

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ОЧИСТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

УДК 622.345.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Волос Ярослав Дмитриевич		

Руководитель

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

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2022 г.

Результаты освоения образовательной программы

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач	И.УК(У)-1.1. Анализирует задачу, выделяя ее базовые составляющие
		И. УК(У)-1.2 Осуществляет поиск, выделяет и ранжирует информацию на основе системного подхода и методов познания для решения задач по различным типам запросов
		И.УК(У)-1.3 Обосновывает выводы, интерпретации и оценки о научных исследованиях, публикациях и т.д., на основе критериев и базовых методов аргументации
		И.УК(У)-1.4 Анализирует и контекстно обрабатывает информацию для решения поставленных задач с формированием собственных мнений и суждений; предлагает варианты решения задачи, анализирует возможные последствия их использования
		И.УК(У)-1.5 Анализирует пути решения проблем мировоззренческого, нравственного и личностного характера на основе использования основных философских идей и категорий в их историческом развитии и социально-культурном контексте
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений	И.УК(У)-2.1. Формулирует проблему, решение которой напрямую связано с достижением цели проекта
		И.УК(У)-2.2. Определяет связи между поставленными задачами и ожидаемые результаты их решения
		И.УК(У)-2.3. В рамках поставленных задач определяет имеющиеся ресурсы и ограничения, действующие правовые нормы
		И.УК(У)-2.4. Анализирует план-график реализации проекта в целом и выбирает оптимальный способ решения поставленных задач, исходя из действующих правовых норм и имеющихся ресурсов и ограничений
		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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Коммуникация	УК(У)-4. Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)	И.УК(У)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений
		И.УК(У)-4.1. Выбирает стиль делового общения, в зависимости от языка общения, цели и условий партнерства; адаптирует речь, стиль общения и язык жестов к ситуациям взаимодействия
		И.УК(У)-4.2. Осуществляет поиск необходимой информации для решения стандартных коммуникативных задач на государственном и иностранном языках
		И.УК(У)-4.3. Выполняет перевод профессиональных текстов с иностранного языка на государственный
		И.УК(У)-4.4. Ведет деловую переписку на государственном и иностранном языках с учетом особенностей стилистики официальных и неофициальных писем и социокультурных различий в формате корреспонденции
		И.УК(У)-4.5. Использует диалог для сотрудничества в академической коммуникации общения с учетом личности собеседников, их коммуникативно-речевой стратегии и тактики, степени официальности обстановки; формирует и аргументирует собственную оценку основных идей участников диалога (дискуссии) в соответствии с потребностями совместной деятельности
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах	И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития
		И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социальных групп
		И.УК(У)-5.3. Учитывает при социальном и профессиональном общении по заданной теме историческое наследие и социокультурные традиции различных социальных групп, этносов и конфессий, включая мировые религии, философские и этические учения
		И.УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследования; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий
		И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни	И.УК(У)-6.1. Контролирует количество времени, потраченного на конкретные виды деятельности; вырабатывает инструменты и методы управления временем при выполнении конкретных задач, проектов, целей;
		И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы
		И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний
		И.УК(У)-6.4. Анализирует основные возможности и инструменты непрерывного образования применительно к собственным интересам и

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>потребностям с учетом условий, средств, личностных возможностей, этапов карьерного роста, временной перспективы развития деятельности и требований рынка труда</p> <p>И.УК(У)-6.5. Определяет задачи саморазвития, цели и приоритеты профессионального роста; распределяет задачи на долго-, средне- и краткосрочные с обоснованием актуальности и анализа ресурсов для их выполнения</p>
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-7. Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности	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
	3. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту нефтепромыслового оборудования 4. Выполнение диагностического обследования оборудования по добыче углеводородного сырья	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)–2. Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-2.1 Проводит диагностику, текущий осмотр и ремонт технологического оборудования, используемого в процессах добычи нефти, газа и газового конденсата
	5. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями по добыче нефти, газа и газового конденсата 6. Обеспечение оперативного и инженерного безопасного сопровождения технологического процесса добычи нефти, газа и газового	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)–3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	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

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	конденсата			
	<p>7. Организационно-техническое обеспечение добычи углеводородного сырья</p> <p>8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)–4. Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-4.1 Сочетает геолого- промысловую теорию и практику при совершенствовании технологических операций и осуществлении процессов нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа</p>
	<p>8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации</p> <p>9. Составление геологических отчетов</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p> <p>ОТФ А «Комплексирование геолого-промысловых данных и построение моделей нефтегазовых залежей»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	<p>ПК(У)–5. Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин</p>	<p>И.ПК(У)-5.1 Обеспечивает заданные режимы, оперативный контроль за выполнением производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья</p>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	<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>	<p>ПК(У)-6. Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья</p>	<p>И.ПК(У)-6.1 Участвует в организационно-техническом сопровождении работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования в сфере эксплуатации объектов добычи нефти и газа</p>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: проектный				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Разработка плановой, проектной и методической документации для геолого-промысловых работ.	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p> <p>ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	ПК(У)–7. Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-7.1 Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
	2. Выполнение работ по проектированию безопасности работ нефтегазового производства.	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p> <p>ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	ПК(У)–8. Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья	И.ПК(У)-8.1 Участвует в разработке предложений по повышению эффективности эксплуатации объектов добычи нефти и газа на основе знаний нормативно-технической документации и принципов производственного проектирования

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СГ	Волос Ярославу Дмитриевичу

Тема работы:

Выбор и обоснование технологий очистки призабойной зоны пласта	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	118-12 с от 28.04.2022

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

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	Роль призабойной зоны в системе «пласт-скважина»; анализ причин низкой продуктивности скважин; требования к скважинам-кандидатам перед проведением технологических операций; оценка эффективности применения различных технологий и приспособлений по очистке призабойной зоны пласта; современные технологии очистки призабойной зоны.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Источники загрязнения	Старший преподаватель Гладких Марина Алексеевна

призабойной зоны пласта	
Оценка эффективности применения различных технологий и приспособлений по очистке призабойной зоны пласта	Старший преподаватель Гладких Марина Алексеевна
Указания к применению технологий по очистке призабойной зоны	Старший преподаватель Гладких Марина Алексеевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор Гасанов Магеррам Али оглы
Социальная ответственность	Старший преподаватель Мезенцева Ирина Леонидовна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Источники загрязнения призабойной зоны пласта	
Оценка эффективности применения различных технологий и приспособлений по очистке призабойной зоны пласта	
Указания к применению технологий по очистке призабойной зоны	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.04.2022
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			29.04.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Волос Ярослав Дмитриевич		29.04.2022

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ПЗП – призабойная зона пласта;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ГДИС – гидродинамические исследования скважин;

КВД – кривая восстановления давления;

НКТ – насосно – компрессорные трубы;

СКО – солянокислотная обработка;

ВНК – водонефтяной контакт;

ППД – поддержание пластового давления;

ВГМ – виброволновой гидромонитор;

ПИВ – плазменно – импульсное воздействие;

ГДО – газодисперсионное освоение;

УНГ – установка нагнетания газа;

ГКО – глинокислотная обработки;

РАСПО – растворитель асфальтосмолопарафиновых отложений;

ПСКО – поинтервальная солянокислотная обработка;

НИ – научные исследования;

ГСМ – горюче – смазочные материалы;

КРС – капитальный ремонт скважин;

ГКО – глинокислотные обработки;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

УДХ – установка дозирования химических реагентов.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает в себя 115 страниц, в том числе 27 рисунков и 19 таблиц. Список литературы включает в себя 19 источников.

Ключевые слова: призабойная зона пласта (ПЗП), обработка призабойной зоны, проницаемость, продуктивность, очистка ПЗП, загрязнение призабойной зоны.

Объектом исследования являются осложнения в процессе эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин, связанные с загрязнением призабойной зоны пласта, а также методы очистки призабойной зоны пласта.

Цель исследования – анализ методов и технологий очистки призабойной зоны пласта.

В ходе исследования были рассмотрены причины загрязнения призабойной зоны пласта. Проведен анализ технологий очистки призабойной зоны пласта и методов предотвращения образования отложений. Проанализированы современные подходы и технологии, применяемые для решения данных проблем.

Результатом проведения исследований является выявление основных причин загрязнения призабойной зоны эксплуатационных и нагнетательных скважин, а также определены технологии, позволяющие достичь наилучшего эффекта.

Область применения: эксплуатационные и нагнетательные скважины с осложнением в виде загрязнения призабойной зоны.

Верный выбор технологий очистки и их своевременное применение позволяют эксплуатировать скважины с максимальной экономической эффективностью.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	17
1 ИСТОЧНИКИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА	18
1.1 Определение призабойной зоны пласта, её роль в системе «пласт – скважина»	18
1.2 Анализ возможных причин низкой продуктивности скважин	20
1.3 Влияние степени и характера вскрытия скважин на загрязнение ПЗП.....	23
1.4 Современные методики очистки призабойной зоны	25
2 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ПРИСПОСОБЛЕНИЙ ПО ОЧИСТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА	28
2.1 Целесообразность проведения мероприятий по очистке ПЗП	28
2.2 Технологии очистки призабойной зоны пласта.....	30
2.2.1 Физические методы очистки призабойной зоны.....	31
2.2.2 Термические методы очистки призабойной зоны.....	36
2.2.3 Химические методы очистки призабойной зоны	41
2.3 Современные методы и технологии воздействия на призабойную зону пласта.....	53
2.3.1 Комплексная обработка призабойной зоны	53
2.3.2 Виброволновая обработка призабойной зоны	62
2.3.3 Плазменно – импульсное воздействие на призабойную зону.....	65
2.3.4 Современные методы и технологии первичного вскрытия продуктивных горизонтов, влияющие на состояние призабойной зоны пласта	68
3 УКАЗАНИЯ К ПРИМЕНЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЙ ПО ОЧИСТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ	74
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	80
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения....	80
4.1.1 Анализ конкурентных технических решений.....	82

4.1.2 SWOT-анализ	83
4.2 Планирование научно-исследовательских работ	86
4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	86
4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения	87
4.2.3 Бюджет научно-технического исследования.....	90
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	101
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .	102
5.2 Производственная безопасность	103
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия на работника .	104
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия на работника .	107
5.3 Экологическая безопасность.....	109
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	110
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	113
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	114

ВВЕДЕНИЕ

В процессе эксплуатации скважин повсеместно возникают проблемы с загрязнением призабойной зоны пласта (ПЗП). Отложения различного характера отрицательно сказываются на производительности эксплуатационных скважин. Принимая во внимание качество нефти, добываемой на территории России и наличие месторождений, эксплуатируемых на поздних стадиях, проблема загрязнения призабойной зоны является крайне актуальной.

Для того чтобы вернуть скважине ее эксплуатационные характеристики необходимо произвести очистку призабойной зоны пласта. Современные технологии достаточно разнообразны и имеют в своей основе различные методы влияния на пласт: физические, химические, термические и комбинированные методы очистки.

Главным аспектом успешной очистки ПЗП является выяснение причин образования загрязнений и правильный выбор методов очистки. Зачастую эти условия не выполняются, что приводит к негативным последствиям в виде некачественной очистки и излишним финансовым затратам.

Актуальность данной работы заключается в достижении положительных результатов при проведении операций по очистке призабойной зоны.

Целью выпускной квалификационной работы является выбор и обоснование технологий очистки призабойной зоны пласта.

Для достижения поставленных целей необходимо выполнить ряд задач:

1. Установить причины снижения проницаемости ПЗП;
2. Рассмотреть методы и технологии очистки призабойной зоны;
3. Провести анализ эффективности применения технологий очистки

ПЗП.

1 ИСТОЧНИКИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

1.1 Определение призабойной зоны пласта, её роль в системе «пласт – скважина»

Призабойная зона пласта (ПЗП) – это область продуктивного пласта, окружающая скважину. В пределах этой области происходят постоянные изменения фильтрационно – емкостных свойств (ФЭС). С момента строительства скважины и на всем временном промежутке ее эксплуатации данные изменения негативно сказываются на качественной и количественной составляющих процесса добычи углеводородов.

Рассматривая систему «пласт – скважина», стоит отметить, что именно призабойная зона является ключевым звеном. Через неё проходит фильтрация флюида в скважину. Следовательно, от состояния ПЗП зависит продуктивность скважины.

Призабойная зона пласта рассматривается как система из двух составляющих: прискважинной и удаленной зон. Удаленная зона охватывает часть пласта с естественной проницаемостью. Прискважинная зона располагается непосредственно вокруг скважины и имеет проницаемость, отличную от естественной.

Для оценки изменчивости проницаемости, в нефтегазовой отрасли, применяют скин – фактор. Данный параметр связан с прискважинной зоной и характеризует изменчивость величины проницаемости вокруг скважины. Давая определение понятию скин – фактор, можно сказать, что это величина дополнительной депрессии, необходимой для преодоления флюидом загрязненной зоны.

Первыми, кто заметил разницу величин между реальной и расчетной депрессией, были Ван – Эвердинген и Херст. Они ввели понятие скин – фактор и вывели для него зависимость. Позднее был введен термин отрицательного скин – фактора, описывающий скважину с наличием такой призабойной зоны, у которой значение проницаемости лучше, чем у всего пласта в целом.

Анализируя численные значения скин – фактора, можно сделать вывод о том, что с увеличением скин – фактора дебит скважины уменьшается. При отрицательном значении фактического дебит превышает потенциальный. Удовлетворительным состоянием призабойной зоны считается значение скин – фактора от 0 до 2.

В качестве примера оценки состояния ПЗП будет рассмотрен объект НГДУ «Лениногорскнефть» [1].

В течении 6 лет производился непрерывный мониторинг двух групп добывающих скважин. Основной задачей было наблюдение за состоянием призабойной зоны скважин на основе данных о величине скин – фактора. На рисунке 1 изображен график изменения накопленной добычи и скин – фактора двух групп скважин за 6 лет эксплуатации.

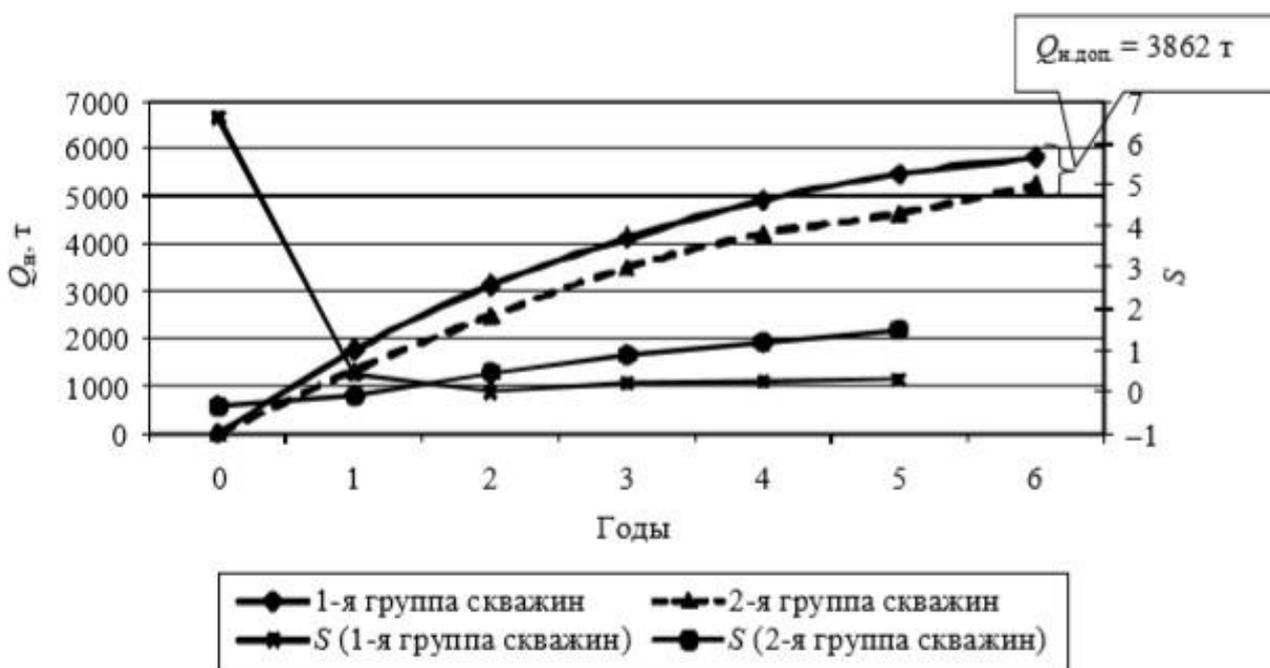


Рисунок 1 – Зависимость накопленной добычи и скин – фактора от количества лет эксплуатации

На основании данных, представленных на графике, можно сделать вывод, что накопленная добыча на 1 группе скважин, которая имеет довольно низкие значения скин-фактора, на протяжении 6 лет эксплуатации выше, чем на 2 группе скважин. Стоит отметить, что количество скважин в каждой группе

одинаково. Высокие значения скин-фактора в первый год эксплуатации по 1 группе скважин связан с тем, что скважины находились после бурения. На протяжении остальных лет наблюдения за ПЗП значение скин-фактора 1 группы скважин на порядок ниже, чем во 2 группе, а на 5 году разница составила уже 1 условную единицу скин-фактора. Из-за того, что состояние ПЗП у второй группы скважин находилось в худшем состоянии разница в накопленной добычи нефти за 6 лет составила 3862 тонны, что достаточно много.

Если же рассмотреть данную зависимость на несколько десятков лет, то значения накопленной добычи нефти будут отличаться не на тысячи тонн, а уже на десятки тысяч.

