

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 (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА «Cup-to-Cup» НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>

УДК 622.276.66(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Цыхонин Федор Сергеевич		

Руководитель

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

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Али оглы	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2022 г.

## Результаты освоения образовательной программы

### Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. 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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		И. УК(У)-2.5. Контролирует ход выполнения проекта, корректирует план-график в соответствии с результатами контроля
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде	<p>И.УК(У)-3.1. Определяет свою роль в команде, исходя из стратегии сотрудничества для достижения поставленной цели</p> <p>И.УК(У)-3.2. Формулирует и учитывает в своей деятельности особенности поведения групп людей, выделенных в зависимости от поставленной цели</p> <p>И.УК(У)-3.3. Анализирует возможные последствия личных действий и планирует свои действия для достижения заданного результата</p> <p>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</p> <p>И.УК(У)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений</p>
Коммуникация	УК(У)-4. Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)	<p>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</p> <p>И.УК(У)-4.2. Осуществляет поиск необходимой информации для решения стандартных коммуникативных задач на государственном и иностранном языках</p> <p>И.УК(У)-4.3. Выполняет перевод профессиональных текстов с иностранного языка на государственный</p> <p>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</p> <p>И. УК(У)-4.5. Использует диалог для сотрудничества в академической коммуникации общения с учетом личности собеседников, их коммуникативно-речевой стратегии и</p>

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>тактики, степени официальности обстановки; формирует и аргументирует собственную оценку основных идей участников диалога (дискуссии) в соответствии с потребностями совместной деятельности</p>
<p>Межкультурное взаимодействие</p>	<p>УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах</p>	<p>И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития</p> <p>И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социальных групп</p> <p>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</p> <p>И. УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследования; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий</p> <p>И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции</p>
<p>Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)</p>	<p>УК(У)-6. Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни</p>	<p>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;</p> <p>И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы</p> <p>И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и</p>

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>профессиональных знаний</p> <p>И.УК(У)-6.4. Анализирует основные возможности и инструменты непрерывного образования применительно к 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,</p>

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Дополнительная компетенция университета	УК(У)-9. Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи	<p data-bbox="1335 185 2181 220">участвует в восстановительных мероприятиях</p> <p data-bbox="1335 220 2181 395">И.УК(У)-9.1. Выявляет проблему, ставит цель для оптимального решения проблемы, находит и распределяет ресурсы для достижения цели, и достигает эту цель, воспринимая изменения внешней среды и гибко реагируя на эти изменения</p> <p data-bbox="1335 395 2181 534">И.УК(У)-9.2. Разрабатывает коммерчески перспективный продукт на основе научно-технической идеи и ведет проектную деятельность по направлению профессиональной деятельности</p>

### Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
<p>Применение фундаментальных знаний</p>	<p>ОПК(У)-1. Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания</p>	<p>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</p>
		<p>И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности</p>
		<p>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</p>
		<p>И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии</p>
		<p>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</p>
		<p>И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов</p>
		<p>И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования</p>
<p>Техническое проектирование</p>	<p>ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений</p>	<p>И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы</p> <p>И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные</p>

		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</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>		месторождений 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 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>		

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
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 (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

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

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

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СГ	Цыхонину Федору Сергеевичу

Тема работы:

Обоснование применения технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта «Сур-to-Сур» на нефтяных месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	118-12/с от 28.04.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2022
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Виды неоднородности: описание, определение, структура, типы, основные характеристики. Особенности геолого-промысловых условий разработки месторождений низкопроницаемых коллекторов. Опыт применения современных технологий разработки низкопроницаемых коллекторов. Особенности проектирования геолого-промысловых мероприятий при разработке залежей углеводородов из низкопроницаемых коллекторов.

	<p>Определение критериев подбора скважин-кандидатов для проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта.</p> <p>Анализ эффективности проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта в условиях низкопроницаемых коллекторов.</p> <p>Обоснование применения многостадийного гидравлического разрыва пласта на Западно-Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении</p>
--	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор, д.э.н. Гасанов Магеррам Али оглы
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Мезенцева Ирина Леонидовна

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

АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ ПРОВЕДЕНИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА В УСЛОВИЯХ НИЗКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРИТЕРИЕВ ПОДБОРА СКВАЖИН-КАНДИДАТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ЗАПАДНО-ЛУГИНЕЦКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>		29.04.2022
---	--	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.04.2022

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Цыхонин Федор Сергеевич		29.04.2022

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ**

**НПК** – низкопроницаемый коллектор;

**ТРИЗ** – трудноизвлекаемые запасы;

**ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства;

**ТКРС** - текущий капитальный ремонт скважин;

**ВНК** – водонефтяной контакт;

**ГНК** – газонефтяной контакт;

**ГРП** – гидравлический разрыв пласта;

**МГРП** – многостадийный гидравлический разрыв пласта;

**ГС** – горизонтальная скважина;

**ННС** – наклонно-направленная скважина;

**ПЗП** – призабойная зона пласта;

**ППД** – поддержание пластового давления;

**ГТМ** – геолого-технические мероприятия.



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 107 страниц, в том числе 19 рисунков, 21 таблицу. Список литературы включает 33 источника.

Ключевые слова: низкопроницаемые коллекторы, многостадийный гидравлический разрыв пласта, увеличение нефтеотдачи, система поддержания пластового давления, степень воздействия на пласт, горизонтальный ствол скважины.

Объектом исследования являются низкопроницаемые коллекторы, технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта.

Цель исследования – обоснование применения технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта с последующей оптимизацией технологии для повторных МГРП в горизонтальных скважинах на месторождениях Западной Сибири.

В процессе исследования были подробно рассмотрены низкопроницаемые коллекторы, их условия образования и изменения в процессе разработки. А также были проанализированы существующие методы гидравлического разрыва пласта и многостадийного гидравлического разрыва пласта. Дана сравнительная оценка и получен вывод о наиболее оптимальном геолого-техническом мероприятии для рассматриваемых типов коллекторов Западной Сибири.

В результате исследования выявлен положительный эффект гидравлического разрыва пласта методом «Cup-to-Cup».

Область применения: горизонтальные добывающие скважины.

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычей нефти в низкопроницаемых коллекторах за счет применения многостадийного гидравлического разрыва пласта, а также возможностью проведения повторных ГРП.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	20
1. АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ ПРОВЕДЕНИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В УСЛОВИЯХ НИЗКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ.....	22
1.1 Виды неоднородности: описание, определение, структура, типы, основные характеристики.....	28
1.1.1 Литолого-фациальная неоднородность.....	29
1.1.2 Неоднородность пластов по проницаемости.....	31
1.1.3 Слоистая проницаемостная неоднородность пласта.....	32
1.1.4 Зональная неоднородность продуктивных пластов.....	33
1.1.5 Пространственная неоднородность продуктивных пластов.....	34
1.2 Особенности геолого-промысловых условий разработки с низкопроницаемыми коллекторами.....	34
1.3 Опыт применения современных технологий разработки низкопроницаемых коллекторов.....	43
2. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ К ПРИМЕНЕНИЮ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА.....	45
2.1 Определение критериев подбора скважин-кандидатов для проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта.....	45
Информация о разработке пласта.....	46
Технико-технологический анализ.....	50
2.1 Обзор современных технологий для проведения МГРП и повторных ГРП52	
3 ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ «СUP-ТО-СUP» ДЛЯ МГРП НА ЗАПАДНО - ЛУГИНЕЦКОМ НГКМ.....	61

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	69
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	90
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	91
5.2 Производственная безопасность.....	92
5.3 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия .....	92
5.4 Анализ опасных производственных факторов.....	96
5.5 Экологическая безопасность.....	97
5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	99
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	102
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	104

## ВВЕДЕНИЕ

Современная нефтегазовая промышленность сталкивается с необходимостью максимального извлечения трудноизвлекаемых запасов, одним из основных хранилищ которых являются низкопроницаемые коллекторы. Последнее время активно создаются и совершенствуются методы добычи углеводородов из низкопроницаемых коллекторов, обоснование которых основывается на многочисленных исследованиях свойств данных типов коллекторов. Разработка таких залежей ведется с применением методов интенсификации притока пластовой жидкости к забоям добывающих скважин, наиболее распространенным из которых является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Эта технология позволяет существенно повысить продуктивность скважин, вследствие создания канала высокой проводимости, соединяющего продуктивную часть пласта со скважиной.

На данный момент многие месторождения Западной Сибири находятся на поздних стадиях разработки, что сопровождается постоянным снижением темпов добычи нефти и добывающего фонда скважин. Решить данную проблему возможно путем увеличения зоны дренирования одной скважины за счет бурения горизонтального окончания с последующим проведением многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП).

Целью выпускной квалификационной работы является обзор актуальных технологий для проведения многостадийных гидравлических разрывов пласта в горизонтальных скважинах. А также выбор и обоснование наиболее эффективной технологии для выполнения МГРП на месторождениях Западной Сибири.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Проанализировать особенности нефтяных пластов Западной Сибири с низкой проницаемостью и высокой неоднородностью;

2. Определить критерии подбора скважин-кандидатов для многостадийного ГРП;

3. Провести сравнительный анализ технологических показателей применения технологии «Сур-to-Сур» для МГРП с другими технологическими решениями.

# **1. АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ ПРОВЕДЕНИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В УСЛОВИЯХ НИЗКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ**

## **Геологические особенности низкопроницаемых коллекторов на месторождениях Западной Сибири**

Из-за высокой необходимости повышения объема добычи углеводородного сырья, недропользователи обязаны совершенствовать и развивать методы добычи из низкопроницаемых коллекторов с целью увеличения извлечения остаточных запасов. На протяжении долгого времени в этом направлении велись и ведутся исследования для создания нового оборудования и новых систем разработки, для того чтобы запасы из коллекторов такого типа перешли из категории забалансовых и стали эффективно разрабатываться.

Большую часть разрабатываемых и вводимых в освоение трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти Западной Сибири составляют запасы легкой нефти в низкопроницаемых терригенных коллекторах (около 80%), а их выработка не более 17%. Наиболее эффективная разработка вышеуказанных запасов выполняется с использованием заводнения на основе применения горизонтальных скважин (ГС), зарезки боковых стволов (ЗБС), гидравлического разрыва пласта (ГРП).

Несмотря на высокую изученность процесса разработки низкопроницаемых коллекторов, происходит большое завышение расчетных данных (с использованием гидродинамических симуляторов) показателей разработки по сравнению с фактическим. Общие результаты, взятые с нефтегазодобывающих промыслов, говорят о недостижении проектных дебитов по жидкости до 50%. При этом наблюдается высокий темп падения дебитов: по нескольким отдельно взятым скважинам за 90 суток дебит по жидкости снизился до 60 и 87% (рисунок 1,2).

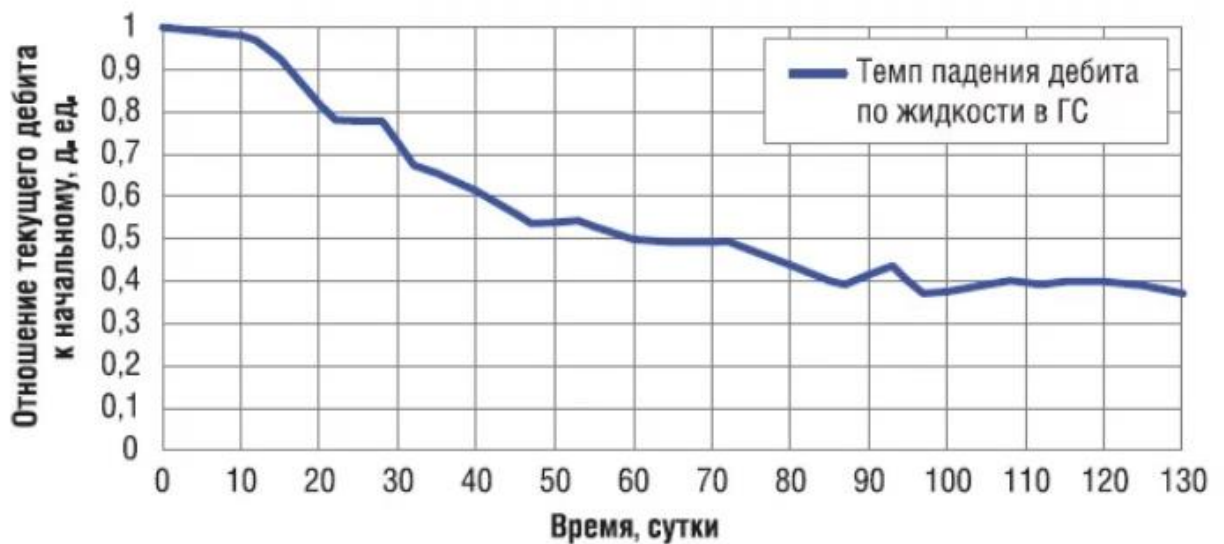


Рисунок 1 – Темп падения дебитов по жидкости в ГС

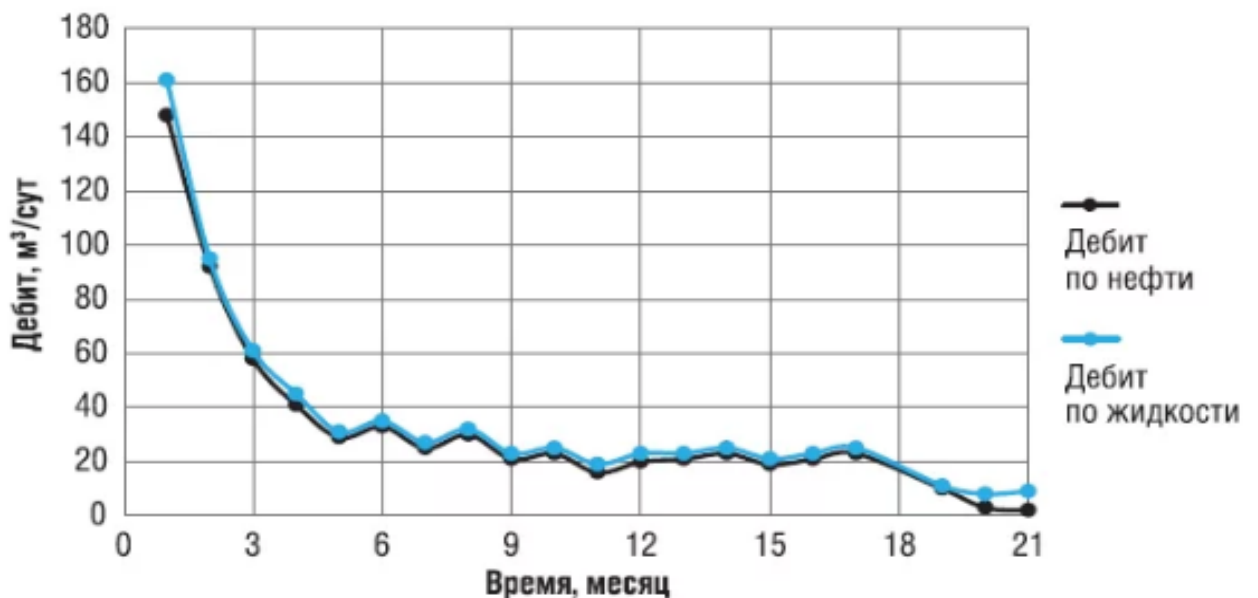


Рисунок 2 – Темп падения дебитов в горизонтальной скважине с ГРП

Выполнив анализ главных проблем разработки исследуемых месторождений, основной проблемой которых является низкая эффективность системы поддержания пластового давления при заводнении, из-за чего залежи разрабатываются при падении пластового давления, а добывающие скважины – при вынужденном снижении забойного давления [1]. При этом огромное влияние на эффективность нефтеизвлечения и роста газонасыщенности пластов,

имеет процесс кольтатации призабойной зоны добывающих скважин, по причине фильтрационного разрушения и диспергирования глинистых частиц потоком флюида, заиливание щелевого фильтра, скопление невынесенного осадка в нижней части ГС. В нагнетательных скважинах кольтатация призабойной зоны происходит из-за содержания твердых взвешенных частиц в закачиваемом агенте.

Важную роль играет подбор системы заводнения при разработке месторождения, а так-же подбор эффективной технологии бурения горизонтальных скважин (ГС) с применением многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП).

Необходимо провести анализ первых сформированных закономерностей добычи углеводородов из низкопроницаемых коллекторов, основанных на влиянии различных геологических, структурных и гидродинамических факторов, а также изучить основные технологии бурения и разработки таких залежей.

Низкопроницаемый коллектор (НПК) имеет низкое значение проницаемости и высокую степень неоднородности, запасы которого относятся к трудноизвлекаемым (ТРИЗ). К такой категории относят запасы баженовских, абалакских, хадумских или доманиковых продуктивных отложений, с низкими значениями проницаемости (от 0,01 до  $0,4 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, до  $10^{-5}$  мкм<sup>2</sup>,  $0,6 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и от  $0,01 \cdot 10^{-3}$  до  $3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>), движение флюида в которых относится к нелинейным зависимостям фильтрации. К низкопроницаемым коллекторам относятся нефтяные коллекторы со значением проницаемости менее 0,050 мкм<sup>2</sup> и газовые коллекторы с проницаемостью  $10^{-3}$ - $10^{-4}$  мкм<sup>2</sup> и менее [2].

Для нефтяных месторождений Западной Сибири, в условиях низкопроницаемых коллекторов, верхнее пороговое значение равно 0,022 мкм<sup>2</sup>.

Под доизвлечением рассматривается процесс вовлечения участков с остаточными запасами, ранее не вовлеченных в разработку, с помощью применения современных технологий.



Критерии, определяющие залежи с остаточными запасами [3]:

- Если от начальных апробированных государственной экспертизой извлекаемых запасов нефти промышленных категорий осталось 20 %;
- Нефтегазовые залежи, газовый фактор которых превышает 10 значений начального газового фактора;
- Текущая обводненность добываемой продукции на объекте > 90 %.

Определение остаточных запасов нефти  $N_{ост}$  в нефтенасыщенном объеме  $V_{ост}$ , можно производить по следующим формулам [4].

Сумма объемов залежи  $V_{ост}$  и  $V_{зав}$  равна начальному нефтесодержащему объему залежи  $V$ :

$$V = V_{ост} + V_{зав} \quad (1)$$

По следующей формуле можно приближенно оценить баланс запасов нефти:

$$N = N_{ост} + N_{зав} + Q, \quad (2)$$

где  $N$  – начальные геологические запасы нефти в залежи;

$N_{ост}$  – начальные геологические запасы нефти в объеме  $V_{ост}$ ;

$N_{зав}$  – остаточные геологические запасы нефти в объеме  $V_{зав}$ ;

$Q$  – накопленная добыча нефти из объема  $V_{зав}$ .

Объем  $V_{ост}$  можно представить состоящим из двух частей:

$$V_{ост} = V_{ост.пр} + V_{ост.неопр}, \quad (3)$$

где  $V_{ост.пр}$  – объем прерывистой части первоначально нефтенасыщенного объема пласта;

$V_{ост.непр}$  – объем непрерывной части с "подвижной" (подверженной заводнению) нефтью.

