. М.: Наука, 2000. С. 350–358.
9. Сайт компании ОАО «Тяжпрессмаш» [Электронный ресурс]: Режим доступа свободный URL: <https://www.tkpo.ryazan.ru/katalog/neft/komponovki-grp-i-dlya-spuska-114-mm-khvosto/> (дата обращения 10.05.2022).

10. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. М.: Недра, 1986. — 165 с.
11. Фьючерс на нефть Brent [Электронный ресурс]: Финансовый информационный портал Investing.com. URL: <https://ru.investing.com/commodities/brent-oil> (дата обращения: 10.04.2022).
12. Постановление Правительства РФ от 07 июля 2016 г. N 640 «О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. N 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».
13. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022).
14. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
15. ГОСТ Р ИСО 6385-2007 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.
16. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
17. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
18. ГОСТ 24346-80. Вибрация. Термины и определения.
19. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
20. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
21. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
22. ГОСТ 34347-2017. Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия.

23. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования
24. ГОСТ Р 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
25. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
26. СанПиН 2.2.1./2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов»
27. Приказ Минприроды России от 04.12.2014 N 536 «Об утверждении Критериев отнесения отходов к I-V классам опасности по степени негативного воздействия на окружающую среду».
28. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
29. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.
30. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения.