

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ОБОСНОВАНИЕ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВТОРНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.66(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Запоточнова Вероника Алексеевна		

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
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач	И.УК(У)-1.1. Анализирует задачу, выделяя ее базовые составляющие
		И. УК(У)-1.2 Осуществляет поиск, выделяет и ранжирует информацию на основе системного подхода и методов познания для решения задач по различным типам запросов
		И.УК(У)-1.3 Обосновывает выводы, интерпретации и оценки о научных исследованиях, публикациях и т.д., на основе критериев и базовых методов аргументации
		И.УК(У)-1.4 Анализирует и контекстно обрабатывает информацию для решения поставленных задач с формированием собственных мнений и суждений; предлагает варианты решения задачи, анализирует возможные последствия их использования
		И.УК(У)-1.5 Анализирует пути решения проблем мировоззренческого, нравственного и личностного характера на основе использования основных философских идей и категорий в их историческом развитии и социально-культурном контексте
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений	И.УК(У)-2.1. Формулирует проблему, решение которой напрямую связано с достижением цели проекта
		И.УК(У)-2.2. Определяет связи между поставленными задачами и ожидаемые результаты их решения
		И.УК(У)-2.3. В рамках поставленных задач определяет имеющиеся ресурсы и ограничения, действующие правовые нормы
		И.УК(У)-2.4. Анализирует план-график реализации проекта в целом и выбирает оптимальный способ решения поставленных задач, исходя из действующих правовых норм и имеющихся ресурсов и ограничений
		И. УК(У)-2.5. Контролирует ход выполнения проекта, 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	И.УК(У)-3.1. Определяет свою роль в команде, исходя из стратегии сотрудничества для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.2. Формулирует и учитывает в своей деятельности особенности поведения групп людей, выделенных в зависимости от поставленной цели
		И.УК(У)-3.3. Анализирует возможные последствия личных действий и планирует свои действия для достижения заданного результата
		И.УК(У)-3.4. Осуществляет обмен информацией, знаниями и опытом с членами команды; аргументирует свою точку зрения относительно использования идей других членов команды для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений
Коммуникация	УК(У)-4. Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)	И.УК(У)-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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<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 тактики, степени официальности обстановки; формирует и аргументирует собственную оценку основных идей участников диалога (дискуссии) в соответствии с потребностями совместной деятельности</p>
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах	<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>
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни	<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 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>

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		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
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-7. Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности	И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма
		И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособности
		И.УК(У)-7.3. Соблюдает и пропагандирует нормы здорового образа жизни в различных жизненных ситуациях и в профессиональной деятельности
Безопасность жизнедеятельности	УК(У)-8. Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций	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)
		И.УК(У)-8.2. Идентифицирует опасные и вредные факторы в рамках выполняемого задания
		И.УК(У)-8.3. Выявляет и устраняет проблемы, связанные с нарушениями техники безопасности на рабочем месте; разъясняет мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций
		И.УК(У)-8.4. Разъясняет правила поведения при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения; оказывает первую помощь, участвует в восстановительных мероприятиях
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	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
		И.УК(У)-9.2. Разрабатывает коммерчески перспективный продукт на основе научно-технической идеи и ведет проектную деятельность по направлению профессиональной деятельности

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания	И.ОПК(У)-1.1. Применяет математический аппарат исследования функций, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, рядов, дифференциальных уравнений, теории функций комплексного переменного в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.3. Демонстрирует понимание физических явлений и применяет законы механики, термодинамики, электричества и магнетизма, основ оптики, квантовой механики и атомной физики в инженерной деятельности

		И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии
		И.ОПК(У)-1.5. Демонстрирует знание основ теоретической механики, теории механизмов и машин, сопротивления материалов, деталей машин и основ конструирования и применяет их при решении практических задач
		И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов
		И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений	И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы
		И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные
		И.ОПК(У)-2.3. Оценивает сходимость результатов расчетов, получаемых по различным методикам
		И.ОПК(У)-2.4. Обладает навыками работы с ЭВМ, используя новые методы и пакеты программ
Когнитивное управление	ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента	И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции совершаются в условиях неопределенности
		И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента
		И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении
		И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства
Использование инструментов и оборудования	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные	И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве
		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы
		И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ
Исследование	ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств	И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач профессиональной деятельности
		И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа, основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства
		И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций
		И.ОПК(У)-5.4. Использует основные технологии поиска, разведки и организации нефтегазового производства в России и за рубежом, стандарты и

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

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: технологический				
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

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	<p>3. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту нефтепромыслового оборудования</p> <p>4. Выполнение диагностического обследования оборудования по 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>ПК(У)–2. Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-2.1 Проводит диагностику, текущий осмотр и ремонт технологического оборудования, используемого в процессах добычи нефти, газа и газового конденсата</p>
	<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>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</p>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p> <p>ОТФ А «Комплексирование геолого-промысловых данных и построение моделей нефтегазовых залежей»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>		газовых 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 нефтегазопромыслового оборудования в сфере эксплуатации объектов добычи нефти и газа

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Г	Запоточнова Вероника Алексеевна

Тема работы:

Обоснование проведения повторного гидравлического разрыва пласта в различных геологических условиях на нефтяных месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	68-66/с от 09.03.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов: 1.1 Пористость и проницаемость (фильтрационно-емкостные свойства пласта) 1.2 Распространение трещины гидравлического разрыва пласта согласно регионального стресса	Обзор современных подходов к гидравлическому разрыву пласта. Анализ особенности воздействия на пласт при повторном гидравлическом разрыве пласта. Критерии выделения пластов, участков и конкретных скважин для проведения данного типа геолого-технических мероприятий.

<p>1.3 Анализ пластов с целью проведения повторного гидравлического разрыва пласта</p> <p>2.1 Анализ критериев применения повторного гидравлического разрыва пласта</p> <p>2.2 Методика выбора скважин-кандидатов для проведения повторного гидравлического разрыва пласта на основе эффекта переориентации трещины</p> <p>3.1 Проведение повторного гидравлического разрыва пласта на скважинах пласта ЮС₂ Западно-Сургутского месторождения</p>	
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Кащук Ирина Вадимовна
---	-------------------------------

Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович
----------------------------	--

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

АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВТОРНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ПРОВЕДЕНИЮ ПОВТОРНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОВТОРНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ЗАПАДНО-СУРГУТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.03.2022
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			10.03.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Запоточнова Вероника Алексеевна		10.03.2022

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ГТМ** – геолого-техническое мероприятие;
- ГРП** – гидравлический разрыв пласта;
- НИЗ** – начальные извлекаемые запасы;
- ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства;
- АКШ** – акустический каротаж широкополосный;
- НДС** – напряженно-деформированное состояние;
- ФНВ** – фронт нагнетаемой воды;
- КИН** – коэффициент извлечения нефти;
- НГДУ** – нефтегазодобывающее управление;
- ВНК** – водонефтяной контакт;
- ГИРЗ** – гамма-излучения радиационного захвата;
- ГИС** – геофизические исследования скважин;
- ОПР** – опытно-промышленная разработка;
- ЗБС** – зарезка бокового ствола;
- ЧС** – чрезвычайная ситуация;
- ДНГ** – добыча нефти и газа;
- ПДК** – предельно допустимая концентрация;
- СГГ** – счет горючих газов;
- БПК** – биологическое потребление кислорода.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 95 страниц, в том числе 18 рисунков, 18 таблиц. Список литературы включает 31 источник.

Ключевые слова: повторный ГРП, увеличение нефтеотдачи, азимут трещины ГРП, переориентация азимута трещины повторного ГРП, поздняя стадия разработки, давление смыкания.

Объектом исследования являются пласты нефтяного месторождения, которые подходят под критерии проведения повторного ГРП.

Цель исследования – повышение эффективности разработки месторождений с применением повторного гидравлического разрыва пласта.

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены критерии применения повторного гидравлического разрыва пласта на нефтяных месторождениях Западной Сибири, а также методика подбора скважин-кандидатов на основе эффекта переориентации трещин.

Наиболее эффективным методом является проведение повторного ГРП с увеличением массы и размера проппанта, по сравнению с первой обработкой, для закрепления трещины по всей ее длине и высоте и учетом эффекта переориентации трещины, т. е. угла поворота второй трещины и ее длины.

Область применения: нефтяные месторождения, добывающие скважины.

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычей нефти за счет применения повторного гидравлического разрыва пласта.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	15
1 АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВТОРНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА	17
1.1 Пористость и проницаемость (фильтрационно-емкостные свойства пласта)	19
1.1.1 Влияние пластового давления на давление смыкания трещины	25
1.2 Распространение трещины гидравлического разрыва пласта согласно регионального стресса	26
1.2.1 Эффект переориентации трещины	27
1.2.2 Оценка риска прорыва трещины во фронт нагнетаемой воды	32
1.3 Анализ пластов с целью проведения повторного гидравлического разрыва пласта	33
2 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ПРОВЕДЕНИЮ ПОВТОРНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ.....	36
2.1 Анализ критериев применения повторного гидравлического разрыва пласта.....	36
2.2 Методика выбора скважин-кандидатов для проведения повторного гидравлического разрыва пласта на основе эффекта переориентации трещины	45
3 УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОВТОРНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ЗАПАДНО-СУРГУТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	51
3.1 Проведение повторного гидравлического разрыва пласта на скважинах пласта ЮС ₂ Западно-Сургутского месторождения.....	51

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	59
4.1 Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели	59
4.2 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия....	62
4.3 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям	66
4.4 Вывод по экономическому разделу	69
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	72
5.1 Правовые и организационные вопросы.....	72
5.2 Производственная безопасность	74
5.2.1 Анализ потенциально вредных производственных факторов	75
5.2.2 Анализ потенциально опасных производственных факторов	79
5.3 Экологическая безопасность	83
5.3.1 Защита атмосферы	83
5.3.2 Защита гидросферы	85
5.3.3 Защита литосферы	86
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	87
5.5 Выводы по разделу социальная ответственность.....	88
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	90
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	92

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время на месторождениях Западной Сибири активно вовлекаются в разработку трудноизвлекаемые запасы нефти, приуроченные к слабодренируемым, низкопроницаемым и неоднородным коллекторам. На поздней стадии разработки низкопроницаемых пластов-коллекторов возникает необходимость проведения в скважинах геолого-технических мероприятий (ГТМ) для поддержания добычи нефти. Ее снижение может быть связано как с естественными причинами – истощением запасов, так и с ухудшением проводящих свойств трещины первого гидроразрыва пласта (ГРП): глинизацией, вдавливанием проппанта или другими эффектами, проявляющимися в процессе эксплуатации. Одним из наиболее эффективных видов ГТМ является повторный ГРП, в результате которого кратно повышается дебит добывающих скважин и приемистость нагнетательных, а также увеличивается конечная нефтеотдача за счет вовлечения в разработку ранее недренируемых зон и пропластков.

Эффективность ГРП определяется влиянием комплекса факторов: геологических, технологических, а также состоянием разработки. Поэтому для успешной разработки низкопродуктивных и неоднородных объектов необходим научно обоснованный подход к выбору скважин под проведение ГРП, учитывающий все факторы, влияющие на эффективность обработки.

За период эксплуатации скважин после проведения первого ГРП значительно снижается проводимость трещин вследствие выноса проппанта и постепенного смыкания трещины. Скважины с проблемами такого рода обладают наибольшим потенциалом для восстановления своей производительности путём повторного ГРП.

Исследования и практика применения повторного ГРП показывают, что эффект от проведения повторного гидроразрыва неодинаково проявляется в работе отдельных скважин, поэтому необходимо рассматривать не только прирост дебита каждой скважины после ГРП, но и влияние геолого-физических особенностей выбранного объекта. Одним из сдерживающих факторов повышения эффективности применения повторного ГРП является отсутствие

четких представлений о том, в каких отложениях и каких пластах приемлемо применять ту или иную технологию повторного ГРП (по объемам закачки проппанта и жидкости разрыва, по способу закачки рабочих агентов, по вариантам технологий – с закачкой предварительной порции проппанта с перерывом подачи жидкости-песконосителя или без этого и т.д.).

Целью данной работы является повышение эффективности разработки месторождений с применением повторного гидравлического разрыва пласта.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Провести анализ геолого-промысловых условий, характерных для проведения повторного ГРП;
2. Обосновать применение современных технологических подходов к проведению повторного ГРП на нефтяных месторождениях;
3. Обосновать применение технологии повторного ГРП на Западно-Сургутском месторождении, с целью увеличения нефтеотдачи.

1 АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВТОРНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

В настоящее время основные работы по анализу гидравлического разрыва пласта имеют узкую направленность, учитывающую либо сопоставление результатов от проведения обработок, или же наоборот – описывающие проектирование процесса с применяемыми режимами. В данной работе попытаемся выявить зависимость эффективности от выбора режимов обработки пласта при сопоставлении горно-геологических характеристик, условий разработки и фильтрационно-емкостных свойств пластов, т. е. провести комплексную оценку всех основных факторов и условий, влияющих на геометрию трещин и в конечном счете на продуктивность скважин.

В качестве анализируемых объектов взяты скважины, где уже проводились повторные ГРП, это позволило на фактических результатах дать оценку эффективности данной технологии. Как показал анализ, именно повторный ГРП позволяет наиболее точно определить правильность технологических режимов, заложенных в проекте, оценить результат обработки в зависимости от созданной геометрии трещины, а также в дальнейшем позволит повысить эффективность первичных и последующих ГРП [1].

ГРП – один из методов интенсификации работы нефтяных скважин и увеличения приемистости нагнетательных скважин. Метод заключается в создании высокопроводимой трещины в пласте для обеспечения притока добываемого флюида к забою скважины.

Повторный ГРП – метод, направленный на повышение добычи нефти в результате улучшения фильтрационных свойств первой трещины и увеличение области дренирования, который проводится с увеличением массы проппанта на 30-40 % по сравнению с первой операцией.

Поздняя стадия разработки – это период, на который приходится менее половины начальных извлекаемых запасов (НИЗ), характеризующийся

снижением объема отбора нефти и интенсивным ростом обводненности добываемой продукции.

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) – это способность коллекторов вмещать (пористость) и фильтровать (проницаемость) флюиды.

Проведение первого в мире ГРП приписывается компании Halliburton, выполнившей его в США в 1947 году. В качестве жидкости разрыва в тот момент использовалась техническая вода, в качестве расклинивающего агента – речной песок. Попытка оказалась unsuccessful, но она вдохновила на дальнейшие изыскания в этой области.

Первый коммерчески успешный гидроразрыв пласта был осуществлен в 1949 году в США, после чего их количество стало резко возрастать. К середине 50-х годов количество проводимых ГРП достигло 3000 в год. В 1988 году общее количество проведенных ГРП перевалило за 1 млн. операций. И это только в США.

В отечественной практике метод ГРП начали применять с 1952 года. Пик применения метода был достигнут в 1959 году, после чего количество операций снизилось, а затем и вовсе прекратилось. С начала 1970-х и до конца 1980-х ГРП в отечественной нефтедобыче в промышленных масштабах не проводились. В связи с вводом в разработку крупных нефтяных месторождений Западной Сибири потребность в интенсификации добычи попросту отпала. Возрождение практики применения ГРП в России началось только в конце 1980-х [2].

За годы промышленного применения технология, конечно, изменилась. Скажем, при первых гидроразрывах в качестве закачиваемой жидкости использовали техническую воду, а для расклинивания скважины – речной песок. Сейчас же в качестве рабочей жидкости обычно применяют растворы с использованием высокомолекулярных полимеров (для снижения потерь давления) на водной основе, на нефтяной основе, многофазные или пенные жидкости, на спиртовой основе и др., а в качестве расклинивающего агента – пропант.

ГРП проводили на любой скважине, где необходимо было увеличить дебит, без предварительных расчетов возможных последствий. Еще один пример: при первых ГРП в пласт закачивалось не более 5-10 тонн проппанта. Сегодня эти значения достигают сотен тонн – большое количество проппанта необходимо при создании протяженных трещин, охватывающих значительную часть пласта.

В последние годы развитие технологий ГРП в России направлено на увеличение объемов закачки проппанта, производство азотных ГРП, а также многостадийных ГРП в пласте [3].

1.1 Пористость и проницаемость (фильтрационно-емкостные свойства пласта)

Производительность скважины после гидроразрыва зависит от многих факторов, включая проницаемость коллектора, пористость, давление, свойства закачиваемой жидкости и т.д. Среди этих факторов одним из наиболее важных является давление смыкания трещины. Давление смыкания трещины определяется как давление жидкости, при котором существующая трещина в целом смыкается. Давление смыкания лежит в основе всего анализа трещины, а также используется для выбора расклинивающего наполнителя.

$$P_{NET} = P_W - P_C, \quad (1)$$

где P_{NET} – чистое давление (давление в трещине во время разрыва пласта; после закрытия трещины это давление перестает существовать); P_W – избыточное давление; P_C – давление смыкания.

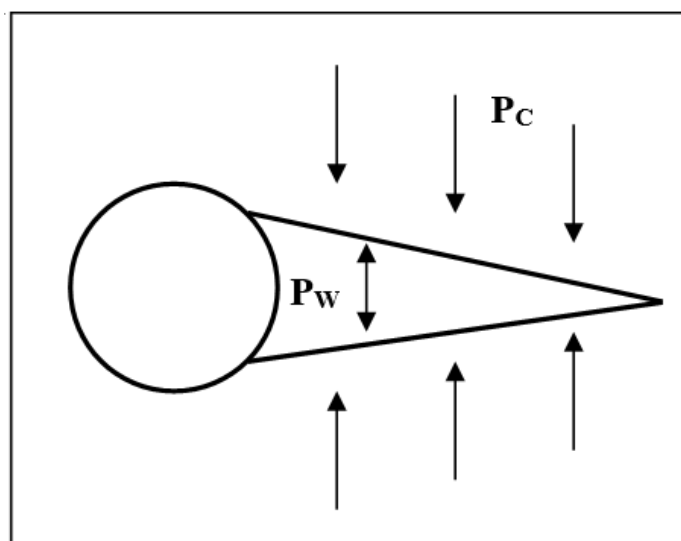


Рисунок 1 – Давление в трещине. $P_{\text{NET}} < 0$ – трещина будет закрываться;
 $P_{\text{NET}} > 0$ – трещина будет оставаться открытой

По мере снижения начального пластового давления в продуктивных пластах растет эффективное напряжение (напряжение, создаваемое только твердой фазой вышележащих пород и действующее как вне каждой частицы, сдвигая их между собой, так и внутри частиц). Это приводит к деформации (сжатию) скелета горных пород отдающих пластов, в результате чего опускается вся толща горных пород выше продуктивной залежи. Во время проведения ГРП создается значительная репрессия, пласт деформируется (сдвигается). Перераспределение напряжений при проведении гидроразрыва пласта также влияет на вынос проппанта из трещины.

Обратный вынос проппанта из трещины в скважину приводит к уменьшению ее проводящей ширины в результате снижения эффекта расклинивания (суть этого явления заключается в том, что молекулы жидкости, достигая зон, где ширина трещины примерно равна размеру молекулы, своим давлением стремятся расклинить эту трещину для дальнейшего продвижения), вплоть до ее полного смыкания [4].

Перед проведением ГРП необходимо создать модель обработки, основываясь на геомеханических свойствах пород, пластовых условиях и свойствах жидкости гидроразрыва. В виду отсутствия точных и полноценных данных о механических свойствах пород, наличию неопределенности в величине

анизотропии механических свойств пород, а также неопределенности в расчетах напряженно-деформированного состояния пород, модель ГРП может значительно отличаться от того, что будет получено в реальных условиях при проведении операции [5].

Для минимизации различий, в целях получения достоверных данных о геомеханических свойствах породы, перед основным ГРП проводится калибровочный тест – мини-ГРП. Мини-ГРП – это самый важный тест на месте проведения работ перед основным ГРП и определяется как относительно короткая по времени закачка на скорости основной работы, с использованием относительно больших объемов жидкости и малого количества проппанта. После проведения мини-ГРП получают следующую информацию:

- Давление смыкания пласта (давление в трещине, которое образуется, когда стенки трещины смыкаются после утечек);
- Стресс смыкания (минимальный горизонтальный стресс, существующий в пласте);
- Эффективность жидкости гидроразрыва (показывает отношение объемов отфильтрованной жидкости, к объему жидкости, который остался в пласте, выражается в процентном соотношении);
- Эффективное давление (разность между давлением в любой точке трещины и давлением при котором трещина сомкнется);
- Параметры фильтрации жидкости в пласт (наличие и типы утечек).

Вышеперечисленные параметры определяются программно при анализе кривой падения давления (G-функции) после остановки закачки мини-ГРП. G-функция является функцией безразмерного времени, связывающая время остановки (t) к общему времени закачки (t_p), предполагая при этом закачку с постоянным расходом [6].

После остановки закачки при наличии раскрытой трещины ГРП существует псевдо-линейный режим фильтрации, угол наклона производной суперпозиции в логарифмических координатах составляет 0,5, отклонение от

этого угла будет означать изменение режима, и, следовательно, смыкание трещины.

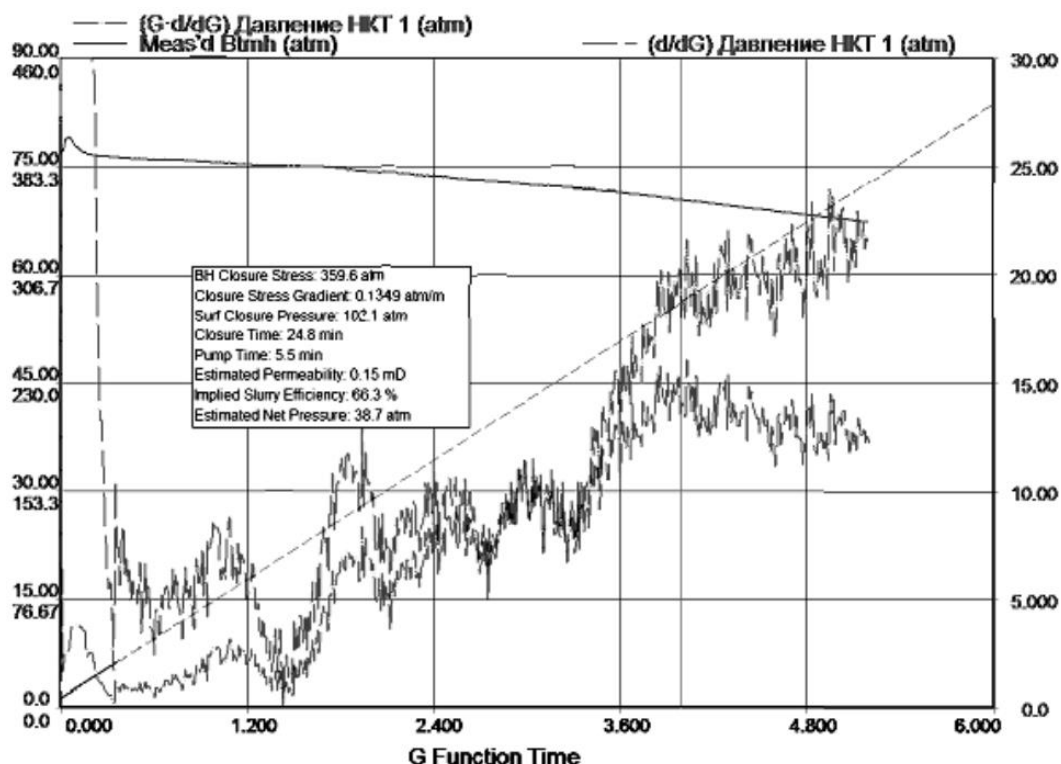


Рисунок 2 – Пример G-функции и определенных параметров

Анализ производной G-функции требует построения графика зависимости забойного давления, производной давления (dP/dG) и производной суперпозиции (GdP/dG) от G-функции. Целью анализа производной по G-функции является определение типа фильтрации и давления смыкания трещины. В большинстве случаев производная суперпозиции точно указывает смыкание трещины ГРП при отклонении данных вниз от экстраполированной прямой в течение периода нормальной фильтрации. Тип фильтрации устанавливается по характерной форме кривых производной и производной суперпозиции [5].

При нормальной фильтрации, область трещины остается постоянной в течение периода остановки скважины, а фильтрация происходит через однородную матрицу породы. График G-функции выявляет нормальную фильтрацию в виде постоянной производной, в то время как производная суперпозиции лежит на прямой линии, проходящей через начало координат. Давление смыкания отмечается в точке отклонения производной суперпозиции вниз от этой прямой линии.

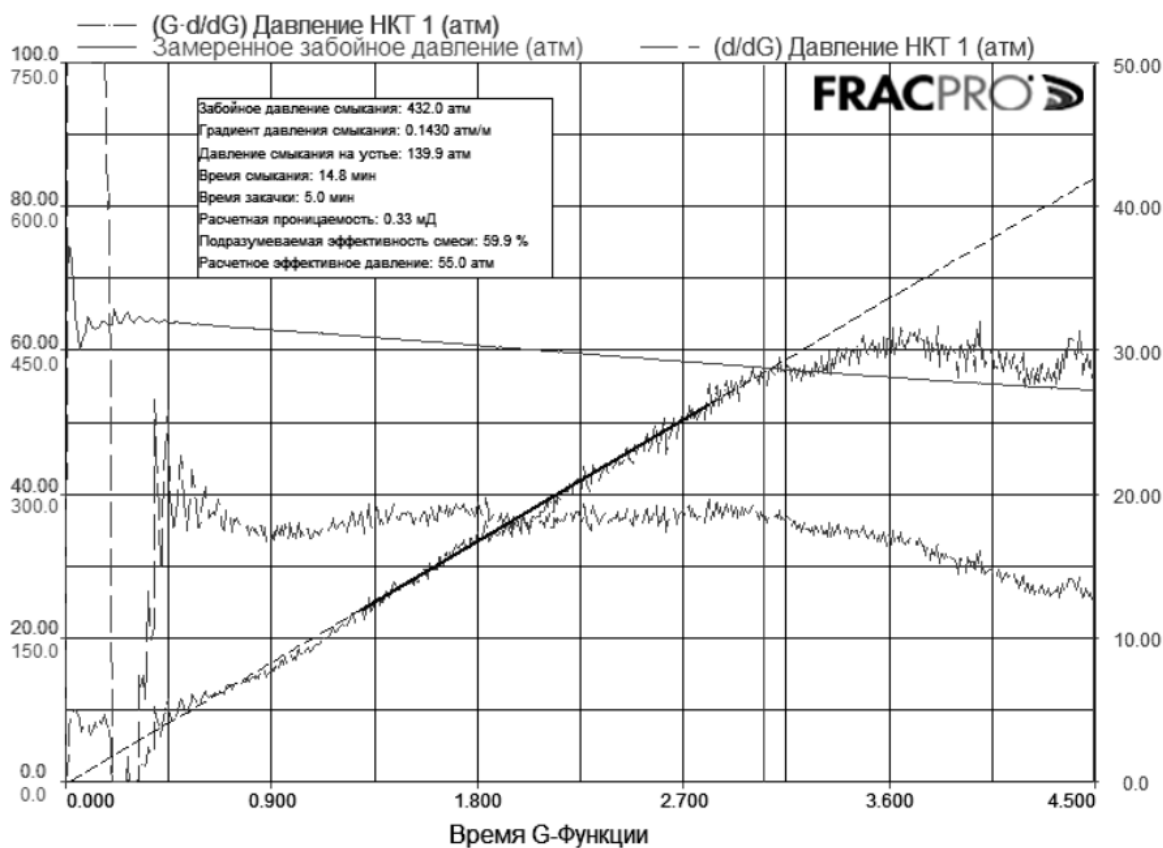


Рисунок 3 – Нормальная фильтрация

Зависящая от давления фильтрация по раскрытым трещинам отмечается в виде характерного «горба» на производной суперпозиции, лежащей на экстраполированной прямой линии, проходящей через данные нормальной фильтрации. Давление смыкания трещины определяется в конце «горба», в точке пересечения данных производной суперпозиции с экстраполированной прямой [5].

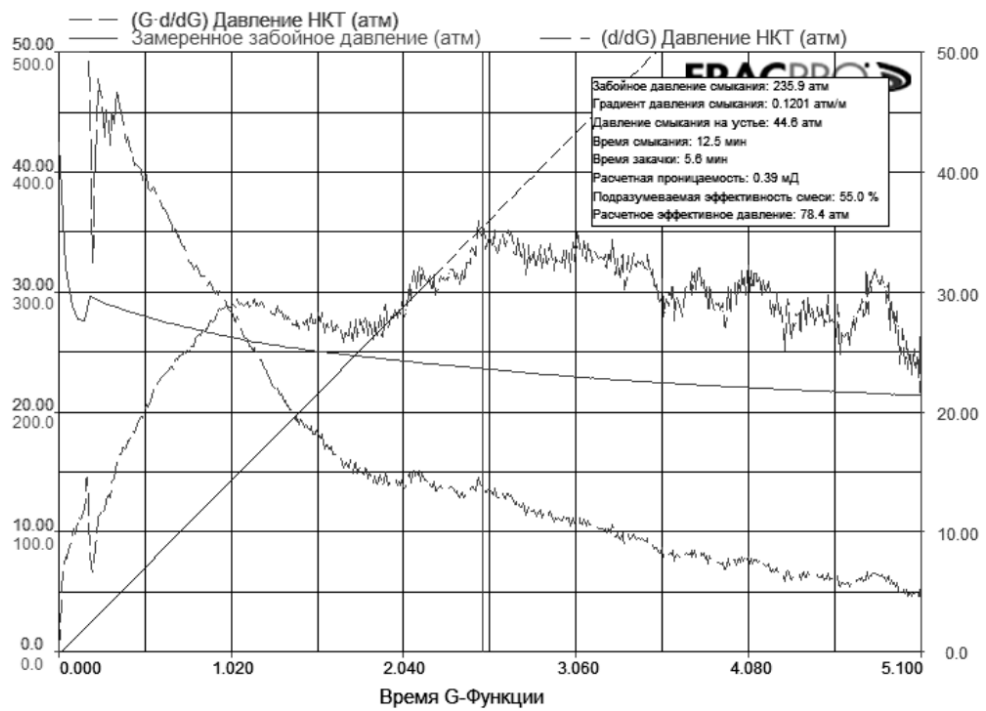


Рисунок 4 – Фильтрация, зависящая от давления

Рецессия высоты трещины в период остановки скважины выявляется, когда данные производной суперпозиции опускаются ниже прямой линии, экстраполированной через данные нормальной фильтрации. Смыкание трещины ГРП фиксируется в точке, в которой данные производной суперпозиции отклоняются вниз от прямой линии [5].

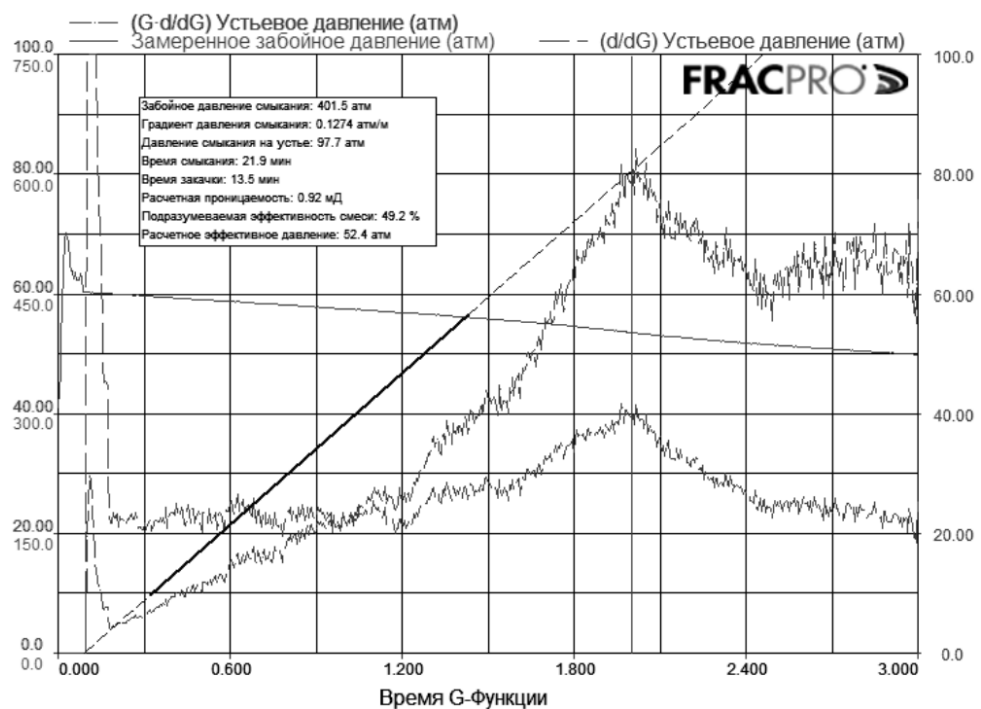


Рисунок 5 – Рецессия высоты трещины

1.1.1 Влияние пластового давления на давление смыкания трещины

Для определения значения давления смыкания P_d (или минимального горизонтального напряжения на глубине пласта S_h) чаще всего используют уравнение Итона (Eaton) [8]:

$$P_d = S_h = \frac{\nu}{1-\nu} (S_v - P_p) + P_p, \quad (2)$$

где ν – коэффициент Пуассона; P_p – среднее пластовое давление, атм; S_v – вертикальное напряжение (литостатическое давление горных пород), атм.

Вертикальное напряжение в формуле (2) находится как $S_v = \int_0^H \rho g dh$ (ρ – плотность, g – ускорение свободного падения, H – глубина залегания пласта). Для расчета вертикального напряжения необходимы корректные значения плотности всех слагающих пород и глубины залегания по всему разрезу скважины. Следовательно, для корректного расчета вертикального напряжения необходимы записи плотностного каротажа и данные инклинометрии скважин.

Чтобы получить эффективное вертикальное напряжение σ_v (напряжение непосредственно воздействующее на матрицу породы) необходимо из общего вертикального напряжения вычесть величину пропорциональную пластовому давлению P_p :

$$\sigma_v = S_v - \alpha P_p, \quad (3)$$

где α – коэффициент Биота (Biot) или коэффициент пороупругости. Данный коэффициент – это характеристика структуры порового пространства, физический смысл которого заключается в том, что пластовые флюиды имеют возможность мигрировать (уходить от нагрузки) при изменении напряжения в породе [8].

Как известно, при приложении к телу растягивающего усилия оно начинает удлиняться, а поперечное сечение уменьшается. Коэффициент Пуассона показывает, во сколько раз изменяется поперечное сечение деформируемого тела при его растяжении или сжатии.

Аналогичное явление происходит и в породе: литостатическое давление вышележащих пород вызывает горизонтальные напряжения в породе. Его значение может быть выражено формулой:

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v, \quad (4)$$

где σ_h - эффективное горизонтальное напряжение, атм.

Соединяя формулы (3) и (4), получаем:

$$S_h = \frac{\nu}{1-\nu} (S_v - \alpha P_p) + \alpha P_p, \quad (5)$$

которое при $\alpha = 1$ превращается в формулу Итона. Следует отметить, что горизонтальное напряжение является функцией пластового давления, и более того давление смыкания будет уменьшаться с истощением пласта (падение пластового давления) [8].

1.2 Распространение трещины гидравлического разрыва пласта согласно регионального стресса

Трещина ГРП может быть ориентирована в горизонтальном или вертикальном направлениях. Тип разрыва, который может произойти в конкретных условиях, зависит от напряжений в пласте. Трещина ГРП всегда направлена перпендикулярно наименьшему напряжению или, другими словами, вдоль максимального напряжения. Считается, что для глубин коллекторов до 800 м при проведении ГРП образуется горизонтальная трещина, а после 800 м, соответственно, вертикальная. Рассматривая продуктивные терригенные коллекторы нефти и газа Томской области, к которым во многом относятся юрские отложения (где в среднем вертикальная глубина скважин составляет 2500 м), очевидно, что трещина ГРП является вертикальной, и, согласно имеющимся фактическим данным, считается, что в данном регионе направление трещин ГРП имеет преимущественное распространение с юго-востока на северо-запад [9].

При проведении ГРП на некоторое время происходит перераспределение напряжений в пласте. Обычно время между первым и повторным ГРП составляет 3–5 лет, и за это время поле напряжений возвращается к исходному состоянию

(здесь имеются в виду не численные значения, а направления максимальных, минимальных напряжений). Соответственно, при повторном ГРП создается такая же по направлению трещина ГРП.

Для определения направления развития трещин ГРП используются методы кросс-дипольного широкополосного акустического каротажа (АКШ): Sonic Scanner, DSI, MSD и так далее. Для определения азимута трещины первого ГРП достаточно сразу после него провести кросс-дипольный АКШ. Интерпретация полученных данных в строго вертикальной скважине позволяет разложить скорость волны сдвига v_s на максимальную и минимальную составляющие (так называемые «быструю» $v_{s,fast}$ и «медленную» $v_{s,slow}$ сдвиговые волны). Направления, отвечающие $v_{s,fast}$, соответствуют азимуту трещины ГРП. Для определения азимута трещины повторного ГРП необходимо выполнить кросс-дипольный АКШ перед повторной операцией (фоновый замер) для определения азимута трещины первого ГРП. Далее результаты фонового замера учитываются («вычитаются») при интерпретации данных кросс-дипольного АКШ после повторного ГРП. Подобный подход позволяет различать азимуты трещин первого и повторного ГРП [9].

1.2.1 Эффект переориентации трещины

Определим физические явления, объясняющие процесс переориентации повторной трещины ГРП. Пусть насыщенный пласт находится на глубине более 1 км и его границы незначительно изменяются по глубине его залегания. Напряженное состояние на таких глубинах можно описать тензором с тремя компонентами, как правило, отличающимися друг от друга. Максимальным по абсолютной величине является вертикальное напряжение Σ_v , или горное давление. Среди горизонтальных составляющих также выделяют максимальное $\Sigma_{h\ max}$ и минимальное $\Sigma_{h\ min}$ по абсолютной величине напряжение. Как правило, их различие обусловлено тектоническими процессами или условиями залегания, а НДС пласта слабо изменяется в латеральной плоскости и называется региональным. Далее, говоря о максимальном или минимальном главном

напряжении, будем иметь в виду горизонтальные компоненты. Трещина ГРП лежит в вертикальной плоскости и простирается вдоль максимального главного напряжения [10].

Рассмотрим изменение напряженного состояния пласта при его активной разработке. В зависимости от давления в окрестности нагнетательной или добывающей скважины происходят связанные с ним изменения напряженного состояния. Было получено аналитическое выражение для расчета напряженного состояния в непосредственной окрестности одиночной добывающей (нагнетательной) скважины на больших временах. Приведем необходимый для дальнейшего изложения результат:

$$\Sigma_{xx} - \Sigma_{yy} = (\Sigma_{h \max} - \Sigma_{h \min}) - (p_e - p_\omega) \frac{\alpha(1-2\nu)}{(1-\nu)} F(m_e(t)), \quad (6)$$

где Σ_{xx}, Σ_{yy} – полное напряжение в окрестности скважины, направленное соответственно вдоль осей x и y ; p_e – пластовое давление; p_ω – давление жидкости в скважине; α, ν – коэффициент соответственно пороэластичности и Пуассона; $F(m_e) = \frac{1 - \exp(-2m_e)}{2m_e}$; $m_e = \operatorname{arcsch}(1,5 \sqrt{\frac{\chi t}{L^2}})$ – эффективный «радиус» контура питания трещины; χ – коэффициент пьезопроводности пласта; t – время; L – полудлина трещины [10].

В начальный момент времени (не описывается равенством (6)) горизонтальные напряжения совпадают с региональными значениями и разница $\Sigma_{xx} - \Sigma_{yy} = \Sigma_{h \max} - \Sigma_{h \min} > 0$. При определенных параметрах разница горизонтальных напряжений может стать отрицательной, следовательно, оси максимального и минимального напряжений меняются местами при условии:

$$\frac{\alpha(1-2\nu)}{(1-\nu)} F(m_e(t)) > \frac{\Sigma_{h \max} - \Sigma_{h \min}}{p_e - p_\omega}. \quad (7)$$

Таким образом, в течение некоторого времени в окрестности скважины максимальное горизонтальное напряжение направлено перпендикулярно первой трещине. Верхняя граница времени для одиночной скважины с трещиной может быть определена из неравенства (7). В реальных условиях перед проведением каждого ГРП выполняется перфорация. При этом трещина развивается из

перфорационного канала. Приведем простейший вариант образования поперечной трещины.

Сначала рассмотрим условие образования трещины из одиночного перфорационного канала вертикальной скважины (рисунок 6, а). Пусть перфорационный канал расположен вдоль оси напряжения Σ_2 и ствол скважины заполнен жидкостью под давлением p_w . Рассмотрим поперечное сечение перфорационного канала (рисунок 6, б). При повышении давления в скважине трещина образуется в том направлении, в котором растягивающие напряжения преодолевают предел прочности на разрыв [10].

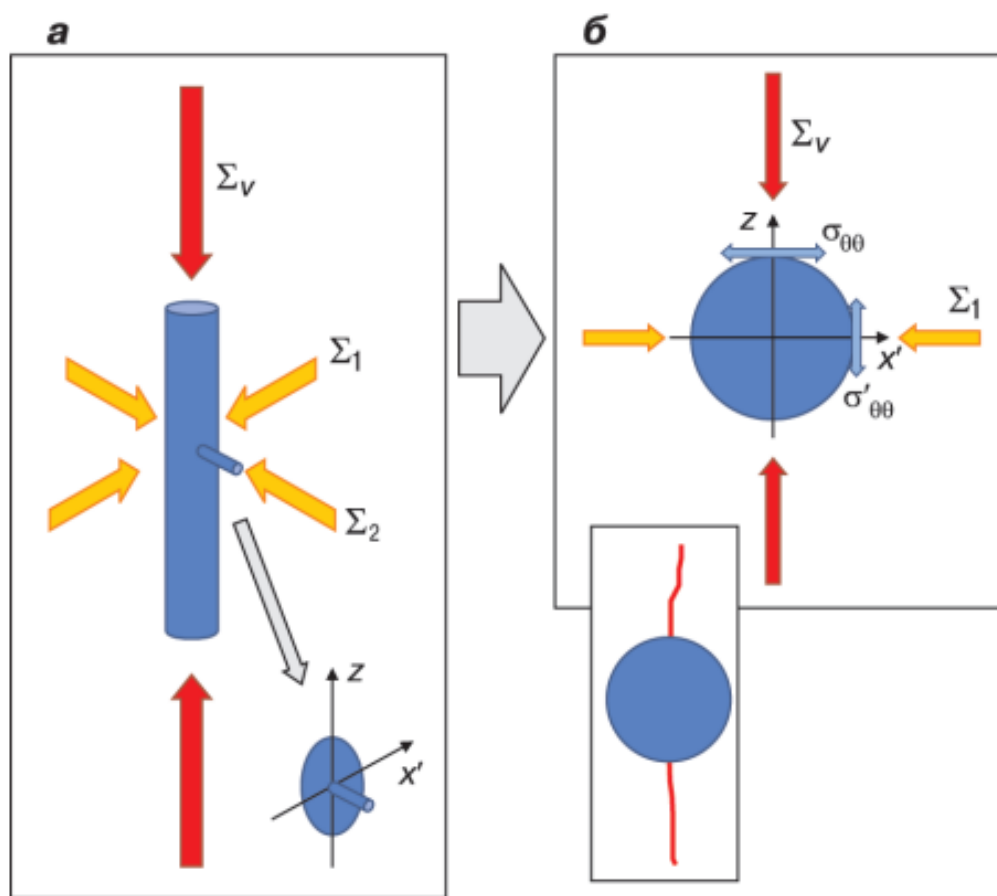


Рисунок 6 – Образование трещины из перфорационного канала: а – напряженное состояние ствола скважины с перфорационным каналом; б – поперечное сечение перфорационного канала и растягивающие напряжения на стенке канала $\sigma_{\theta\theta}, \sigma'_{\theta\theta}$; $\Sigma_{1,2}$ – горизонтальные напряжения

Можно показать, что в данном случае направление образования трещины совпадает с вертикальным напряжением (максимальным значением напряжения), а условие можно записать следующим образом:

$$p_{\omega} > T_0 + 3\Sigma_1 - \Sigma_v, \quad (8)$$

где T_0 – предел прочности породы на разрыв.

Давление разрыва определяется из равенства между правой и левой частями условия (8).

Далее рассмотрим скважину с существующей трещиной и проведенной перед ГРП перфорацией (рисунок 7, а). Для простоты также предположим, что перфорационные каналы направлены вдоль первой трещины и перпендикулярно ей. Направление максимального напряжения до проведения первого ГРП совпадало с направлением Σ_1 . Рассмотрим момент времени, когда условие (7) выполнено, т.е. в момент времени $\Sigma_2 > \Sigma_1$. Давления образования трещины из различных перфорационных каналов (рисунок 7, б)

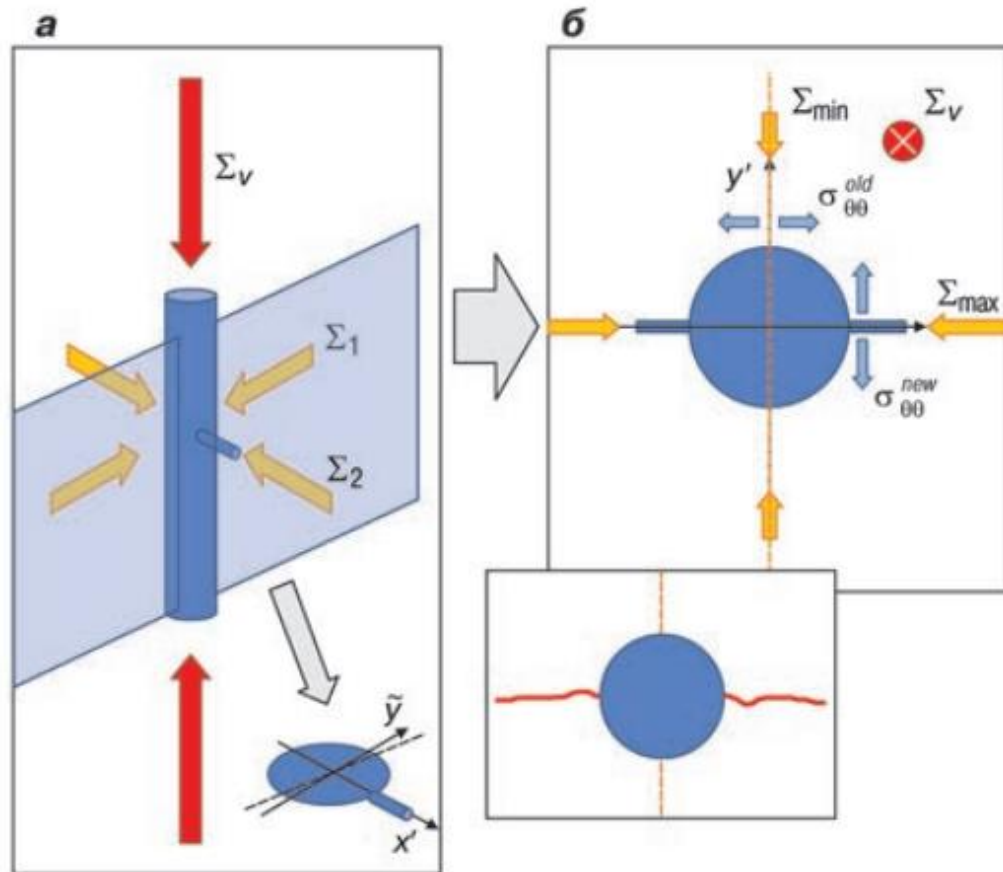


Рисунок 7 – Образование поперечной трещины: а – напряженное состояние ствола скважины с трещиной и перфорационным каналом; б – поперечное сечение скважины с двумя перфорационными каналами и растягивающие

напряжения на стенках каналов $\sigma_{\theta\theta}^{old}, \sigma_{\theta\theta}^{new}$

$$p_{\omega}^{new} = T_0^{new} + 3\Sigma_1 - \Sigma_v, \quad (9)$$

$$p_{\omega}^{old} = T_0^{old} + 3\Sigma_2 - \Sigma_v. \quad (10)$$

где T_0^{new} , T_0^{old} – предел прочности на растяжение вдоль соответственно первой трещины и поперечного направления [10].

Полагая $T_0^{new} = T_0$, $T_0^{old} = 0$, получим условие образования трещины вдоль поперечного направления:

$$\Sigma_2 - \Sigma_1 > \frac{T_0}{3}. \quad (11)$$

Видно, что отсутствие прочности вдоль первой трещины $T_0^{old} = 0$ не облегчает выполнения условия, таким образом, повышается достоверность получения второй трещины в направлении, перпендикулярном к первой.

Момент времени, до которого возможно проведение ГРП с образованием поперечной трещины, можно определить, используя выражения (6), (9), (10),

$$\frac{\alpha(1-2\nu)}{(1-\nu)} F(m_e(t)) < \frac{\Sigma_{h\ max} - \Sigma_{h\ min} + T_0/3}{p_e - p_{\omega}}. \quad (12)$$

От условия (7) оно отличается пределом прочности $T_0/3$, однако дает качественно иное понимание явления переориентации трещины ГРП.

Неравенство (12) получено для одиночной скважины. В реальных условиях каждая скважина с некоторого момента времени подвержена постоянному влиянию окружающих скважин. Кроме того, условие постоянной работы при заданном давлении также трудно выполнимо. Следовательно, реальным условием переориентации следует считать условие (11), когда значения напряжений Σ_2 , Σ_1 необходимо рассчитывать исходя из описанных выше условий [10].

В ходе проведения эксперимента по образованию повторной трещины в условиях измененного напряженного состояния выяснили, что при изменении ориентации осей главных напряжений в образце с трещиной происходит разрыв его сплошности в направлении, отличающемся от первоначального. В первом приближении данный эксперимент отражает ситуацию, происходящую при ГРП в зоне измененного НДС. В данном случае напряженное состояние изменялось при приложении разных усилий в различном направлении. В пластовых

условиях такой подход практически неосуществим. Однако изменить напряженное состояние можно не только поверхностными, но и объемными силами [11].

1.2.2 Оценка риска прорыва трещины во фронт нагнетаемой воды

При высокой плотности бурения большое число скважин-кандидатов для проведения повторного ГРП подвержено риску прорыва трещины в продвигающийся ФНВ. Для минимизации риска моделирование необходимо выполнять в две стадии.

1. Провести расчет переориентации трещины повторного ГРП на геомеханическом симуляторе, а также оценить вероятность переориентации с учетом вышеперечисленных критериев. При получении положительного результата, т.е. при переориентации трещины, следует выполнить гидродинамическое моделирование, описанное на второй стадии.

2. Необходимо создать секторную гидродинамическую модель интересующего региона (скважины) и рассчитать оптимальную полудлину трещины, основываясь на максимально возможном технологическом эффекте и времени прорыва ФНВ. При определении оптимальной полудлины трещины ограничивающим условием является смыкающее напряжение, действующее перпендикулярно площади трещины. Пренебрежение им может привести к недостижению проектной полудлины, поэтому оценка данного параметра в окрестности скважины-кандидата необходима [12].

Описанным способом можно оценить оптимальные параметры трещины ГРП, к которым следует приблизиться на стадии проведения ГТМ. Выбранный вариант с оптимальной конфигурацией трещины позволит:

- обеспечить более длительный период безводной эксплуатации скважин;
- вовлечь ранее не дренируемые запасы и увеличить КИН;
- получить прирост добычи нефти.

1.3 Анализ пластов с целью проведения повторного гидравлического разрыва пласта

Переориентация трещин ГРП в процессе эксплуатации месторождения изучена во многих работах, и является как правило, результатом повторной обработки с изоляцией первичной трещины. Переориентацию трещины повторного разрыва обычно связывают с тем, что длительная эксплуатация скважины локально изменяет пластовое давление в эллиптической области вокруг первичной трещины и, следовательно, поле напряжений в результате пороупругости. Вследствие вытянутой формы области, в которой происходит это изменение, направление главных напряжений иногда меняется: максимальное становится минимальным и наоборот. Такая переориентация азимута развития трещины повторного ГРП возможна, если изменение напряжений достаточно велико или первичная трещина хорошо изолирована. В подобных условиях новая трещина развивается перпендикулярно первичной пока не достигнет границы эллиптической зоны, где изменено поле напряжений. За точкой, в которой главные напряжения равны, трещина начинает постепенно ориентироваться по направлению первичной трещины. Если проницаемость анизотропна, то граница области с измененным полем напряжений может быть более сложной чем эллипс [13].

Для искусственной инициации развития трещины первого ГРП в заданном направлении существует множество рекомендаций и практически отсутствуют предложения, связанные с искусственным управлением ориентацией трещины повторного ГРП в начале ее развития. Однако отмечается, что без изоляции трещины первого ГРП в большинстве случаев трещина при повторной операции идет по созданной трещине. Развитие метода повторного ориентированного ГРП является перспективным направлением повышения нефтеотдачи пластов, особенно тех, в основном фонде скважин которых был проведен первый ГРП.

Практическая реализация метода позволяет существенно увеличить дебит и соответственно коэффициент извлечения нефти (КИН) по скважинам, в

которых был выполнен ГРП и снижен дебит. Выбор объектов и скважины-кандидата для проведения повторного ГРП включает геолого-геомеханический анализ состояния продуктивного объекта, анализ состояния скважины и ее пригодность для выполнения такого ГРП. Особое значение имеет исходное напряженное состояние продуктивного объекта. Обязательным условием напряженного состояния является невозможность формирования горизонтальной трещины: вертикальная компонента напряжения должна быть или максимальным, или средним главным нормальным напряжением. При минимальном напряжении формируется горизонтальная трещина. Желательно также, чтобы анизотропия горизонтальных напряжений составляло 0,8-1, так как в противном случае трещина ГРП уже на расстоянии 15-20 м согласно расчетам сворачивает в сторону наибольшего стресса. Дополнительным условием является минимальная ширина раскрытия трещины первого ГРП около скважины не менее 10 мм. Расчеты показывают, что при такой ширине и коэффициенте анизотропии горизонтальных напряжений более 0,8 трещина повторного ГРП проходит перпендикулярно трещине первого ГРП по меньшей мере на 30-40м. Кроме того, для проведения повторного ГРП рекомендуется выбирать скважины с достаточно продолжительным временем эксплуатации, в окрестности которых поле напряжений стабилизировалось. Время работы скважины на участке стабильного дебита, не превышающего 10 т/сут после предыдущего ГРП, должно быть не менее 1 года. Обязательным условием является четко определенный азимут линии направления первого ГРП, т.е. должно быть установлено преимущественное направление трещины. В скважине должен быть проведен только один ГРП, поскольку азимуты трещин последующих ГРП могут не совпадать с азимутом первого. В целом суть повторного ГРП заключается в создании системы перфорационных отверстий или каналов радиального бурения в одной вертикальной плоскости. Расстояние между каналами (отверстиями) определяется на основе геомеханических расчетов, включающих следующие этапы [13]:

1) Расчет расстояния между малыми боковыми каналами в зависимости от горно-технических и геомеханических условий и исходного поля напряжений в горном массиве, которое обеспечивает их взаимодействие и последующий разрыв между отверстиями.

2) Определение расстояние между двумя системами трещин, созданными при помощи боковых каналов, которое обеспечивает развитие магистральной неустойчивой трещины по всему разрезу в зависимости от горно-технических и геомеханических условий и исходного поля напряжений в горном массиве. Эти расчеты требуют знания не только напряженного состояния в окрестности скважины, но и статических прочностных и деформационных свойств целевого интервала. В связи с указанным одним из главных этапов при проведении повторного ГРП является определение напряженного состояния и физико-механических свойств продуктивных объектов в пластовых условиях .

2 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ПРОВЕДЕНИЮ ПОВТОРНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

2.1 Анализ критериев применения повторного гидравлического разрыва пласта

В современных условиях ГРП на объектах разработки НГДУ «Альметьевнефть» зарекомендовал себя как наиболее надежный и эффективный метод интенсификации процесса добычи нефти. Достигнутая доля добычи нефти за счет ГРП в объеме всей добычи по НГДУ составляет более 15 % и в дальнейшем будет только расти. Сегодня специалисты НГДУ научились эффективно проводить ГРП с учетом качественного подбора скважин, с внесением режимов обработки, обеспечивающих наиболее оптимальную геометрию трещины, и возможных рисков, препятствующих достижению максимальных значений коэффициента продуктивности для каждой конкретной скважины.

Закономерной хронологией развития технологии ГРП являются период её опробования, отработки оптимальных критериев применимости и дальнейшее массовое внедрение. Текущие объемы внедрения ГРП в НГДУ «Альметьевнефть», когда проведено свыше 1000 скважино-операций, позволяют говорить о пике развития технологии первичного ГРП. Высокий охват фонда обработками ГРП неизбежно ведет к сокращению числа скважин-кандидатов и снижению их привлекательности. Однако, несмотря на это, достигаемый в последние годы прирост дебита нефти не уступает результатам прошлых лет, что говорит о непрерывном развитии технологии и повышении квалификации персонала, задействованного при подборе скважин, моделировании и проведении технологических операций. Все вышеуказанное, а также объективное снижение дебита ранее обработанных скважин предопределяет дальнейший ход развития технологий на объектах НГДУ «Альметьевнефть» в сторону увеличения охвата фонда скважин повторными обработками [1].

В качестве анализируемых объектов взяты скважины, где уже проводились повторные ГРП, это позволило на фактических результатах дать оценку эффективности данной технологии. Как показал анализ, именно повторный ГРП позволяет наиболее точно определить правильность технологических режимов, заложенных в проекте, оценить результат обработки в зависимости от созданной геометрии трещины, а также в дальнейшем позволит повысить эффективность первичных и последующих ГРП.

Для более детального анализа рассматривались повторные ГРП, разделенные на два типа в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств коллекторов:

- высокопроницаемые коллекторы (песчаники, преобладание песчаников при смешанном типе коллекторов);
- низкопроницаемые коллекторы (алевролиты, заглинизированные песчаники).

Показатели по повторным ГРП, в зависимости от типа коллекторов, представлены в таблицах 1, 2 [1].

Таблица 1 – Показатели эффективности повторных ГРП на скважинах с высокопроницаемыми коллекторами

Период	Показатели						
	$Q_{ж}, \text{м}^3/\text{сут}$	$Q_{нт}, \text{т}/\text{сут}$	%	$P_{пл}, \text{атм}$	$K_{прод}, \text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{атм})$	Кратность приращения $K_{прод}$ по отношению к $K_{прод}$ до мероприятия	Прирост суточного дебита после ГРП, т
До первого ГРП	4,7	2,9	27,5	134,5	0,160	2,5	4,1
После первого ГРП	10,9	7,0	25,6	133,9	0,402		
До повторного ГРП	7,0	2,6	57,3	151,0	0,157	2,4	2,6
После второго ГРП	13,4	5,2	24,9	148,8	0,376		
Текущее значение	13,6	5,1	56,4				

Таблица 2 – Показатели эффективности повторных ГРП на скважинах с низкопроницаемыми коллекторами

Период	Показатели						
	$Q_{ж}, \text{м}^3/\text{сут}$	$Q_{н}, \text{т}/\text{сут}$	%	$P_{пл}, \text{атм}$	$K_{прод}, \text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{атм})$	Кратность приращения $K_{прод}$ по отношению к $K_{прод}$ до мероприятия	Прирост суточного дебита после ГРП, т
До первого ГРП	4,8	2,5	38,0	144,5	0,091	3,6	4,9
После первого ГРП	13,4	7,4	35,8	146,9	0,327		
До повторного ГРП	6,9	3,0	49,4	146,4	0,153	2,3	3,6
После второго ГРП	14,6	6,6	47,4	152,4	0,350		
Текущее значение	15,6	5,9	56,0				

Как видно из таблиц 1 и 2, прирост дебита после повторного ГРП выше по скважинам с низкопроницаемым типом коллекторов. Попробуем разобраться причины данной разницы.

Для более детальной оценки эффективности ГРП каждую категорию, в зависимости от накопленного среднесуточного дебита, разбили на 4 группы (в зависимости от экономической эффективности):

- некупаемый (накопленный прирост менее 1,5 т/сут);
- окупаемый (накопленный прирост от 1,5 до 3 т/сут);
- эффективный (накопленный прирост от 3 до 5 т/сут);
- высокоэффективный (накопленный прирост более 5 т/сут).

К первому типу (высокопроницаемые коллекторы) относятся 15 скважин с повторным ГРП. Из них некупаемые ГРП – 7 скважин, окупаемые ГРП – 4 скважины, эффективные ГРП – 1 скважина, высокоэффективные ГРП – 3 скважины [1].

При анализе повторных ГРП высокопроницаемых пластов было выявлено, что увеличение массы проппанта даже на 30 % в совокупности с небольшой закрепленной шириной (менее 2 мм по продуктивному слою) не позволяет повысить эффективность обработок. Наиболее эффективными оказались те скважины, где преобладание массы проппанта при повторном ГРП

(не менее чем на 50 %) сопровождалось его качественным распределением по стволу – достаточным ростом ширины до среднего значения не менее 2,3... 2,5 мм, что позволило достичь значения C_{fd} не менее 1,5...2,0.

Таким образом, основные выводы по скважинам с высокопроницаемыми коллекторами для эффективного повторного ГРП заключаются в следующем:

- значительное увеличение размеров трещины с преобладающим её развитием в ширину и длину с использованием большей массы проппанта;
- одновременно развивая трещину в длину и ширину, необходимо ограничить её развитие в высоту для исключения неэффективного распределения проппанта в глинистых перемычках;
- предпочтительное применение крупных основных фракций (12/18 меш и выше).