Следовательно, и  $N_{ост}$  можно представить как сумму

$$N_{ост} = N_{ост.пр} + N_{ост.неопр}, \quad (4)$$

Объем прерывистой части пласта  $V_{ост.пр}$  изменчив в зависимости от геологического и структурного строения, от системы разработки объекта, а

также расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами. Путем расчета невырабатываемых объемов нефти по профилям, используя зональные карты нефтенасыщенных толщин, можно определить данный объем. Ввиду отсутствия иных данных принимается, что изменения объема прерывистой части пласта и геологических запасов, содержащиеся в нем, не происходит т. к. этот объем не подвергается каким-либо воздействиям и нефть из него не извлекается, т. е.  $V_{\text{ост.пр}} = V_{\text{нач.пр}}$ , где  $V_{\text{нач.пр}}$  - начальный объем прерывистой части пласта.

$V_{\text{нач.пр}}$  определяют идентично залежам со схожими характеристиками, либо руководствуясь рекомендациями в документах по проектированию разработки, это применимо для начальной стадии проектирования.

Зачастую для определения остаточных запасов пользуются объемным методом, но возможность его применения усложняется на объектах разработки, которые находятся на завершающей стадии, из-за неточной границы между  $V_{\text{ост}}$  и  $V_{\text{зав}}$ , то есть становится очень трудно определить текущее положение водонефтяного контакта (ВНК) и текущих контуров нефтеносности [4].

Упоминание низкопроницаемых коллекторов встречается уже с 1999 года, когда только искали пути решения по разработке низкопроницаемых коллекторов. В трудах В. Е. Уляшева и А. И. Пономарева были подробно рассмотрены особенности структуры НПК, нелинейные эффекты фильтрации и возможные мероприятия по решению и разработке таких залежей. Было обнаружено, что вследствие возникновения деформаций газонефтяного контакта (ГНК) и водонефтяного контакта (ВНК), которые трудно контролировать, разработка залежей с НПК традиционными способами является малоэффективной, это также связано с особенностями многофазной фильтрации в данных геологических объектах (С.Н. Закиров, А.К. Курбанов, В.Н. Мартос и др); фазовые равновесия нефтегазовых и газоконденсатных систем сдвигаются в область, характеризующуюся высокими значениями давлений; замедление пластовых жидкостей в процессе фильтрации ввиду

особенностей относительных фазовых проницаемостей в зависимости от абсолютной (Ю.В. Желтов, А.Г. Ковалев, А.Я. Хавкин и др.); возникающие в процессе фазовых превращений пластовых флюидов явления гистерезиса (А.И. Гриценко, В.А. Николаев, Р.М. Тер-Саркисов); эффекты нелинейной фильтрации в коллекторах с высоким содержанием глинистых минералов (Г.И. Баренблатт, А.Х. Мирзаджанзаде, В.М. Ентов, Г.В. Рассохин и др.); при заводнении низкопроницаемых коллекторов с высоким содержанием глин происходит диспергирование нефти, причиной которого является рост роли капиллярных сил (А.Л. Хавкин, М.П. Хайдина, И.Л. Никифоров) [2].

В то время уже активно внедрялись новые технологии по контролю разработки залежей с НПК, так как были найдены различия о представлении многофазной фильтрации в подобных коллекторах и о процессах, протекающих в результате контакта нагнетаемого агента с породой НПК (исследования, проведенные во ВНИИ им. акад. А. П. Крылова М. Л. Сургучевым, А. А. Боксерманом, Ю. В. Желтовым и др.). Было выявлено, что расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами схожи с размером стабилизированной зоны в условиях малых скоростей вытеснения (20–100 м/год). Фазовая проницаемость и так оказывает сильное влияние на рост фильтрационных сопротивлений в стабилизированной зоне, а такие размеры, соизмеримые с расстояниями между скважинами в зонах многофазной фильтрации приводят к еще большему увеличению сопротивлений движения флюида. Поэтому было выдвинуто предположение о целесообразности использования газовых методов и водогазового воздействия на объектах, содержащих низкопроницаемые коллекторы [1].

В своей работе В. Е. Уляшев обратил внимание на повышение газоотдачи низкопроницаемых коллекторов, представленных карбонатными отложениями, и сравнил особенности их разработки с терригенными в зависимости от закономерностей фильтрации, режима залежи и т. д. Особенности фильтрации газа в низкопроницаемых карбонатных коллекторах основаны на увеличении

коэффициента абсолютной проницаемости при повышении градиента внутривыводного давления, дифференциации смеси углеводородных газов и проявлении начального градиента давления (НГД). Также им впервые был экспериментально обоснован метод водогазовой репрессии для извлечения выпавшего в пласте конденсата [5].

### **1.1 Виды неоднородности: описание, определение, структура, типы, основные характеристики**

Неоднородностью продуктивных пластов называется изменчивость литолого-фациального и минералогического состава, агрегатного состояния и физических свойств пород, слагающих продуктивный горизонт.

В совокупности нефтегазовые пласты на месторождениях Западной Сибири отличаются наличием неоднородных коллекторов с пониженными значениями нефтенасыщенности, наличие участков, характеризующихся низкими фильтрационно-емкостными свойствами, по всей площади пласта наблюдается высокая физическая неоднородность по проницаемости.

На основе градации по гидродинамическим и геологическим критериям можно обозначить два типа неоднородности продуктивного пласта [6]:

1. Литолого-фациальная неоднородность продуктивного горизонта (пласта);

2. Неоднородность по физическим (коллекторским) свойствам продуктивного пласта.

Литолого-фациальную неоднородность можно разделить на: неоднородность, связанную с изменением минералогического состава; неоднородность по гранулометрическому составу; неоднородность как по мощности отдельного пласта, так и по всей толщине продуктивного горизонта.

В зависимости от свойств коллектора с целью детального изучения неоднородности необходимо выделить следующие виды:

1. По проницаемости;

2. По распределению остаточной водонасыщенности;
3. По пористости;
4. Параметрическую неоднородность, или микронеоднородность.

Произвольные характеристики, образующиеся ввиду одновременного учета геолого-физических свойств пласта, используемые в гидродинамических расчетах, являются причинами для выделения дополнительных типов неоднородности: по гидропроводности пласта; по проводимости пласта; по коэффициенту продуктивности и т. д.

Используя данные расчеты, возникает необходимость замены реальной залежи моделью или расчетной схемой, поэтому следует указать еще три типа неоднородности:

1. Послойную неоднородность горизонта (пласта), как с наличием взаимосвязанных путей фильтрации между пропластками, так и с их отсутствием;
2. Зональную неоднородность (неоднородность по площади);
3. Пространственную неоднородность пласта (неоднородность во всем объеме объекта).

### **1.1.1 Литолого-фациальная неоднородность**

В условиях литолого-фациальной неоднородности можно проследить изменение минералогического и гранулометрического составов пород, изменение литотипа, относящегося к определенным фациям. Такой тип неоднородности имеет распространение как по литерали, так и по разрезу залежи, характерны перемены мощности слагаемых пород, встречаются выклинивания и линзы, образуется в процессе седиментации пород, формирующих продуктивный пласт.

Анализ зональных карт, карт эффективной толщины коллектора, карт мощности всего продуктивного горизонта дают возможность изучить литолого-фациальную неоднородность.

Анализ послойной литолого-фациальной неоднородности можно так-же провести с помощью геологических профилей. Для примера можно рассмотреть профиль Арланского месторождения (рисунок 3), на профиле прослеживается сложная изменчивость геологического разреза с явной литолого-фациальной неоднородностью продуктивного горизонта [7].

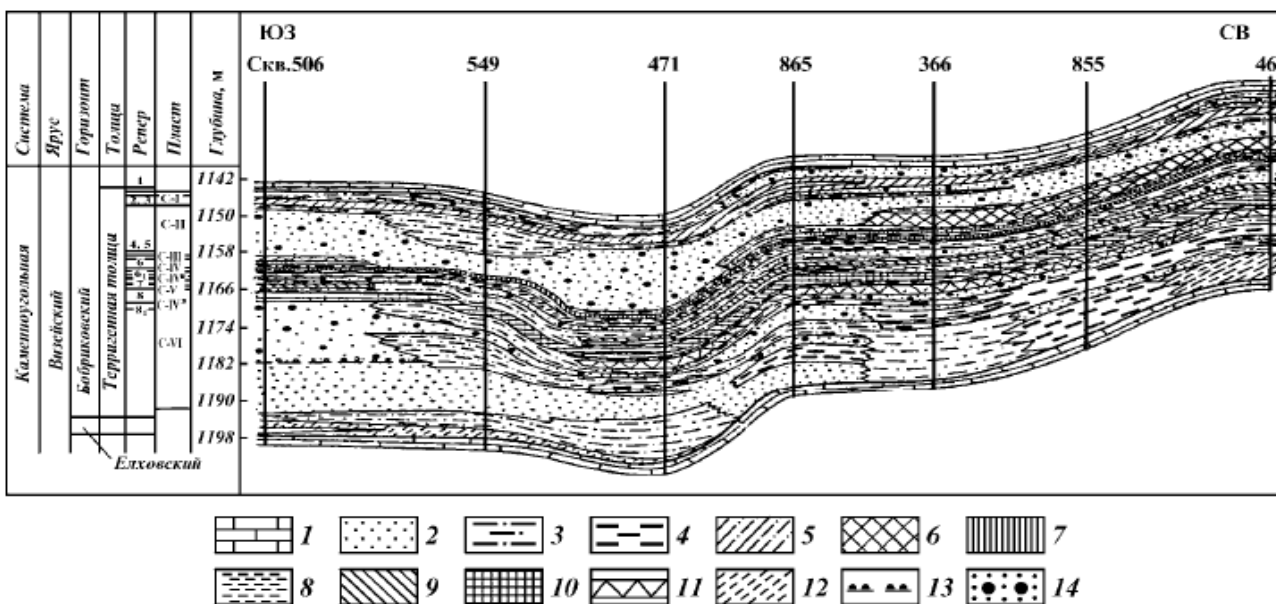


Рисунок 3 – Арланское нефтяное месторождение. Геологический профиль по линии скв. 506–46 Арланской площади:

1 – известняки; 2 – песчаники-коллекторы; 3 – алевритовые породы; 4 – углисто-глинистые породы; глинистые породы; 5 – репер 2, 3; 6 – репер 4, 5; 7 – репер 6; 8 – репер 61; 9 – репер 7; 10 – репер 8; 11 – репер 81; 12 – репер «елховский»; 13 – ВНК; 14 – нефтенасыщенные песчаники

Использование специальных коэффициентов позволяет сравнить и оценить степень и характер литологической неоднородности, которая характерна для всех продуктивных пластов. Наиболее часто используют три коэффициента [7].

- коэффициент песчаности (для терригенных пород):

$$K_{\text{ПЕС}} = \frac{H_{\text{ЭФ}}}{H_{\text{Общ}}}, \quad (5)$$

где  $H_{\text{ЭФ}}$  – эффективная толщина пласта, м;

$H_{\text{ОБЩ}}$  – общая толщина пласта, м.

- коэффициент расчлененности:

$$K_p = \frac{\sum l}{n}, \quad (6)$$

где  $l$  – число прослоев-коллекторов в каждой скважине;

$n$  – число скважин.

-коэффициент связанности:

$$K_{\text{СВ}} = \frac{S_{\text{СВ}}}{S_{\text{ОБЩ}}}, \quad (7)$$

где  $S_{\text{СВ}}$  – площадь, внутри которой отсутствуют глинистые покрывки между песчаными прослоями, тыс. м<sup>2</sup>;

$S_{\text{ОБЩ}}$  – общая площадь залежи, тыс. м<sup>2</sup>.

### 1.1.2 Неоднородность пластов по проницаемости

Проницаемость - это физическая характеристика коллектора, которая подвергается большому комплексу исследований, для исследования зависимости этого коллекторского свойства от градиента давления, а так же от свойств пород и флюидов, содержащихся в коллекторе.

Процесс изменения проницаемости еще недостаточно изучен, это связано с широким разнообразием геологических и структурных неоднородностей. Чтобы получить результат необходимо учесть все виды неоднородностей, встречающихся в продуктивном пласте, и с помощью методик подземной гидромеханики произвести расчеты, далее алгебраическим суммированием всех возможных решений в каждом слое, в зависимости от положения водонефтяного контакта и фронта вытеснения жидкости. Чтобы иметь более правильные представления о процессах, происходящих в реальном пласте, его интерпретируют в плоскую модель, в которой моделируются процессы обводнения скважинной продукции, решаются вопросы гидродинамических

исследований скважин о перераспределении пластового давления, поэтому необходимо выполнять анализ состояния пласта в полном объеме.

### 1.1.3 Слоистая проницаемая неоднородность пласта

Слоистая неоднородность по проницаемости зависит от значений коэффициентов проницаемости, которые усредняются в зависимости от мощности пласта.

Чтобы наглядно рассмотреть послойную проницаемостную неоднородность, изучим рисунок 4, на котором прекрасно отражено среднее значение проницаемости  $k_{\text{пр}}$  для каждого отдельно взятого слоя пласта и разница между ними. В данном случае внимание заостряется именно на средних значениях проницаемости пласта [7].

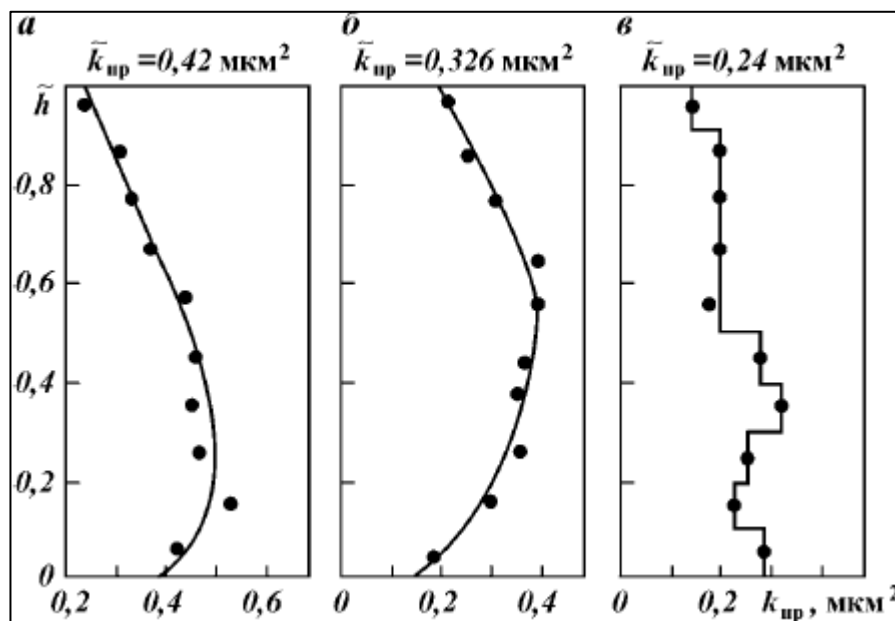


Рисунок 4 – Послойная неоднородность по проницаемости девонских залежей Башкирии. Горизонты: а – Д<sub>II</sub> Туймазинского месторождения; б – Д<sub>I</sub> Серафимовско-Леонидовского месторождения; в – Д<sub>II</sub> Константиновского месторождения

Для описания изменчивости проницаемости пласта в зависимости от его мощности, вводится функция  $k(h)$ , где  $h$  – координата толщины пласта, а



элементарная мощность слоя  $\Delta h$  стремится к нулю. Свойства изменения функции  $k(h)$  могут быть получены по результатам исследования кернового материала на проницаемость. Образцы керна из скважин, размещенных равномерно по всей площади объекта исследования, должны быть предоставлены в достаточном количестве.

Происхождение послойной проницаемостной неоднородности пласта так же зависит от процессов седиментации, которые происходили с горными породами в определенные геологические эпохи.

Послойная неоднородность оценивается по следующей формуле:

$$V_{\text{п}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \frac{h_i}{h_n} (k_i)^2}{(\sum_{i=1}^n \frac{h_i}{h_n} k_i)^2} - 1}, \quad (8)$$

где  $h_i$  – толщина  $i$ -го пропластка в скважине;

$h_n$  – нефтенасыщенная толщина коллектора в скважине;

$k_i$  – проницаемость  $i$ -го пропластка в скважине.

#### **1.1.4 Зональная неоднородность продуктивных пластов**

Для расчета зональной неоднородности пласта по проницаемости также необходимо измерение средних значений проницаемости, но по всей площади залежи.

При изучении зональной неоднородности необходимо увеличить количество скважин, в каждой скважине измерить среднее значение проницаемости по мощности пласта, в итоге получаем множество усредненных значений проницаемости по каждой отдельной скважине. На основании полученных данных формируется зависимость, по которой можно провести оценку зональной неоднородности по проницаемости продуктивного горизонта [7].

Зональная проницаемость рассчитывается по формуле:

$$V_3 = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^{N_c} (\sum_{i=1}^{N_j} h_{ij} k_{ij})^2 N_c}{\left(\sum_{j=1}^{N_c} \sum_{i=1}^{N_j} h_{ij} k_{ij}\right)^2} - 1}, \quad (9)$$

где  $N_j$  – количество слоев в  $j$ -ой скважине;

$h_{ij}$  – толщина  $i$ -го слоя в  $j$ -ой скважине;

$k_{ij}$  – проницаемость  $i$ -го слоя в  $j$ -ой скважине;

$N_c$  – количество скважин на исследуемом объекте.

Практически изучение зональной однородности осуществляется путем анализа карт по проницаемости.

### **1.1.5 Пространственная неоднородность продуктивных пластов**

При пространственной неоднородности пласта по проницаемости, физические свойства пласта различны по всему объему. Сравнивая данный тип неоднородности с остальными, можно отметить, что расчет ведется уже с истинными значениями проницаемости, которые изменяются согласно некоторой закономерности, которая может быть задана функцией  $k(x, y, h)$  [8].

Карбонатные коллекторы отличаются своей микронеоднородностью, которая проявляется в наличии низкопроницаемых участков, среди зон с умеренной проницаемостью как по мощности, так и по латерали.

## **1.2 Особенности геолого-промысловых условий разработки с низкопроницаемыми коллекторами**

Анизотропия (от др.-греч. неравное направление) — характеристика пористой среды, которая выражается в различии свойств этой среды в различных направлениях. Контролируя процесс разработки, путем внедрения системы поддержания пластового давления (ППД), можно столкнуться с низким коэффициентом охвата пласта заводнением. Эта проблема часто встречается на завершающих стадиях разработки месторождений и формируется за счет влияния особенностей строения продуктивных пластов, фильтрационно-

емкостных свойств (ФЕС) слагающих их пород. В частности особое влияние оказывает неоднородность и анизотропия, из-за этого основной объем нагнетаемого агента движется по пути наименьшего сопротивления, то есть по высокопроницаемым пропласткам и трубкам тока, оставляя неохваченные разработкой низкопроницаемые коллекторы продуктивного пласта [9].

Под анизотропией проницаемости пласта, состоящего преимущественно из осадочных горных пород, подразумевается отношение горизонтальной проницаемости к вертикальной. Значения вертикальной проницаемости и анизотропии пласта служат основанием для решения разноплановых задач в нефтегазовой отрасли.