1.2 Анализ возможных причин низкой продуктивности скважин

Ухудшение фильтрационных свойств призабойной зоны продуктивного пласта происходит на всех стадиях разработки месторождения.

Снижение проницаемости в призабойной зоне происходит за счет ряда следующих факторов:

- особенности геологического строения продуктивного горизонта;
- изменение термобарических условий во времени;
- физико – химические свойства добываемой и закачиваемой жидкости;
- проведение технологических операций в скважине.

Основные причины гидромеханического загрязнения фильтрационных каналов вокруг забоя скважины:

1) Бурение скважины.

За счет гидростатического давления столба бурового раствора, превосходящего внутрипластовое давление, происходит частичное поглощение промывочной жидкости с содержащимися в ней механическими примесями.

2) Цементаж.

В процессе цементирования кольцевого пространства скважины

происходит закупорка слоя породы у забоя.

- 3) Закачка в скважину технологических жидкостей.
- 4) В ходе работ по интенсификации притока (ГРП, перфорация).
- 5) Поддержание пластового давления.

В процессе закачки пластовой воды в скважину, илистые частицы попадают в поровое пространство. При этом происходит снижение показателя проницаемости, в среднем, в десять раз.

- б) Эксплуатация скважин.

В процессе добычи углеводородов, за счет фильтрационных размывов, породы – коллекторы подвергаются разрушению. В следствие этого песчаные частицы попадают на забой скважины и осаждаются там, образуя при этом песчаные пробки.

Согласно исследованиям, проведенным О. Б. Качаловым и С. Н. Назаровым, производительность скважин, при наличии песчаных пробок, имеющих высокую проницаемость и перекрывающих интервалы перфорации лишь на 60%, снижается до 48% [2].

- 7) Наличие минеральных частиц, выносимых к забою скважины.
- 8) Разное поверхностное натяжение флюидов.

Вода, газ и нефть имеют разное поверхностное натяжение. В связи с этим, попадание воды в поровую среду пласта – коллектора создает дополнительную преграду для нефти и газа.

- 9) Образование водонефтяной эмульсии.

Эмульсия – это дисперсная система, состоящая из двух несмешиваемых жидкостей. Водонефтяная эмульсия имеет вязкость более высокую по отношению к вязкости нефти. Попадая в пустоты, эмульсия препятствует проникновению нефти в скважину.

Основные причины загрязнения ПЗП, связанные с наличием отложений, образованных в процессе эксплуатации:

- 1) Химический состав добываемого флюида.

При наличии в нефти тяжелых компонентов, таких как смолы, асфальтены и парафины, образуются отложения в призабойной зоне (АСПО). Данное осложнение возможно при определенных значениях давлений и температур.

2) Образование гидратов в газовых скважинах.

Гидраты – это твердые плохо проницаемые вещества, образующиеся за счет низких температур и высокого давления.

3) Отложение солей.

За счет попадания в пласт воды с высоким содержанием растворенных в ней солей и последующего выпадения соли в осадок происходит ухудшение проницаемости.

Основные причины снижения проницаемости, связанные с физико – химическими свойствами горной породы:

1) Взаимодействие минералов с пресной водой.

При контакте некоторых минералов с водой происходит перераспределение зерен в кристаллах, что приводит к образованию новых минералов, закрывающих фильтрационные каналы.

2) Наличие глинистых пропластков в продуктивных горизонтах.

При взаимодействии глины с водой происходит набухание пород, что влечет за собой перекрытие пор и трещин, способных пропускать флюид к скважине.

3) Смачивание гидрофильных пород водой.

В результате этого процесса капиллярное давление препятствует вытеснению флюида.

К не классифицируемым причинам можно отнести следующие факторы:

1) Коррозия подземного оборудования.

При наличии углекислого газа или сероводорода, в скважине происходит коррозия глубинного оборудования. Продукты коррозии осаждаются на забое скважины с частичным проникновением в призабойную

зону.

2) Биологический фактор.

Продукты жизнедеятельности организмов также негативно влияют на гидропроводность ПЗП.

Интенсификация добычи углеводородов и увеличение коэффициента извлечения напрямую зависят от состояния призабойной зоны. При наличии проблем в прискважинной зоне, необходимо точно знать причины и механизмы их возникновения для поиска эффективного решения.

Перечисленные выше причины снижения проницаемости призабойной зоны можно свести в единую схему (рис.2) для упрощения поиска необходимых технологий воздействия на ПЗП.

Нефтяные скважины	Газовые скважины
Отложения АСПО и солей	Отложения гидратов
Образование водонефтяных эмульсий	Образование песчаных пробок
Прорыв пластовой воды	Обводненность
Нагнетательные скважины	Общие причины
Загрязнение илстыми частицами	Первичное и вторичное вскрытие
Образование новых минералов	Цементаж
Набухание глин	Загрязнение мехпримесями
Отложение солей	Разрушение скелета пласта
Остаточная нефтенасыщенность	Жизнедеятельность микроорганизмов
	Коррозия оборудования

Рисунок 2 – Схема возможных причин снижения проницаемости

1.3 Влияние степени и характера вскрытия скважин на загрязнение ПЗП

Как правило, скважины имеют разное строение, в зависимости от геологических условий. Чтобы добиться максимально возможной продуктивности, необходимо выбрать идеальную конструкцию скважины – гидродинамически совершенную.

Гидродинамически совершенная скважина отличается вскрытием продуктивного пласта на всю его толщину и имеет открытый забой (рис.3).

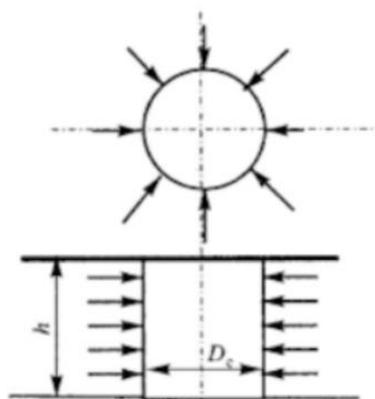


Рисунок 3 – Схема гидродинамически совершенной скважины

На практике совершенные скважины встречаются крайне редко. Как правило, продуктивные горизонты представлены не прочными породами склонными разрушаться. По этой причине конструкции скважин, чаще всего, являются гидродинамически несовершенными.

Виды несовершенства скважины:

1) Несовершенство скважины по характеру вскрытия. Гидродинамический контакт пласта со скважиной осуществляется через перфорированные участки обсадной колонны.

2) Несовершенство скважины по степени вскрытия. Продуктивный горизонт вскрыт не на всю мощность.

3) Несовершенство по характеру и степени вскрытия.

На рисунке 4 изображены схемы забоя несовершенных скважин.

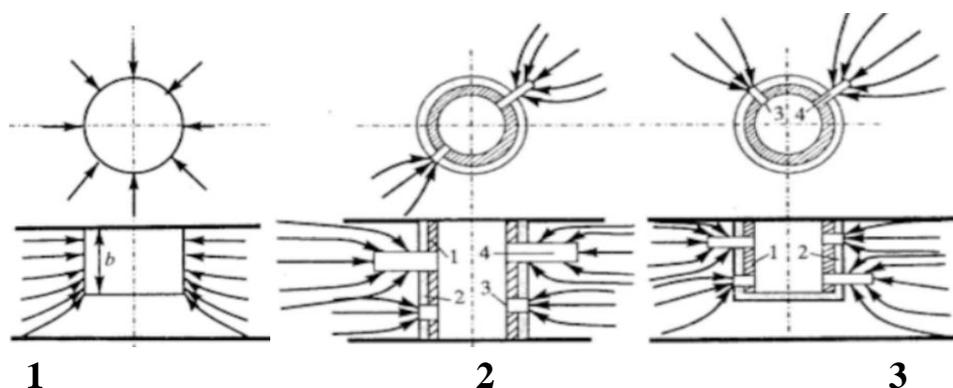


Рисунок 4 – Схемы забоев несовершенных скважин

1- по степени вскрытия; 2 - по характеру вскрытия; 3 – по степени и характеру вскрытия.

Для скважин, несовершенных по степени вскрытия, источником загрязнения призабойной зоны являются механические примеси, появившиеся в процессе бурения продуктивного горизонта.

Для скважин, несовершенных по характеру вскрытия, источником загрязнений служат механические примеси, появившиеся в процессе бурения и последующей перфорации забоя.

Подводя итог всему вышесказанному, стоит отметить, что призабойная зона пласта является крайне важным элементом в системе «пласт – скважина». От состояния призабойной зоны напрямую зависит производительность, так – как фильтрация флюида протекает именно через эту зону. По этой причине стоит уделять особое внимание на чистоту ПЗП, правильно выбирать методы и технологии очистки и своевременно проводить данные мероприятия.