Рекомендации при подборе скважин, проектировании и проведении повторных ГРП:

- увеличение массы проппанта не менее чем на 50 % от первого ГРП с одновременным созданием закрепленной ширины трещины в продуктивной части не менее 2,3...2,5 мм;
- уменьшение вязкости жидкости для ограничения роста в высоту путем снижения загрузки гелеобразователя, регулирование объема "подушки" жидкости по результатам тестовой закачки;
- применение крупной фракции – 12/18 меш и выше;
- в случае невозможности использования большего, чем при первичной обработке, объема проппанта по техническим ограничениям (расстояние до ВНК и т. д.) учитывать, что ожидаемый прирост составит около 60 % от первоначального.

Ко второму типу (низкопроницаемые коллекторы) относятся 42 скважины с повторным ГРП. Из них: неосуемые ГРП – 14 скважин, осуемые ГРП – 9 скважин, эффективные ГРП – 8 скважин, высокоэффективные ГРП – 11 скважин [1].

Отличительной особенностью неэффективных повторных ГРП в данной группе является также малая закрепенная ширина трещины – не менее 1,8...2,0 мм, однако приращение массы проппанта для достижения сопоставимого эффекта должно быть порядка 30...40 % от первоначальной обработки. Также в наиболее эффективной группе произошло максимальное увеличение закрепенной длины трещины – 78 % от первоначальной геометрии.

Основной вывод по скважинам с низкопроницаемыми коллекторами для эффективного повторного ГРП:

- значительное увеличение геометрии трещины с преобладающим её развитием в длину и ограничение её развития в высоту с одновременным закреплением минимального значения ширины (не менее 1,8 мм).

Рекомендации при подборе скважин, проектировании и проведении повторных ГРП:

- увеличение массы проппанта не менее чем на 30...40 % от первого ГРП, создание закрепенной ширины трещины в продуктивной части не менее 2 мм;

- уменьшение вязкости жидкости для ограничения роста в высоту путем снижения загрузки гелеобразователя, регулирование объема "подушки" жидкости по результатам тестовой закачки;

- в случае неуспешности первого ГРП необходимо провести наиболее глубокий анализ всего цикла: от подбора скважины и заканчивая процессом обработки, в случае соблюдения всех условий с повторной обработкой к данной скважине в последующем не возвращаться [1].

На рисунке 8 показан пример проведения ГРП на пласты, разделенные малой перемычкой с применением маркированного проппанта. В состав маркированного проппанта входит гадолиний (Gd) и его изотопы – химический элемент, отличающийся высоким сечением радиационного захвата нейтронов и являющийся одним из наиболее сильных из известных поглотителей нейтронов. По специальной программе рассчитывается условное содержание Gd по стандартным спектрам гамма-излучения радиационного захвата (ГИРЗ) до и

после ГРП. Факт наличия проппанта в трещинах определяется по приращению условного содержания Gd.

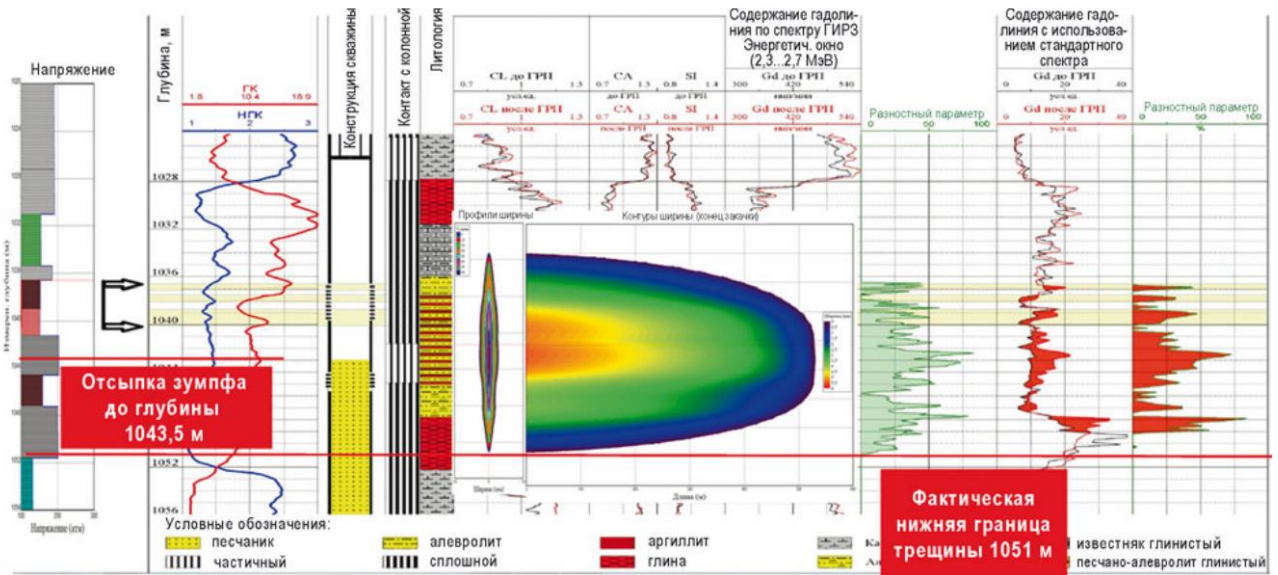


Рисунок 8 – Пример определения фактической высоты трещины после ГРП

На данной скважине фактором риска являлось наличие нижележащего обводненного пласта, находящегося на незначительном удалении (9 м), поэтому для создания дополнительного водоупора провели подсыпку нижнего нефтенасыщенного пласта до глубины 1043,5 м. Однако, несмотря на это, проппант в значительном количестве закрепился в глинистой перемычке и прошел до нижней части отсыпанного пласта, т. е. видно, что в условиях Ромашкинского месторождения в случае наличия незначительных перемычек (до 5 м) проппант закрепляется по всей высоте равномерно: и в породе-коллекторе, и в крышке. Испытания были проведены при разных вариациях обработок, типах коллекторов и расстояниях между объектами ГРП. Данные, полученные по результатам ГИС, сопоставлены с данными дизайнов ГРП, откалиброванные данные прочностных свойств горных пород, полученные по площадям НГДУ «Альметьевнефть», внесены в программу Meyer. В дальнейшем это позволит минимизировать риски прорыва в водонасыщенные коллекторы, что особенно актуально для условий водоплавающих месторождений, а также залежей с различным насыщением продуктивных толщ [1].

Отдельно необходимо остановиться на процессах проведения ГРП одновременно на двух и более пластах, разделенных значительной перемычкой.

Для наработки опыта и определения стандартных решений был проведен ряд экспериментальных работ с применением проппанта, маркированного радиоактивными элементами (гадолиний). Как видно на рисунке 9, фактически применяемые режимы позволили создать две различные трещины, не сообщающиеся друг с другом (подтверждено симулятором и геофизическими исследованиями).

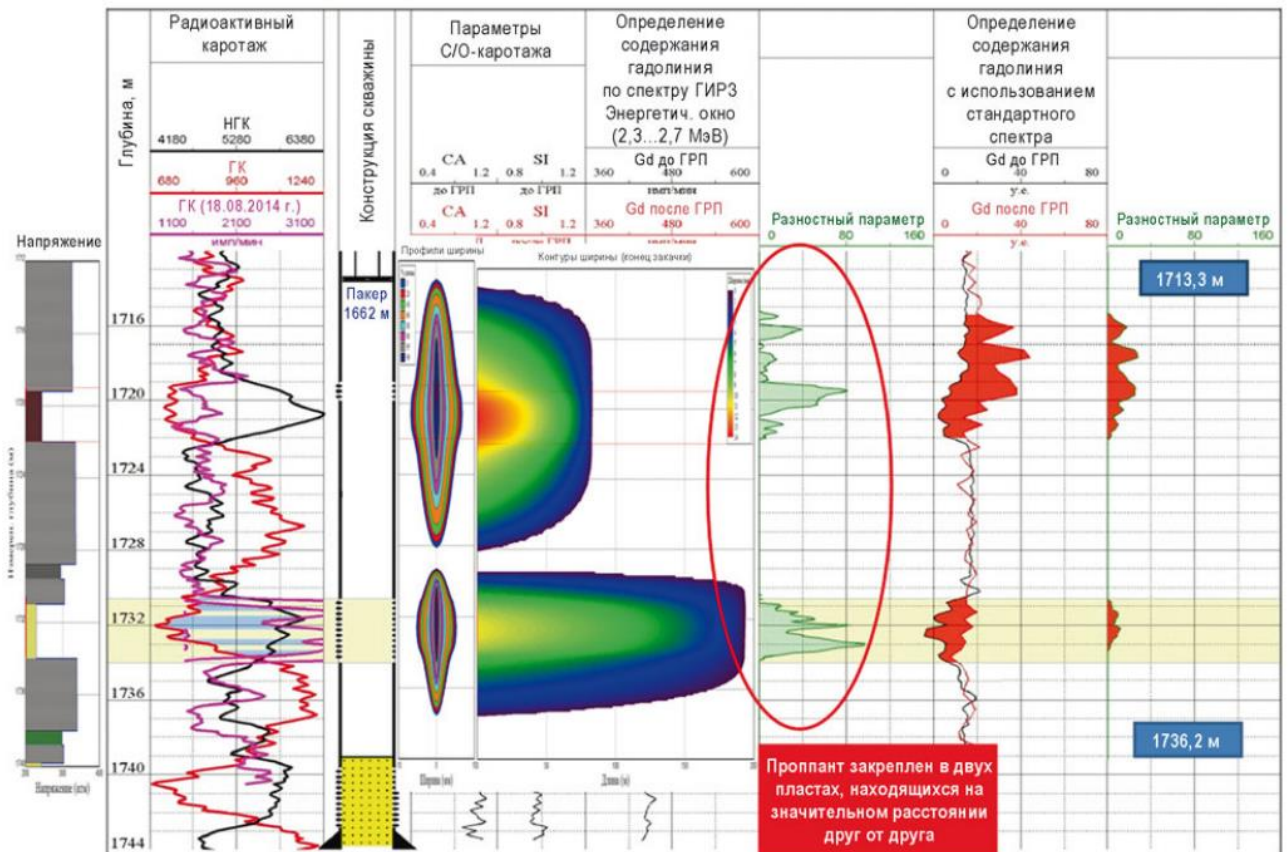


Рисунок 9 – Пример одновременного ГРП двух пластов с определением фактической закрепленной высоты трещины

В таблицах 3, 4 приведены значения массы проппанта для эффективного проведения ГРП в высоко- и низкопроницаемых коллекторах [1].

Таблица 3 – Зависимость эффективности повторной обработки от массы проппанта с учетом поправочного коэффициента (проницаемые коллекторы)

Показатели	Неокупаемый ГРП (менее 1,5 т/сут)	Окупаемый ГРП (от 1,5 до 3,0 т/сут)	Эффективный ГРП (от 3,0 до 5,0 т/сут)	Высокоэффективный ГРП (более 5,0 т/сут)
Масса проппанта, т	7,90	10,00	10,00	10,70
Эффективная толщина пласта, м	3,70	3,30	4,10	3,70
Удельная масса проппанта, т/м	2,14	3,03	2,44	2,89
Соотношение закр. высоты трещины к эффективной толщине пласта	0,78	0,63	0,91	0,66
Масса проппанта на 1 п. м с учетом его качественного распределения в пласте, т/м	1,67	1,91	2,22	1,91
Накопленный прирост, т/сут	0,80	2,50	3,70	6,40

Таблица 4 – Зависимость эффективности повторной обработки от массы проппанта с учетом поправочного коэффициента (глинистые коллекторы)

Показатели	Неокупаемый ГРП (менее 1,5 т/сут)	Окупаемый ГРП (от 1,5 до 3,0 т/сут)	Эффективный ГРП (от 3,0 до 5,0 т/сут)	Высокоэффективный ГРП (более 5,0 т/сут)
Масса проппанта, т	9,50	9,10	10,00	9,60
Эффективная толщина пласта, м	4,40	4,90	3,90	4,30
Удельная масса проппанта, т/м	2,16	1,86	2,56	2,23
Соотношение закр. высоты трещины к эффективной толщине пласта	0,66	0,83	0,69	0,95
Масса проппанта на 1 п. м с учетом его качественного распределения в пласте, т/м	1,40	1,50	1,80	2,10
Накопленный прирост, т/сут	0,90	2,10	4,00	8,70

Как видно из таблиц 3 и 4, количество используемого проппанта влияет на эффективность геолого-технического мероприятия, однако количество проппанта, рассчитанное на эффективную толщину пласта, не совсем коррелируется с эффективностью от мероприятия. Поэтому для оптимального расчета геометрии трещины необходимо прибегнуть к следующим относительно несложным вычислениям, позволяющим на стадии проектирования дизайна

наиболее точно определить эффективное соотношение высоты трещины, ширины и применяемой массы расклинивающего агента для его качественного распределения по пласту. Предлагается для начала определить удельное количество пропанта на 1 м эффективной толщины пласта, затем поправочный коэффициент, определяющий соотношение закрепленной высоты к эффективной толщине пласта (из данных дизайна, рассчитанного в Meyer). Полученное значение массы пропанта на 1 п. м пласта, умноженное на поправочный коэффициент, даст ожидаемое значение распределения пропанта в пласте [1].

На рисунке 10 приведена зависимость эффективности ГРП от массы пропанта с учетом коэффициента качественного распределения пропанта в пласте с разным типом коллекторов.

Предложенные в работе подходы показывают очевидную зависимость эффективности обработок от ключевых геометрических параметров трещины и дают рекомендации для наиболее оптимального проектирования и выбора режимов проведения гидравлического разрыва пласта.

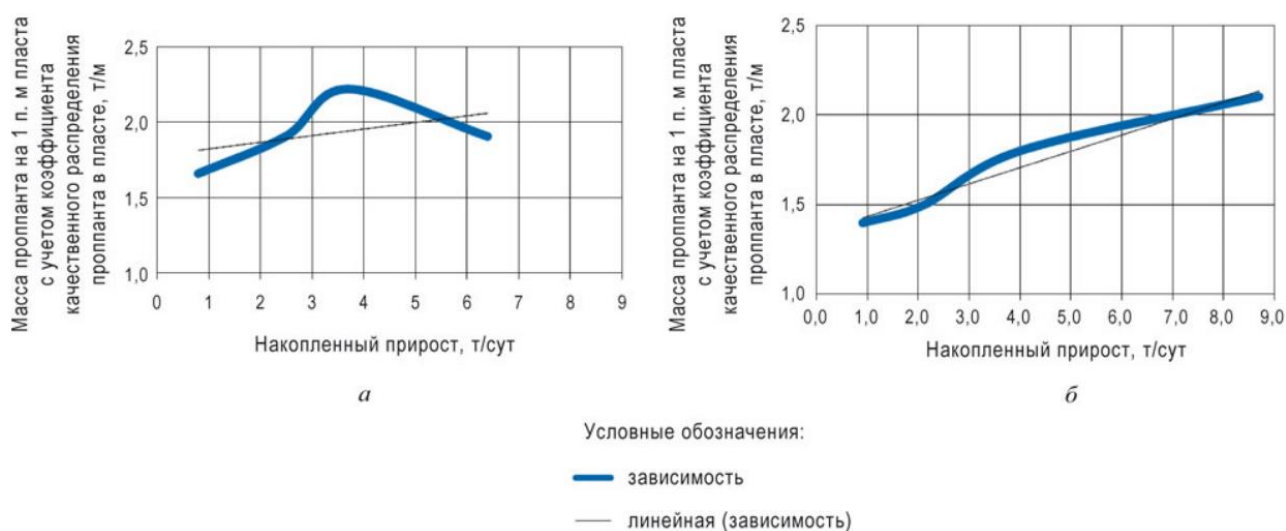


Рисунок 10 – Зависимость эффективности ГРП от массы пропанта с учетом коэффициента качественного распределения пропанта в пласте: а – высокопроницаемые коллекторы; б – низкопроницаемые коллекторы

Проведенный анализ позволяет обобщить имеющийся материал в следующих выводах и рекомендациях:

1. Большинство эффективных повторных ГРП получены там, где применялось большее, чем при первой обработке, количество пропанта и использовался более крупный пропант, чем при первичной обработке.

2. В условиях Ромашкинского месторождения необходимо создавать ширину закрепленной трещины не менее 2,0...2,5 мм (среднее значение) для компенсации эффекта вдавливания.

3. Пропант закрепляется в глинистых перемычках, соответственно масса его должна быть достаточной для закрепления по всей высоте трещины. При проектировании необходимо учитывать, что:

а) объем пропанта должен закладываться с учетом наличия выше- и нижележащих пластов, отсеченных незначительными перемычками (до 5 м);

б) при значительных перемычках (более 8 м) эффективность закрепления пропанта в коллекторе наибольшая;

с) при проведении обработки на несколько пластов необходимо придерживаться более высокого значения расхода жидкости.

4. Возможной причиной высоких приростов после повторного ГРП в низкопроницаемых коллекторах является переориентация трещины.

2.2 Методика выбора скважин-кандидатов для проведения повторного гидравлического разрыва пласта на основе эффекта переориентации трещины

Проведение повторного ГРП изначально связано с необходимостью решения главной проблемы: снижения добычи нефти в результате ухудшения фильтрационных свойств первой трещины. Как правило, для улучшения проводящих свойств, а также увеличения области дренирования повторный ГРП проводится с увеличением массы пропанта. Исследования результатов повторных ГРП, выполненных на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз», показывают, что при повторном ГРП масса пропанта увеличивается на 30–40 % по сравнению с первой операцией. Нередко проведение подобных мероприятий приводит к бесконтрольному росту трещины в первоначальном направлении и ее прорыву во фронт нагнетаемой воды (ФНВ) (рисунок 11, а). Несмотря на эти

риски, необходимо поддерживать заявленные уровни добычи, в частности, посредством увеличения числа ГТМ. В связи с отмеченным перед специалистом по выбору скважин-кандидатов для ГРП стоит непростая задача: провести анализ ранее предложенных скважин, ранжирование «лучших» скважин-кандидатов из «худших» и предложить альтернативные методы их поиска [12].

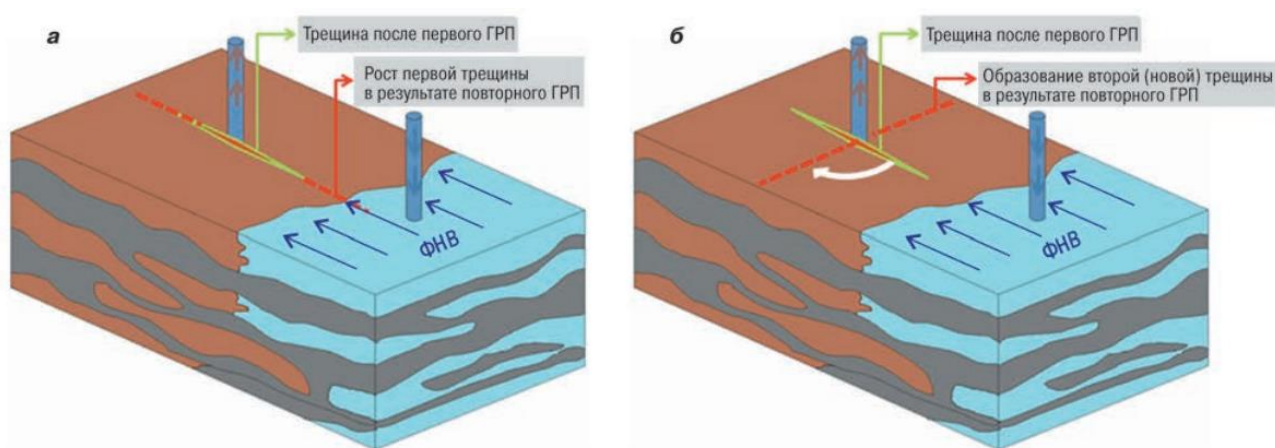


Рисунок 11 – Результат проведения повторного ГРП при отсутствии (а) и наличии (б) эффекта переориентации трещины

Одним из инновационных методов поиска скважин-кандидатов для выполнения повторного ГРП является мониторинг напряженно-деформированного состояния (НДС) объекта разработки. Метод основан на выявлении областей переориентации потенциальных трещин ГРП и рекомендации его проведения с использованием геомеханических и динамических характеристик пласта. Его реализация позволяет вовлечь в разработку ранее не дренируемые зоны, продлить период безводной эксплуатации скважины и увеличить КИН (рисунок 11, б).

Использование программного модуля позволило провести ретроспективный анализ скважин с повторным ГРП для выявления в них изменения ориентации трещины. Рассматривались скважины, удовлетворяющие таким критериям качества, как малое удлинение, наличие одного пласта и полного комплекса геофизических исследований скважин (ГИС). Анализ показал, что средний прирост дебита в результате проведения повторного ГРП в

скважинах с переориентацией трещины составил 27 т/сут в отличие от скважин без переориентации (16 т/сут), что связано с вовлечением в разработку ранее не дренируемых зон (рисунок 12) [12].