Для определения направления и величины анизотропии по проницаемости, применяются различные методы: метод исследования ориентированного керна, гидропрослушивание и 3D гидропрослушивание, проведение акустического, нейтронного, гамма- и ПС-каротажей [10]. На основании полученных данных составляют карту участка по анизотропии проницаемости. Главным признаком анизотропии пласта по проницаемости является момент прорыва воды, в следствии чего, увеличения обводненности продукции.

В качестве примера можно рассмотреть газоносные пласты, где, в большинстве случаев, вертикальные проницаемости значительно меньше в отличии от горизонтальных [5]. При низких значениях вертикальной проницаемости, опасность обводнения в процессе эксплуатации значительно ниже. И все-таки при низкой вертикальной проницаемости затрудняется движение газа к низу призабойной зоны пласта (ПЗП) в область слияния несовершенства скважины по степени вскрытия. По этой причине необходимо брать в расчет влияние анизотропии, так как использование способов определения предельного безводного дебита, разработанных для изотропных пластов, приводит к существенным погрешностям.

Так же в литературных источниках предлагались несколько методик определения анизотропии горизонтальной проницаемости. Один из методов основан на изучении ориентации шлифов [11], по которым можно отследить степень ориентации зерен кварца, что является качественной информацией. Для проведения количественной интерпретации анизотропии применяют набор из 11 ориентированных шлифов, далее строится полярная плоскость, разделенная на секторы, в каждом из которых подсчитывают количество зерен, имеющих ориентацию оси в рамках каждого сектора. После чего строится роза – диаграмма распределения направлений осей удлинения зерен кварца, по которой можно определить направление анизотропии. Далее по обобщенной розе-диаграмме (рисунок 5), на которой изображен эллипс, главная ось которого показывает преобладающий вектор удлинений зерен. Данный эллипс строится по среднему арифметическому количества зерен, находящихся в одном секторе, путем аппроксимации методом наименьших квадратов.

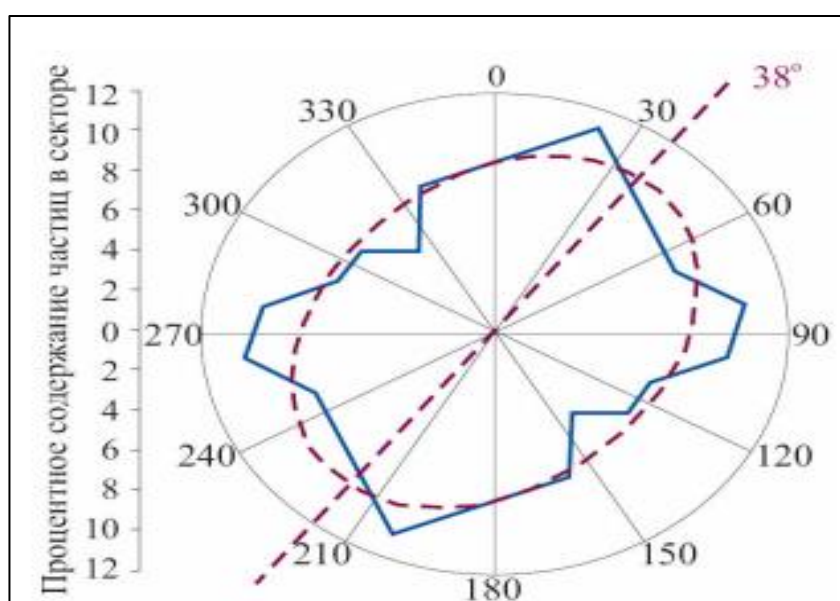


Рисунок 5 – Обобщенная роза-диаграмма и ее аппроксимация методом наименьших квадратов по данным Крапивинского месторождения

Следующий метод определения анизотропии выполняется по керну [11]. На начальной стадии разработки, когда нет обводненности, необходимо

использовать данные каротажа и ориентированный керн. Ориентация анизотропии проницаемости выясняется с помощью картирования проницаемости, а величина анизотропии – на основе измерений проницаемости кернового материала как отношение максимальной проницаемости к минимальной –  $k_{\max}/k_{\min}$ .

Еще одним методом является проведение трассерных исследований, которое заключается в добавлении в нагнетаемый агент некоторого количества индикатора, который в дальнейшем выносится вместе с добываемым пластовым флюидом, по времени появления которого можно судить о фильтрационных характеристиках пласта. Картина распределения и направленности фильтрационных потоков составляется на основе основных выявляемых параметров: максимальная и средняя скорость движения индикатора в пласте, время появления индикатора в добывающей скважине, при интерпретации которого можно определить характеристику пласта по проницаемости [12]. Чтобы сравнить все полученные данные необходимо привести все скважины в единую полярную координатную систему, каждая точка которой на плоскости имеет пару значений: радиус и полярный угол. Таким образом, каждая нагнетательная скважина помещается в начало координат, а добывающие скважины, связанные с ней, располагаются относительно ее согласно их реальному положению, т.е. под теми же углами. В качестве полярного радиуса используется один из регистрируемых параметров индикаторного исследования. Рисунок 6 демонстрирует данное преобразование на базе средней скорости движения индикатора  $V_{\text{aver}}$  в пласте и фазовой проницаемости по воде. Скорость движения индикатора и проницаемость находятся в линейной зависимости, т.е., анизотропия скорости разна анизотропии проницаемости.

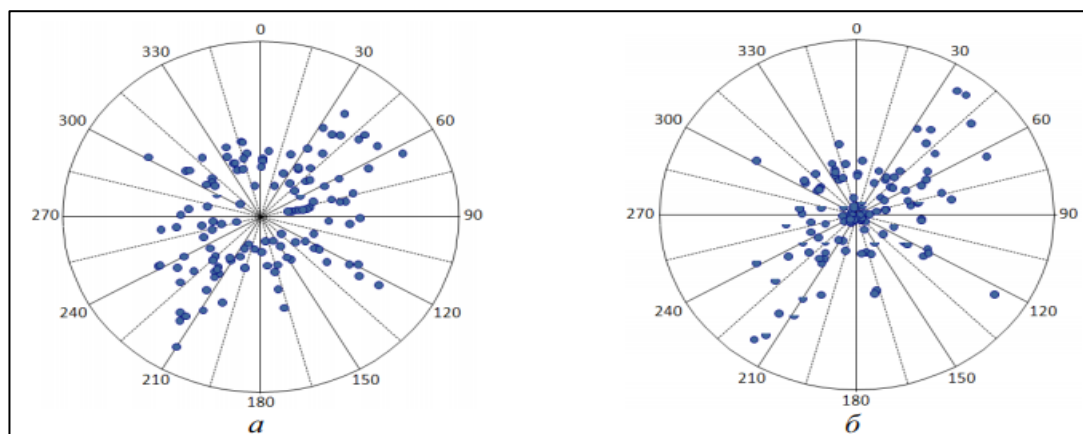


Рисунок 6 – Расположение скважин Крапивинского месторождения в единой полярной системе координат, где в качестве радиуса использована: а) средняя скорость; б) фазовая проницаемость по воде

Чтобы вычислить количественные параметры анизотропии (азимут и  $k_{\max}/k_{\min}$  отношение), аппроксимируем эти точки эллипсом методом наименьших квадратов, тогда поворот эллипса относительно оси  $Y$  даст азимут, а отношение осей эллипса – величину анизотропии [10].

Рассмотренные методики позволяют построить более точную гидродинамическую цифровую модель, на основании которой можно проводить мероприятия по улучшению системы ППД, выбору оптимальной плотности сетки скважин, направлению стволов скважин с учетом неоднородности и анизотропии пластов, выбору скважин-кандидатов для проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП). В этих областях информация об анизотропии горизонтальной проницаемости все так же востребована.

Одним из основных факторов, который оказывает влияние на фильтрационные свойства низкопроницаемых коллекторов, является их деформация при изменении объемного напряженного состояния [5].

Можно выделить следующие закономерности:

1) При увеличении глинистости горных пород, а так же с усложнением структуры порового пространства усиливается зависимость проницаемости от

эффективного давления (разность между давлением обжима пород и внутривыводовым давлением);

2) Более интенсивный характер изменения проницаемости имеют трещиноватые породы (доломиты, сидериты, известняки);

3) Процесс восстановления проницаемости от влияния внешнего давления может иметь как обратимый, так и не обратимый характер;

4) При увеличении эффективного давления уменьшается интенсивность снижения проницаемости, причем в некоторых случаях с определенных величин давления обжима возможно увеличение проницаемости пород ввиду дилатантного разуплотнения;

5) У пород одного возраста схожих по минералогическому составу, изменение проницаемости возрастает с уменьшением исходной ее величины;

б) Влияние изменения температуры от 20 до 100 °С на зависимость проницаемости от эффективного давления – незначительно.

Дренажное низкопроницаемых коллекторов можно достичь с помощью очень высоких давлений (более 30-40 МПа), отсюда следует что описанные выше особенности обусловлены: уплотнением коллекторов в призабойной зоне пласта; расширением связанной воды и закупоркой сужений поровых каналов; для газовых коллекторов – отжатием в коллектор пластовых вод, насыщающих под высоким давлением перекрывающие и подстилающие коллектор глинистые пласты, от этого повышается водонасыщенность фильтрационных каналов из-за «внутреннего обводнения» и понижается фазовая проницаемость газа. Также из-за выпадения конденсата в ПЗП, образуется область пониженной проницаемости, радиус которой достигает больших величин (200м).

Типы и особенности структуры порового пространства НПК.

Можно выделить следующие группы объектов при обосновании разработки залежей в терригенных НПК и характеристики запасов нефти и газа [2]:

1. НПК – объекты в песчанистых коллекторах,  $k_{пр} < 0,05$  мкм<sup>2</sup>;
2. ГНПК – объекты, отличающиеся повышенным содержанием глинистых минералов,  $k_{пр} < 0,1 \dots 0,2$  мкм<sup>2</sup>;
3. СНПК – объекты, имеющие слабодренируемые участки,  $k_{пр} < 0,3$  мкм<sup>2</sup>;
4. НДК – объекты, пласты-коллекторы которых характеризуются низкими значениями дебита,  $k_{пр} < 0,3 \dots 0,4$  мкм<sup>2</sup>;

Сюда же могут быть включены плотные карбонатные коллекторы, у которых  $k_{пр} < 0,01 \dots 0,05$  мкм<sup>2</sup>.

При использовании прямых или косвенных методов можно провести лабораторные исследования с целью выявления различных фильтрационных и емкостных характеристик пород, для их дальнейшей классификации по пористости, проницаемости и т.д.

При распределении пор по размеру для НПК выделяют три группы: сверхкапиллярные с радиусом  $r > 30$  мкм, капиллярные ( $30 > r > 0,5$  мкм) и субкапиллярные ( $r < 0,5$  мкм). Так же стоит отметить тонкопоровые структуры с радиусом пор менее 2 мкм, относящиеся к терригенным и карбонатным коллекторам, в результате резкого увеличения остаточной водонасыщенности, характерной такому размеру пор.

По структуре порового пространства в карбонатных коллекторах, можно выделить следующие типы:

1. Поровый тип коллектора встречается достаточно редко из-за изменений, происходящих в процессе катагенеза, которые способны частично или полностью нивелировать изначально имеющуюся первичную пористость;

2. Каверно-поровый тип коллектора, благодаря вторичным постседиментационным преобразованиям формируются пустоты, к таким процессам относятся: выщелачивание, перекристаллизация и образование доломитов. Такой тип карбонатного коллектора встречается чаще. Наиболее эффективным процессом для формирования вторичных пор и каверн является процесс выщелачивания.



3. Порово-трещинный и смешанный трещинно-поровый типы коллекторов. Данные типы коллекторов в карбонатных породах так же являются общераспространенными. Литологические процессы, приводящие к различным изменениям состояния карбонатных пород, как по разрезу, так и по площади, влекут за собой непостоянство фильтрационно-емкостных свойств, а также градацию разного количества плохо проницаемых и вовсе плотных, непроницаемых пропластков по всему разрезу. В этой ситуации перемещение пластовой жидкости происходит по трещинам, обладающим большей проницаемостью по сравнению с каналами, локализованными между зернами. Также структура порового пространства у терригенных НПК более отсортирована, чем у карбонатных, а в случае одинаково низких показателей проницаемости размеры поровых каналов больше у карбонатных чем у терригенных.

В качестве важного показателя, для определения структуры порового пространства НПК можно привести объем (доля) тупиковых пор, или застойных зон. По Б.И. Тульбовичу под застойными зонами понимаются «участки порового пространства, которые в силу геометрических факторов имеют затрудненный обмен веществом с прочными каналами». Выявлено, что основные фильтрационно-емкостные характеристики коллекторов зависят от количественного содержания тупиковых пор. Имеющие тупиковые поры породы, остаются непрочными в зависимости от направления вектора фильтрации, к ним можно отнести известняки биоморфного происхождения. Методы повышения нефтеотдачи, направленные на смену направления фильтрации жидкости приводят к уменьшению влияния тупиковых пор для терригенных коллекторов.

В таком случае под тупиковыми порами можно понимать поровое пространство, где возникают высокие фильтрационные сопротивления движения жидкости в данном направлении течения.

Терригенные НПК с проницаемостью менее  $0,05 \text{ мкм}^2$  обладают большей удельной поверхностью и иногда двухмодальной плотностью распределения пор по размерам, когда поровое пространство НПК представлено двумя системами поровых каналов: крупных – заполненных нефтью, и мелких – насыщенных связанной и подвижной водами [2].

Матрица пород терригенных коллекторов отсортирована лучшим образом, в отличие от матрицы карбонатных коллекторов, но размеры поровых каналов у карбонатных коллекторов больше по сравнению с терригенными, при условии одинаковых низких значений коэффициентов проницаемости. Поэтому для терригенных коллекторов характерна бо́льшая степень связанной водоносности чем для карбонатных, но при низких значениях проницаемости, доля тупиковых пор приравнивается для обоих литотипов пород.

Во время разработки низкопроницаемых коллекторов очень важную роль имеют технико-экономические показатели, прогнозирование которых сильно зависит от выбора закона фильтрации для модели, по которой необходимо оценивать движение флюидов. При построении графика закономерности эффективной проницаемости от градиента давления (рисунок 7) можно однозначно определить неравномерное уменьшение проницаемости в зоне малых расходов, причем чем ниже проницаемость, тем более нелинейной становится зависимость [13].

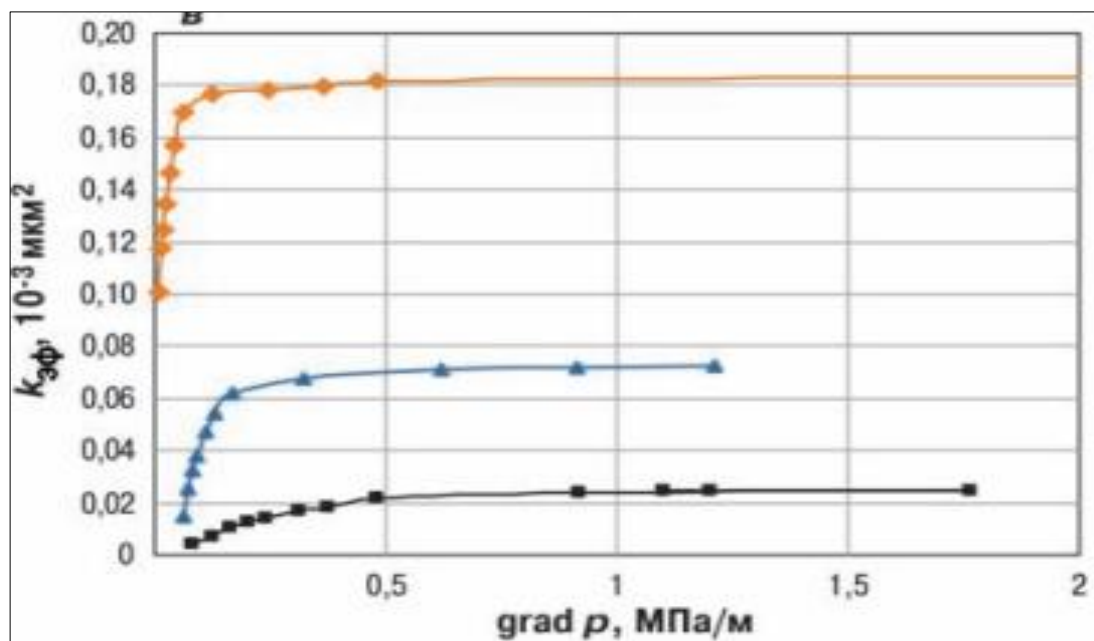


Рисунок 7 – Зависимость эффективной проницаемости от градиента давления нагнетания

Важную роль в нелинейном законе фильтрации играет параметр насыщенности породы тем или иным флюидом, при однофазном течении воды в стопроцентном водонасыщенном керне критическое значение давления, ниже которого наблюдается нелинейность закона фильтрации, значительно ниже, чем в случае двухфазной фильтрации нефти и воды.

### 1.3 Опыт применения современных технологий разработки низкопроницаемых коллекторов

Разработка низкопроницаемых коллекторов на скважинах, в которых был выполнен ГРП может совмещаться с технологией закачки CO<sub>2</sub>, которая набирает популярность, но очень проблематична в реализации из-за недостаточного количества этого газа в России. Технология применения данного метода заключается в создании CO<sub>2</sub> – жидкости, которая будет использоваться для гидравлического разрыва пласта, при давлениях превышающих ГРП. При проведении операции в коллекторах, проницаемость которых может быть менее 1 мД, образуются трещины, которые высвобождают углеводородные газы,

замещаемые диоксидом углерода, что является наиболее эффективным методом замещения метана диоксидом углерода из продуктивного пласта [14].

С развитием научно-технического прогресса произошел массовый переход от использования обращенной девятиточечной системы разработки, в которой применялись две наклонно-направленные скважины, к одной скважине с горизонтальным окончанием с применением многостадийного гидравлического разрыва пласта, сопровождающийся образованием трещин поперек ствола скважины, такой тип заканчивания повсеместно применяется на Приобском, Вынгапуровском, Южно-Приобском, Еты-Пуровском и других месторождениях [15].

Технология МГРП основана на последовательном вскрытии нескольких участков пласта протяжении горизонтального участка путем нагнетания жидкости ГРП для создания трещин. Далее в образовавшиеся трещины закачивается проппант для предотвращения их закрытия, либо кислотные составы, для карбонатных коллекторов.

Применение ГС с МГРП является эффективной технологией, результаты которой положительно отражаются на экономических показателях разработки и увеличении объема извлекаемой на поверхность нефти [16].

Вытеснение нефти происходит по наиболее проницаемым каналам, которые на завершающей стадии разработки отличаются высокими значениями фазовой проницаемости по воде, в свою очередь тупиковые зоны, линзовидные включения и выклинивания все еще остаются заполненными нефтью, куда не проходит нагнетаемая вода при использовании систем ППД, что является особенно актуальной проблемой недропользователей, ГС с МГРП в низкопроницаемых коллекторах. Сложность данной проблемы заключается в контроле образовании трещин, положения ВНК и ГНК, а также в регулировании плотности сетки скважин.