1.4 Современные методики очистки призабойной зоны

Одним из важных этапов перед началом проведения комплекса мероприятий по очистке призабойной зоны является выбор методов, по которым будут проводиться работы. Для этого необходимо провести ряд геофизических и гидродинамических исследований. Проведение данных исследований поможет не только выбрать методы воздействия на призабойную зону, но и лучше понять сам механизм создавшихся проблем загрязнения. Помимо этого, следует изучить состав и свойства пластового флюида и дать оценку физико – химическим свойствам горной породы, слагающей продуктивный горизонт.

Обработку призабойной зоны следует проводить в исправных скважинах. Прежде чем начать работы, следует убедиться в исправности глубинного оборудования, целостности цементного камня и обсадной колонны.

Стоит отметить, что проведение мероприятий по очистке ПЗП, направленных на увеличение дебита добывающих скважин, в конечном счете должно принести прибыль. Поэтому немаловажно, перед началом работ, дать

экономическую оценку целесообразности проведения технологических мероприятий. В противном случае проведение какой – либо операции может оказаться нерентабельным.

Основой для проведения ОПЗ является несколько методов воздействия на проблемную зону. К ним относятся химические, механические и тепловые воздействия. В ряде конкретных случаев, эти методы могут быть комбинированными.

Одной из наиболее действенных методик воздействия на призабойную зону пласта, согласно Х. Х. Гумерскому, является системная технология очистки ПЗП [3].

Ниже представлены ключевые положения данного метода:

1) Следует проводить одновременную обработку ПЗП как добывающих, так и нагнетательных скважин в пределах разрабатываемого объекта. Важно принять во внимание ограниченность сроков проведения мероприятий – не более двух месяцев. При этом необходимо соблюдать баланс между количеством добытой и закачиваемой жидкости.

2) Правильный выбор обрабатываемых скважин. Принимая во внимание наличие гидродинамических связей между соседними скважинами, увеличение дебита одной может привести к обратной ситуации на другой. Поэтому, учитывая массовость обработки, в первую очередь необходимо подвергать воздействию те скважины, на которых эффект будет максимальным при минимально возможных затратах.

3) Так – как призабойная зона подвержена постоянным воздействиям различного характера, её проводимость меняется во времени. Этот фактор необходимо учесть и проводить ОПЗ с определенной периодичностью.

4) При наличии неоднородных пластов – коллекторов со сложным строением, следует проводить обработку в несколько этапов для большего охвата зон продуктивных горизонтов.

5) На действующих объектах эксплуатации, в разрабатываемых пластах, образуются направленные зоны фильтрации и закачки нагнетаемых жидкостей. При этом образуются зоны застоя, в которых движение флюида замедленно или отсутствует вовсе. По этой причине необходимо изменять направления фильтрационных потоков за счет периодичности обработки призабойной зоны.

б) Перед началом работ по очистке ПЗП следует выбрать те технологии, которые будут соответствовать геолого–физическим характеристикам призабойной зоны. Для каждого конкретного случая свои методы и технологии, способные наиболее эффективно справиться с задачей.

Данная методика системного подхода имеет широкое применение на месторождениях нашей страны. При этом она зарекомендовала себя с лучшей стороны и является достаточно эффективной. Но даже на основе этого метода стоит учитывать, что к каждому объекту необходимо искать индивидуальный подход для достижения максимально возможного экономического роста.

2 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ПРИСПОСОБЛЕНИЙ ПО ОЧИСТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

2.1 Целесообразность проведения мероприятий по очистке ПЗП

Прежде чем дать оценку эффективности той или иной технологии или методики очистки ПЗП, необходимо выяснить, приведет ли применение конкретной технологии на конкретной скважине к положительному результату. Для этого необходимо решить ряд задач, способных дать объективную оценку скважине – кандидату на проведение операций по очистке призабойной зоны.

Первое, что следует изучить, это геологические и физические условия залегания углеводородов. Затем необходимо определить последовательность скважин для выбора приоритета и поиска наибольших перспектив от проведения комплекса мероприятий. При этом, немаловажно просчитать экономическую составляющую проекта для минимизации возможных рисков и получения максимально возможной прибыли.

При определении целесообразности проведения очистки забоя скважины важно знать соотношение извлечённых скважиной удельных запасов к её начальным удельным запасам. Если данный коэффициент близок к единице, то необходимо произвести расчёты и оценить рентабельность данной операции.

После проведения вышеперечисленных мероприятий, геолого - техническими службами принимается решение по выбору технологий и скважин, на которых данные методы очистки будут реализованы.

Объектами проведения очистки ПЗП могут быть следующие категории скважин:

- Скважины, сданные в эксплуатацию после бурения. Так-как на этапе бурения происходит загрязнение призабойной зоны и самой скважины твердыми частицами бурового раствора, процедура очистки играет немаловажную роль;

- Скважины, находившиеся в простое долгое время;
- Скважины, бывшие в эксплуатации длительный период. Очистка ПЗП в этом случае актуальна по причине возможного снижения притока из пласта к забою, а также из – за разрушения скелета горной породы, слагающей продуктивный горизонт;
- Скважины, имеющие низкие показатели продуктивности после проведения гидравлического разрыва пласта. Причиной загрязнения ПЗП, в данном случае, служит загустевший гель между зернами проппанта;
- Газовые скважины, подверженные такому термобарическому воздействию, при котором происходит процесс гидратообразования;
- Скважины с наличием солевых отложений и АСПО в призабойной зоне или подземном оборудовании.

Перед проведением мероприятий по очистке призабойной зоны следует убедиться в герметичности эксплуатационной колонны и целостности цементного камня. Наличие дефектов может способствовать разрушению эксплуатационной колонны и потере герметичности за счет высоких давлений, создаваемых при проведении технологических операций.

Согласно И. Т. Мищенко, порядок выбора скважин для проведения очистки ПЗП должен быть основан на величине остаточной нефтенасыщенности и расстоянии нахождения остаточных запасов углеводородов от забоя скважины [4].

Для определения показателей остаточной нефтенасыщенности проводят гидродинамические исследования скважин (ГДИС). Гидродинамические исследования скважин — это совокупность различных мероприятий, направленных на измерение определенных параметров (давление, температура, уровень жидкости, дебит и др.) и отбор проб пластовых флюидов (нефти, воды, газа и газоконденсата) в работающих или остановленных скважинах и их регистрацию во времени.

Интерпретация данных ГДИС позволяет оценить продуктивные характеристики пластов и скважин (пластовое давление, продуктивность или фильтрационные коэффициенты, обводненность, газовый фактор, гидропроводность, проницаемость, пьезопроводность, скин-фактор и т. д.), а также особенности околоскважинной и удалённой зон пласта. Эти исследования являются прямым методом определения фильтрационных свойств горных пород в условиях залегания, характера насыщения пласта и физических свойств пластовых флюидов (плотность, вязкость, объёмный коэффициент, сжимаемость, давление насыщения и т. д.). Основой анализа ГДИС является установление взаимосвязей между дебитами скважин и определяющими их перепадами давления в пласте. Наибольшую достоверность информации об остаточной нефтенасыщенности представляют собой данные, полученные в начальный период эксплуатации, отличающийся минимальной обводненностью и в период обводненности.

Остаточная нефтенасыщенность определяется на основании следующего ряда данных: обводненность скважин, относительная пьезопроводность пласта (способность среды передавать давление), относительная подвижность водонефтяной смеси и корреляция.

После того, как дана точная оценка причинам загрязнения ПЗП, необходимо подобрать правильную технологию очистки. В пределах одной разрабатываемой залежи, как правило, причины засорения схожи между собой, так – как геологические условия залегания практически неизменны. Данное обстоятельство дает возможность выбрать те технологии, что были успешно применены до этого.

2.2 Технологии очистки призабойной зоны пласта

Существует большое количество методов и технологий очистки ПЗП, но все они сводятся к одной цели – увеличить проводимость призабойной зоны за счет искусственного воздействия. При этом, классификация данных методов

основана на явлениях, лежащих в их основе. Сводная схема классификации методов очистки призабойной зоны представлена на рисунке 5.



Рисунок 5 – Методы очистки призабойной зоны

2.2.1 Физические методы очистки призабойной зоны

Основа физических методов – приложение силы, путем физического воздействия, на отложения в ПЗП. За счет созданной силы, структура отложений разрушается и выносится из призабойной зоны.