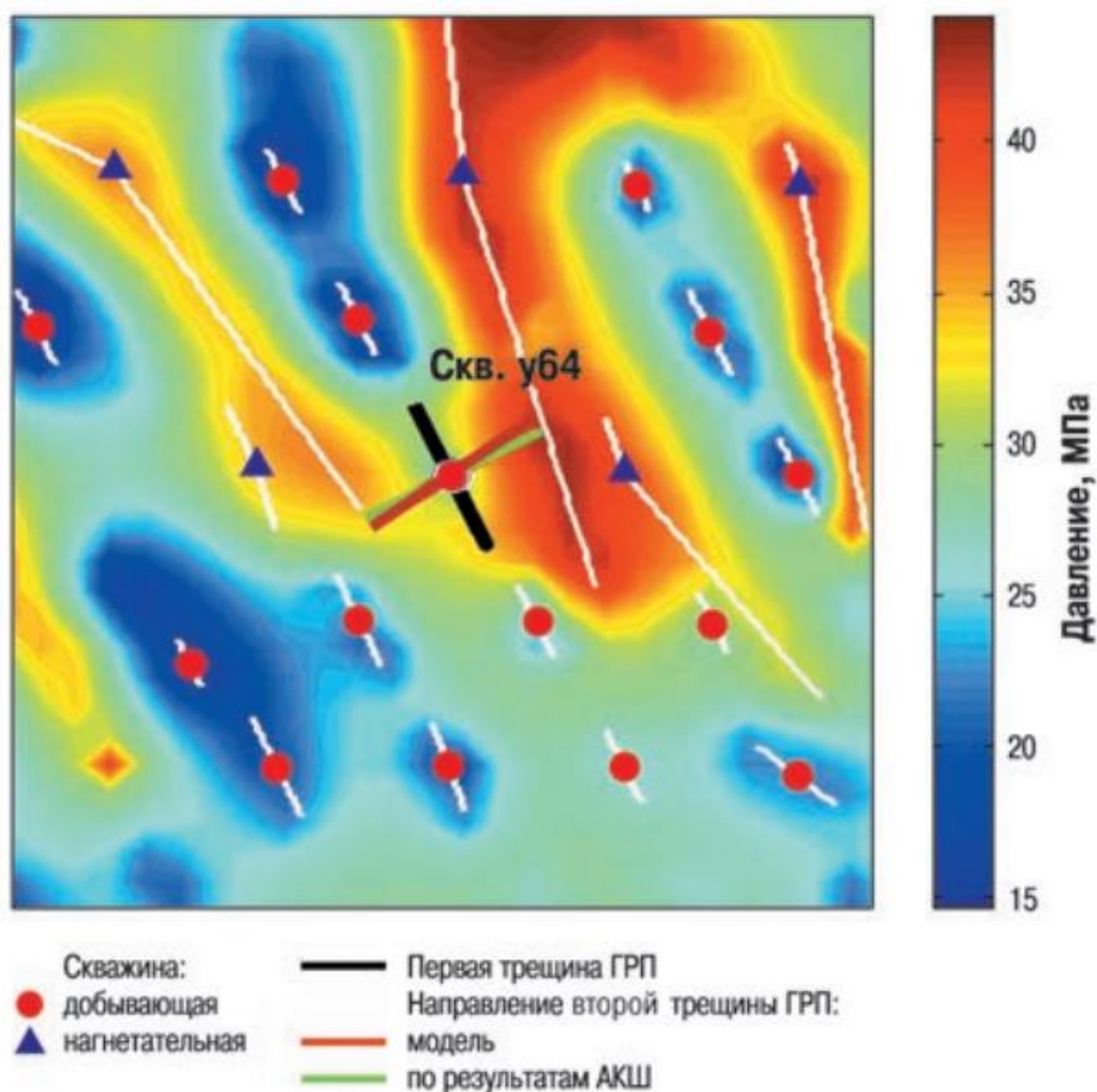


Рисунок 12 – Пример карты изобар со смоделированным направлением трещины повторного ГРП и ее фактическим направлением по результатам АКШ

На основе результатов ретроспективного анализа были сформулированы первичные условия переориентации трещины повторного ГРП, которые будут учтены в методике выбора скважин-кандидатов на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз»:

- разность локального минимального и максимального горизонтальных напряжений превышает 1,5 МПа;

- перед повторным ГРП скважина эксплуатируется с депрессией не менее 13 МПа;
- период между первым и повторным ГРП составляет 2–26 мес;
- проницаемость пласта не превышает $3,5 \cdot 10^{-3}$ мкм²;
- в окрестности скважины присутствует фронт нагнетаемой воды, движущийся в направлении, которое совпадает с направлением первой трещины ГРП.

Следующие дополнительные факторы увеличивают вероятность эффекта переориентации трещины в скважине:

- более высокая плотность сетки окружающих скважин;
- большая толщина и однородность пласта (чем больше эти параметры, тем быстрее происходит перераспределение полей давлений и изменение НДС пласта).

Для примера в таблице 5 приведены вышеописанные параметры для типичных скважин с переориентацией трещины, доказанной результатами АКШ. Параметры установлены для месторождений с низкой проницаемостью пластов и могут уточняться с увеличением числа подтвержденных примеров проведения повторного ГРП с переориентацией трещины [12].

Таблица 5 – Параметры для типичных скважин с переориентацией трещин

Номер скважины	$\Sigma_{max} - \Sigma_{min}$, МПа	Депрессия перед ГРП, МПа	Время эксплуатации скважины до повторного ГРП, мес	Проницаемость пласта, 10^{-3} мкм ²
x02	4,2	18,4	17	1,1
x79	2,5	17,6	22	1,0
x03	3,3	17,1	22	0,7
y64	2,9	24,8	12	0,3
y40	4,0	22,2	14	0,5
y02	1,6	9,5	26	0,4
y51	5,0	14,5	20	2,1

Примечание. В окрестности всех скважин существовал фронт нагнетаемой воды.

В соответствии с динамикой добычи распределение полей давления в пласте имеет неоднородный характер. Поскольку направление трещины зависит от локального распределения пластового давления, угол между первой и второй

трещинами может варьироваться в широких пределах. С учетом этого при выборе скважины-кандидата необходимо руководствоваться целесообразностью проведения предложенного ГТМ с технологической и экономической точек зрения.

С этой целью был выполнен многовариантный расчет на гидродинамической модели в ПО RexLab [12] для определения минимальной рентабельной конфигурации трещины повторного ГРП при ее переориентации. В модели рассчитано 30 сценариев для низкопроницаемого коллектора, в скважине изменялись угол отклонения второй трещины относительно первой, а также ее полудлина (20–60 м). Добыча нефти во всех сценариях сравнивалась с добычей базового варианта, в котором при повторном ГРП не происходило переориентации трещины.

В результате было установлено, что пороговыми значениями рентабельности повторного ГРП с переориентацией трещины являются угол поворота второй трещины, равный 30° , и ее полудлина – 40 м. При данных параметрах проведение ГТМ обеспечит окупаемость затрат, а также получение прибыли, минимум в 1,5 раза большей, чем при проведении ГРП без эффекта переориентации трещины (рисунок 13).

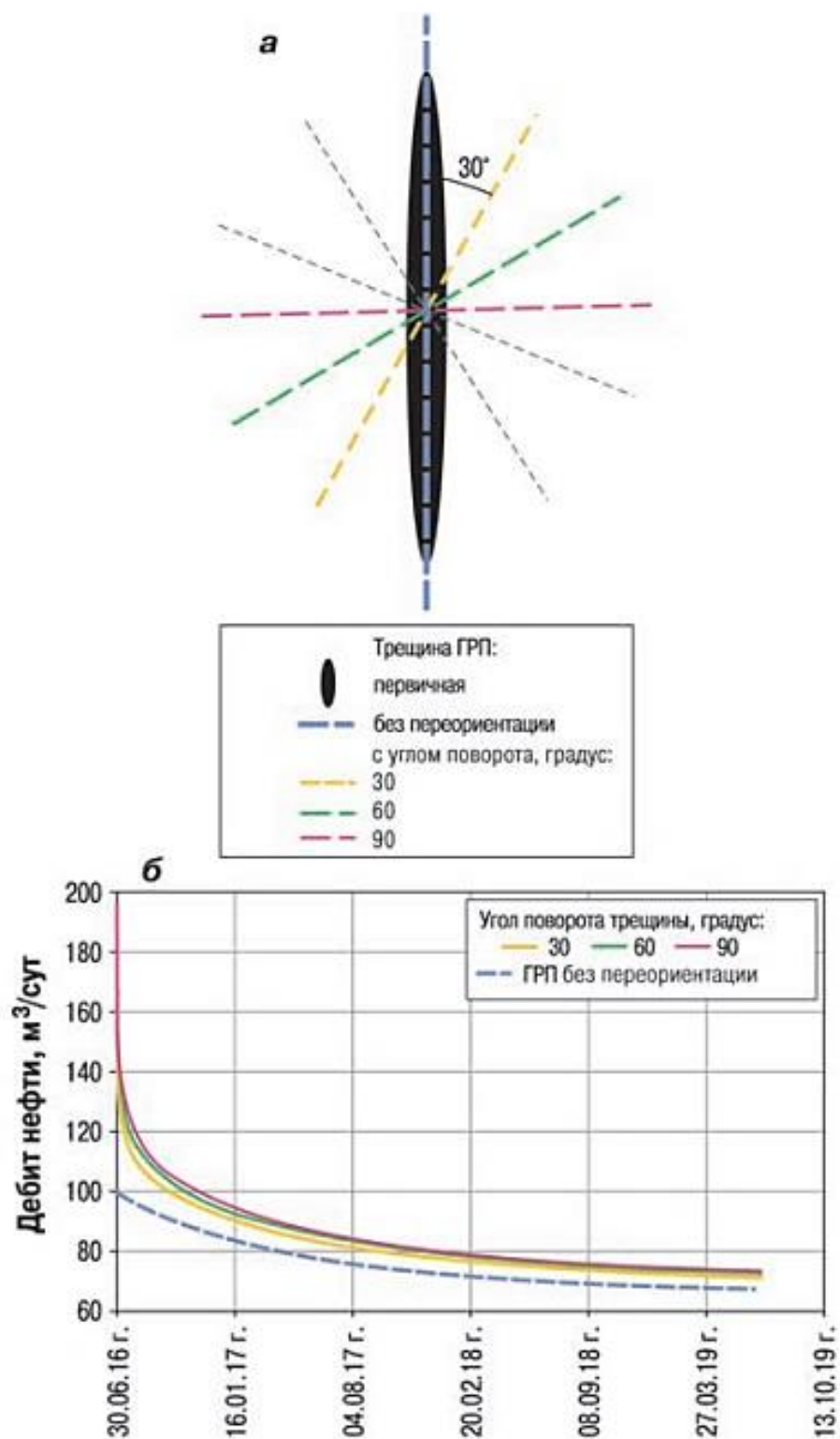


Рисунок 13 – Пример расчетов многовариантного моделирования повторного ГРП для трещины полудлиной 40 см с разными углами поворота: а – схема вариации угла повторной трещины при моделировании; б – динамика дебита нефти [12]

3 УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОВТОРНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ЗАПАДНО-СУРГУТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

3.1 Проведение повторного гидравлического разрыва пласта на скважинах пласта ЮС₂ Западно-Сургутского месторождения

Залежь пласта ЮС₂ характеризуется чрезвычайно сложным строением: резкой литологической изменчивостью состава пород по площади и по разрезу, колебаниями толщин и широким диапазоном изменения дебитов нефти – от 47,7 до 0,4 м³/сут. В настоящее время находится в стадии доразведки и опытно-промышленной эксплуатации [18].

По информации на середину 2020 г, всего по пласту ЮС₂ ГРП проводился 395 раз на 264 скважинах, суммарная дополнительная добыча от проведение данных мероприятий составила более 1 млн. тонн нефти. Общее распределение видов ГРП приведено в таблице 6.

В связи с тем, что долгое время в опытно-промышленной разработке (ОПР) находился лишь один участок ЮС₂, распределение ГРП по годам весьма неравномерное (рисунок 14). До 2010 года проводился лишь стандартный ГРП на скважинах старого фонда.

Таблица 6 – Распределение видов ГРП по количеству, проведенных на одной скважине

Кол-во ГРП на одной скважине	Кол-во скважин	Освоение с ГРП	Стандартное ГРП	ГРП увеличенного объема	Больше-объемное ГРП	ЗБС+ГРП
1	167	127	20	11	2	7
2	69	34	20	37	7	40
3	23	13	16	21	5	14
4	4	2	5	4	3	2
5	1		1	2		2

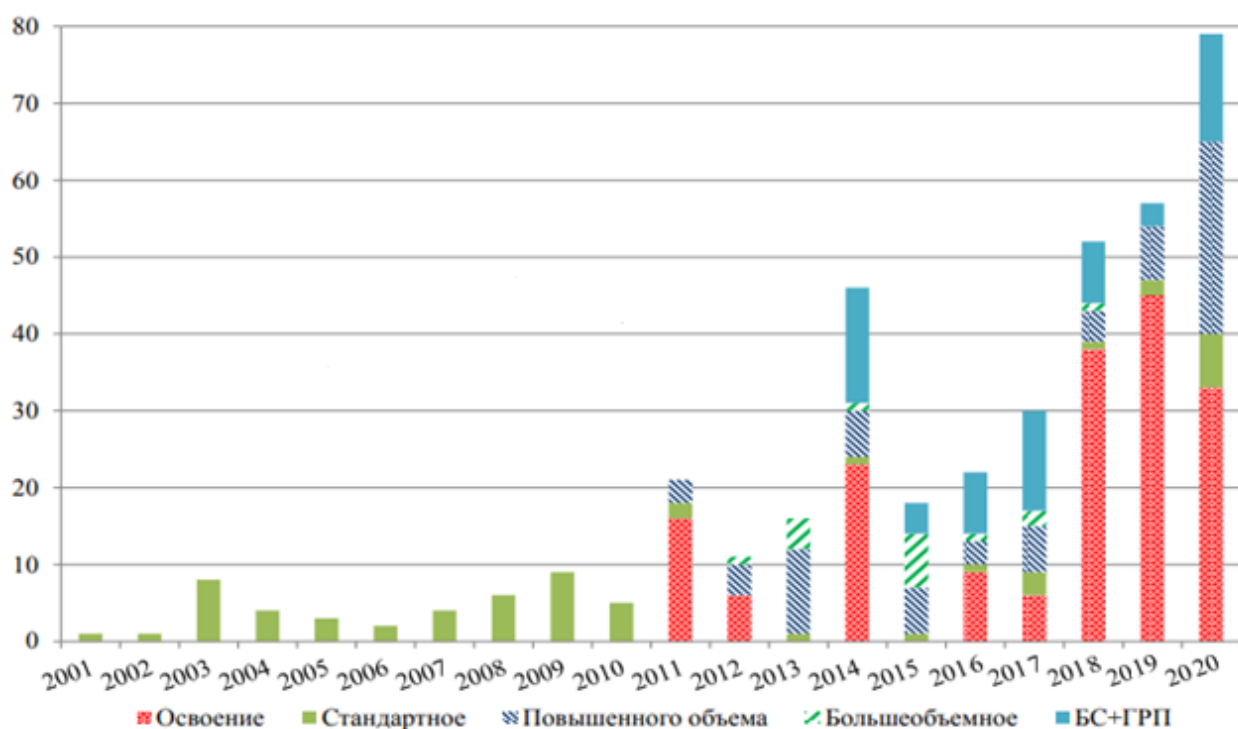


Рисунок 14 – Распределение видов ГРП по годам

С началом ввода в эксплуатацию новых скважин, начиная с 2011 года, применение ГРП значительно увеличилось - практически все новые скважины вводятся в эксплуатацию после ГРП, широко практикуется ГРП увеличенного объема и большеобъемные ГРП.

Из общего числа скважин были отобраны скважины с повторными ГРП, по которым имеется исчерпывающая информация: 19 скважин с двумя ГРП и 11 скважин с тремя ГРП. Общая добыча нефти по этим скважинам 1 252 тыс. тонн, что составляет больше 45% от всей добытой нефти из пласта ЮС₂, при этом добыча воды составляет лишь 39,5% от общей добычи по пласту. Это соотношение говорит о том, что, несмотря на активное применение ГРП на этих скважинах, в сочетании с другими методами воздействия на пласт, удалось обеспечить оптимальную эксплуатацию скважин. Общая дополнительная добыча нефти от ГРП составила 550 тыс. тонн. Оценка дополнительной добычи от проведения ГРП перед освоением скважин проводилась по среднему входному дебиту в других скважинах перед первыми ГРП [18].

Таблица 7 – Результаты проведения ГРП

	Вид ГРП	Кол-во	До ГРП		После ГРП		По окончании ГРП		Общая добыча от ГРП		Дополнительная добыча от ГРП	
			$Q_{н}^1$, т/сут	$n_{в}^1$, д.е.	$Q_{н}^2$, т/сут	$n_{в}^2$, д.е.	$Q_{н}^3$, т/сут	$n_{в}^3$, д.е.	$Q_{н.нак}^1$, т/сут	$n_{в}^4$, д.е.	$Q_{н.нак}^2$, т/сут	Продолжительность, сут.
Первое ГРП	Освоение. Стандарт.	6	-	-	17,4	0,19	5,3	0,36	6705	0,28	3076	808
	Освоение. Увелич. объема	7	-	-	30,4	0,29	7,7	0,31	10992	0,32	7694	734
	Стандарт.	16	4,7	0,15	12,1	0,22	3,5	0,32	9702	0,21	5773	1308
	Увелич. объема	1	0,5	0,42	17,2	0,13	6,0	0,33	4590	0,34	4165	790
Второе ГРП	Стандарт.	8	4,5	0,24	16,9	0,29	4,9	0,44	6826	0,32	4087	1081
	Увелич. объема	14	5,4	0,36	18,2	0,44	8,5	0,57	18302	0,46	11734	1258
	Больше-объемное	8	4,8	0,22	22,9	0,37	7,0	0,64	17691	0,53	11739	1343
Третье ГРП	Увелич. объема	8	3,6	0,47	18,0	0,57	7,7	0,67	8297	0,52	5818	704
	Больше-объемное	3	5,0	0,38	26,6	0,43	10,1	0,39	21927	0,35	13692	1562

Результаты проведения ГРП приведены в таблице 7. Дебит нефти перед ГРП (Q_H^1) изменяется в сравнительно небольшом диапазоне от 2 до 10 т/сут. Исключение составляют скважины, отработавшие перед ГРП достаточно долгий период, в них ГРП проводился при дебитах нефти 0,5–1 т/сут. Здесь следует отметить, что в связи со сложным строением пласта ЮС₂, четкой взаимосвязи между отбором нефти перед ГРП и его эффективностью не прослеживается, и сделать вывод об эффективности планируемого ГРП на основе входных дебитов и предварительного отбора нефти перед ГРП не представляется возможным [18].

Кратность увеличения дебита составляет 5–6 раз, продолжительность эффекта изменяется в очень широком диапазоне от 111 до 4,8 тысяч суток при медианном значении 939 суток. Из общего количества ГРП в анализируемых скважинах неуспешными признаны лишь две скважино-операции, после которых эффект продлился менее месяца. Результаты по этим операциям в анализе не учитывались, но можно судить об успешности ГРП по данной выборке скважин – более 97%.

Обводненность закономерно увеличивается после каждого последующего ГРП примерно на 24% по сравнению с входной обводненностью (рисунок 15).

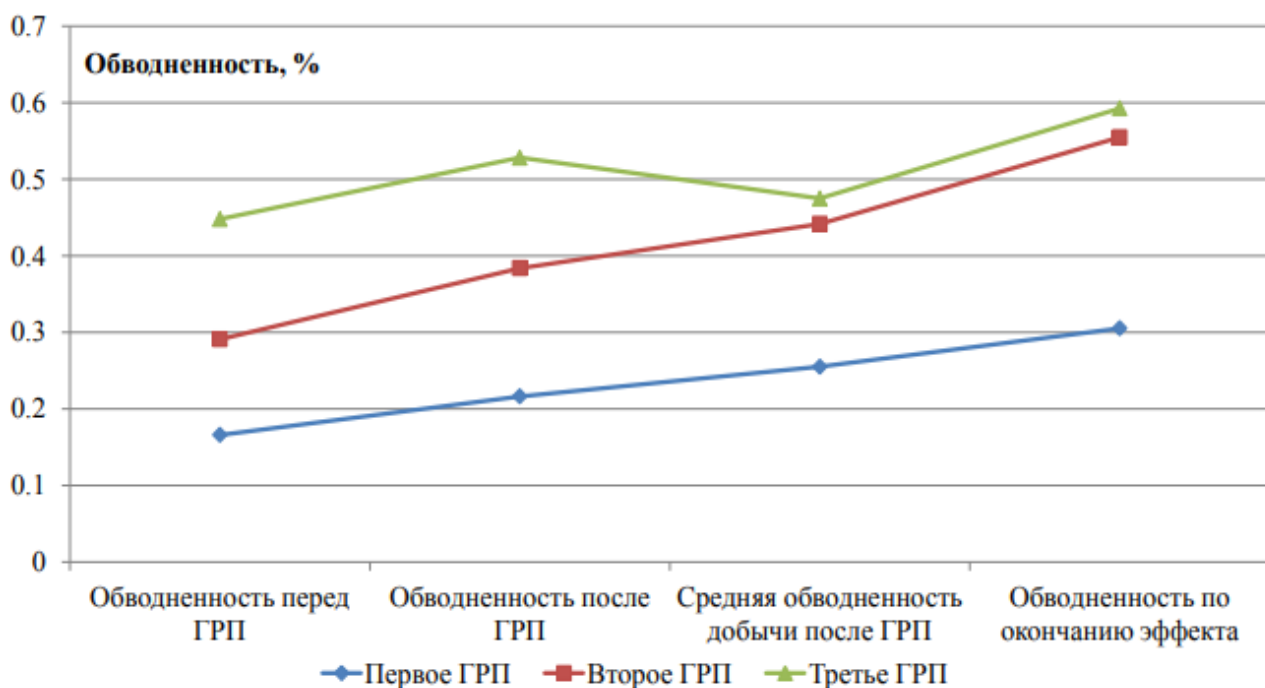


Рисунок 15 – Динамика обводненности до и после проведения ГРП

Как видно из рисунка 15 для первых и вторых ГРП наблюдается постепенный рост обводненности, в то время как по третьим ГРП отмечается снижение обводненности добываемой продукции практически до уровня входной.