## 2. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ К ПРИМЕНЕНИЮ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

### 2.1 Определение критериев подбора скважин-кандидатов для проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта

#### Сбор данных

Основополагающим шагом при подборе скважин кандидатов для проведения ГРП является сбор данных, так как для анализа поведения ГРП на скважине необходима история эксплуатации скважины за все время, потому что любое событие может повлиять на тип необходимого воздействия на пласт.

История добычи также может говорить о вероятности успеха проведения ГРП. Важные источники информации представлены в таблице 1 [17].

Таблица 1 – Источники данных о пласте и скважине

Тип данных	Источники данных	Назначение данных
-литология -тип горных пород -пористость -проницаемость -напряжения горных пород -градиент разрыва -вдавливание проппанта в ГП	каротаж образцы керна опробование пласта исследование кривых восстановления давления отчеты о проведении ГРП в других скважинах ГИС диаграмма параметров бурения	Для определения: -типа воздействия -вероятной эффективности ГРП - максимального рабочего давления на поверхности - ухудшения проводимости трещины (разрушение проппанта или вдавливание в породу)
Состав пластовых флюидов	образцы керна опробование пласта каротаж	-для определения совместимости пластовых флюидов с рабочими жидкостями

Водонасыщенность	каротаж образцы керна	-Для определения водонефтяного фактора, совместимости жидкостей и потенциального дебита скважины после ГРП
Пластовые аномалии или скин призабойной зоны пласта	исследование кривых восстановления давления(КВД) опробование пласта геологические карты/разрезы	-для определения типа воздействия
Пластовое давление	исследование КВД или методом понижения уровня	-для определения ожидаемой продуктивности -для расчета индекса продуктивности по сравнению с соседними скважинами
Данные по добыче нефти	История добычи испытание скважины наприток	-для расчета индекса продуктивности PI -для определения кратности увеличения дебита - для определения извлекаемых запасов - для определения вероятности успеха -для установления вероятных проблем при дизайне и проведении ГРП

### **Информация о разработке пласта**

Анализ разработки пласта включает в себя определение степени выработки запасов, увеличения продуктивности в результате ГРП, предполагаемого влияния на газовый фактор или водонефтяной фактор, геологии и свойств горных пород продуктивного интервала и прилегающих к нему пластов, влияния трещины на ближайшие скважины и обзор другой имеющейся информации [6].

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

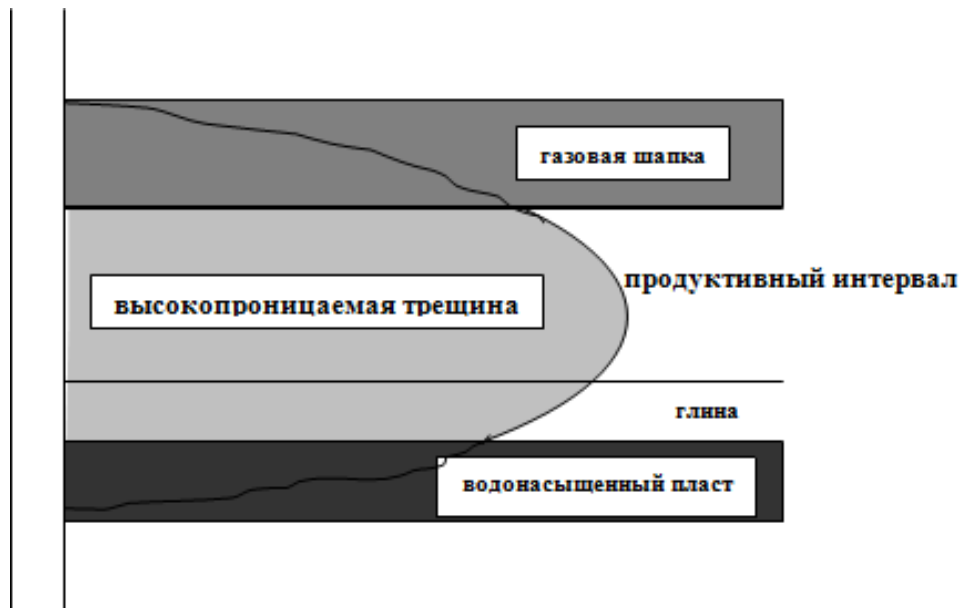
- высокие газонефтяной или водонефтяной факторы

- интерференция с соседними скважинами
- причина низкой продуктивности

### Высокие газонефтяной или водонефтяной факторы

Система трещин, сообщаясь с продуктивным интервалом, позволяет

ПОВЫСИТЬ



продуктивность скважины. Так или иначе, если трещина затрагивает соседние интервалы (вторжение в водонасыщенную зону) или прорывается в газовую шапку, то вскоре вероятно возникновение проблем при добыче. Нежелательный рост трещины показан на рисунке 8.

Рисунок 8 – Распространение трещины в газовую шапку или нижележащий водонасыщенный пласт

Как правило, если газовый фактор или обводненность высокие, после проведения ГРП они будут увеличиваться. После установления притока из нежелательных зон, как правило, невозможно изолировать дополнительную добычу воды или газа. Это очень важный момент, потому что высокая обводненность или раннее истощение газовой шапки может пагубно повлиять на дальнейшую добычу из пласта.

## **Интерференция скважин**

Глубина проникновения трещины в пласт может повлиять на соседние скважины (в зависимости от их расположения). Это происходит, когда созданная трещина контактирует с системой трещин соседних скважин. Поэтому знание вероятного азимута образования трещины и определение объема воздействия важно, особенно на месторождениях, разбуренных по плотной сетке. По этой причине при выборе расстояния между скважинами нужно учитывать длину трещины и ее азимут для минимизации интерференции скважин и для увеличения коэффициента извлечения [7].

## **Причины низкой продуктивности**

Очень важно при проведении ГРП на той или иной скважине исследовать причину ее низкой продуктивности. В основном причины низкой продуктивности пласта являются:

- Плохая проницаемость
- Истощение
- Загрязнение

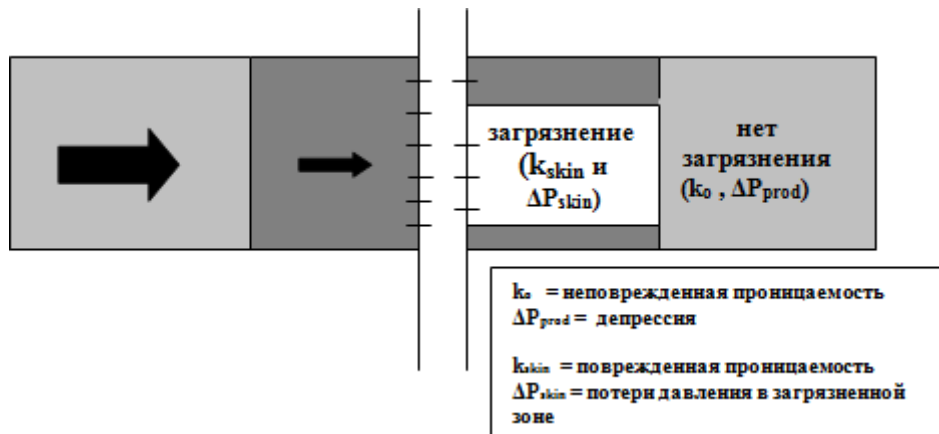
### **Плохая проницаемость пласта**

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

### **Загрязнение пласта**

Существует множество источников загрязнения призабойной зоны





пласта добывающей скважины. Загрязнение служит причиной низкой продуктивности скважин из-за снижения проницаемости. На рисунке 9 изображена скважина с поврежденной проницаемостью призабойной зоны.

Рисунок 9 –Загрязнения призабойной зоны

Существуют следующие типы загрязнений призабойной зоны и причины ухудшения проницаемости пласта:

- закупорка пор глинами и мелкими частицами
- закупорка перфорационных отверстий
- образование эмульсий
- эффекты относительной проницаемости
- отложения асфальтенов, парафинов и солей
- загрязнение пласта буровым раствором.

Во многих случаях загрязнение призабойной зоны может быть удалено при помощи кислотной обработки. Такой тип воздействия предназначен для растворения загрязняющих пласт веществ при помощи кислоты и органических растворителей. Гидравлический разрыв пласта может быть использован при присутствии интенсивного загрязнения, которое не может быть эффективно удалено при помощи кислотной обработки. В таком случае создание трещины сводит к минимуму влияние поврежденной зоны на приток к скважине.

### Истощение пласта

Уровень добычи углеводородов из пласта снижается с течением времени. В конечном счете, даже дебит лучших скважин падает до экономического предела. Воздействие на пласт путем ГРП обычно имеет ограниченный успех в частично истощенных резервуарах (в зависимости от степени истощенности), хотя и позволяет извлечь оставшиеся запасы в ускоренном темпе. Так как пластовое давление в таких скважинах низкое, добыча после ГРП (рабочих жидкостей из пласта) обычно занимает достаточно большой промежуток времени даже при использовании активированных жидкостей (насыщенных азотом или углекислым газом) [7].

### **Технико-технологический анализ**

Так как операция ГРП проходит под большими скоростями закачки жидкости и рабочими давлениями, неисправное состояние оборудования, используемого при ГРП (наземного и подземного), а также техническое состояние эксплуатационной колонны могут служить причиной преждевременной остановки процесса. Если по какой либо причине оборудование не может выдерживать максимальную нагрузку, необходимую для проведения операции, следует заменить его, либо ограничить нагрузку путем понижения рабочего давления, либо исключить возможность ГРП на данной скважине.

### **Первичная и восстановленная целостность цементного кольца**

Для обеспечения закачки жидкости в продуктивный интервал необходимо наличие хорошего цементного кольца. В некоторых случаях рабочая жидкость, находящаяся под большим давлением, может мигрировать через заколонное пространство в другие интервалы. Когда качество цемента сомнительно, желательно провести акустический каротаж для проверки качества цемента. Температурный каротаж, проведенный во время бурения или заканчивания скважины, может служить источником информации, дающей координаты верхней границы цементного кольца.

Иногда необходимо проведение вторичного или исправительного цементирование для ликвидации возможности заколонных перетоков. Так как процесс цементирование обычно включает в себя закачку цемента через перфорационные отверстия, должны быть приняты меры предосторожности при проведении ГРП с большими рабочими давлениями. Когда это возможно, необходимо изолирование зацементированных участков с помощью пакера. Если зацементированная зона находится ниже продуктивного интервала, она может быть изолирована с помощью разбуриваемой пробки-моста или песчаной пробки. Если невозможно изолировать зацементированный интервал, необходимо провести опрессовку, чтобы удостовериться в его герметичности [7].

### **Состояние эксплуатационной колонны**

Инженер, проектирующий ГРП, должен учитывать параметры и состояние колонн труб. Колонны труб имеют определенные пределы текучести в зависимости от их размеров, веса (толщины стенок) и класса стали. Колонны труб в скважине должны выдерживать предполагаемые максимальные нагрузки на протяжении всей жизни скважины. Тем не менее, в высокодебитных скважинах, в которых при планировании конструкции скважины не учитывалась вероятность применения методов воздействия на пласт, высокие рабочие давления, необходимые для проведения ГРП, могут превысить допустимые значения. Поэтому необходимо проведение дополнительных мероприятий при планировании операции ГРП.

Скважины с критическим состоянием эксплуатационной колонны находятся в состоянии дорогостоящих ремонтно-изоляционных работ, однако также высок процент скважин с заколонными перетоками, находящихся в эксплуатации. Что в свою очередь вызывает увеличение обводненности в добывающих скважинах и снижение эффективности закачки в нагнетательных.

## **Влияние максимального рабочего давления**

Способность создавать достаточное для ГРП давление имеет решающее значение для успеха операции. Колонны труб должны выдерживать максимальные рабочие давления. Для этого необходимо произвести расчет этих давлений для проведения опрессовки оборудования перед операцией. Если колонны труб не могут быть опрессованы на максимальные давления, то при проведении ГРП рабочие давления могут быть ограничены до допустимых значений. Если для создания эффективной трещины, закрепленной пропантом, необходимы высокие давления, то нужно произвести замену НКТ.

## **Давление в затрубном пространстве**

При проведении ГРП обычно производят установку пакера для изоляции затрубного пространства, в котором рекомендуется поддерживать определенное давление. Создавая давление в затрубном пространстве во время проведения операции, можно сразу определить отсутствие герметичности колонн труб, а также снизить перепад давлений на пакере.

## **2.1 Обзор современных технологий для проведения МГРП и повторных ГРП**

### **Технология проведения многостадийного гидроразрыва пласта**

Операция МГРП представляет собой спуск в скважину компоновки, которая разобщает горизонтальный ствол скважины на отдельные участки, где по очереди проводится ГРП.

В настоящее время на территории Западной Сибири широко применяется МГРП, в технологии которых используют набухающий пакер и циркуляционные муфты.

Технология МГРП основана на том, что сначала хвостовик герметичный и нет сообщения пласта со скважиной. При проведении

операции в поток жидкости подают шары разного диаметра, которые улавливаются специальными седлами, связанными с циркуляционными муфтами. Каждый шар, создает осевую нагрузку на седло, изолирует предыдущий интервал и открывает циркуляционную муфту, в результате чего появляется сообщение с пластом и проводится следующая стадия МГРП. Очередность этапов рассматривается от забоя скважины.

Расчет оптимальной длины и сечения горизонтальной части и количества ГРП происходит на ГДМ и включает в параметры расчета ФЭС целевого пласта. Основные технические параметры, которые определяют интервалы установки пакеров:

- данные кавернометрии, которые исключают увеличение радиуса скважины;
- равномерное расположение по длине ствола циркуляционных муфт, что дает более эффективное вовлечение в работу областей дренирования, которые охвачены разработкой данной скважины;
- циркуляционные муфты необходимо располагать соответственно на участках с наилучшими характеристиками ФЭС и на одинаковом расстоянии от пакеров.

Подготовка и освоение скважины после МГРП включает в себя много особенностей. Различные установки внутрискважинного оборудования и процесса подготовки. При проведении простого ГРП с ствол скважины спускают колонну НКТ с пакером, который ставят на дистанции до 50 метров выше интервала перфорации целевого пласта для исключения излишнего воздействия на эксплуатационную колонну. Во время проведения МГРП в ствол скважины опускают стингер, который герметично фиксируется на подвеске хвостовика установленной компоновки. Это исключает возможность действия излишнего давления при проведении мероприятия.

Процедура МГРП отличается от простого ГРП процессом равномерно распределённого по диаметрам сброса шаров по ходу проведения операции.

Это мероприятие происходит за счет действия дополнительной установки аппарата высокого давления для подачи шаров в скважину.

В отличие от простого ГРП, процесс МГРП не подразумевает применения проппанта со специальным покрытием, которое расплавляется под воздействием высокой температуры в пласте и не допускает его вынос в область ствола скважины после окончания операции. Особенность данного решения связана с тем, что область сообщения ствола скважины с пластом при помощи специальных циркуляционных муфт [17].

Особенно внимательно подходят к процессу разработки дизайна основной стадии МГРП. Эта операция происходит в самой дальней точке скважины и поэтому влечет за собой потери давления на трение, в хвостовике и фильтре, в роли которого выступает циркуляционная муфта на первом этапе. Для уменьшения технологических рисков процедура закачки при расчетах предполагает снижение максимальной концентрации проппанта и более замедленный процесс набора концентрации относительно последующих стадий МГРП. При присутствии больших потерь давления на фильтре, применяют проппант мелкой фракции во время проведения мини-ГРП для решения этой проблемы.

При завершении пестрой операции ГРП специалисты производят закупоривание трещины ГРП с помощью дренирования скважины на дренажную емкость. После проведения мероприятия скважину оставляют под давлением до полного распада геля. Количество времени зависит от состава полимерной системы геля, в среднем составляет 24 часа. После этого проводят отработку скважины на емкость, которая оборудована специальным устройством, улавливающим шары. В случае аварии, вышедшие на поверхность шары, зафиксированы в данной ловушке. Часть шаров может остаться в скважине во время фонтанного способа её эксплуатации, потому что пластовой энергии не хватит для поднятия их на поверхность по стволу скважины с потоком флюида.

В случае если пластового давления недостаточно для начала фонтанирования скважины, производится разбуривание шаров и посадочных сёдел с последующим освоением методом азотирования с применением гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) [18].

В результате анализа и сравнения данных добычи, доказано, что эффективность МГРП на горизонтальной скважине выше в 2,5 раза, чем этот же параметр в наклонно-направленной скважине при проведении простой операции ГРП. Следует отметить, что технология МГРП на скважинах имеет очень высокую экономическую и технологическую эффективность, что дает возможность рассмотреть новые системы разработки и перспективы вовлечения в разработку ранее не участвующих ТРИЗ и увеличению темпа добычи нефти и накопленной добычи.

#### **Технология применения многостадийного гидроразрыва пласта**

В 2010-2018 гг. в России при заканчивании горизонтальных скважин (ГС) наиболее часто применялся нецементируемый многосекционный хвостовик с муфтами, активируемыми шарами, для проведения многоступенчатого гидравлического разрыва пласта (МГРП) (рисунок 10) [19].

Муфты ГРП и изолирующие разбухающие пакера устанавливаются в компоновку хвостовика и спускаются в скважину на завершающей стадии ее строительства. Последовательным сбросом шаров разного диаметра муфты поочередно открываются, и проводится МГРП. Внизу компоновки расположены перфорированный патрубок и глухой башмак. Такая технология обеспечивает выполнение МГРП в нецементированном хвостовике.

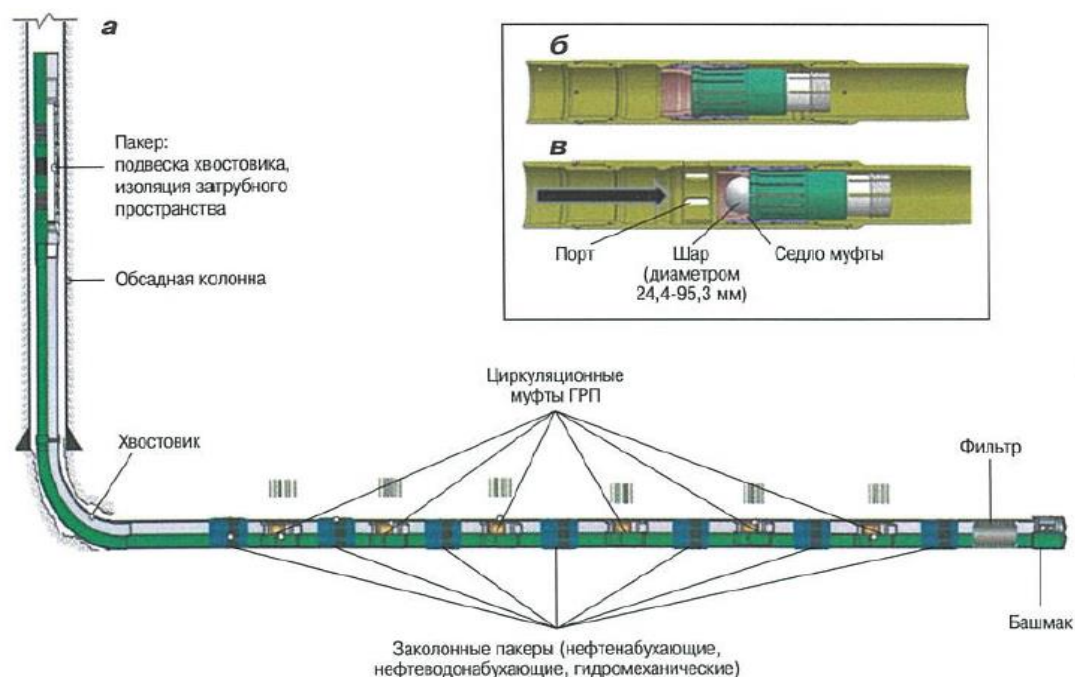


Рисунок 10 – Компоновка хвостовика для проведения МГРП (а), муфта после спуска (б) и открытие муфты шаром (в) [19]

Преимуществами рассмотренного способа заканчивания являются:

- высокая скорость проведения работ по МГРП
- возможность применения в длинных горизонтальных стволах (более 1000 м);
- полнопроходное отверстие после фрезерования, которое позволяет использовать стандартный скважинный инструмент для обсаженного ствола.