Вибрационное воздействие

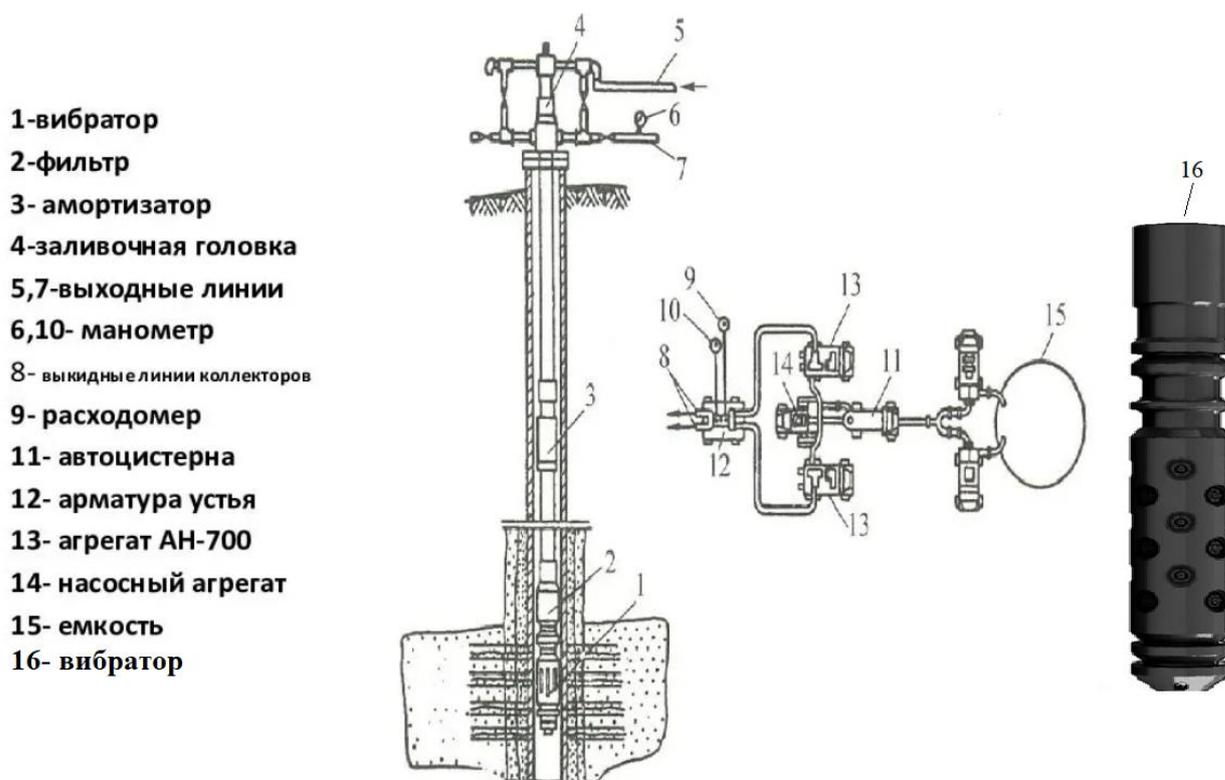
Физический смысл данного метода основан на создании колебаний давления нагнетаемой в скважину жидкости. Колебания происходят с разной амплитудой и частотой. За счет подобного воздействия происходит разрушение структуры отложений, загрязняющих ПЗП.

Перед началом работ необходимо провести ряд исследований.

Работы по очистке призабойной зоны с применением вибрационного воздействия выполняются следующим образом:

В скважину спускают колонну насосно – компрессорных труб с закрепленным на конце гидравлическим механизмом, служащим источником

вибраций. Механизм представляет собой соединение двух цилиндров разного диаметра, имеющих технологические отверстия для прокачки жидкости. Внутренний цилиндр во время работы остается неподвижным, тогда как внешний вращается по вертикальной оси за счет вращающего момента, создаваемого потоком жидкости. В момент совпадения технологических отверстий двух цилиндров происходит выброс жидкости, создающий перепады давления. Схема оборудования представлена на рисунке 6.



- 1-вибратор
- 2-фильтр
- 3- амортизатор
- 4-заливочная головка
- 5,7-выходные линии
- 6,10- манометр
- 8- выкидные линии коллекторов
- 9- расходомер
- 11- автоцистерна
- 12- арматура устья
- 13- агрегат АН-700
- 14- насосный агрегат
- 15- емкость
- 16- вибратор

Рисунок 6 – Схема оборудования для проведения виброобработки

Жидкостями, применяемыми для реализации данного метода, служат раствор соляной кислоты, керосин и нефть. Средний расход составляет 8-10 литров в секунду, средний объем жидкости на метр толщины – 2-3 м³. В момент вибрационного воздействия давление колеблется в пределах от 10 до 22 МПа.

Виброобработка актуальны для следующего ряда скважин:

- 1) Скважины с наличием пластов – коллекторов, сложенных плохо проницаемыми неоднородными породами с большим содержанием глин;

2) Скважины, имеющие плохие показатели фильтрационно – емкостных свойств ПЗП, возникшие в процессе бурения или ремонтных работ;

3) Скважины с наличием высокого пластового давления и плохой проницаемости.

Проведение виброобработки, для скважин с наличием низких пластовых давлений и близким ВНК, запрещено.

Наибольшую эффективность проведения очистки ПЗП с помощью данной технологии наблюдают в скважинах с резким падением показателей добычи, не связанных с падением пластового давления и обводненностью. Проведение виброобработки часто применяется в комплексе с другими воздействиями на ПЗП, такими как ГРП или кислотная обработка.

Перед началом работ необходимо провести комплекс мероприятий по исследованию скважины с обязательным построением профилей притока или приемистости. После этого определяется интервал обработки и выбирается необходимое оборудование. Рассчитываются объемы рабочих жидкостей, давления и темпы закачки. Все данные, включая очередность действий, заносятся в план выполнения работ.

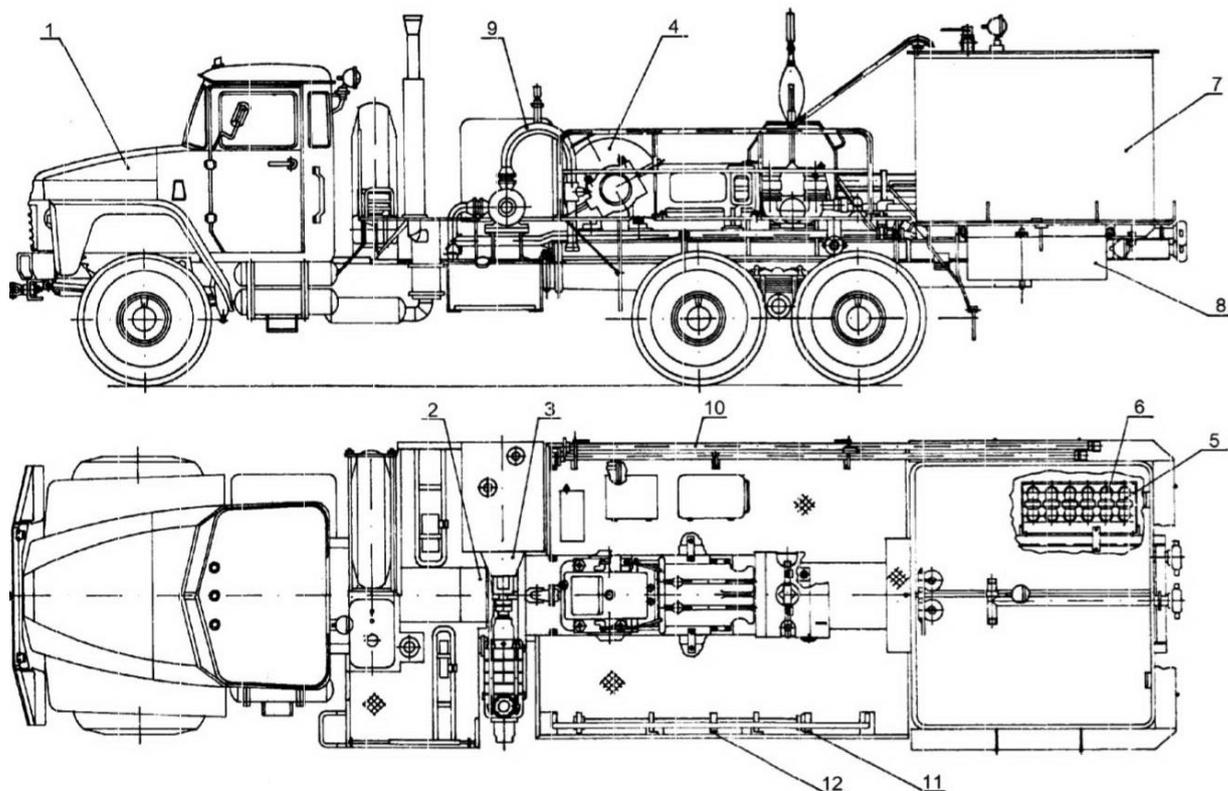
Метод переменного давления

Суть данной технологии заключена в ее названии. В процессе проведения данного мероприятия создаются переменные нагрузки на ПЗП потоком нагнетаемой в скважину жидкости. В затрубное пространство скважины с закрытым устьем, с помощью насосного агрегата (рис.7), нагнетают давление, равное давлению опрессовки скважины. После этого останавливают насос и открывают задвижку на устье, резко сбрасывая давление. После того как жидкость из скважины перестает вытесняться, процедуру повторяют снова.