Данное снижение связано с двумя факторами:

1. В скважинах 1406, 1730, 2032, 2123, 2521, 3863 наблюдается снижение обводненности сразу после проведения ГРП, что с высокой степенью вероятности может говорить о подключении за счет ГРП к добыче ранее не дренируемых запасов.

2. В скважинах 2007, 2032, 2184 после проведения ГРП также проводились работы по изоляции обводнившихся интервалов перфорации.

На рисунке 16 представлена динамика дополнительной добычи по видам ГРП и последовательности их применения. Как видим из рисунка, наилучшим образом себя зарекомендовали освоение с применением ГРП увеличенного объема (7 скважино-операций) и стандартное ГРП после предварительной работы скважины без ГРП (16 скважино-операций). Освоение с применением стандартного ГРП (6 скважино-операций) оказалось самым неэффективным, причины данного явления необходимо будет детально изучить в дальнейшей работе. Применение ГРП увеличенного объема представлено только одной скважино-операцией в скважине 2038, о которой было сказано выше. В связи с тем, что для пласта ЮС₂ существует высокая вероятность того, что скважина дренирует сравнительно небольшой объем запасов и снижение дебитов связано не с плохими коллекторскими свойствами, а со значительной выработкой запасов, относящихся к скважине - в качестве первичного ГРП для скважин, работавших длительное время, для снижения финансовых рисков, можно порекомендовать применение только стандартных ГРП [18].

При проведении второго ГРП худшим образом себя зарекомендовали ГРП стандартного объема (8 скважино-операций). Это может быть связано с тем, что стандартного ГРП недостаточно для того, чтобы трещина значительно вышла за область с уже вовлеченными запасами и работает больше как метод

интенсификации притока. Данный вывод косвенно подтверждается тем, что в подавляющем большинстве случаев после применения стандартного ГРП в качестве повторного обводненность продукции увеличивается по сравнению с входной. ГРП увеличенного объема (14 скважино-операций) и большеобъемные ГРП (8 скважино-операций) в среднем обеспечили практически одинаковую дополнительную добычу. В связи с вышеизложенным, можно рекомендовать для приобщения ранее недренируемых запасов применять в качестве повторных – ГРП увеличенного объема.

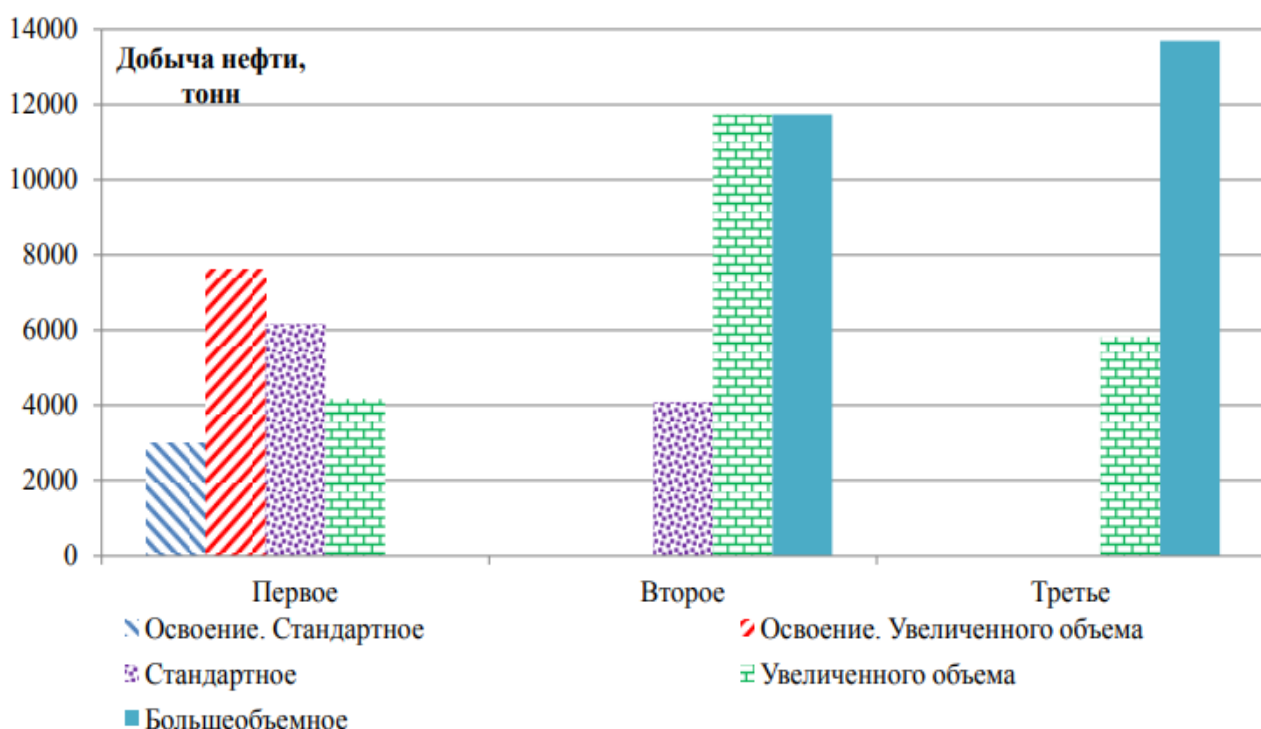


Рисунок 16 – Средняя дополнительная добыча нефти в зависимости от вида ГРП и его очередности

Результаты проведения третьего ГРП варьируются в широком диапазоне. По ГРП увеличенного объема (8 скважино-операций) средняя дополнительная добыча составила 5,8 тыс. тонн, при минимальном значении 603 тонны, максимальном 15 тыс. тонн и медианном значении 4 тыс. тонн. Результаты по большеобъемному ГРП (3 скважино-операции) значительно лучше: в скважине 1730 получена дополнительная добыча 6,5 тыс. тонн, в скважине 2123 – 4,4 тыс. тонн, а в скважине 3863 дополнительная добыча на середину 2015 г. составила 30,2 тыс. тонн и эффект от ГРП продолжается (рисунок 17) [18].

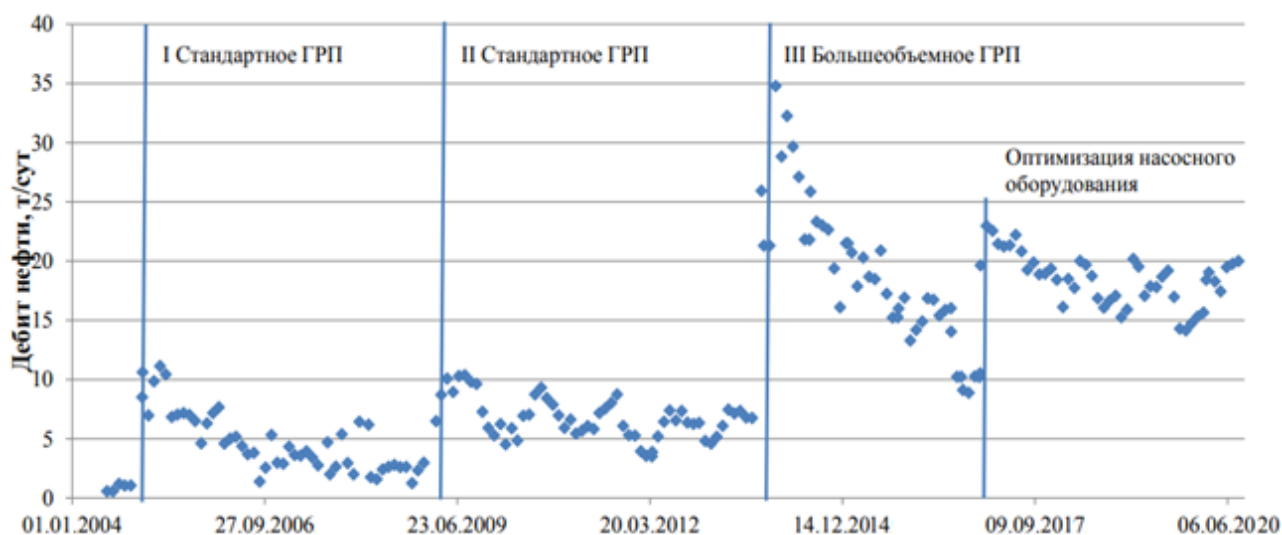


Рисунок 17 – Динамика дебита нефти в скважине 3863 Западно-Сургутского месторождения, пласт ЮС₂

Выводы:

1. Проведение ГРП на пласте ЮС₂ Западно-Сургутского месторождения является наиболее эффективным мероприятием, обеспечивающим до 50% общей добычи скважин.
2. Успешность проведения ГРП на пласте ЮС₂ превышает 97%.
3. В дальнейшей работе необходимо выявить причины неэффективности освоения скважин с использованием ГРП стандартного объема, учитывая, что это же ГРП, но после продолжительной работы скважин перед ним, зарекомендовало себя как один из наиболее эффективных вариантов.
4. При планировании повторных ГРП необходимо учитывать, что для приобщения дополнительных запасов нефти, объемы повторных ГРП должны последовательно возрастать. При повторных ГРП того же объема, что и предыдущие, в большинстве случаев достигается лишь эффект интенсификации притока.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Г	Запоточной Веронике Алексеевне

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость оборудования для ГРП, стоимость материалов, зарплата рабочим, обслуживание оборудования и операций по добыче нефти.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Доля одновременных и переменных затрат, стоимость проведения ГРП.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %. Страховые взносы 30 %. Налог на добавленную стоимость 20 %.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Расчет дохода и себестоимости добываемой продукции	Расчет прироста добычи нефти и себестоимости после проведения мероприятия ГРП на месторождении.
2. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИП и потенциальных рисков	Расчет экономической эффективности ГРП. Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Анализ чувствительности NVP

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.03.2022
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Кацук Ирина Вадимовна	к.т.н., доцент		10.03.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Запоточнова Вероника Алексеевна		10.03.2022

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Основная цель расчетов – экономическая оценка проведения гидравлического разрыва пласта, отвечающая критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно более полного извлечения нефти, и получения прибыли за счет дополнительной добычи при соблюдении требований экологии и охраны окружающей среды.

Экономическая эффективность проекта выражается в расчете прибыли от дополнительной добычи нефти. При этом учитываются все затраты: затраты на материалы, затраты на работу спецтехники, эксплуатационные затраты, затраты на капитальный ремонт скважины, затраты на амортизацию оборудования, налоговые исчисления.

Таким образом, целью данного раздела является экономическое обоснование предлагаемых мероприятий, т.к. только на основании экономических показателей, таких как показатель экономического эффекта, прибыль от реализации продукции, период окупаемости можно судить об экономической эффективности предлагаемых мероприятий. Численные значения этих показателей дают нам полное представление об экономической эффективности предлагаемых мероприятий, позволяют определить превышение стоимостной оценки результатов над стоимостной оценкой затрат, совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат, определить период окупаемости проекта.

4.1 Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели

Исходные данные для анализа влияния мероприятия на технико-экономические показатели приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Исходные данные

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Данные
1	Продолжительность технологического эффекта	лет	3
2	Стоимость одного инновационного мероприятия.	тыс. руб.	1176,4
3	Среднесуточный прирост дебита одной скважины в начале эксплуатации после инновационного мероприятия	т/сут	10,0
4	Кол-во скважин, на которых проводится инновационное мероприятие	ед	22,0
5	Среднегодовой коэффициент падения добычи	ед	0,7
6	Средний коэффициент эксплуатации скважин	ед	0,97
7	Себестоимость добычи нефти	руб/т	2071,2
9	Доля условно переменных затрат в себестоимости нефти	%	47,0
10	Ставка дисконта	%	11,0
11	Цена одной тонны нефти	руб.	41270,1994
12	Среднесписочная численность ППП	чел	3701,9
13	Среднегодовая стоимость основных производственных фондов	млн. руб.	5681,8
14	Годовая добыча нефти	тыс. т	8611,2

Проведение инновационного мероприятия приведёт к увеличению добычи нефти, которое можно определить по формуле:

$$\Delta Q_{(q)} = \Delta q \Delta T K_3 N, \quad (13)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут; T – время работы скважины в течение года, сут. Принимаем равным 365 дням; N – количество скважин с на которых проводится инновационное мероприятие, ед. K_3 – коэффициент эксплуатации скважин, ед.

$$\Delta Q_{(q)} = 10 \cdot 365 \cdot 22 \cdot 0,97 = 77891 \text{ т / год.}$$

Увеличение добычи нефти приведёт к росту производительности труда, которая определяется по следующей формуле:

$$\Delta ПТ = \frac{\Delta Q \cdot C_n}{Ч_{ППП}}, \quad (14)$$

где $\Delta ПТ$ – повышение производительности труда, руб./чел; ΔQ – прирост добычи, т; C_n – цена одной тонны нефти, руб. (72,72 доллара за 1 баррель нефти на 28.11.2021) [27];

$$C_n = 72,72 \cdot 77,41 \cdot \frac{1}{0,1364} = 41270,1994 \text{ руб} / \text{т}.$$

$Ч_{ППП}$ – среднесписочная численность ППП, чел;

$$\Delta ПТ = \frac{77891 \cdot 41270,1994}{3701} = 868569,8737 \text{ руб} / \text{чел}.$$

Увеличение добычи нефти также приведёт к увеличению фондоотдачи:

$$\Delta \Phi_{отд} = \frac{\Delta Q \cdot C_n}{\Phi_{онф}}, \quad (15)$$

где $\Delta \Phi_{отд}$ – прирост фондоотдачи; $\Phi_{онф}$ – среднегодовая стоимость основных производственных фондов, руб.

$$\Delta \Phi_{отд} = \frac{77891 \cdot 41270,1994}{5681,8 \cdot 10^6} = 0,57 \text{ млн.руб}.$$

Снижение себестоимости добычи нефти происходит за счёт изменения условно-постоянных затрат на единицу продукции и определяется по формуле:

$$\Delta C = Z_{пост} \cdot \left(\frac{1}{Q} - \frac{1}{Q + \Delta Q} \right), \quad (16)$$

где ΔC – снижение себестоимости добычи нефти; $Z_{пост}$ – условно постоянные затраты на добычу нефти, руб.;

$$Z_{пост} = Q \cdot C \cdot \frac{100 - D_{у/пер}}{100} = 2071,2 \cdot 8611,2 \cdot 10^3 \cdot \frac{100 - 47}{100} = 9452824,243 \cdot 10^3 \text{ руб},$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну; $D_{у/пер}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %; Q – добыча нефти до мероприятия, тыс. т.

$$\Delta C = 9452824,243 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{1}{8611,2 \cdot 10^3} - \frac{1}{8611,2 \cdot 10^3 + 77891} \right) = 9,8403567 \text{ руб} / \text{т}.$$

Увеличение объёма добычи нефти ведёт к увеличению абсолютной величины прибыли от реализации:

$$\Delta П_{pn} = \Delta Q_p \cdot (C_n - (C - \Delta C)), \quad (17)$$

где $\Delta П_{pn}$ – дополнительная прибыль от реализации нефти, руб.; ΔQ_p – дополнительно реализованная нефть, т; C – себестоимость добычи нефти до проведения мероприятия, руб./т; ΔC – снижение себестоимости нефти, руб./т.

$$\Delta\Pi_{pn} = 77891 \cdot (41270,1994 - (2071,2 - 9,8403567)) = 3054015739 \text{ руб.}$$

Так как увеличивается прибыль от реализации продукции, то соответственно увеличивается и чистая прибыль предприятия:

$$\Delta\Pi_{ч} = \Delta\Pi_{pn} - H_{np}, \quad (18)$$

где H_{np} – величина налога на прибыль, руб. (согласно нормативному документу от 05.08.2000 N 117-ФЗ (ред. от 09.11.2020) (с изм. и доп., вступ. в силу с 15.11.2020) НК РФ «Налог на прибыль организаций» налог составляет 20 % от прибыли)

$$\Delta\Pi_{ч} = 3054015739 - 610803147,7 = 2443212591 \text{ руб.}$$

Таким образом, дополнительная чистая прибыль предприятия за счёт снижения постоянных затрат без учёта затрат на мероприятие на 1 тонну нефти составила 2443212,591 тыс. руб.

4.2 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия

Данное мероприятие связано с дополнительной добычей нефти (ΔQ_1).

Объём дополнительно добытой нефти – 77891 т/год.

Капитальные затраты на проведение инновационного мероприятия отсутствуют.