К недостаткам относятся:

- риск образования заколонного перетока жидкости, в том числе агента при ГРП, в следствии не набухания разобщающего пакера.
- не цементируемый хвостовик
- ограниченность числа портов (до 24);
- необходимость разбуривания седел;
- отсутствие возможности избирательного повторного ГРП;
- отсутствие возможности проведения технологических операций в необходимом интервале (СКО, химическая обработка нужного интервала).



На 01.01.19 г. в ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» пробурено около 1000 ГС с данным типом заканчивания. Мониторинг их эксплуатации показал, что в условиях низко-проницаемых коллекторов в среднем через 2 года продуктивность скважин снижается на 60-80 %. Таким образом, одной из актуальных задач в настоящее время является поиск методов проведения повторной стимуляции трещин с оптимальным сочетанием цена - результативность [20].

### **Современные методы и технологии повторного гидроразрыва пласта**

Рассмотрим следующие технологии повторного ГРП в нефтегазодобывающих компаниях:

- «слепой рефрак» - одностадийная закачка проппанта без изоляции портов ГРП;

- ГРП с использованием химического отклоняющего агента

- селективный ГРП с предварительной блокировкой высокопроницаемых интервалов с помощью закачки разлагаемого отклоняющего состава;

- iFrac - многостадийный «слепой рефрак» - последовательная закачка проппанта в две стадии и более в ГС с МГРП без изоляции портов компоновки;

- Cup-to-Cup - селективный ГРП с применением чашеобразных уплотнителей и пакера многократной установки.

Рассмотрим характеристики перечисленных технологий повторного ГРП в ГС отдельно.

#### **Одностадийный «слепой рефрак»**

*Преимущества:*

- 1) Минимальное число операций по подготовке скважины;
- 2) Простота проведения;

- 3) Низкая стоимость;
- 4) Выполнение ГРП любой сервисной компанией.

*Недостатки:*

- 1) Неконтролируемая точка инициации порта ГРП;
- 2) Высокая вероятность проведения стимуляции наиболее выработанного интервала. Необходимость повторной перфорации на НКТ;
- 3) Неконтролируемые утечки жидкости ГРП в открытые интервалы, высокие риски получения преждевременной остановки закачки, сильная трещиноватость;
- 4) Вынос проппанта при нормализации забоя. Невозможность изоляции трещин при прорыве воды. Относительно невысокий прирост дебитов жидкости.
- 5) Низкая эффективность.

### **Гидроразрыв пласта с применением химического отклоняющего агента**

*Преимущества:*

- 1) Минимальное число операций при подготовке к ГРП и проведении МГРП;
- 2) Отсутствие металлоемкого оборудования, что снижает риски возникновения аварии;
- 3) Не требуется привлечения бригад КРС при МГРП;
- 4) Отсутствие ограничений суммарной массы проппанта, концентраций и расходов;
- 5) Возможность стимуляции невыработанных интервалов.

*Недостатки:*

- 1) Неконтролируемая точка инициации порта ГРП;
- 2) Необходимость применения дополнительного оборудования ГРП;

3) Ограничение продолжительности проведения ГРП временем разложения отклоняющих материалов;

4) Дополнительная операция по соляно кислотной обработке призабойной зоны для полного разложения отклоняющих химических составов;

5) Правообладателем технологии является компания Schlumberger;

6) Высокая стоимость услуг.

### **Технология iFrac**

#### *Преимущества:*

1) Минимальное число операций при подготовке скважины к ГРП и проведении МГРП;

2) Отсутствие металлоемкого оборудования, что снижает риски возникновения аварии;

3) Не требуется привлечения бригады КРС в процессе МГРП;

4) Отсутствие ограничений суммарной массы пропантанта, концентраций и расходов;

5) Простота выполнения;

6) Низкая стоимость;

7) Выполнение ГРП любой сервисной компанией.

#### *Недостатки:*

1) Неконтролируемая точка инициации порта ГРП;

2) Невозможность создания дополнительных трещин ГРП;

3) Первоочередная стимуляция наиболее выработанных интервалов;

4) Вынос пропантанта при нормализации забоя.

### **Технология Cup-to-Cup**

#### *Преимущества:*

1. Использование разрывных муфт «BPS» в компоновке хвостовика (выполняет роль перфорации);

2. Равнопроходной диаметр с хвостовиком;
3. Цементируемый хвостовик;
4. Контролируемая закачка проппанта в определенный интервал (адресная закачка);
5. Возможность инициации новых трещин ГРП в ГС с предварительной перфорацией;
6. При остановке закачки во время проведения ГРП, есть возможность выполнить обратную промывку;
7. Возможность выполнения до десяти стадий МГРП за одну спускоподъемную операцию.

*Недостатки:*

1. Необходимость обеспечения равнопроходного сечения ГС с привлечением бригады КРС (если повторный ГРП выполнять на скважинах с циркуляционными муфтами);
2. Риск негерметичности чашечных пакеров.
3. Использование металлоемкого оборудования, увеличивающего риски возникновения аварии;
4. Потребность в привлечении бригады КРС в процессе МГРП.
5. Продолжительный процесс реализации технологии (монтажи/демонтажи арматур ГРП/КРС при позиционировании и посадки/срыве пакера).

### **3 ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ «CUP-TO-CUP» ДЛЯ МГРП НА ЗАПАДНО - ЛУГИНЕЦКОМ НГКМ**

Бурение горизонтальных скважин с последующей многозонной стимуляцией (МГРП) уже зарекомендовало себя как оптимальный метод разработки пластов с низкой проницаемостью. В число преимуществ метода входит сокращение времени стимуляции, сокращение сроков подготовки и освоения скважины, а также увеличение нефтеотдачи за счет расширения зоны дренирования залежи. Важно так же и то, что компоновки МГРП позволяют изолировать обводненные интервалы в процессе заканчивания скважин.

На ряду с технологией сдвижных муфт для МГРП и сбросом шаров для их активации, на месторождении была применена другая система МГРП, получившая название BPS (Burst Port System) или «Система разрывных портов». Система спускается в скважину в составе компоновки хвостовика диаметром от 114мм до 140мм с герметично закрытыми муфтами, предварительно фрезерованными и загерметизированными отверстиями под определенным давлением. Применяются различные типы муфт для обсаженных и открытых стволов. В открытых стволах для разобщения интервалов, опять же, используются набухающие или гидравлические пакеры. В нашем случае использован классический цементируемый хвостовик диаметром 140мм.

ГРП производится при помощи инструмента Cup-to-Cup (C2C) - «чашечного» пакера, доставляемого на забой на НКТ.

Поскольку внутренний диаметр муфты BPS равен внутреннему диаметру ЭК (хвостовик), система дает возможность проводить любые работы в стволе скважины после проведения ГРП. Иными словами, это полнопроходная система заканчивания.

Число стадий ГРП в данном случае не ограничено. На практике в Северной Америке максимально обрабатывали до 30 интервалов. Сброса

шаров не требуется и, соответственно, в случае невысокого пластового давления не нужно разбуривать не вынесенные с забоя шары, а также циркуляционные муфты.

Есть возможность проведения селективных работ – повторного ГРП, локальных кислотных обработок отдельного участка и селективного цементирования. Так же после обработки данная технология позволяет спускать забойные манометры для определения фактического давления.

Поскольку ЭК включает в себя перфорированные муфты, дополнительная перфорация не требуется, так же, как и нормализация забоя, и очистка ствола после ГРП.

На примере скважины «Х» нефтегазоконденсатного месторождения «Х», рассмотрим геологические условия, процесс проведения МГРП и полученные результаты.

### Строение скважины и геологические характеристика пласта

Таблица 2 – Исходные данные по скважине «Х»

№	Исходные данные	Значения	Ед.изм
1	Пробуренный забой	3323,0	м
2	Искусственный забой	3304,86	м
3	Текущий забой	3271,49	м
4	Максимальный угол	89,55	гр
5	Максимальный угол на глубине	2850,0	м
6	Вертикальная глубина до кровли пласта	2445,73	м
7	Общая толщина пласта	12,8	м
8	Эффективная толщина пласта	10,2	м
9	Усредненная проницаемость (по ГДИ)	17,81	мД
10	Пористость	18,8	%
11	Вязкость нефти в пластовых условиях	0,52	сПз
12	Давление насыщения	104,0	атм
13	Объемный коэффициент нефти	1,231	
14	Газовый фактор	94,0	м3/м3
15	Пластовое давление	180,0	атм
16	Пластовая температура	87,0	0С
17	Радиус скважины	0,108	м
18	Радиус дренирования	250	м

Таблица 3 – Технические данные по скважине «Х»

Технические данные		

1	Зенитный угол при входе в пласт	89,51	гр
2	Интервал перфорации (муфта ГРП)	3268,70-3269,17	м
3	Внешний, внутренний диаметр осадной колонны	178/159,6	мм
4	Внешний, внутренний диаметр осадной колонны (хвостовик)	140/121,6	мм
5	Внешний, внутренний диаметр НКТ	88,9	мм
7	Глубина НКТ	2365,29	м
8	Глубина посадки пакера	2365,29	м
9	Опрессовка ЭК	150	атм
10	Объем до границы перфорации (без учета наземной линии)	14,8	м <sup>3</sup>
11	Тип противовыбросового оборудования	ОКО 21-245ОТТМ*168ОТТМ + ПШП-2ФТ-160-35 (превенор)	

## Процесс проведения первой стадии МГРП

### Активация порта

На рисунке 11 представлен график активации порта ГРП и нагнетательный тест в объеме 7м<sup>3</sup> Н<sub>2</sub>О. На графике видно, что при давлении 550 атм муфта ВРS открылась не полностью, далее произвели повторную продавку жидкости с увеличением давления до 600 атм, муфта открылась полностью это можно видеть по резкому падению давления до 460 атм.

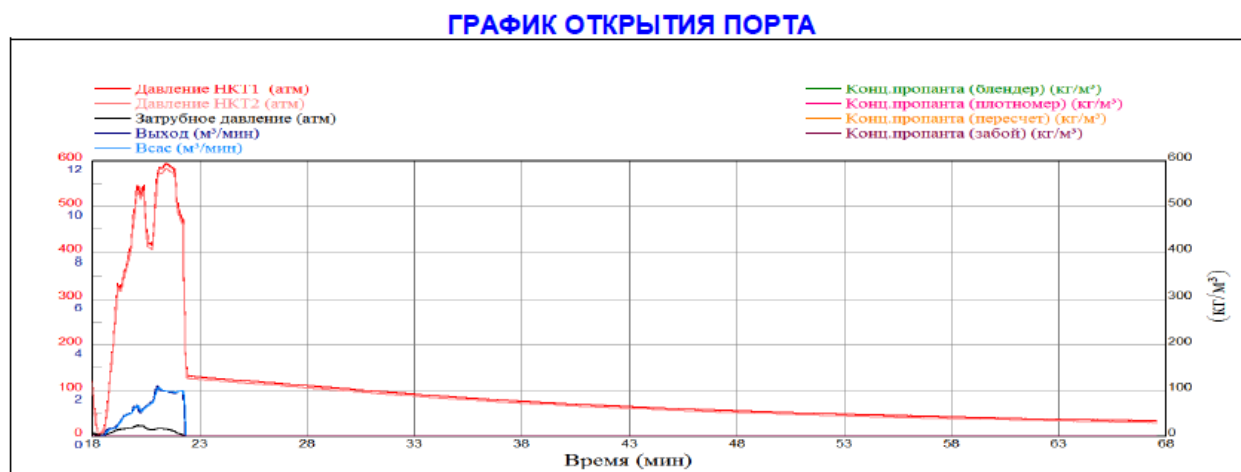


Рисунок 11 – График открытия порта

### Замещение №1

На рисунке 12 представлен график процесса замещения № 1 в объеме 16м<sup>3</sup> линейного геля. На основании анализа замещения, в связи с высоким устьевым давлением и отсутствием удовлетворительной гидродинамической связи с пластом, было принято решение провести ОПЗ СКО.

### ГРАФИК ЗАКАЧКИ ЗАМЕЩЕНИЯ

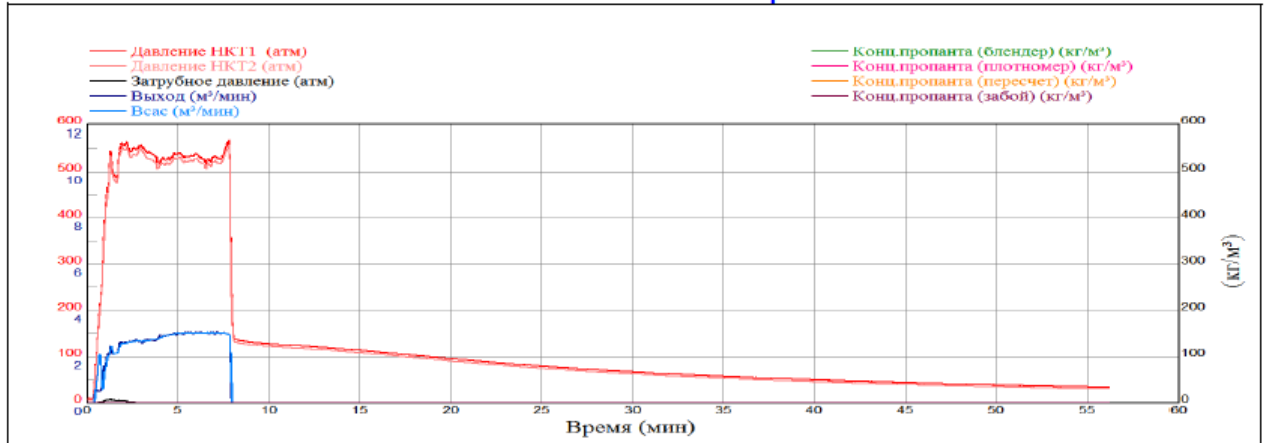


Рисунок 12 – График закачки замещения

### Закачка кислотного раствора

На основании проведенного замещения, были выполнены работы по закачке кислотного раствора HCL 10% в объеме 4м<sup>3</sup> и его продавки в пласт в объеме 14,8 м<sup>3</sup> H<sub>2</sub>O, для более лучшего гидродинамического сообщения с пластом. Начальное давление закачки составило P=290атм, мгновенное давление остановки закачки (МДОЗ) или (ISIP) P=315атм (рисунок 13). Далее скважина была оставлена под избыточным давлением для реагирования кислотного раствора на 4 часа, на протяжении этого времени наблюдалось постепенное падение давления до P=130атм.

### ГРАФИК ЗАКАЧКИ ЗАМЕЩЕНИЯ

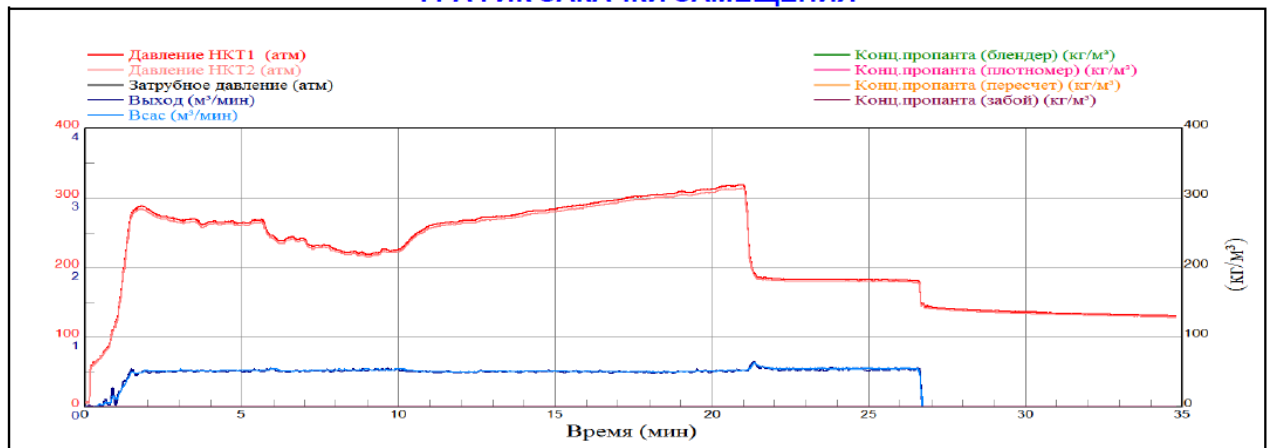


Рисунок 13 – График закачки и продавки кислотного раствора



## Замещение № 2

Проведено замещение №2 в объеме 16м<sup>3</sup> линейного геля (рисунок 14). На основании анализа замещения можно сделать вывод, что соляно-кислотная обработка пласта положительно повлияла на гидродинамические свойства ПЗП. Рекомендовано провести мини ГРП по ранее согласованному дизайну.

ГРАФИК ЗАКАЧКИ ЗАМЕЩЕНИЯ

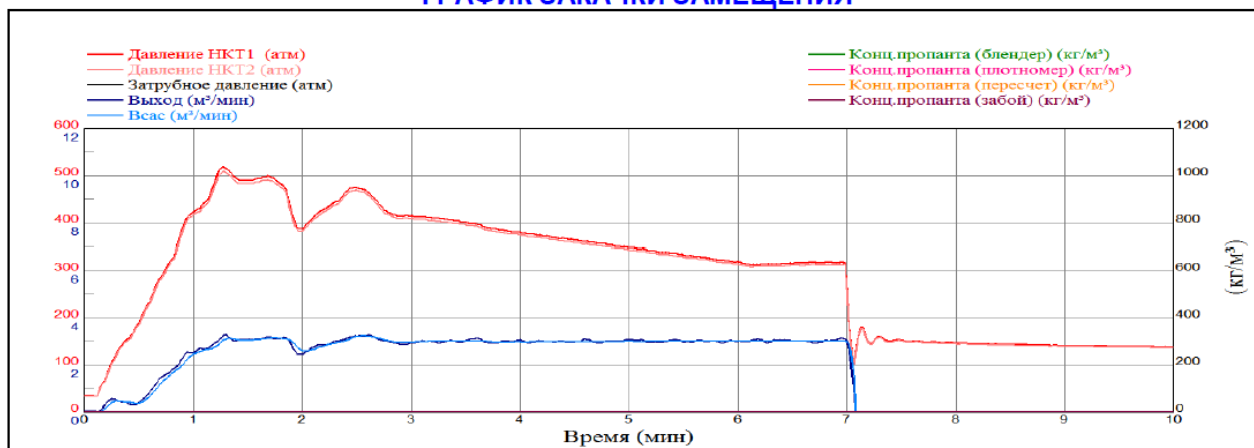


Рисунок 14 – График закачки замещения №2.