Целью данных операций является вынос в скважину механических примесей из призабойной зоны.

Достаточное количество циклов, необходимое для очистки призабойной зоны, определяется опытным путем. Как правило, их не менее 30.

Метод актуален для скважин, прошедших кислотную обработку, после которой не удастся вызвать приток с пласта в скважину.



Агрегаты насосные цементировочные АНЦ320, АНЦ320У					
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Рис.	Примечание
1		Шасси автомобиля КрАЗ-250, КрАЗ-65101, Урал-4320-1912-30	1		
2	ЦА320Б.02.01.000-02	Коробка отбора мощности	1	5	Для АНЦ320
	АФНИ.303122.003	Редуктор		6	Для АНЦ320У
3	АФНИ.611525.001-01	Блок водоподающий с центробежным насосом	1	3	
4	АФНИ.063168.002	Насос НЦ320	1		
5	ЭП9905.000	Колено шарнирное 50x70	2	15	*
6	ЭП9906.000	Колено шарнирное сдвоенное 50x70	4	16	*
7	АФНИ.307342.005	Бак мерный с донными клапанами	1	7	
8	2ЦА.12	Бачок цементный	1		
9	ЦА320А.04.00.000	Манифольд	1	2.1,2.2	Для АНЦ320
	АФНИ.306585.001				Для АНЦ320У
10	АФНИ.302441.005	Труба L=4065	5	8	
11	АФНИ.302441.005-01	Труба L=2065	1	8	
12	АФНИ.302441.005-02	Труба L=1140	1	8	

Рисунок 7 – Агрегат насосный, цементировочный АНЦ320, АНЦ320У

Применение струйных насосов

Одной из методик физического воздействия на призабойную зону пласта является применение метода очистки с использованием струйных насосов (рис.8). Целью применения этой технологии является создание депрессии для лучшего выноса из ПЗП механических примесей, частиц твердой фазы бурового раствора и продуктов реакций после обработки скважин. Это говорит о том, что применение струйных насосов чаще всего необходимо после проведения различного рода воздействий на призабойную зону. Также этот метод применим для ликвидации водных преград.

Применение струйных насосов актуально для скважин с низким пластовым давлением, высокой обводненностью и газовым фактором, наличием песчаных частиц и ухудшающихся фильтрационно – емкостных свойств.

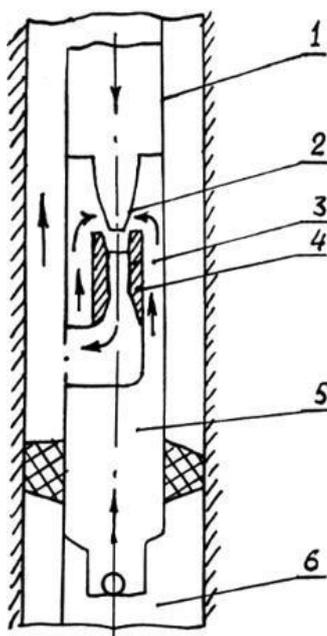


Рисунок 8 – Схема строения струйного насоса

- 1 – НКТ; 2 – сопло; 3 – каналы; 4 – диффузор; 5 – входная часть насоса;
6 - подпакерное пространство

Принцип работы струйного насоса следующий. Насосный агрегат подает в колонну НКТ нефть или воду с определенным давлением. Во время прохождения сопла скорость потока увеличивается, за счет чего между входной частью и диффузором снижается давление. Далее поток рабочей жидкости направляется в затрубное пространство, а пластовая жидкость начинает поступать в насос. Пластовая и рабочая жидкости смешиваются и по затрубному пространству выносятся на поверхность.

2.2.2 Термические методы очистки призабойной зоны

Термические методы воздействия на призабойную зону применимы в случаях наличия АСПО из – за высокой вязкости нефти и низких температур пласта.

Современные методы решения данной проблемы основаны на двух технологиях: проведение тепловой обработки за счет нагнетания в пласт разогретого агента, либо подогрев ПЗП. В случае подогрева призабойной зоны, передача тепла происходит от источника к пласту и насыщающему его флюиду.

Паротепловая обработка

Основой проведения данной технологической операции является использование разогретой нефти или горячего пара в качестве теплоносителя, закачиваемого в скважину.

Данные мероприятия проводятся в следующей последовательности:

- 1) Извлечение из скважины глубинного оборудования;
- 2) Проверка герметичности скважины;
- 3) Закачка теплового носителя в скважину.

Закачка пара производится в течении 2-3 недель. Объемы закачки рассчитываются исходя из охвата пласта в радиусе до 20 м. Нефть, закачиваемая в скважину, должна иметь вязкость выше 50 МПа·с.

- 4) Закрытие скважины на срок от двух до четырех дней.

За этот период температура в пласте выравнивается, давление снижается и нефть становится более подвижной.

5) Запуск скважины в эксплуатацию.

Ограничением для применения данной технологии являются скважины, эксплуатируемые в режиме растворенного газа. Количество обработок на одну скважину не должно превышать 3-5 раз. Это обусловлено тем, что происходит падение пластового давления, играющего важную роль в природном режиме растворенного газа.

Эффект от проведения тепловой обработки, в среднем. Длится от четырех до шести месяцев.

Технология подогрева забоя скважины

Суть применения данной технологии заключается в использовании глубинных электрических нагревателей. При этом необходимо соблюдать температурные режимы чтобы не допустить превышения температур коксования.

Подогрев забоя скважины может осуществляться двумя способами:

1) Постоянный подогрев. Осуществляется за счет спуска в скважину глубинного подогревателя, устанавливаемого совместно со скважинным фильтром. При этом подогрев может осуществляться непрерывно или с определенно заданной периодичностью.

2) Циклический подогрев. В отличии от первого типа подогрева, перед началом работ необходимо достать из скважины глубинное эксплуатационное оборудование. После этого производят спуск подогревателя на электрическом кабеле. После установки на нужной глубине, осуществляют прогрев в течении заданного планом работ времени. Длительность операции может составлять от трех до семи суток.

Циклический подогрев выполняют с помощью самоходной установки электроподогрева скважин – СУЭПС – 1200 (рис.9). Длина кабеля на приемном

барабане составляет 1200 м, мощность нагревателя при длине 2,1 м составляет 10,5 кВт. При длине 3,7 м – 21 кВт.

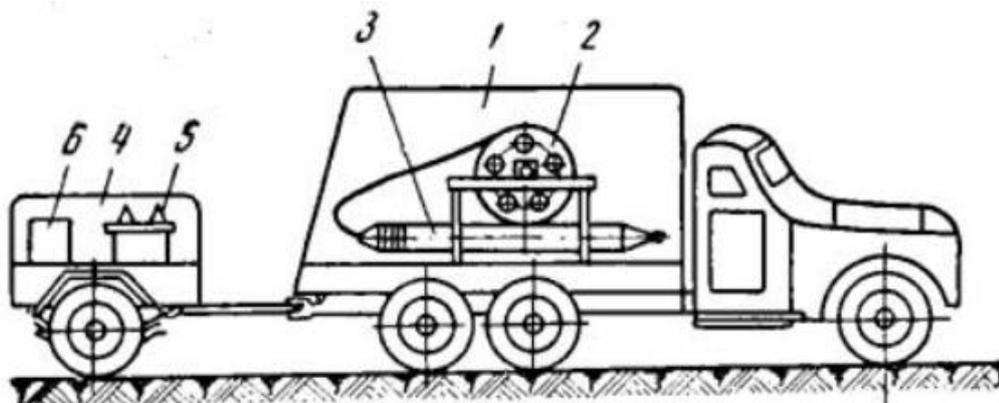


Рисунок 9 - Схема установки СУЭПС-1200

1- автомашина; 2 – барабан лебедки; 3 – электронагреватель; 4 – прицеп;
5 – автотрансформатор; 6 – пульт управления

После проведения подогрева скважину необходимо запустить в эксплуатацию в течении семи часов.

Эффективность данной технологии, согласно промышленных данных, составляет порядка 65%. Продолжительность положительного эффекта длится, в среднем, 3-4 месяца.

Обработка призабойной зоны с применением порохового генератора

Сущность данной методики обработки ПЗП заключается в создании трещин в пласте и одновременном тепловом воздействии.

Областью применения технологии являются скважины, имеющие коллекторы с низкой проницаемостью и сложенные известняковыми породами, доломитами или хорошо сцементированными песчаниками.

При наличии коллекторов, представленных алевролитами, слабосцементированным песчаником, и имеющими высокое содержание глин, воздействие пороховых газов противопоказано. Сводная характеристика объектов применения представлена на рисунке 10.