Поскольку прирост добычи нефти в следующие после проведения инновационного мероприятия годы падает, то дополнительная добыча нефти составит:

$$\Delta Q_{(q)} = \Delta q \cdot T K_3 N, \quad (19)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут. Расчет прироста среднесуточного дебита во второй и третий год осуществляется с учетом среднегодового коэффициента падения добычи нефти.

$$\Delta q_2 = 10 - (10 \cdot 0,7) = 3 \text{ м / сут},$$

$$\Delta q_3 = 3 - (3 \cdot 0,7) = 0,9 \text{ м / сут},$$

$$\Delta Q_2 = 3 \cdot 365 \cdot 0,97 \cdot 22 = 23367,3 \text{ м / год},$$

$$\Delta Q_3 = 0,9 \cdot 365 \cdot 0,97 \cdot 22 = 7010,19 \text{ м / год}.$$

Прирост выручки от реализации за t-й год определяется по формуле:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \Pi_n, \quad (20)$$

где ΔQ – объём дополнительной добычи нефти в t -м году, тонн; Π_n – цена 1 тонны нефти, руб.

$$\Delta B_1 = 77891 \cdot 41270,1994 = 3214577103 \text{ руб.},$$

$$\Delta B_2 = 23367,3 \cdot 41270,1994 = 964373130,8 \text{ руб.},$$

$$\Delta B_3 = 7010,19 \cdot 41270,1994 = 289311939,2 \text{ руб.}$$

Текущие затраты (на дополнительную добычу за t -й год) определяются как сумма затрат на мероприятие и условно-переменных затрат по формуле:

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{\text{доп } t} + Z_{\text{мер}}, \quad (21)$$

где $\Delta Z_{\text{доп}}$ – условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в t -м году, руб.; $Z_{\text{мер}}$ – затраты на проведение мероприятия, руб.

$$\Delta Z_{\text{доп } t} = \Delta Q_t C D_{\text{у/пер}} / 100, \quad (22)$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну; $D_{\text{у/пер}}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %.

$$\Delta Z_{\text{доп}1} = \frac{77891 \cdot 2071,2 \cdot 47}{100} = 75824084,42 \text{ руб.},$$

$$\Delta Z_{\text{доп}2} = \frac{23367,3 \cdot 2071,2 \cdot 47}{100} = 22747225,33 \text{ руб.},$$

$$\Delta Z_{\text{доп}3} = \frac{7010,19 \cdot 2071,2 \cdot 47}{100} = 6824167,598 \text{ руб.}$$

Затраты на проведение мероприятия определим по формуле:

$$Z_{\text{мер}} = C_{\text{ИМ}} \cdot N_{\text{СКВ}}, \quad (23)$$

где $C_{\text{ИМ}}$ – стоимость одного инновационного мероприятия, руб.; $N_{\text{СКВ}}$ – количество скважин, на которых проводится инновационное мероприятие, ед.

$$Z_{\text{мер}} = 1176,4 \cdot 22 \cdot 1000 = 25880800 \text{ руб.}$$

Тогда общие затраты, связанные с дополнительной добычей нефти за t -й год, составят:

$$\Delta Z_1 = 75824084,42 + 25880800 = 101704884,4 \text{ руб.},$$

$$\Delta Z_2 = 22747225,33 \text{ руб.},$$

$$\Delta Z_3 = 6824167,598 \text{ руб.}$$

Для расчёта налога на прибыль, рассчитаем налогооблагаемую прибыль за t-й год по формуле:

$$\Delta\Pi_{\text{н/обл}t} = \Delta B_t - \Delta Z_t, \quad (24)$$

где ΔB_t – прирост выручки от реализации в t-м году, руб.; ΔZ_t – текущие затраты в t-м году, руб.

$$\Delta\Pi_{\text{н/обл}1} = 3214577103 - 101704884,4 = 3112872218 \text{ руб.},$$

$$\Delta\Pi_{\text{н/обл}2} = 964373130,8 - 22747225,33 = 941625905,4 \text{ руб.},$$

$$\Delta\Pi_{\text{н/обл}3} = 289311939,2 - 6824167,598 = 282487771,6 \text{ руб.}$$

Определяем величину налога на прибыль за t-й год:

$$\Delta H_{\text{пр}t} = \Delta\Pi_{\text{н/обл}t} N_{\text{пр}} / 100, \quad (25)$$

где $N_{\text{пр}}$ – ставка налога на прибыль, % (взять ставку за 2018 год).

$$\Delta H_{\text{пр}1} = 3112872218 \cdot 0,2 = 622574443,6 \text{ руб.},$$

$$\Delta H_{\text{пр}2} = 941625905,4 \cdot 0,2 = 188325181,1 \text{ руб.},$$

$$\Delta H_{\text{пр}3} = 282487771,6 \cdot 0,2 = 56497554,33 \text{ руб.}$$

Прирост годовых денежных потоков ($\Delta ДП_t$) рассчитывается по формуле:

$$\Delta ДП_t = \Delta B_t - \Delta Z_t - H_t = \Delta\Pi_{\text{н/обл}t} - H_t. \quad (26)$$

$$\Delta ДП_1 = 3112872218 - 622574443,6 = 2490297774 \text{ руб.},$$

$$\Delta ДП_2 = 941625905,4 - 188325181,1 = 753300724,3 \text{ руб.},$$

$$\Delta ДП_3 = 282487771,6 - 56497554,33 = 225990217,3 \text{ руб.}$$

Поток денежной наличности определяется как разница между приростом годовых денежных потоков и капитальными вложениями:

$$ПДН_t = \Delta ДП_t - КВ_t. \quad (27)$$

$$ПДН_1 = 2490297774 \text{ руб.},$$

$$ПДН_2 = 753300724,3 \text{ руб.},$$

$$ПДН_3 = 225990217,3 \text{ руб.}$$

Накопленный поток денежной наличности определим по формуле:

$$НПДН_t = \sum ПДН_t, \quad (28)$$

$$НПДН_1 = 2490297774 \text{ руб.},$$

$$НПДН_2 = 2490297774 + 753300724,3 = 3243598499 \text{ руб.},$$

$$НПДН_2 = 2490297774 + 753300724,3 + 225990217,3 = 3469588716 \text{ руб.}$$

Дисконтированный поток денежной наличности – по формуле:

$$ДПДН_t = \Delta ДП_t / (1 + i)^t, \quad (29)$$

где i – ставка дисконта, доли единицы.

$$ДПДН_1 = 2490297774 / (1 + 0,11) = 2243511509 \text{ руб.},$$

$$ДПДН_2 = 753300724,3 / (1 + 0,11)^2 = 611395766,9 \text{ руб.},$$

$$ДПДН_3 = 225990217,3 / (1 + 0,11)^3 = 165242099,2 \text{ руб.}$$

Чистая текущая стоимость – по формуле:

$$ЧТС_t = \sum ДПДН_t, \quad (30)$$

$$ЧТС_1 = 2243511509 \text{ руб.},$$

$$ЧТС_2 = 2243511509 + 611395766,9 = 2854907275 \text{ руб.},$$

$$ЧТС_3 = 2243511509 + 611395766,9 + 165242099,2 = 3020149375 \text{ руб.}$$

Результаты расчётов показателей экономической эффективности внедрения инновационного мероприятия представлены в виде таблицы 9.

Таблица 9 – Показатели экономической эффективности мероприятия

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	1176,4		
Прирост добычи нефти, тонн	77891	23367,3	7010,19
Прирост выручки от реализации, руб.	3214577103	964373130,8	289311939,2
Текущие затраты, руб.	101704884,4	22747225,33	6824167,598
Прирост прибыли, руб.	3112872218	941625905,4	282487771,6
Прирост суммы налоговых выплат, руб.	622574443,6	188325181,1	56497554,33
Денежный поток, руб.	2490297774	753300724,3	225990217,3
Поток денежной наличности, руб.	2490297774	753300724,3	225990217,3
Накопленный поток денежной наличности, руб.	2490297774	3243598499	3469588716
Дисконтированный поток денежной наличности, руб.	2243511509	611395766,9	165242099,2
Чистая текущая стоимость, руб.	2243511509	2854907275	3020149375

4.3 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

Финансово-экономическая оценка нефтяных проектов базируется на некоторых показателях, часть которых может неожиданно измениться, тогда как другая часть вообще не может быть определена точно. Процедура, исследующая влияние таких изменений или ошибок в определении численных исходных данных на важнейшие показатели проекта, получила название анализа устойчивости проекта.

Выбираем параметр «Снижение объёма добычи нефти на 20%» и в таблице уменьшаем строку «Прирост добычи нефти, тыс. тонн» на 20 % за все три года. Пересчитываем снова все показатели и заносим в таблицу 10 измененное значение ЧТС. В таблице с исходными данными для расчета берем среднесуточный прирост дебита одной скважины в начале эксплуатации после ГРП и уменьшаем на 20 %. Получаем новое значение ЧТС и заносим его в таблицу. Также и для капитальных вложений.

Таблица 10 – Уменьшение добычи

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	1176,4		
Прирост добычи нефти, тонн	62312,8	18693,84	5608,152
Прирост выручки от реализации, руб.	2571661682	771498504,6	231449551,4
Текущие затраты, руб.	86540067,54	18197780,26	5459334,079
Прирост прибыли, руб.	2485121614	753300724,3	225990217,3
Прирост суммы налоговых выплат, руб.	497024322,9	150660144,9	45198043,46
Денежный поток, руб.	1988097292	602640579,5	180792173,8
Поток денежной наличности, руб.	1988097292	602640579,5	180792173,8
Накопленный поток денежной наличности, руб.	1988097292	2590737871	2771530045
Дисконтированный поток денежной наличности, руб.	1791078641	489116613,5	132193679,3
Чистая текущая стоимость, руб.	1791078641	2280195255	2412388934

Таблица 11 – Увеличение капитальных вложений

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	1411,68		
Прирост добычи нефти, тонн	77891	23367,3	7010,19
Прирост выручки от реализации, руб.	3214577103	964373130,8	289311939,2
Текущие затраты, руб.	106881044,4	22747225,33	6824167,598
Прирост прибыли, руб.	3107696058	941625905,4	282487771,6
Прирост суммы налоговых выплат, руб.	621539211,6	188325181,1	56497554,33
Денежный поток, руб.	2486156846	753300724,3	225990217,3
Поток денежной наличности, руб.	2486156846	753300724,3	225990217,3
Накопленный поток денежной наличности, руб.	2486156846	3239457571	3465447788
Дисконтированный поток денежной наличности, руб.	2239780943	611395766,9	165242099,2
Чистая текущая стоимость, руб.	2239780943	2851176710	3016418809

Таблица 12 – Уменьшение текущих затрат

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	1176,4		
Прирост добычи нефти, тонн	77891	23367,3	7010,19
Прирост выручки от реализации, руб.	3214577103	964373130,8	289311939,2
Текущие затраты, руб.	81363907,54	22747225,33	6824167,598
Прирост прибыли, руб.	3133213195	941625905,4	282487771,6
Прирост суммы налоговых выплат, руб.	626642639	188325181,1	56497554,33
Денежный поток, руб.	2506570556	753300724,3	225990217,3
Поток денежной наличности, руб.	2506570556	753300724,3	225990217,3
Накопленный поток денежной наличности, руб.	2506570556	3259871280	3485861498
Дисконтированный поток денежной наличности, руб.	2258171672	611395766,9	165242099,2
Чистая текущая стоимость, руб.	2258171672	2869567439	3034809538

Находим разницу между изменённым значением ЧТС и базисным.

Таблица 13 – Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

Наименование варьируемого параметра	Базисный ЧТС	Изменённое значение ЧТС, тыс. р.	Разница	В %	Отношение изменения ЧТС (%) к изменению (%) параметра	Ранг параметра
Снижение объёма добычи нефти на 20%	2243511509	1791078641	-452432868	20,16628246	1,0083	1
Увеличение капитальных вложений на 20%	2243511509	2239780943	-3730566	0,166282454	0,0083	3
Увеличение текущих затрат на 20%	2243511509	2258171672	14660163,1	0,653447196	0,0327	2

	-20%	0	20%
Объем	-1,008314123	0	1,00831412
Капитальные затраты	-0,008314123	0	0,00831412
Текущие затраты	-0,03267236	0	0,03267236

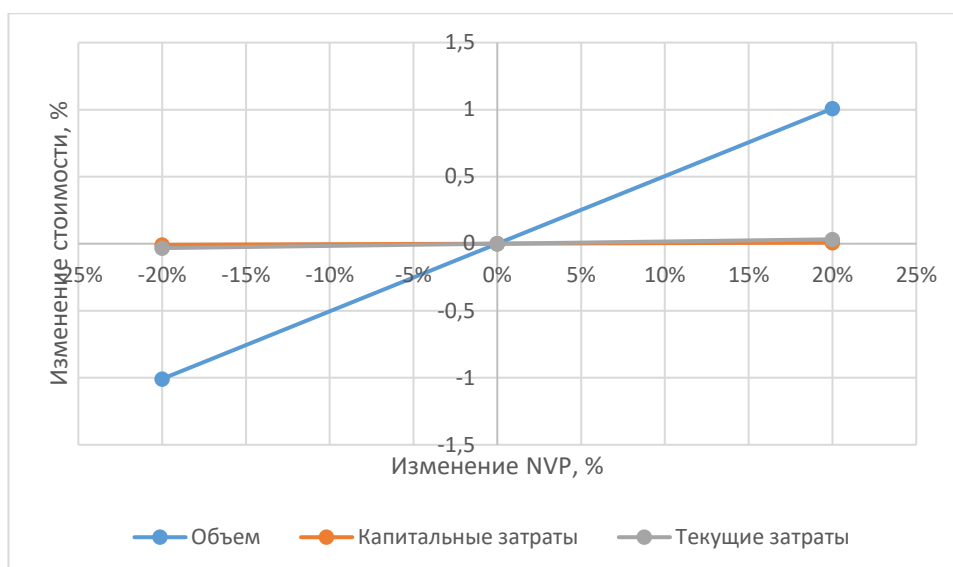


Рисунок 18 – Анализ чувствительности NPV

При анализе устойчивости проекта этим методом мы изменяем значения одной переменной, считая все остальные неизменными. Это нереалистичный подход, так как одновременно могут изменяться и другие независимые переменные, а совокупный эффект изменения нескольких переменных точно оценить этим методом нельзя. Вторым недостатком этого метода является то, что он подразумевает существование линейной связи между показателями финансово-экономической оценки и его исходными параметрами, тогда как существующая между ними зависимость более сложная.

4.4 Вывод по экономическому разделу

В ходе проделанной работы были рассчитаны приросты дебитов, дисконтированного потока денежной наличности и чистой текущей стоимости (NPV). Наглядно видно, что дебит значительно возрастает, также прослеживается хорошая динамика роста экономических показателей, вследствие чего очевидно, что данное мероприятие является эффективным как в технологическом, так и в экономическом плане. Необходимо понимать, что существует множество методов по интенсификации притока, которые могут дать значительный прирост дебита, но они являются очень дорогостоящими и не всегда рентабельными.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Г	Запоточной Веронике Алексеевне

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Обоснование проведения повторного гидравлического разрыва пласта в различных геологических условиях на нефтяных месторождениях Западной Сибири	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является методика проведения повторного гидравлического разрыва пласта для наиболее эффективного извлечения углеводородов.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	1. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020); 2. ГОСТ Р ИСО 6385–2016 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем; 3. ГОСТ Р ИСО 14738–2007. Безопасность машин. Антропометрические требования при проектировании рабочих мест машин; 4. ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования; 5. ГОСТ 21753–76. Система «человек-машина». Рычаги управления. Общие эргономические требования.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ потенциально вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов	Анализ потенциально вредных и опасных факторов при проведении полевых работ на участках фонда скважин и промысла нефтяных месторождений. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов. <ul style="list-style-type: none"> - Повышенный уровень шума; - Повышенный уровень вибрации; - Отклонение показателей климата на открытом воздухе; - Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; - Повышенная загазованность рабочей зоны. Анализ потенциально опасных производственных факторов: <ul style="list-style-type: none"> - Производственные факторы, связанные с электрическим током; - Производственные факторы, связанные с силами и энергией механического движения;

	<ul style="list-style-type: none"> - Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека; - Пожаробезопасность и взрывобезопасность; - Эксплуатация оборудования, работающего под давлением.
3. Экологическая безопасность:	<p>Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Охрана атмосферного воздуха от загрязнения. - Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения. - Охрана и рациональное использование земель.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <p>При разработке и эксплуатации проектируемого решения существует риск возникновения ЧС, связанной с неконтролируемым выбросом флюида, возникновении искрения в неисправных электрических приборах, а также возникновение взрывоопасной концентрации в результате выделения большого количества газа. Наиболее 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	10.03.2022
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	-		10.03.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Запоточнова Вероника Алексеевна		10.03.2022

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Выполнение повторного ГРП – это трудоемкий, сложный и опасный процесс, требующий строгого соблюдения техники безопасности. В связи с этим необходима разработка мероприятий по оздоровлению и улучшению условий труда, главной целью которых должно быть создание благоприятных условий, необходимых для высокопроизводительного труда и устранения профессиональных заболеваний, производственного травматизма и причин им способствующих. Это возможно только лишь при соблюдении строгой дисциплины всем персоналом при выполнении работ и следовании инструкциям по охране труда.

Основная проблема, которая может вызвать ЧС является именно большое давление, под которым находится практически все оборудование ГРП, вследствие чего риск их возникновения увеличивается в разы даже при правильном расчете и выполнении операции.

Пользователями разрабатываемого решения являются непосредственно нефтяные и газовые компании, которые могут как выступать в роли подрядчиков, выполняя данную операцию, так и в роли заказчиков, которые контролируют процесс проведения ГРП.

В качестве места выполнения работ рассматривается нефтяное месторождения Западной Сибири, вблизи скважин, где проводится ГРП и установлено основное оборудование для его проведения.

Безопасность при проведении такого сложного процесса как ГРП стоит на 1 месте, так как возможны ЧС, которые могут повлечь за собой не только большие экономические потери, но и нанесение вреда здоровью работников при его проведении.

5.1 Правовые и организационные вопросы

Правовые и организационные вопросы, связанные с работой вахтовым методом, так как технология ГРП производится непосредственно на месторождении, решаются согласно 47 главе Трудового кодекса Российской

Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ [22]. Рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов. Так как контроль за бесперебойной работой оборудования необходимо проводить ежесекундно, работы организуются в две смены. Женщины, подростки и сотрудники, не имеющие соответствующего доступа, к работе не допускаются. Каждый работник должен получить два комплекта спецодежды, что обязательно. Оператору допускается исправлять мелкие неполадки, однако при серьезных поломках его главной обязанностью является уведомление лиц вышестоящих, т. е. ст. инженера или его заместителя.

Работы на нефтегазовых промыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для оных предусмотрены различные льготы и компенсации за причиненный ущерб. К таким относятся увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазопромысловым оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям согласно ГОСТ Р ИСО 14738–2007 [23]. С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений, в конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства, и она должна обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора. Технологические мероприятия, проводимые специалистами по добыче нефти и газа (ДНГ), в основном производятся в стоячем положении, поэтому рабочая область должна соответствовать требованиям, которые учитывают удобное выполнение работ в положении стоя согласно ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ [24]. Основными элементами технологического оборудования, с которыми сталкиваются специалисты ДНГ, являются задвижки, дроссели, краны различного исполнения, работа с которыми должна производиться согласно определенным рекомендациям и требованиям согласно ГОСТ 21753–76 [25]

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385–2016 [26]. Проектирование должно учитывать

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

5.2 Производственная безопасность

Выполнение технологических операций не должно причинять вреда работнику предприятия. Вредные и опасные факторы, влияющие на организм трудящегося на нефтегазопромысловом предприятии, должны быть быстро выявлены и по мере возможности устранены, или же уменьшены масштабы их воздействия. Рабочая зона работника, занимающегося рассматриваемыми работами, должна быть устроена таким образом, чтобы воздействия вредных и опасных факторов не было, либо имело место быть в допустимых масштабах.

Все работы выполняются на открытой производственной площадке круглосуточно, в две смены, в течение 7–14 дней. Основными функциями оператора по гидравлическому разрыву пласта являются: ведение процесса гидроразрыва пласта; подготовка оборудования к проведению гидроразрыва; сборка, разборка линий высокого давления; замер и регулирование подачи закачиваемой жидкости; обслуживание и производство профилактического ремонта приборов и оборудования.

В таблице 14 приведены опасные и вредные факторы для рассматриваемой в работе технологии.

Таблица 14 – Опасные и вредные факторы при выполнении повторного гидравлического разрыва пласта

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Подготовка материалов	Эксплуатация	
1) Отклонение показателей климата на открытом воздухе;	+	+	+	ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [27]; ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [28]; СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [29]; ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [30]; ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [31].
2) Повышенный уровень шума и вибрации;		+	+	
3) Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;	+	+	+	
4) Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;	+	+	+	
5) Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека;		+	+	
6) Эксплуатация оборудования, работающего под давлением;		+	+	
7) Производственные факторы, связанные с силами и энергией механического движения.		+	+	

5.2.1 Анализ потенциально вредных производственных факторов

5.2.1.1 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

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.

Величина такого воздействия зависит от химического состава пыли, который в свою очередь характеризует такой параметр, как биологическая активность пыли. В соответствии с этим параметром, пыль бывает раздражающего действия (неорганическая и древесная пыль) и токсического (пыль хрома, мышьяка и др. веществ). В запыленном воздухе дыхание человека становится затрудненным, кислород насыщает кровь менее интенсивно, от чего могут возникнуть легочные заболевания.

Содержание вредных веществ в воздухе регламентируется системой стандартов безопасности труда с помощью предельно допустимой концентрации отдельных веществ в воздухе. В таблице 15 приведены ПДК для различных видов пыли.

Таблица 15 – Предельно допустимая концентрация для различных видов пыли

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

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

Для контроля воздушной среды на производственном объекте предусмотрены датчики загазованности, звука, задымленности, манометры и т.д.

5.2.1.2 Повышенный уровень шума и вибраций

Работа операторов, выполняющих гидравлический разрыв пласта, связана с нахождением на территориях с повышенными вибрациями и уровнем шума. Предельно допустимые значения данных компонентов, влияющих на самочувствие рабочего, должно соответствовать санитарным нормам. Согласно ГОСТ 12.01.003–83, уровень шума на рабочих местах не должен превышать 80

дБ. Уровень вибраций не должен превышать 92 дБ, что регламентировано ГОСТ 24346–80. В целях борьбы с уровнем шума и вибраций на нефтегазовых промыслах предусмотрена комплексная целевая программа, которая включает в себя снижение уровня шума в источнике его возникновения и на путях его распространения, рациональную планировку производственных объектов и технологических установок, рациональное планирование режимов труда и отдыха, обеспечение работников средствами индивидуальной защиты: виброизолирующей обувью, перчатками, наушниками или берушами.

5.2.1.3 Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

Оператор по гидроразрыву пласта ежемесячно большую часть работы перемещается по территории производственных объектов, совершая многократные подъемы на находящиеся на высоте площадки. В связи с этим в цехах применяется освещение территории и отдельных рабочих мест посредством прожекторов. С целью создания достаточного уровня освещенности и безопасных условий труда установлена норма освещенности нефтегазовых объектов. Рекомендованные типы прожекторов представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Рекомендуемые типы прожекторов для освещения предприятий нефтяной промышленности

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

5.2.1.4 Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека

Операторы, выполняющие гидроразрыв пласта, в процессе добычи пластового флюида подвергаются негативному влиянию со стороны выделяющихся легких фракций нефти и попутных газов в атмосферу. Их действие, главным образом, приходится на центральную нервную систему.

Отравление парами нефти и продуктами ее переработки сопровождается головокружением, головной болью, сухостью во рту, тошнотой, общей слабостью, которая может достигнуть потери сознания. Также может возникнуть ощущение удушья, которое выражается в головокружении, затруднении процесса дыхания и даже потерей сознания.