## Проведение мини ГРП

При выполнении мини ГРП в объеме 39м<sup>3</sup> с 1т пропанта BorProp 20/40, начальное давление разрыва  $P=380$ атм  $ISIP=325$ атм, наблюдается ярко выраженный «Hammer-effekt», что является очевидным показателем хорошей динамической связи в системе скважина-пласт (рисунок 15). Проведен анализ мини ГРП и получены следующие данные: эффективность жидкости ГРП факт-78% (план-65%), эффективное (чистое) давление факт-89атм (план-65атм), пластовое давление по анализу Хорнера факт-237атм (план-180атм). По результатам анализа мини ГРП были внесены следующие изменения в дизайн основного ГРП: увеличена буферная стадия до 16м<sup>3</sup> (план 14м<sup>3</sup>), увеличен объем пропанта BorProp 20/40 до 10т (план 2т), уменьшена максимальная концентрация пропанта до 700-700 кг/м<sup>3</sup> (план 900-900 кг/м<sup>3</sup>), скорректированы пропантовые стадии.

### ГРАФИК ЗАКАЧКИ ИНФОРМАЦИОННОГО ГРП

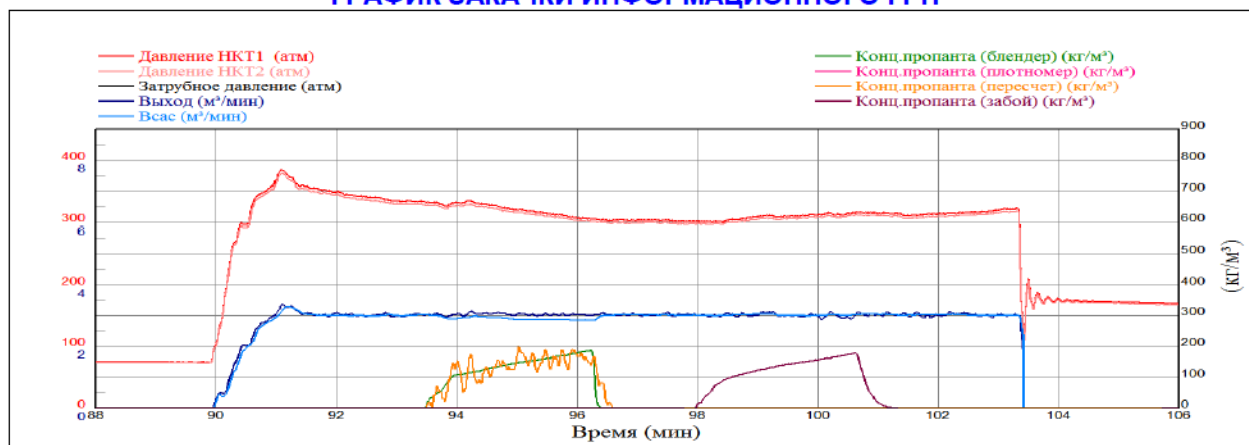


Рисунок 15 – График закачки мини ГРП

### Проведение основного ГРП

В результате проведения основного ГРП (рисунок 16), начальное давление образования трещины  $P=500$ атм,  $ISIP=340$ атм, Hammer-effekt – ярко выраженный, весь запланированный объем пропанта 19т был закачан в скважину и продавлен в пласт линейным гелем в объеме 16,4 м<sup>3</sup> (план 16,4м<sup>3</sup>). Вместе с мини ГРП закачано 20т и продавлено в пласт 20т пропанта. Работа выполнена в полном объеме.

### ГРАФИК ЗАКАЧКИ ОСНОВНОГО ГРП

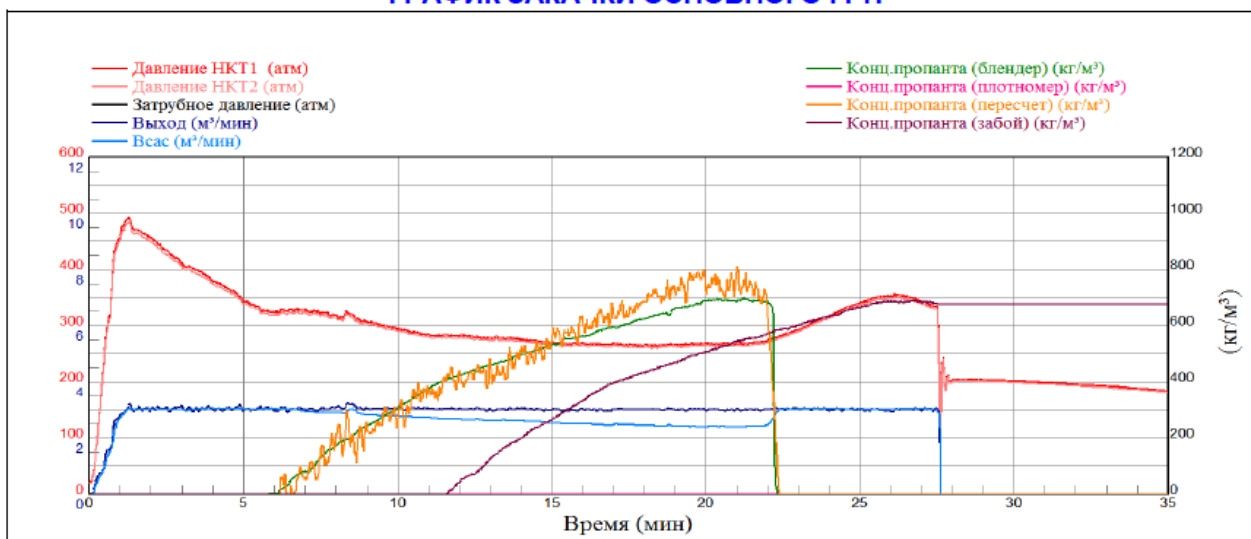


Рисунок 16 – График закачки основного ГРП

В результате открытия муфты BPS №1 и выполнении первой из пяти стадий ГРП, получены следующие результаты:

- Полудлинна закрепленной трещины (137,8м.)

- Высота закрепленной трещины (24,4м.)
- Средняя ширина закрепленной трещины (1,9мм.)
- Средняя проводимость трещины, Kh (698,7 Мд\*м.)
- Средняя проницаемость трещины (63830,5 мД)
- Безразмерный коэффициент продуктивности, Jd (0,31)
- Скин-фактор после ГРП (-3,81)

Время, затраченное на выполнение одной стадии ГРП составило 44 часа. Далее по такой же методике выполнены остальные стадии МГРП. Общее время, затраченное на выполнение мероприятий на данной скважине, составило приблизительно 520 часов или 22сут.

После запуска скважины «Х» месторождения «Х» в работу, пусковой дебит составил 35т/сут. при планируемом 40т/сут. По результатам анализа работы данной скважины за 12 месяцев, темп падения соответствовал плановым значениям (рисунок 17).

Таблица 4 – Плановые и фактические параметры добычи по скважине «Х» за год

	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	ед.измерения
план	40	38	36	34	32	30	29	28	26	25	24	22	т/сут
факт	36	41	39	38	34	33	30	29	28	26	25	25	т/сут

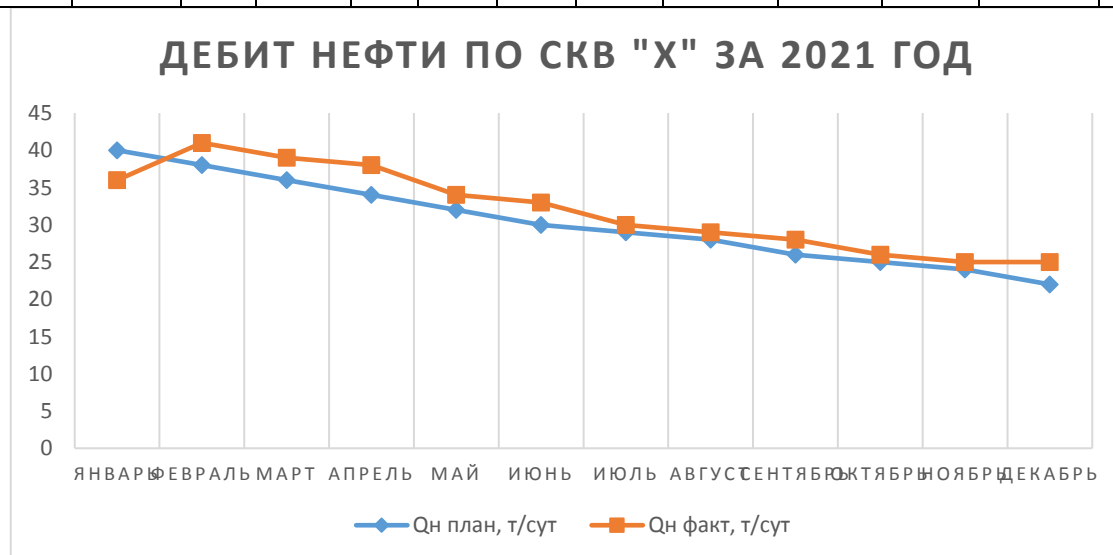


Рисунок 17 – Дебит нефти по скважине «Х» месторождения «Х» за 2021 год

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СГ	Цыхонин Фёдор Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»; Профиль: «эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томск. Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	-30% премии; 20% надбавки; 16% накладные расходы; 30% районный коэффициент.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30,2 %

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	SWOT-анализ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Формирование плана и графика разработки: - определение трудоемкости работ; -определение структуры работ; -разработка графика Гантта. Формирование бюджета затрат на научное исследование: - амортизационные отчисления; - заработная плата; - отчисления на социальные цели; - накладные расходы
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Определение ресурсоэффективности

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

1. Матрица SWOT
2. Диаграмма Гантта
3. Основные показатели эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	28.04.2022
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Гасанов М.А.	Д.Э.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Цыхонин Ф.С.		

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

### **Введение**

Данная глава посвящена применению гидравлического разрыва пласта на нефтяных месторождениях. Средняя проницаемость в новых зонах бурения снижается с каждым годом, что становится причиной снижения рентабельности месторождения. В связи с этим необходимо применение МУН для увеличения продуктивности скважин. Наиболее распространенной технологией является применения ГРП, поскольку он имеет целый ряд преимуществ. Применение ГРП актуально для всех нефтегазовых компаний, поэтому они заинтересованы в новых технологиях и результатах исследований. ГРП в настоящее время очень распространен как в России, так и за рубежом.

Основной целью данного раздела является – оценка перспективности развития и планирования финансовой и коммерческой ценности исследования, представленного в рамках ВКР.

Для достижения поставленной цели необходимо рассмотреть следующие задачи:

- Оценка коммерческого потенциала разработки.
- Планирование научно-исследовательской работы;
- Расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

#### **4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

##### **Потенциальные потребители результатов исследования**

В рамках научно-исследовательской работы подготовлены предложения по оптимизации процесса ГРП, которые будут рекомендованы в дочернее общество для дальнейшего применения.

В настоящий момент из-за прорывов воды многие скважины становятся неэффективными с точки зрения окупаемости затрат. Эта проблема характерна для всех месторождений Западной Сибири, где имеются трудноизвлекаемые запасы нефти.

В работе показаны способы повышения эффективности при помощи подбора технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта. Потребителями результатов данного исследования может быть компания недропользователь, ведущая деятельности на территории Западной Сибири, поскольку в настоящий момент трудноизвлекаемые запасы присутствуют на большей части месторождений.

В результате применения данных технологий происходит восстановление конструкции скважины. Применение ГРП актуально для всех нефтегазовых компаний, поэтому они заинтересованы в новых технологиях и результатах исследований. ГРП в настоящее время очень распространен как в России, так и за рубежом

Таким образом, потенциальными потребителями исследования являются нефтедобывающие компании, которые заинтересованы ПАО НК «Росфнеть», ПАО «Газпромнефть».

Составим карту сегментации рынка услуг по увеличению нефтеотдачи пластов (таблица 5).

Таблица 5 – Карта сегментации рынка предоставляемых услуг

	ГРП	Солянокислотная обработки	Дополнительная перфорация
Крупные			
Средние			
Мелкие			
	ПАО НК «Роснефть»		
	ПАО «Газпромнефть»		

По карте сегментирования видно, что компания «Газпромнефть» занимает лидирующие позиции по сравнению с ПАО «Роснефть» по интересующему нас методу воздействию на восстановление скважины.

### Анализ конкурентных технических решений

Данный анализ помогает методом сравнения оценить сильные и слабые стороны рассматриваемых способов ГРП, чтобы наиболее обосновано выбрать способ для дальнейшего проектирования. Наиболее часто один вариант не может обладать сразу всеми техническими и экономическими показателями в высшей степени, поэтому данный анализ позволяет выбрать тот вариант, который в целом обладает наивысшей конкурентоспособностью. Оценочная карта представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Оценочная карта конкурентоспособности

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		ГРП	СКО	ДП	ГРП	СКО	ДП
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. КПД	0,45	5	4	4	2,25	0,18	0,15
2. Расход электроэнергии	0,15	4	3	2	0,6	0,45	0,5
3. Бесперебойность работы	0,08	5	4	4	0,4	0,32	0,3

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		ГРП	СКО	ДП	ГРП	СКО	ДП
1	2	3	4	5	6	7	8
4. Надежность	0,12	5	3	2	0,6	0,36	0,25
5. Устойчивость к высоким температурам	0,04	4	4	2	0,16	0,16	0,16
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Габариты	0,04	5	5	3	0,2	0,2	0,1
2. Цена	0,02	5	3	3	0,1	0,06	0,8
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>38</b>	<b>30</b>	<b>24</b>	<b>4,81</b>	<b>3,75</b>	<b>2,66</b>

В данной таблице ГРП – гидравлический разрыв пласта, СКО – соляная обработка, ДП – дополнительная перфорация

Критерии для сравнения и оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения, подбираются, исходя из выбранных объектов сравнения с учетом их технических и экономических особенностей разработки, создания и эксплуатации. Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1

Расчет конкурентоспособности, на примере стабильности, определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_j = 0,45 \times 5 = 2,25 \quad (10)$$

где  $K$  – конкурентоспособность проекта;

$B_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_j$  – балл показателя.



В результате анализа конкурентных технических решений можно сделать вывод, что наибольшим преимуществом обладает способ ГРП.

### SWOT-анализ

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде таблица 7.

Таблица 7 – Матрица SWOT

	<b>Сильные стороны проекта:</b> С1. Высокая эффективность С2. Накопленный опыт применения ГРП С3. Применение на горизонтальных скважинах	<b>Слабые стороны проекта:</b> Сл1. Неприменимость при наличии газовой шапки Сл2. Потеря скважины в случае аварии Сл3. Высокая стоимость
<b>Возможности:</b> В1. Массовое применение В2. Шаблонность процедуры В3. Использование естественной воды		
<b>Угрозы:</b> У1. Аварии по вине персонала У2. Ограничение флотов ГРП		

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие помогают выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта				
		С1	С2	С3
Возможности	В1	+	+	+
	В2	0	-	0

		B3	+	0	+
		Результаты: B1C1C2C3, B3C3			
Угрозы	У1	0	+		+
	У2	-	+		-
		Результат: У1C2C3, У2C2			
<b>Слабые стороны проекта</b>					
		Сл1	Сл2	Сл3	
Возможности	B1	+	-	-	
	B2	+	-	+	
	B3	+	+	-	
		Результат: B1Сл1, B2Сл1Сл3, B3Сл1Сл2			
Угрозы	У1	-	0	+	
	У2	+	+	-	
		Результат: У1Сл3, У2Сл1Сл2			

После того как сформулированы четыре области SWOT, переходят к реализации второго этапа. В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT таблица 9.

Таблица 9 – Матрица SWOT

	<b>Сильные стороны проекта:</b> С1. Высокая эффективность С2. Накопленный опыт применения ГРП С3. Применение на горизонтальных скважинах	<b>Слабые стороны проекта:</b> Сл1. Неприменимость при наличии газовой шапки Сл2. Потеря скважины в случае аварии Сл3. Высокая стоимость
<b>Возможности:</b> В1. Массовое применение В2. Шаблонность процедуры В3. Использование естественной воды	1. Снижение стоимости за счет закупки собственного оборудования 2. Использование высококвалифицированных ресурсов 3. Повышение диапазона применимости	1. Необходимость проведения дополнительных расчетов 2. Аварии в случае недостаточного контроля за операцией 3. Снижение эффективности

<p><b>Угрозы:</b> У1. Аварии по вине персонала У2. Ограничение флотов ГРП</p>	<p>1. Повышение квалификации сотрудников 2. Контрактование на запланированный объем 3. Оптимизация параметров технологии</p>	<p>1. Невозможность применения из-за высокой стоимости 2. Потери инвестиций в скважину при аварии</p>
---	--	---

По итогам SWOT-анализа выявлены возможности для дальнейшего развития технологии ГРП. 1) Снижение негативного влияния угрозы 1 (аварии по вине персонала) может быть достигнуто за счет массового тиражирования технологии и тем самым повышения квалификации сотрудников через большое количество проведенных однотипных операций. 2) Риск ограниченности флотов ГРП на рынке (угроза 2) может быть снижен за счет приобретения собственного оборудования. Сейчас ГРП проводится на 70% горизонтальных скважин и на данный вид операции повышенный спрос. Приобретение собственного оборудования в кратчайшие сроки позволит окупить инвестиции, а также не зависеть от рынка услуг. При этом дополнительно снижается и негативное воздействие угрозы 1, поскольку за счет наращивания количества проведенных операций повышается квалификация сотрудников и снижает риск аварии. 3) Высокая эффективность и возможность масштабного тиражирования выделяют технологию ГРП по сравнению с конкурентами. Большинство угроз и слабых мест могут быть нивелированы за счет этого. Однако необходимо уделять внимание качеству проектирования и планированию работ.

## **4.2 Планирование научно-исследовательских работ**

### **Структура работ в рамках научного исследования**

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение количества исполнителей для каждой из работ;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для оптимизации работ удобно использовать классический метод линейного планирования и управления.

Результатом такого планирования является составление линейного графика выполнения всех работ. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы, приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	Номер раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Руководитель, Инженер
	3	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ накопленного опыта применения	Руководитель, Инженер
	6	Подбор оптимальных параметров	Инженер
	7	Оценка прироста дебита нефти	Руководитель, Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Экономическая оценка полученных результатов	Инженер
	9	Определение целесообразности проведения ВКР	Руководитель, Инженер
Оформление комплекта документации по ВКР	10	Составление пояснительной записки	Инженер

## Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

Основная часть стоимости разработки проекта составляется из трудовых затрат, поэтому важно определить трудоемкость работ всех участников разработки проекта. Несмотря на то, что трудоемкость зависит от трудно учитываемых параметров, т.е. носит вероятностный характер, ее можно определить экспертным путем, в «человеко-днях». Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости  $t_{ожі}$  определяется по формуле:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (11)$$

где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы, человеко-дни;

$t_{\min i}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, человеко-дни;

$t_{\max i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, человеко-дни.