Параметры	Описание
Характеристика разреза коллекторов	Терригенные породы с межзерновой пористостью и карбонатные породы порового, трещинно-порового и кавернозно-трещинного типа.
Литология	Не ограничена, за исключением слабощементированных песчаников, песков, а также песчаников и алевролитов с глинистостью более 20%.
Глубина скважины, м.	не менее 300
Температура в интервале обработки, град.	не более 170
Пористость пласта, %.	3-25
Проницаемость пласта, мД.	не более 500
Толщина пласта, м.	не ограничена
Снижение пластового давления от первоначального, %	не более 30
Плотность перфорации, отв/метр.	не менее 10
Расстояние до водоносного пласта, м.	не менее 5
Состояние обсадной колонны и качество цементирования.	Обсадная колонна в интервале перфорации и выше на 150-200м от интервала перфорации не должна иметь повреждений и не зацементированных участков, качество цементирования удовлетворительное.
Наличие взрывного пакера ниже обрабатываемого интервала	не допускается
Высота цементного моста ниже обрабатываемого интервала, м.	не менее 10м

Рисунок 10 – Выбор объектов для проведения обработки ПЗП

Для проведения данного комплекса мероприятий, необходимо осуществить шаблонировку скважины, снять замеры забойного давления и температуры. После этого в скважину спускается пороховой генератор с установкой его на нужной глубине. Спуск производится на кабеле или с помощью колонны НКТ. В случае наличия нескольких пропластков, обработка производится снизу вверх.

Пороховой генератор (рис.11), спускаемый в скважину, представляет собой прибор с пороховыми зарядами и воспламенителем, располагающимися в теле прибора. Генераторы отличны между собой по условиям использования и конструктивным особенностям. Исходя из термобарических условий и диаметра эксплуатационных колонн выбирается подходящее оборудование.



Рисунок 11 – Схема порохового генератора

После спуска и установки генератора в нужном интервале производится воспламенение пороховых зарядов. При сгорании происходит выделение большого количества тепла и начинает расти давление. В результате этих процессов, в ПЗП возникают трещины и происходит тепловая обработка. Данная технология называется газодинамическим разрывом пласта. Технология газодинамического разрыва пласта представлена на рисунке 12.

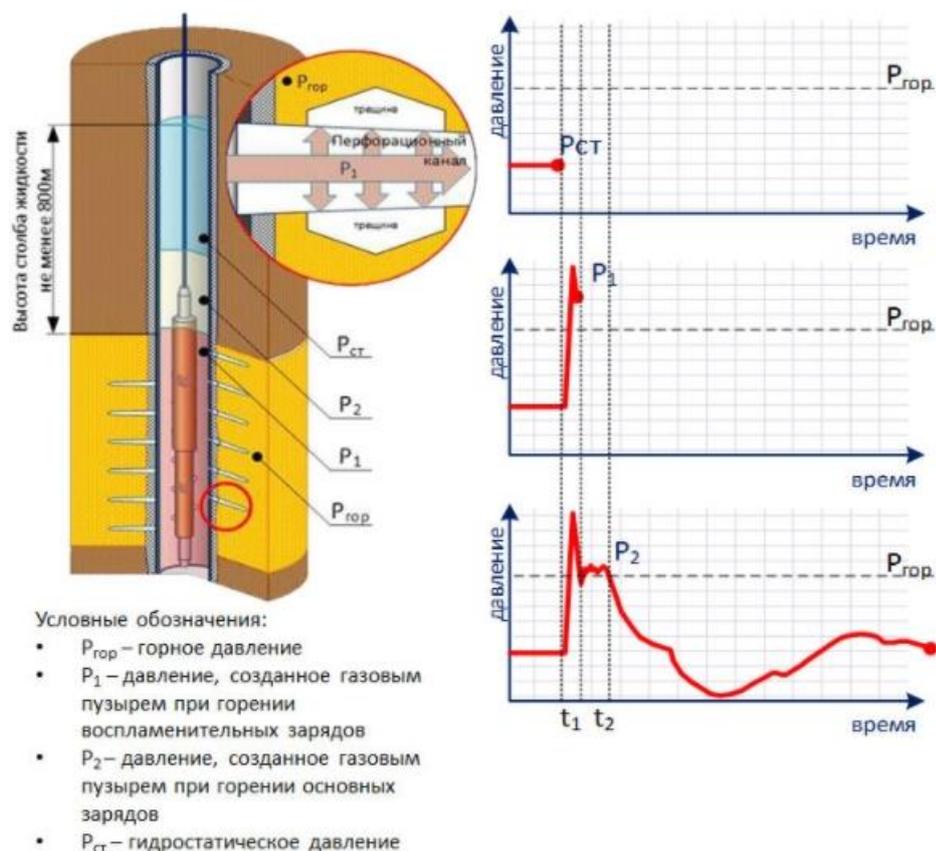


Рисунок 12 – Технология газодинамического разрыва пласта

2.2.3 Химические методы очистки призабойной зоны

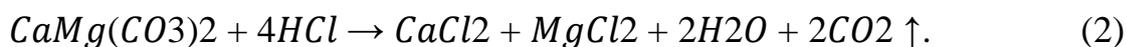
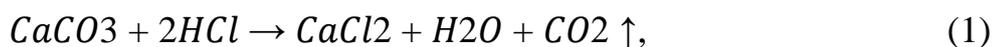
Основой проведения химической обработки призабойной зоны пласта является комплекс мероприятий по промывке ПЗП растворами на основе различных химических реагентов.

Кислотная обработка призабойной зоны

Методы кислотной обработки одни из самых широко применяемых технологий очистки ПЗП. Смысл кислотной обработки заключается в том, что кислота, закачиваемая в скважину, проникает в поровое пространство пласта, растворяя часть примесей, которыми они забиты, а другую часть превращает во взвесь, выносимую с раствором из скважины. Подходящая кислота выбирается в соответствии с типом пород и причинами загрязнения:

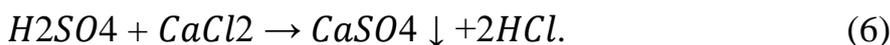
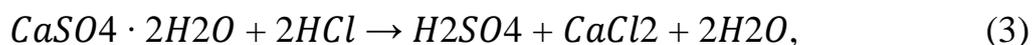
1) Карбонатные породы. В основном, для обработки карбонатных пород применяют 8 – 15% раствор соляной кислоты (HCl), считающийся оптимальным. Данный вид кислоты достаточно хорошо растворяет основные

компоненты карбонатных пород – известняки (CaCO_3) и доломиты ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$):



Скорость реакции зависит от давления закачки раствора, температуры, химического состава пород и процентной концентрации кислоты. С увеличением температуры скорость реакций возрастает. Увеличение давления влияет на длительность нейтрализации раствора – чем больше давление, тем больше время ожидания. Концентрация кислоты в растворе влияет на глубину проникновения. Чем ниже концентрация, тем больше глубина проникновения. При этом возникает проблема с увеличением количества продуктов реакции, негативно влияющая на освоение скважины. Для растворов с высоким содержанием кислоты характерно выпадение большого количества осадков растворов MgCl_2 и CaCl_2 , имеющих высокую вязкость. Также, при использовании высококонцентрированных растворов, происходит увеличение коррозии оборудования.

Применение растворов HCl концентрацией выше 27% на практике не применимо из-за негативного влияния на подземное оборудование и проницаемость пород. Но главная проблема, не дающая применять очень концентрированные растворы, заключается во взаимодействии кислоты с гипсом (формулы 3;4) и ангидритом (формулы 5;6):



Результатом взаимодействий соляной кислоты с гипсом и ангидритом происходит обратная реакция, в ходе которой минералы выпадают в осадок и засоряют поровое пространство и каналы продуктивного пласта.

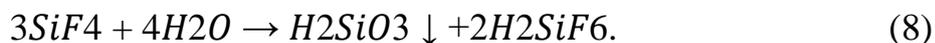
2) Терригенные породы. Для обработки данных коллекторов применяют раствор глиняной кислоты, содержащий в своем составе 8-10% соляной кислоты и 3-5% плавиковой кислоты (HF).

Основными компонентами терригенных пород являются кварц (SiO_2) и каолин ($\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$). При этом содержание карбонатов в породе крайне мало – 1-5% от общей массы.

Плавиковая кислота, содержащаяся в растворе, взаимодействует с алюмосиликатами и кварцем, а соляная кислота растворяет карбонаты. Реакции, протекающие в процессе обработки выглядят следующим образом:

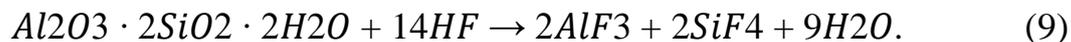


Далее:



В процессе снижения кислотности раствора образуется гель кремниевой кислоты H_2SiO_3 , выпадающий в осадок и засоряющий призабойную зону. Кремнефтористоводородная кислота H_2SiO_6 остаётся в растворе.

Взаимодействие каолина с плавиковой кислотой протекает следующим образом:



Взаимодействие фтористого кремния SiF_4 с водой протекает по реакции 8 с образованием нерастворимого осадка H_2SiO_3 . Соль фторида алюминия (III) AlF_3 остаётся в растворе.