В связи с содержанием в нефти ароматических углеводородов и сероводорода, работа с сырой нефтью может привести к острым или хроническим отравлениям. Работающие с сырой нефтью во время длительных промежутков времени могут получить кожное заболевание или серьезное отравление. Содержание вредных веществ в воздухе контролируется посредством измерения ПДК.

Также в процессе ГРП используют химические вещества, гели, загустители, проппант, химические примеси и т. д. Проппант привозят на ГРП в мешках и перемешивают в блендерах, при перемешивании он может просыпаться и попасть на землю.

В процессе смешивания добавляют различные гели, химические примеси, которые могут попасть в воздушную среду или на почву, что может привести к несчастным случаям. В основу геля входит поликислота, которая является эмульгированной (кислота как непрерывная фаза), содержащей 60–70 % дизеля и 30–40 % кислоты. Так же могут произойти разливы нефти и масел.

Класс опасности проппанта, масел и кислот – III класс.

ПДК опасных веществ: алкены – 100 мг/м³; диоксид азота – 2 мг/м³; углеводороды – 300 мг/м³; сероводород – 10 мг/м³; соединение сероводорода и углеводорода – 3 мг/м³.

По технике безопасности предусматривается, что работник имеет при себе и использует СГГ (счет горючих газов), и перед началом любых работ, должен произвести замер воздушной среды в трех положениях: голова, грудь, колени.

Кроме всего прочего, работники на нефтегазовых промыслах в целях безопасности труда и профилактики заболеваний должны быть снабжены защитой органов дыхания, слуха, рук, лица и головы, поэтому работникам должны выдаваться спецодежда и специальная обувь, респираторы или противогазы, специальные очки и другие средства, защищающие при выполнении тех или иных технологических операций.

5.2.2 Анализ потенциально опасных производственных факторов

5.2.2.1 Производственные факторы, связанные с силами и энергией механического движения

Как отмечалось ранее, процессы обработки призабойной зоны скважины связаны с использованием различных транспортных средств и агрегатов, выполненных на базе автомобилей, поэтому на нефтегазовых промыслах может возникнуть опасность для работников со стороны движущихся машин и механизмов. За осуществлением процесса гидроразрыва пласта или соляной обработки скважины следит инженерно-технический работник. Сам процесс проводится по заранее утвержденному плану.

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

5.2.2.2 Подвижные части производственного оборудования

До проведения гидроразрыва пласта на глубоких скважинах следует отключить привод станка-качалки, затем редуктор затормаживается и вывешивают предупредительные таблички или плакаты с информацией о проводимых работах. Подвижные части оборудования должны быть должным образом защищены, чтобы работники не получили механических повреждений.

В процессе обвязки устья скважины и монтажа трубопроводов устанавливают противовыбросовое оборудование, обратные клапаны и манометры с целью следить за повышенными давлениями. Манометры

выносятся на безопасное расстояние с помощью импульсных трубок, чтобы была возможность снимать показания с них без опасности здоровью оператора.

Перед закачкой жидкости в скважину все оборудование проверяется на наличие неисправностей, исследуется надежность и правильность обвязки и их соединения с устьевой арматурой, которая в свою очередь также проходит обязательную проверку. Затем нагнетательные трубопроводы подвергают опрессовке на давление, которое должно превышать в 1,5 раза ожидаемое максимально давление гидроразрыва. Рабочие в это время должны находиться за пределами опасной зоны.

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

5.2.2.3 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 смертельной опасности трудящихся, поэтому сосуды и емкости для хранения нефти и газов, а также их транспортировки должны соответствовать требуемым нормам, а работники в свою очередь должны периодически проходить производственные инструктажи. По технике безопасности в сосуды недопустима подача газа или сжатого воздуха с парами масел, т.к. в случае перегрева может образоваться взрывоопасная смесь, вентили и краны устанавливаются таким образом, чтобы выходное отверстие было направлено в безопасное место, при работе работника внутри емкости должны быть открыты все люки с целью достаточного проветривания, а работников должно быть, как минимум, двое (один – внутри, второй – снаружи). Также необходим постоянный контроль за техническим состоянием сосудов: если обнаружены какие-то трещины, пропуски газов,

отпотевания в местах сварочных швов, то подобные сосуды снимают с эксплуатации. Обо всех замеченных неисправностях работник должен сделать отметку в журнале.

5.2.2.4 Пожаробезопасность

Категория производственного объекта и помещений, в которых осуществляются технологические процессы, связанные с выделением горючих газов, легковоспламеняющихся жидкостей с температурой вспышки паров до 28 °С относится к категории Б.

Основными причинами пожаров на производстве являются:

- Неосторожное обращение с огнем;
- Неудовлетворительное состояние электротехнических устройств и нарушение правил их монтажа и эксплуатации;
- Нарушение режимов технологических процессов;
- Неисправность отопительных приборов и нарушение правил их эксплуатации;
- Невыполнение требований нормативных документов по вопросам пожарной безопасности.

На данном производственном объекте используются различные горючие вещества и жидкости:

- спирты (температура вспышки до 61 °С, ПДК 5 мг/м³);
- бензин (температура вспышки до 61 °С, ПДК 300 мг/м³);
- масла (температура вспышки > 61 °С, ПДК 5 мг/м³);
- мазут (нефть) (температура вспышки > 61 °С, ПДК 10 мг/м³);
- газы (температура вспышки до 61 °С, ПДК 300 мг/м³).

Данный производственный участок относится к категории Б производства по взрывопожарной опасности согласно ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.

Взрывоопасная зона проведения ГРП относится ко 2-му классу – это зоны, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются

взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей с воздухом только в результате аварии или повреждения технологического оборудования по ГОСТ 12.1.002–84.

Степень взрывозащиты электрооборудования относится к уровню взрывозащиты 0, то есть взрывозащищенное электрооборудование, в котором по отношению к взрывобезопасному электрооборудованию приняты дополнительные средства взрывозащиты, предусмотренные стандартами на виды взрывозащиты, используют искрогасители, взрывонепроницаемую оболочку дополнительную и т. д.) согласно СП 12.13130.2009.

К противопожарному инвентарю относят бочки с водой, ящики с песком, ломы, топоры, лопаты, багры, ведра и другие приспособления. Противопожарный инвентарь окрашивают в красный цвет. Ящики с песком должны рассчитываться на хранение 0,5 м³ песка, а на складах горючих жидкостей - до 1 м³.

Комплект первичных средств тушения пожара собирают на щитах, которые вывешивают на видных и легкодоступных местах.

При проведении ГРП используют ручные пожарные извещатели, они должны быть расположены в близости от зон наблюдения, и зон возможных пожаров; газовые в непосредственной близости от возможных проявлений газа, и тепловые.

5.2.2.5 Производственные факторы, связанные с электрическим током

Нефтегазовое производство должным образом электрифицировано, поэтому работник данной отрасли постоянно сталкивается с электроприборами или оборудованием, находящимся под напряжением. В связи с этим работник должен уметь пользоваться такими приборами, знать их общую конструкцию и принцип действия. При возникновении опасных ситуаций работник, неквалифицированный в области электробезопасности, не должен

предпринимать опасных для своего здоровья действий, а обязан сообщить о неисправности главному инженеру-электрику. Приборы и оборудование, работающие от электричества, должны проходить периодический осмотр, в ходе которого выносится вердикт о возможности их дальнейшего использования. Все электроустановки должны быть заземлены, пригодны к использованию в трудных погодных условиях и укомплектованы средствами защиты, пожаротушения и инструментом. Неисправное оборудование должно быть своевременно починено, либо заменено на новое.

К средствам индивидуальной защиты на случай электроопасных ситуаций относятся защитные пластиковые каски и очки, изолирующие рукавицы и обувь, а также термостойкие костюмы.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Защита атмосферы

По статистическим подсчетам около 75% всех неблагоприятных воздействий на окружающую среду от нефтегазовых промыслов приходится на атмосферу. Способны выделять загрязняющие вещества в атмосферу следующие технологические объекты: буровые установки, нефтегазовые промыслы, установки подготовки нефти и газа, нефтеперерабатывающие заводы, газокompрессорные станции, нефтепроводы различного уровня, станции хранения УВ и др.

Основные выбрасываемые в атмосферу вредные примеси от нефтегазовых комплексов – это кислые компоненты (оксиды углерода, серы и азота, сероводород), УВ и 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. Существенное влияние на атмосферу среди данных компонентов оказывает формальдегид, который имеет резкий запах и высокую токсичность, и диоксид серы, выделяющийся при сжигании угля или нефти с высоким содержанием серы.

На нефтегазовых месторождениях при воздействии на призабойную зону пласта на факельных установках происходит сжигание газоконденсатной смеси, полученной из пласта. Это приводит к выбросам кислых компонентов в атмосферу. Подобное влияние происходит и при работе дизельных двигателей на различных агрегатах и технологических установках, которыми пользуются при обработке ПЗС, 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 в таблице 17. Таблица 17 – Предельно допустимая концентрация вредных веществ в рабочей зоне

Вещество	ПДК, мг/м³	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.

5.3.2 Защита гидросферы

По статистическим оценкам порядка 20% от всех загрязнений углеводородным сырьем приходится на водные ресурсы. Кроме самих УВ в нефтепродуктах, поступающих в различные водные источники, содержатся соединения кислорода, серы и азота, которые оказывают негативное влияние на водные ресурсы.

Источниками нефтяного загрязнения водоемов может стать что угодно, но касательно ГРП 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.

Любое загрязнение водоемов нефтепродуктами может привести к гибели водоплавающих птиц, некоторых видов животных, обитающих в водоемах, загрязнению околородной среды и др. Поступившая нефть в воде образует слой на поверхности, в результате чего легкие углеводороды испаряются в атмосферу. Постепенно нефть смешивается с водой и через некоторый промежуток времени сосредотачивается в водных горизонтах. Содержание растворенных нефтепродуктов в воде не должно превышать 10 мг/л.

Для оценки суммарного количество загрязнений в воде, которые поглощают кислород, введен показатель биохимической потребности в кислороде (БПК). Согласно санитарным нормам, при 20 °С данный показатель не должен превышать 3 мг/л согласно ГОСТ 17.1.3.08–82.

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.

Также при проведении геолого-технологических мероприятий руководствуются требованиями по ГОСТ 17.1.3.12–86.

5.3.3 Защита литосферы

По статистическим данным около 5% всех нефтяных загрязнений приходится на почвенную среду. Обустройство месторождений, бурения скважин, сооружение подземных хранилищ вызывают необратимые процессы на поверхности земли и в ее недрах, которые приводят к существенным видоизменениям природных ландшафтов.

При освоении и прокладки новых дорог, соединяющих технологические комплексы месторождений, обустройство новых трубопроводов и другие организационные работы оказывают влияние на поверхностный слой почвы, заставляя его разрушаться под колесами и гусеницами автотранспорта, под весом колон труб и высоких буровых мачт, а также другой строительной техники и оборудования.

Непосредственно гидравлический разрыв пласта, помимо перечисленных негативных факторов, может влиять на качество почв посредством загрязнения нефтепродуктами на различных этапах производства данных операций по интенсификации притока. Установлено, что больше всего загрязняются устье скважин, земляные амбары и места, где скапливаются сточные воды.

Помимо буровых растворов и шламов, весомое влияние на почву могут оказывать растворы закачиваемых химических агентов и жидкостей, применяемых при ГРП. В процессе неправильной закачке или при неправильных расчетах возможно проникновение оных не только в продуктивный горизонт пласта, но и за его пределы, в отдаленные зоны пласта и породу, его слагающую. Это приводит к изменениям физико-химических свойств почв, а также к проникновению через грунты в подземные воды вредных компонентов,

что значительно затруднит восстановление почвенных структур по ГОСТ 17.5.3.04–83.

Как и в случае с атмосферой или гидросферой, для почв предусмотрены предельно-допустимые значения концентраций отдельных химических соединений, основные из которых представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Предельно допустимая концентрация вредных химических веществ в почве

Вещество	ПДК, мг/м³	Показатель вредности
Бензин	0,1	Воздушно-миграционный
Диметилбензолы	0,3	Транслокационный
Сероводород	0,4	Воздушно-миграционный
Серная кислота	160	Общесанитарный
Этенилбензол	0,1	Воздушно-миграционный

Задумываться об охране земельных ресурсов необходимо со стадии экологической экспертизы проекта строительства нефтегазового комплекса, руководствуясь ведомственными строительными нормативами. Если же все-таки происходят экстренные случаи, приводящие к загрязнению почвенных структур, то необходимо проводить рекультивацию затронутых производством земель в соответствии с правилами. Кроме того, следует предусматривать ликвидацию отходов, остающихся после выполнения технологических операций, а также снижение влияния наиболее загрязняющих факторов.

5.4 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.

ГРП проводится на кусте, где находится оборудование для ГРП.

Вид опасности объекта – взрывопожарный, класс IV.

Категория объекта по ГО – 1.

Процесс добычи нефти и газа является непрерывным технологическим процессом.

Численность работающих при ГРП варьируется от 30 до 50 человек, в смену работает в среднем 10 человек.

Каждый работающий обеспечен средствами индивидуальной защиты и медицинской аптечкой, кроме того, на кусте есть медицинские работники.

На кусте скважины имеются вторичные факторы для ЧС, это химические реагенты, мешки с пропантом, и цистерны с кислотой и гелем.

Каждый объект на ГРП обеспечен коммуникациями электроснабжения и связи, сетями водо-, газо- и теплоснабжения.

На кусте имеется водозаборная скважина, которая выкачивает воду из пласта и ее подают в бассейн для ГРП, а питьевую воду привозят с месторождения.

5.5 Выводы 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 повторного

гидравлического разрыва пласта. В условиях проведения повторного ГРП основным негативным фактором воздействия на почву является загрязнение ее нефтепродуктами, а наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией – возгорание и взрыв при утечке газа.

Обеспечение безопасности людей и окружающей среды на производстве является краеугольным камнем эффективности осуществления всех производственных процессов, поэтому вопросы безопасности должны быть предопределены в первую очередь.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе представлены критерии применения повторного ГРП на нефтяных месторождениях Западной Сибири, а также методика подбора скважин-кандидатов на основе эффекта переориентации трещины.

Для прогнозирования показателей эффективности повторного ГРП необходимо учитывать: геологические характеристики пласта, технологические параметры, показатели эффективности первого ГРП. Комплексный анализ вышеуказанных параметров позволит увеличить дебит добывающих скважин за счет вовлечения в разработку ранее недренируемых зон и пропластков.

Основные параметры, которые характеризуют эффективность повторного ГРП – улучшение проводящих свойств трещины за счет значительного увеличения ее размеров с преобладающим развитием в ширину (не менее 2,0...2,5 мм) и длину, но с ограничением роста в высоту. Для этого необходимо использовать большее количество проппанта на 30-50 % и менее вязкую жидкость разрыва по сравнению с первой операцией. Это позволит закрепить трещину по всей ее геометрии и компенсировать эффект вдавливания.

Чтобы исключить бесконтрольный рост трещины и поддерживать уровни добычи рекомендуется проводить повторный ГРП на основе эффекта переориентации трещины, что позволит определить минимальную рентабельную конфигурацию трещины для обеспечения окупаемости затрат.

В работе также приведены экономические расчеты проведения ГРП согласно которым очевидно, что данное мероприятие является эффективным не только в технологическом, но и в экономическом плане.

Рассмотренные меры производственной безопасности при выполнении работ в процессе повторного ГРП, позволяют избежать влияния вредных и опасных производственных факторов и соответствуют выполнению Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила

безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при эксплуатации объектов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Проведение повторных гидроразрывов пласта как перспективное направление интенсификации добычи нефти на поздней стадии разработки Ромашкинского месторождения / Р.Ф. Хусаинов, Н.А. Назимов, Н.Ф. Гумаров [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 2. – С. 24-29.
2. Гидравлический разрыв пласта // Все о нефти URL: <https://vseonefti.ru/upstream/frac.html> (дата обращения: 28.03.2022).
3. Из истории гидроразрыва пласта: в 1950-х – популярность, в 2010-х – запреты // Агентство нефтегазовой информации URL: <https://www.angi.ru/news/2852906-Из%20истории%20гидроразрыва%20пласта%3A%20в%201950-х%20-%20популярность%2C%20в%202010-х%20-%20запреты/> (дата обращения: 28.03.2022).
4. Верисокин А.Е. Новый метод снижения обратного выноса проппанта из трещины в скважину после проведения гидроразрыва пласта / А.Е. Верисокин, Л.Г. Жулина // Актуальные проблемы нефти и газа : Тезисы 3-й Всероссийской молодежной конференции, Москва, 06–07 ноября 2019 года. – Москва: Институт проблем нефти и газа РАН, 2019. – С. 6-7.
5. Анкушев Я.Е. Анализ мини-ГРП при проведении гидроразрыва пласта / Я.Е. Анкушев // Достижения науки и образования. – 2018. – № 1(23). – С. 15-18.
6. Анкушев Я.Е. Анализ давления после смыкания трещины при проведении мини-ГРП / Я.Е. Анкушев // Достижения науки и образования. – 2019. – № 1(42). – С. 14-17.
7. Мастриков А.В. Определение параметров трещины ГРП из кривой падения давления, полученной при мини-ГРП / А.В. Мастриков // Форум молодых ученых. – 2018. – № 12-3(28). – С. 242-248.

8. Главнов Н.Г. Оценка влияния пластового давления на давление смыкания трещины / Н.Г. Главнов, Б.Б. Квеско // Казанская наука. – 2010. – № 9. – С. 1004-1007.
9. Цивелев К.В. Влияние переориентации азимута трещины гидроразрыва пласта на продуктивность скважин / К.В. Цивелев // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2018. – № 1. – С. 222-224.
10. Давлетова А.Р. Направление трещины повторного гидроразрыва пласта / А.Р. Давлетова, А.В. Колонских, А.И. Федоров // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 11. – С. 110-113.
11. Evaluation of refracture reorientation in both laboratory and field scales / Н. Liu [et al.] // SPE 112445. – 2008.
12. Методика выбора скважин-кандидатов для проведения повторного гидроразрыва пласта на основе эффекта переориентации трещины / П.Д. Савченко, А.И. Федоров, А.В. Колонских [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 11. – С. 114-117.
13. Айдаров Р.Б. Проведение повторного направленного гидроразрыва пласта на месторождении ПАО "Сургутнефтегаз" / Р.Б. Айдаров // Вестник науки. – 2019. – Т. 1. – № 6(15). – С. 13-19.
14. Сабитов Р.Р. Прогнозирование показателей эффективности повторного гидравлического разрыва пласта применением элементов теории распознавания образов / Р.Р. Сабитов, В.А. Сабитов // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 12. – С. 62-65.
15. Сабитов Р.Р. Прогнозирование показателей эффективности повторного гидравлического разрыва пласта на Нивагальском и Урьевском месторождениях / Р.Р. Сабитов // Наука и ТЭК. – 2011. – № 7. – С. 38-41.
16. Сабитов Р.Р. Модель принятия решений на основе линейной регрессии для планирования ГРП объекта ЮВ₁ Нивагальского месторождения / Р.Р. Сабитов, Е.Д. Швечиков // Территория Нефтегаз. – 2014. – № 5. – С. 88-91.

17. Исламов Д.Э. Совершенствование методов проектирования операций по гидроразрыву пластов для повышения продуктивности скважин: дис. канд. техн. наук: 21.03.01. - Тюмень, 2015. - 124 с.
18. Савастыин М.Ю. Анализ повторных ГРП, проведенных на скважинах пласта ЮС₂ Западно-Сургутского месторождения / М.Ю. Савастыин, А.А. Мулалиев // Научный форум. Сибирь. – 2016. – Т. 2. – № 4. – С. 47-50.
19. Пономарев А.И. Повышение эффективности разработки залежей углеводородов в низкопроницаемых и слоисто-неоднородных коллекторах: дис. канд. техн. наук: 21.03.03. - Уфа, 2000. - 457 с.
20. Численная модель развития трещины при повторном гидроразрыве пласта / О.Ю. Сметанников, Ю.А. Кашников, С.Г. Ашихмин, Д.В. Шустов // Вычислительная механика сплошных сред. – 2015. – Т. 8. – № 2. – С. 208-218.
21. Радевич Ю.Е. Разработка методики прогнозирования технологической эффективности повторного ГРП на действующем фонде / Ю.Е. Радевич, Л.А. Ваганов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 10. – С. 66-69.
22. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 09.03.2021).
23. ГОСТ Р ИСО 14738–2007. Безопасность машин. Антропометрические требования при проектировании рабочих мест машин.
24. ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
25. ГОСТ 21753–76. Система «человек-машина». Рычаги управления. Общие эргономические требования.
26. ГОСТ Р ИСО 6385–2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.
27. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
28. ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

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

30. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

31. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.