Зная величину ожидаемой трудоемкости, можно определить продолжительность каждой  $i$ -ой работы в рабочих днях  $T_{pi}$ , при этом учитывается параллельность выполнения работ разными исполнителями. Данный расчёт позволяет определить величину заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (12)$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, рабочие дни;

$t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни;

$\Psi_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой (4.3):

$$T_{кі.кал} = T_{рі} \cdot k_{кал}, \quad (13)$$

где  $T_{кі}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{рі}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$  – календарный коэффициент.

Таблица 11 – Временные показатели проведения научного исследования

Наименование работ	Трудоемкость работ			Исполнители	$T_p$ , раб. дн.	$T_{кі}$ , кал. дн.
	$t_{min}$ , чел-дн.	$t_{max}$ , чел-дн.	$t_{ож}$ , чел-дн.			
Составление и утверждение технического задания	2	4	2,4	Р	2,4	3
Выбор направления исследований	2	4	2,4	Р, И	1,2	2,1
Подбор и изучение материалов по теме	10	15	12	И	12	18
Календарное планирование работ по теме	2	4	2,4	Р, И	1,2	2,1
Анализ накопленного опыта применения	5	8	6,2	Р, И	3,1	4,6
Подбор оптимальных параметров	20	25	22	И	22	32,5
Оценка прироста дебита нефти	5	8	6,2	Р, И	3,1	4,6
Определение целесообразности проведения ВКР	5	8	6,2	Р, И	3,1	4,6
Составление пояснительной записки Расчет потенциального эффекта от технологии	2	3	2,4	Р, И	2,4	4
Оценка возможности тиражирования технологии	10	20	14	И	14	20,1
					64,5	95,6

Р – научный руководитель, И- инженер

На основании рисунка 18 строится календарный план- график. График строится в рамках инженерного проекта с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени проектирования.

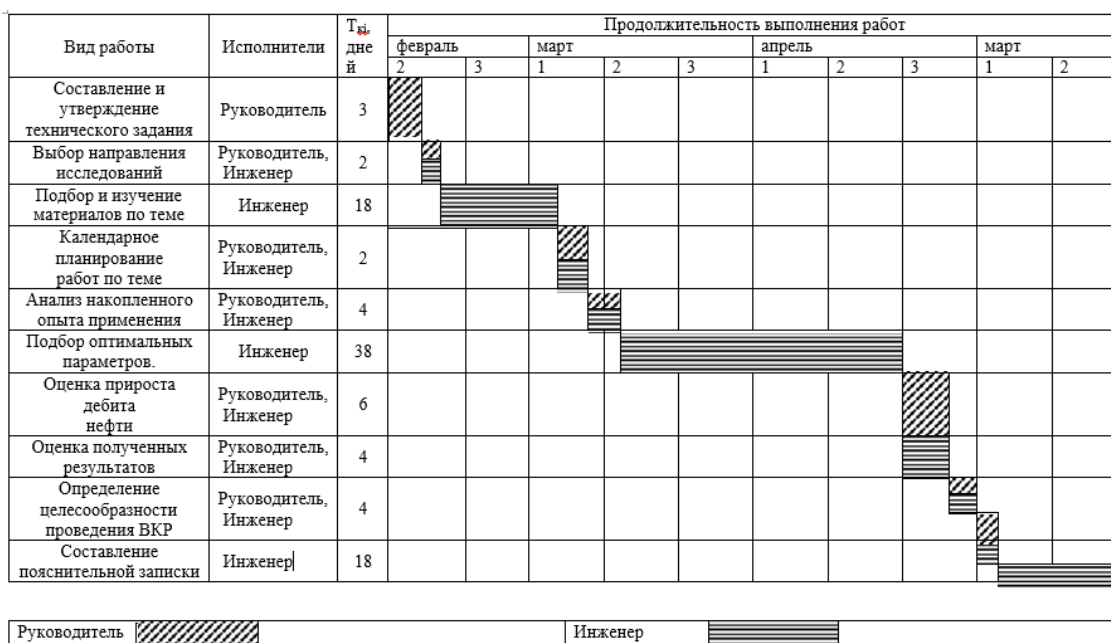


Рисунок 18 – Календарный план-график проведения НИОКР

### Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением. В этой работе использовать следующую группировку затрат по следующим статьям:

- материальные затраты научно-исследовательской работы (НИР);
- затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы НИР.

## **Расчет материальных затрат научно-технического исследования**

Материальные затраты — это затраты организации на приобретение сырья и материалов для создания готовой продукции.

Данная часть включает затрат всех материалов, используемых при получении образца, нанесенного с покрытием Zr-Y-O. Результаты расчета затрат представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Материальные затраты

<b>Наименование материалов</b>	<b>Цена за ед., руб.</b>	<b>Кол-во, ед.</b>	<b>Сумма, руб.</b>
Соль 7%	677,95	50 кг.	33898
Разрушитель геля	559,67	10 кг.	5596,7
ПАВ	490,87	400 л.	196348
Итого:			235842,7

## **Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ**

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене. Реализация ГРП требует также определенных затрат на оборудование для проведения технологии. Для расчета расходов на аренду специального оборудования для реализации выбранного метода интенсификации притока потребуется нормативное время проведения операции, количество необходимого оборудования и стоимость одного часа проката оборудования.

Таблица 13 - Специальное оборудование для экспериментальных работ

<b>Наименование оборудования</b>	<b>Кол-во единиц оборудования</b>	<b>Стоимость одного часа проката, руб.</b>	<b>Сумма, руб.</b>
Насос	2	3276	212284,8



Спец.арматура устья	1	3190	103356
Блок телеметрии	1	3677	119134,8
Цистерна для реагентов 75 м <sup>3</sup>	3	3652	354974,4
Блок манифольдов	1	2967	96130,8
Бункер под гравий 40т	2	4276	277084,8
Блендер	1	3456	11974,4
Кроссовер, промывочная труба	1	3286	106466,4
Итого			1281406,4

### Основная заработная плата исполнителей темы

Расходы по заработной плате определяются по трудоемкости выполняемой работы и действующей системы окладов и тарифных ставок. В основную заработную плату вносится премия, которая выплачивается каждый месяц в размере 20 –30 % от оклада.

Заработная плата инженера-проектировщика:

$$Z_{\text{полн}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (13)$$

где  $Z_{\text{осн}}$  - основная заработная плата

$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} * 0,15$  – дополнительная заработная плата .

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} + T_p, \quad (14)$$

где  $Z_{\text{дн}}$  - среднедневная заработная плата

$T_p$  - суммарная продолжительность работ, выполняемая научно-техническим сотрудником.

Размер средней заработной платы рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m * M}{F_d} \quad (15)$$

где  $Z_M$  - заработная плата за 1 месяц;

$M$  - количество месяцев работы без отпуска; при отпуске в 24 раб. Дня  $M=11,2$  месяца, при отпуске в 48 раб. дней  $M=10,4$  месяца, 6-дневная неделя;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн

Таблица 14 – Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней (выходные/праздничные)	6 6	118
Потери рабочего времени		
– отпуск	5	28
– невыходы по болезни	6 0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	243	219

Таблица 15 - Расчет основной заработной платы исполнителей

Исполнители НИ	$Z_{мс}, руб$	$k_{np}$	$k_d$	$k_p$	$Z_m, руб$	$Z_{он}, руб$	$T_p, раб.дн.$	$Z_{осн}, руб$
Руководитель	26300	0,3	0,2	1,3	51285	2147,3	25	53682,5
Инженер	17000	0,3	0,2	1,3	33150	1743,1	96	167337,6
Итого:								221020,1

**Дополнительная заработная плата определяется по формуле:**

– для руководителя:

$$Z_{дон} = k_{дон} \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 53682,5 = 8052,375 \text{ руб.}$$

– для инженера:

$$Z_{дон} = k_{дон} \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 167337,6 = 25100,64 \text{ руб.}$$

где  $k_{дон}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимаем равным 0,15).

## Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле: для руководителя:

$$З_{внеб} = k_{внеб}(З_{осн} + З_{доп}) = 0,3 \cdot (53682,5 + 8052,375) = 61734,875 \text{ руб.}$$

Для инженера:

$$З_{внеб} = k_{внеб}(З_{осн} + З_{доп}) = 0,3 \cdot (167337,6 + 25100,64) = 192438,24 \text{ руб}$$

где  $k_{внеб}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование). Общая ставка взносов составляет в 2022 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ).

## Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать ксерокопирование материалов исследования, учебную литературу, основную и доп. заработные платы, отчисления на соц. нужды. Сумма 5 статьи затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице ниже и используются для расчета накладных расходов.

Таблица 16 – Накладные затраты по статьям

Статьи затрат	Сумма, руб.
Специальное оборудование	1281406,4
Материалы	235842,7
Заработная плата	221020,1
Доп. Заработная плата	33153,015
Страховые взносы	254173,115
Общая сумма	2025595,33

## Определение ресурсной (ресурсосберегающей) и финансовой эффективности проводимого исследования

Оценка сравнительной эффективности исследования.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{разраб} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} \quad (16)$$

где  $I_{разраб}$  – интегральный финансовый показатель разработки  $\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\max}$  – максимальная стоимость исполнения научно- исследовательской работы (в т.ч. аналог).

$$I_{ан} = \frac{\varphi r_i}{\varphi_{max}} \quad (17)$$

$$I_{ан2} = \frac{\varphi r_i}{\varphi_{max}} \quad (18)$$

где  $I_{алт1}$  и  $I_{алт2}$  – интегральный финансовый показатель альтернативных исследований.

$$I_{разраб} = \frac{2025595.33}{4000000} = 0,5$$

$$I_{ан.1} = \frac{3400000}{4000000} = 0.85$$

$$I_{ан.2} = \frac{4000000}{4000000} = 1$$

где  $I_{разраб.}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$I_{алт1}$  и  $I_{алт2}$  – интегральный финансовый показатель альтернативных исследований;

$\Phi r_i$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\max}$  – максимальная стоимость исполнения научно- исследовательской работы (в т.ч. аналог).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разы. Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I^a = \sum_{i=1}^n a_i + b^a, \quad (19)$$

$$I^a = \sum_{i=1}^n a_i + b^p, \quad (20)$$

где  $I_m$  – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го параметра;

$b^a$ ,  $b^p$  – бальная оценка  $i$ -го параметра для аналога и разработки,  
 $i$  – номер параметра;  
устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;  
 $n$  – число параметров сравнения.

Таблица 17 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности труда	0,1	5	3	4
2. Удобство в эксплуатации	0,15	4	2	3
3. Помехоустойчивость	0,15	5	3	3
4. Энергосбережение	0,2	4	3	3
5. Надежность	0,25	4	4	4
6. Материалоемкость	0,15	4	4	4
ИТОГО	1	26	19	21

$$I_{\text{разр}} = 5 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,05 + 4 \cdot 0,01 = 3,94$$

$$I_{\text{анал.1}} = 3 \cdot 0,1 + 2 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,25 + 2 \cdot 0,05 + 4 \cdot 0,1 = 3,15$$

$$I_{\text{анал.2}} = 4 \cdot 0,1 + 3 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,05 + 4 \cdot 0,1 = 3,5$$

$$I_{\text{р}} = \frac{3,94}{0,87} = 4,53$$

$$I_{\text{a1}} = \frac{3,15}{0,9} = 2,84$$

$$I_{\text{a2}} = \frac{3,5}{1} = 3,5$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта таблица 14.

Сравнительная эффективность проекта:

$$\text{Эср} = \frac{I_{\text{фин р}}^p}{I_{\text{финр}}^{a1}} \quad (21)$$

$$\text{Эср} = \frac{I_{\text{фин р}}^p}{I_{\text{финр}}^{a2}} \quad (22)$$

где Эср – сравнительная эффективность проекта.

$$\text{Эср} = \frac{4,53}{2,84} = 1,59$$

$$\text{Эср} = \frac{4,53}{3,5} = 1,29$$

Таблица 18 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
Интегральный финансовый показатель разработки	0,5	0,85	1
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,94	3,15	3,5
Интегральный показатель Эффективности	4,53	2,84	3,5
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,59	1,29	

### **Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»**

Выявлены потенциальные потребители результатов исследования – недропользователи месторождений Западной Сибири.

Проведён анализ конкурентных технических решений. Проведено сравнение с конкурентами (ОПЗ, ДП). Из проведенного анализа можно сделать вывод, что значительно более высокая эффективность, не смотря на большую стоимость, делают данную технологию оптимальной, на большинстве месторождений Западной Сибири.

В ходе SWOT-анализа основными угрозами обозначены: аварии по вине персонала и дефицит флотов ГРП на рынке услуг. Возможные пути снижения влияния выявленных угроз.

При планировании НИИ создан список этапов работ в рамках проектирования научного исследования, распределены исполнители по типам работ, а также разработан алгоритм составления этапов работ.

Трудовые затраты составляют основную часть от стоимости разработки, при определении трудоемкости выполнения научного исследования и разработке графика проведения научных работ было установлено 64,5 рабочих дней, 96,7 календарных.

При использовании разработки исполнения потребуется 2025595,33 руб. – это наименьший показатель среди трех рассмотренных вариантов.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СГ	Цыхонину Федору Сергеевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

<b>ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА «Cup-to-Cup» НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</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>Объект исследования: методика проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта для наиболее эффективного извлечения углеводородов.</p> <p>Область применения: фонд скважин на месторождениях последних стадий разработки</p> <p>Рабочая зона: полевые условия</p> <p>Климатическая зона: особая, IV</p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: задвижки, линии высокого давления, противовыбросовое оборудование, ручной инструмент.</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: монтаж и расстановка спец.агрегатов и оборудования, опрессовки оборудования под большим давлением (до 90 Мпа), закачка растворов под давлением.</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>1. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.03.2022);</p> <p>2. ГОСТ Р ИСО 6385–2016 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем;</p> <p>3. ГОСТ Р ИСО 14738–2007. Безопасность машин. Антропометрические требования при проектировании рабочих мест машин;</p> <p>4. ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования;</p> <p>5. ГОСТ 21753–76. Система «человек-машина». Рычаги управления. Общие эргономические требования.</p> <p>6. ТК РФ: глава 47 Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом; ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация;</p>
<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b></p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p>	<p>Анализ вредных производственных факторов:</p> <p>– Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;</p>



<p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Повышенная запыленность и загазованность воздуха в рабочей зоне;</li> <li>- Повышенный уровень шума</li> <li>- Повышенный уровень вибраций;</li> <li>- Недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> </ul> <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Сосуды и аппараты под давлением</li> <li>- Подвижные части производственного оборудования</li> <li>-Химические реагенты</li> </ul> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: костюм для защиты от нефтепродуктов из смешанных или из огнестойких тканей, защитная каска, обувь с жестким подноском, очки защитные, перчатки с полимерным покрытием, защита органов слуха, защита органов дыхания.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</p>	<p>Атмосфера: охрана атмосферного воздуха от загрязнения;</p> <p>Гидросфера: охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения;</p> <p>Литосфера: охрана и рациональное использование земель.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:</p>	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- При разработке и эксплуатации проектируемого решения существует риск возникновения ЧС, связанный с неконтролируемым выбросом флюида, возникновении искрения в неисправных электрических приборах, а также возникновение взрывоопасной концентрации в результате выделения большого количества газа.</li> </ul> <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <p>типичная ЧС техногенного характера на объекте - взрыв или выброс химического реагента в воздушную среду с последующим разливом воды для ГРП</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	28.04.2022
--	------------

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Цыхонин Ф.С.		

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **Введение**

Нефтегазовые промыслы отличаются высоким уровнем опасности и возможностью возникновения экстремальных ситуаций, угрожающих здоровью рабочего персонала. По этой причине роль социальной ответственности в работе важна и актуальна.

Сущностью ВКР является анализ многостадийного гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах. МГРП это трудоемкий, сложный и опасный процесс, требующий строгого соблюдения техники безопасности.

Областью применения является эксплуатационные нефтяные скважины. Объектом исследования выступает метод многостадийного гидравлического разрыва пласта. Потенциальными потребителями являются компании, занимающиеся добычей углеводородов.

Рабочие процессы: монтаж и расстановка оборудования флота ГРП; опрессовки оборудования под большим давлением (до 90 Мпа); закачка агентов для воздействия на пласт.

Количество и наименование оборудования рабочей зоны: задвижки, линии высокого давления, противовыбросовое оборудование, ручной инструмент.

Работы выполняются круглогодично в особой климатической зоне (IV).

Технологические операции многостадийного ГРП выполняются в полевых условиях, на кустовой площадке вблизи скважин, на открытом воздухе.

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

При осуществлении трудовой деятельности между работником и работодателем заключается трудовой договор, в котором прописываются обязанности сторон, ответственность, а также права работника. Документом, определяющим трудовые отношения между работником и работодателем, является трудовой кодекс.

Согласно Трудовому кодексу Российской Федерации, N 197 - ФЗ каждый работник имеет право на [21]:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

Работа на объектах добычи нефти и газа характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются статьёй 298 ТК РФ [22].

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты.

## 5.2 Производственная безопасность

При проведении работ по МГРП на эксплуатируемых скважинах, работники подвержены множеству вредных и опасных производственных факторов.

Для идентификации потенциальных факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [23]. Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды, представлены на рисунке 19.

Вредные и опасные факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Повышенная запыленность воздуха рабочей зоны	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
Повышенная или пониженная температура воздуха	СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"
Повышенный уровень шума	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003
Повышенный уровень общей вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.
Недостаточная освещенность рабочей зоны в ночное время	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
Движущиеся и вращающиеся детали и узлы оборудования	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.
Химические реагенты	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
Пожаровзрывоопасность	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. СП 12.13130.2009 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАТЕГОРИЙ ПОМЕЩЕНИЙ, ЗДАНИЙ И НАРУЖНЫХ УСТАНОВОК ПО ВЗРЫВОПОЖАРНОЙ И ПОЖАРНОЙ ОПАСНОСТИ.
Сосуды под давлением	ГОСТ 34347-2017 СОСУДЫ И АППАРАТЫ СТАЛЬНЫЕ СВАРНЫЕ Общие технические условия

Рисунок 19 – Возможные опасные и вредные факторы при выполнении многостадийного гидроразрыва пласта

## 5.3 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

### Повышенная или пониженная температура воздуха

Ухудшению самочувствия рабочего способствует отклонение показателей климата. Наиболее распространенные патологии, возникающие при воздействии климатических факторов: болезни органов дыхания, острые респираторные инфекции, болезни органов кровообращения, эндокринной, мочевыделительной системы, травмы (отморожения). Чаще страдают лица

трудоспособного возраста, работающие на открытом воздухе в холодный период года.

Мероприятия по очистке ПЗП производят на открытом воздухе. В зимний период времени температуры варьируются в пределах от минус 25°С до минус 50°С. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия на организм рабочего.

Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

- запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям;
- в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от гнуса и клеща;
- при температуре наружного воздуха ниже минус 25°С работающих на открытом воздухе ежечасно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживаться температура плюс 25 °С.

Работы приостанавливают при определенных температурах и скоростях ветра в холодное время года. Таблица 19 отражает метеорологические условия, при которых останавливают работы.

Таблица 19 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура, °С
Безветренная погода	-40
Менее 5,0	-35
5,1 – 10,0	-25
10,1 – 15,0	-15
15,1 – 20,0	-5
Более 20,0	0

## Повышенная запыленность и загазованность воздуха

Операции по интенсификации притока на скважинах сопровождаются задействованием большого количества транспортных средств и агрегатов, которые в условиях песочной среды кустов месторождения поднимают в воздух огромное количество пыли и выделяют несметное число газов, которые воздействуют на организм человека.

Наиболее типичным профессиональным заболеванием являются пневмокониозы – респираторные заболевания, сопровождающиеся оседанием различной по содержанию пыли в легких.

Согласно п.3 ГОСТ 12.1.005-88[24] Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), используемых при проектировании производственных зданий, технологических процессов, оборудования, вентиляции, для контроля за качеством производственной среды и профилактики неблагоприятного воздействия на здоровье работающих. В таблице 20 приведены ПДК для различных видов пыли.

Таблица 20 – Предельно допустимая концентрация для различных видов пыли

Вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Пыль, содержащая более 70% SiO <sub>2</sub>	2	3
Пыль, содержащая от 10 до 70% SiO <sub>2</sub>	2	4
Пыль растительного и животного происхождения	4	4

Для контроля воздушной среды на производственном объекте предусмотрены датчики загазованности, звука, задымленности, манометры и т. д. Чтобы минимизировать попадание вредных веществ необходимо использовать средства индивидуальной защиты органов дыхания.

## **Повышенный уровень шума**

Работа операторов, выполняющих гидравлический разрыв пласта, связана с нахождением на территориях с повышенным уровнем шума. Предельно допустимые значения данных компонентов, влияющих на самочувствие рабочего, должны соответствовать санитарным нормам согласно СП 51.13330.2011 [25] и не превышать значение 95 Дб.

В результате воздействия шума снижается слух и ухудшают работоспособность человека, ослабляют память и внимание, а также нарушают артериальное давление и ритм сердца.

Для защиты органов слуха необходимо использовать наушники или противошумные вкладыши.

## **Повышенный уровень общей вибрации**

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

Уровень вибраций не должен превышать 92 дБ, при частоте 63 Гц согласно ГОСТ 12.1.012-2004 [26].

Основными мерами снижения уровня вибрации являются: виброизоляция источника от рабочего места, для этого на пути распространения вибрации устанавливают виброизоляторы из материалов с большим внутренним трением (резины, пробки, войлока и стальных пружин); профилактика, заключающаяся в контроле за вибрационными параметрами и проведении планового предупредительного ремонта оборудования.

## **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

В темное время суток рабочая зона должна быть освещена для избегания травм рабочих. Наиболее распространенные травмы – ушибы мягких тканей и переломы. Также, за счет недостаточности освещенности, происходит ухудшение остроты зрения.

Фонари и прожектора используют как осветительные приборы. Согласно СП 52.13330.2016 норма освещенности не ниже 10 люксов [27]. Поэтому мероприятия по улучшению освещенности не требуется.

## **5.4 Анализ опасных производственных факторов**

### **Сосуды и аппараты под давлением**

Работники нефтегазовых производств работают с сосудами и аппаратами, находящимися под большими давлениями (более 21 МПа). В случае неисправностей или непредвиденных аварий возможен риск получения травм различных частей тела вплоть до смертельного исхода. По этой причине сосуды и емкости для хранения нефти и газов, а также их транспортировки должны соответствовать требуемым нормам согласно ГОСТ 34347-2017 [28], а работники в свою очередь должны периодически проходить производственные инструктажи.

### **Подвижные части производственного оборудования**

Это самый распространённый вид опасности. Возможны как обычные ушибы, так и летальный исход. В процессе проведения МГРП необходимо постоянно совершать спуско – подъемные операции на скважине. При этом применяется пневматическое и гидравлическое оборудование. Наиболее часто происходят травмы при использовании гидравлических ключей. Зачастую, причиной травматизма является несоблюдение правил безопасности.

Чтобы обезопасить работу человека применяют: предупредительные знаки, предохранительные устройства, сигнализацию, защитные кожухи и барьеры. Также обязательно применение средств индивидуальной защиты: спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки.



## 5.5 Экологическая безопасность

### Защита атмосферы

Основные выбрасываемые в атмосферу вредные примеси от нефтегазовых комплексов – это кислые компоненты, УВ, их производные и твердые частицы. Производственные отходы, возникающие на нефтегазовых промыслах, подлежат к сжиганию на факельных установках, в результате чего в атмосферу выделяются вредные компоненты.

Подобное влияние происходит и при работе дизельных двигателей на различных агрегатах и технологических установках, которыми пользуются при ГРП, т. к. это оборудование основано на сжигании топлива, а процесс сжигания сопровождается выделением вредных компонентов в окружающую среду.

Кроме того, непосредственно углеводороды и их производные могут попадать в атмосферу в результате негерметичностей оборудования, различного рода аварий, низкой надежности вспомогательных агрегатов или прорывах трубопроводов.

В настоящее время для контроля за наличием определенной концентрации вещества в атмосфере установлено два норматива: среднесуточная предельно-допустимая концентрация и максимальная разовая предельно-допустимая концентрация. Под первой понимается концентрация, осредненная на какой-то продолжительный промежуток времени, под второй – за период двадцатиминутного измерения. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе на рабочем месте приведены согласно СанПиН 1.2.3685–21 [29] в таблице 21.

Таблица 21 – Предельно допустимая концентрация вредных веществ в рабочей зоне

Вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Диоксид азота	2	3
Аммиак	20	4
Бензин	100	4

Метанол	5	3
Диоксид серы	10	3
Сероводород	3	3
Оксид углерода	20	4

С целью регулировать концентрацию вредных веществ в атмосфере (не должна превышать ПДК), пылегазовые выбросы рассеиваются через высокие трубы. Кроме того, введен предельно-допустимый выброс, который также четко контролируется на промыслах.

### **Защита гидросферы**

Источниками нефтяного загрязнения водоемов может стать что угодно, но касательно ГРП или СКО можно выделить несколько наиболее возможных вариантов: промышленные стоки, прорывы амбаров и отстойников в периоды паводков, аварии во время технологических операций или же прорывы нефти и различных технических жидкостей в водоносные пласты вследствие их близкого расположения с продуктивным горизонтом.

Для оценки суммарного количество загрязнений в воде, которые поглощают кислород, введен показатель биохимической потребности в кислороде (БПК). При 20°С данный показатель не должен превышать 3 мг/л согласно ГОСТ 17.1.3.13–86 [30].

Чтобы предотвратить выбросы нефтепродуктов в близлежащие водохранилища, при разработке месторождений нефти и различных технологических операциях прямые сбросы неочищенных сточных вод не предусматриваются. Буровые растворы, уже побывавшие в употреблении, вновь используются в производственных нуждах, а сточные воды закачиваются в нагнетательные скважины, либо подвергаются очистке от вредных примесей посредством различных фильтров.

### **Защита литосферы**

Загрязнение почв нефтью или химическими реагентами приводит к экологическому ущербу, т.е. снижается продуктивность лесов и ухудшается

санитарное состояние окружающей среды. Поэтому следует проводить рекультивацию земель.

Рекультивацию загрязненных земель по трассам трубопроводов выполняется следующим образом:

На первом этапе происходит сбор пролитых нефтепродуктов, срез слоя почвы толщиной 0,2 – 0,4 м и перемещение его во временные отвалы до начала строительных работ;

Второй этап рекультивации заключается в поверхностном внесении минеральных удобрений и посеве многолетних трав.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химических реагентов достигается за счет следующих действий:

- Контроль за давлением в пласте и оборудовании;
- Аварийное отключение насосных агрегатов;
- Прокладка трубопроводов, через автомобильные дороги, в кожухах;
- Контроль герметичности оборудования.

## **5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

При проведении ремонтов скважины велика вероятность выброса пластовых флюидов, которые характеризуются пожаро- и взрывоопасностью. При проведении спускоподъемных работ, возможно газопроявление. При определённой концентрации и возникновении искрения в неисправных электрических приборах, газоздушная смесь взрывается. Взрывоопасная концентрация возникает в результате выделения большого количества газа и отсутствии смены воздушной массы в этой области.

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий составляются планы по ликвидации возможных аварий.

Основные поражающие факторы ЧС на производственном объекте: воздушная взрывчатая волна, температура, ионизирующее излучение, сильнодействующие ядовитые вещества, бактериальные агенты, аэрогидродинамический фактор, психоэмоциональное воздействие.

Возможные чрезвычайные ситуации на объекте по масштабу возможных последствий относятся к локальным, это может быть взрыв, выброс химического реагента в воздушную среду с последующим разливом воды для ГРП.

МГРП проводится на кусте, где находится оборудование для ГРП.

Вид опасности объекта – взрывопожарный, класс IV.

Категория объекта по ГО – 1.

На основании статьи 8 Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" класс возможного пожара по виду горючего материала относится к классам В – «Пожары горючих жидкостей или плавящихся твердых веществ и материалов» и С – «Пожары газов» [31].

Промышленная зона, где производятся работы, должна быть укомплектована первичными средствами пожаротушения:

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

Для предотвращения данной ситуации необходимо проверять герметичность сальниковых и фланцевых соединений, целостность технологических резервуаров, исправность запорных устройств, находящихся на кустовых площадках и в помещениях, не реже 1 раза в смену.

#### **Вывод по разделу социальная ответственность**

В ходе выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать влияние на организм человека во время проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта. В условиях проведения МГРП основным негативным фактором воздействия на почву является загрязнение ее нефтепродуктами, а наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией – возгорание и взрыв при утечке газа.

Согласно постановлению РФ от 31.12.2020 № 2398 [32], объекты добычи сырой нефти и природного газа оказывают негативное воздействие на окружающую среду и относятся к объектам I категории.

Согласно приложению № 5 к федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 15.12.2020 № 534 [33], объекты добычи нефти и газа относятся к классу взрывоопасности – зона 0.

Категория помещений по взрывопожарной и пожарной опасности, при проведении работ на скважине, относится к В1.

Категория помещений по электробезопасности согласно ПУЭ: II группа - «Помещения с повышенной опасностью».

Группа персонала по электробезопасности, согласно правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок, не ниже II группы.

Категория тяжести труда – III.

В соответствии фактических значений потенциально возможных факторов нормативным значениям, разработаны мероприятия по уменьшению их воздействия на людей и окружающую среду.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены условия образования и их изменения, в процессе разработки, низкопроницаемых коллекторов Западно Сибирского региона, типы, описание, определение, структуры и виды неоднородностей. Особенности геолого-промысловых условий разработки НПК, а также опыт применения современных технологий их разработки.

Наиболее эффективным геолого-техническим мероприятием, направленным на интенсификацию притока, является ГРП. В данный момент большинство нефтяных компаний выполняют строительство горизонтальных скважин с технологией МГРП. Данный инструмент значительно увеличивает зону дренирования одной скважины, а большое количество трещин и разрывов при МГРП, создает множество каналов высокой проводимости, что стимулирует приток пластовой жидкости к достаточно протяженному забою ГС. Были подробно изучены критерии подбора скважин-кандидатов для проведения МГРП и повторного ГРП. Проведен сравнительный анализ четырех достаточно перспективных методов улучшения технологии проведения гидроразрыва пласта, а именно: «слепой рефрак» - одностадийная закачка пропанта без изоляции портов ГРП; ГРП с использованием химического отклоняющего агента - селективный ГРП с предварительной блокировкой высокопроницаемых интервалов с помощью закачки разлагаемого отклоняющего состава; iFrac - многостадийный «слепой рефрак» - последовательная закачка пропанта в две стадии и более в ГС с МГРП без изоляции портов компоновки; Cup-to-Cup – селективный ГРП с применением чашеобразных уплотнителей, пакера многократной установки и разрывных колонных муфт BPS.

Для каждого метода указаны преимущества и недостатки. Для низкопроницаемых коллекторов Западной Сибири, была рекомендована и подробно описана технология проведения МГРП «Cup-to-Cup», основные преимущества которой заключаются в следующем:

- 1) Использование разрывных муфт «BPS» в компоновке хвостовика (выполняет роль перфорации с высокой полезной площадью 14см<sup>2</sup> );
- 2) Равнопроходной диаметр с хвостовиком (дает возможность спуска различного инструмента и глубинного оборудования);
- 3) Цементируемый хвостовик (исключает риск заколонных перетоков во время проведения ГРП и эксплуатации скважины);
- 4) Контролируемая закачка проппанта в определенный интервал (адресная закачка);
- 5) Возможность инициации новых трещин ГРП в ГС с предварительной перфорацией;
- 6) При остановке закачки во время проведения ГРП, есть возможность выполнить обратную промывку (исключение риска аварии «Козел»);
- 7) Возможность выполнения до десяти стадий МГРП за одну спускоподъемную операцию.

Недостатки:

- 1) Необходимость обеспечения равнопроходного сечения ГС с привлечением бригады КРС (если повторный ГРП выполняется на скважинах с циркуляционными муфтами);
- 2) Риск негерметичности чашечных пакеров.
- 3) Использование металлоемкого оборудования, увеличивающего риски возникновения аварии;
- 4) Потребность в привлечении бригады КРС в процессе МГРП.
- 5) Продолжительный процесс реализации технологии (монтажи/демонтажи арматур ГРП/КРС при позиционировании и посадки/срыве пакера);
- 6) Высокие требования к подготовке скважины (высокое качество цементирования хвостовика, высокое качество подготовки ствола скважины перед спуском рабочей компоновки)
- 7) Высокая цена оборудования и сопровождения работ инженером.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Низкопроницаемые коллекторы. Повышение эффективности разработки с использованием современных технологий [Электронный ресурс]. – URL:<https://magazine.neftegaz.ru/articles/dobycha/547707-nizkopronitsaemye-kollektory-povyshenie-effektivnosti-razrabotki-s-ispolzovaniem-sovremennykh-tekhno/>
2. Пономарев А.И. Повышение эффективности разработки залежей углеводородов в низкопроницаемых и слоисто-неоднородных коллекторах: дис. канд. тех. наук. – Уфа, 2000.
3. Трудноизвлекаемые запасы нефти ТрИЗ [Электронный ресурс]. – URL:<https://neftegaz.ru/tech-library/ngk/147767-trudnoizvlekaemye-zapasy-nefti-triz/>
4. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газовых месторождений: РД 153–39.0–110–01: утв. Мин-вом энергетики Рос. Федерации 05.02.2002: введ. в действие с 01.03.2002 – М.
5. Уляшев В.Е. Экспериментальные исследования фильтрационных свойств и газоотдачи низкопроницаемых карбонатных коллекторов: дис. ... канд. тех. наук. – М. 1999.
6. Пулькина Н.Э. Изучение неоднородности продуктивных пластов: практикум для выполнения учебно-научных работ студентами направления «Нефтегазовое дело» / Пулькина Н.Э., Зимина С.В.; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 79 с.
7. Королев М.И. Обоснование технологии извлечения остаточной нефти из неоднородных терригенных коллекторов с использованием микроэмульсионных составов: диссертация ... кандидата Технические науки: 25.00.17 / Королев Максим Игоревич; [Место защиты: ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»], 2019.



8. Пространственная неоднородность продуктивных пластов [Электронный ресурс]. – <http://neftandgaz.ru/> URL: <http://neftandgaz.ru/?tag=neodnorodnost>

9. Вайзбек Н.И. Определение анизотропии проницаемости нефтяного пласта на разных стадиях разработки месторождения // Вестник науки и образования. 2019. №9–2 (63). [Электронный ресурс]. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/opredelenie-anizotropii-pronitsaemosti-neftyanogo-plasta-na-raznyh-stadiyah-razrabotki-mestorozhdeniya-1>

10. Главнова Е.Н., Меркулов В.П., Главнов Н.Г. Сравнительный анализ методик определения анизотропии горизонтальной проницаемости пласта // Известия ТПУ. 2010. №1. [Электронный ресурс]. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sravnitelnyy-analiz-metodik-opredeleniya-anizotropii-gorizontalnoy-pronitsaemosti-plasta>

11. Меркулов В.П., Александров Д.В., Краснощекова Л.А. и др. Методика и результаты изучения анизотропии верхнеюрских коллекторов. / В кн.: Геофизические методы при разведке недр и экологических исследований. - Томск: Изд-во ТПУ, 2003. - С.114-119.

12. Бондаренко Т.В. Анализ условий проведения трассерных исследований в процессе разработки месторождений / Т.В. Бондаренко; науч. рук. Ю. А. Максимова // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г.: в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2020. — Т. 2. — [С. 41–43].

13. В.А. Байков, А.В. Колонских, А.К. Макатров, М.Е. Политов, А.Г. Телин Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Лабораторные фильтрационные исследования керн Приобского месторождения // Научно-технический вестник ОАО "НК "РОСНЕФТЬ". - 2013. - №31. - С. 4–7.

14. Климов Д.С., Закиров Э.С. Новый подход к разработке месторождений нефти и газа с низкопроницаемыми коллекторами // Экспозиция

Нефть Газ. 2018. №3 (63).[Электронный ресурс].–URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/novyy-podhod-k-razrabotke-mestorozhdeniy-nefti-i-gaza-s-nizkopronitsaemyh-kollektorami>.

15. Мамбетов Жанат Сеельбекович, Медведев Константин Сергеевич Анализ эффективности многозонного гидроразрыва пласта в условиях низкопроницаемых коллекторов // Вопросы науки и образования. 2018. №26 (38). [Электронный ресурс].– URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-effektivnosti-mnogozonnogo-gidrorazryva-plasta-v-usloviyah-nizkopronitsaemyh-kollektorov>.

16. Березовский Ю. С. Подбор оптимальной технологии разработки низкопроницаемых коллекторов горизонтальными скважинами с многостадийным гидравлическим разрывом пласта на примере месторождения С / Ю. С. Березовский, А. С. Трушко ; науч. рук. О. С. Чернова, Г. М. Татьянанин // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири, Томск, 2-7 апреля 2018 г.: в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2018. — Т. 2. — [С. 93–95].

17. Alfred R. Jennings, Jr. P.E. Enhanced Well Stimulation, Inc. Применение гидравлического разрыва пласта, 2003.

18. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 638 с.

19. Афанасьев И.С. Разработка нефтяных сверхнизкопроницаемых коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №5. – С. 82-86.

20. Федоров А.И. Использование геомеханического моделирования для определения давления смыкания трещин гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №11. – С. 50-53.

21. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021).

22. «Трудовой кодекс Российской Федерации» Статья 298. Ограничения на работы вахтовым методом.
23. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
24. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
25. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.
26. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.
27. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*
28. ГОСТ 34347-2017 сосуды и аппараты стальные сварные под давлением.
29. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания".
30. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.
31. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности"
32. Постановление Правительства РФ от 31.12.2020 N 2398 (ред. от 07.10.2021) "Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий"
33. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 15.12.2020 № 534.