Присутствующая в грязевом растворе соляная кислота не только растворяет карбонаты, но и предотвращает образование осадка геля кремниевой кислоты H_2SiO_3 , путём удержания его в растворе. Стоит отметить, что плавиковая кислота может реагировать с известняком:



Соль фторида кальция (CaF_2) является нерастворимым осадком, но присутствующая в растворе соляная кислота предотвращает его выпадение.

Также стоит отметить, что на практике не редки случаи последовательного использования растворов соляной и глиняной кислоты.

На первом этапе происходит очистка карбонатов раствором HCl. При этом кислотность раствора сохраняется при проведении второго этапа очистки для предотвращения выпадения осадка геля кремниевой кислоты.

Стоит принимать во внимание тот факт, что пары плавиковой кислоты крайне ядовиты. По этой причине, если имеется возможность, можно заменить плавиковую кислоту на фторид – бифторид аммония (NH_4FHF), который не так опасен.

Для карбонатных и терригенных коллекторов, с содержанием карбонатов свыше 10% от общей массы, также можно применять растворы уксусной (CH_3COOH) и сульфаминовой кислот ($\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$).

Большинство кислотных обработок имеют схожую последовательность выполнения технологических операций:

- 1) Во – первых необходимо провести промывку для очистки забоя и ствола скважины от загрязняющих веществ и продуктов коррозии. В качестве рабочих жидкостей применяют дизельное топливо, керосин, пропан – бутановые фракции и т.д. Если скважина добывающая, после промывки необходимо заполнить скважину нефтью;

- 2) Далее производится кислотная обработка. Исходя из толщины продуктивного горизонта, литологических и фильтрационно – емкостных свойств пород выбирают необходимый объем и подходящую концентрацию кислоты. Важно учесть, что при наличии кислотных обработок, проводимых ранее, радиус воздействия должен быть больше, чем во время предыдущей обработки;

- 3) После закачки кислотного раствора закрывается затрубная задвижка и кислотный раствор задавливается в пласт;

- 4) По завершении продавки задвижка на устье закрывается, и скважина остается на выжидании времени нейтрализации кислоты;

5) Заключительным этапом является проведение ГДИС для определения успешности обработки и запуск скважины с помощью вызова притока.

Для проведения кислотной обработки применяют насосные агрегаты высокого давления, с помощью которых производится закачка кислоты в пласт. Смешивание кислотного раствора с реагентами осуществляется с помощью цементировочного агрегата. Насосный агрегат, с помощью колено – шарнирных соединений высокого давления, соединяется с фонтанной арматурой, оборудованной обратным клапаном и задвижкой.

Немаловажным фактором при проведении кислотной обработки является правильная расстановка оборудования на кустовой площадке. Схема расположения оборудования представлена на рисунке 13.

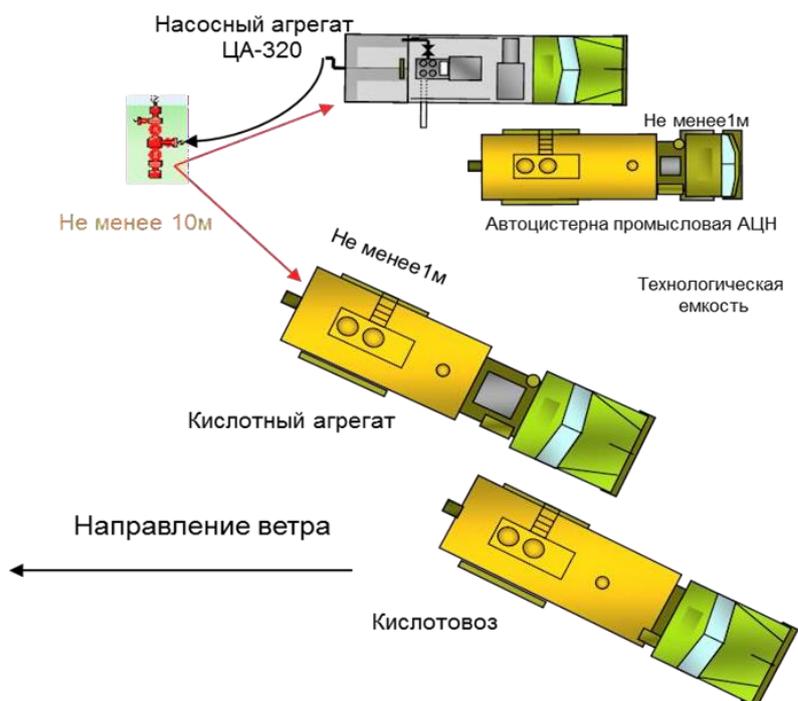


Рисунок 13 – Схема расположения оборудования для кислотной обработки

Кислотные ванны

Данный метод обработки применяется для скважин, сданных в эксплуатацию после бурения и освоения. Забой скважины необходимо очистить от глинистых материалов, остатков твердой фазы бурового раствора и других

механических примесей. Также данные мероприятия проводятся в эксплуатируемых скважинах при наличии на забое пробок и забитых поровых каналов после проведения ремонта скважины.

При проведении кислотных ванн применяют повышенный раствор (до 20%) соляной кислоты (HCl). Также добавляют немного уксусной кислоты (CH₃COOH) и ингибиторы коррозии. Важным критерием технологии является нахождение кислотного раствора в интервале обработки на протяжении всего времени операции. Длительность обработки может достигать 24 часов, подбирается опытным путём индивидуально. После кислотной ванны производят промывку скважины.

Кислотная обработка под давлением

Цель данной методики обработки ПЗП заключается в воздействии на неоднородные по проницаемости пласты для повышения показателей проницаемости. Для этого необходимо провести ГДИС с построением профиля притока эксплуатационных скважин и профиля приемистости – нагнетательных.

Чтобы достичь наилучшего эффекта в скважину закачивают высоковязкую эмульсию, состоящую из нефти и кислоты. Эмульсию готовят в следующих пропорциях: 70-80% - кислотный раствор (12% HCl) и 20-30% дегазированной нефти [4].

Для замедления скорости реакции и проникновения кислоты как можно глубже в ПЗП применяют гидрофобные эмульсии, которые стабилизированы термостойкими эмульгаторами. В результате из-за возникающей бронирующей оболочки на поверхности эмульсии происходит защита оборудования от коррозии. Рекомендуется использовать нефть с высокой вязкостью и малым содержанием АСПО. В качестве термостойких эмульгаторов используют: диаминдиолеат, алкиламиды или первичные амины. Например, при добавлении диаминдиолеата в эмульсию (0,25- 1%), она стабилизируется и не разлагается при температуре 90°C и атмосферном давлении. Причём концентрация раствора

кислоты в эмульсии может достигать 80%, а концентрация самой кислоты до 20%.

Проведение данной технологии осуществляется следующим образом:

- 1) В скважину, на нужную глубину, спускается насосно - компрессорная труба с пакером;
- 2) Забой скважины промывается водой;
- 3) Затрубное пространство перекрывается за счет пакера;
- 4) Производится закачка эмульсии в ПЗП под высоким давлением;
- 5) После закачки необходимого количества кислотной эмульсии скважина стоит до 8 часов;
- 6) Затем производится промывка и запуск скважины в эксплуатацию.

Пеннокислотная обработка

Применение данной технологии актуально в случае малых пластовых давлений или большой толщины продуктивного пласта.

Сущность данной операции заключается в применении аэрированного раствора в виде пены, получаемой за счет применения эжектор – смесителя, перемешивающего кислотный раствор с нагнетаемым воздухом. Так как реакция кислоты и породы замедляется из-за пены, то глубина проникновения раствора увеличивается.

Пеннокислотную обработку применяют после проведения нескольких соляно – кислотных обработок, после которых нет ожидаемых результатов.

Преимущества данного метода воздействия на ПЗП:

- 1) Замедленное протекание реакций, способствующее более глубокому проникновению в пласт, происходящее за счет адсорбции ПАВ на поверхности кислот;
- 2) За счет небольшой плотности и высоких параметров вязкости увеличивается охват обрабатываемой зоны;
- 3) Поверхностное натяжение на границе кислота – нефть уменьшается

за счет воздействия ПАВ;

4) Присутствие сжатого воздуха облегчает дальнейший процесс освоения.

В качестве, чаще всего, применяют ОП-7, ОП-10, ДС-РАС, сульфанол, дисольван. Концентрации соблюдают в пределах 0,1-0,5% от общего объема.

Пеннокислотные обработки применимы на месторождениях, эксплуатируемых на поздних стадиях и имеющих коллекторы с низким пластовым давлением.

На практике установлено, что кислотные пены эффективнее СКО.

Применение растворителей

Растворители применяют для борьбы с АСПО. Состав и объем растворителя определяется исходя из состава АСПО, способа эксплуатации скважин и прочности отложений.

Методы обработки ПЗП за счет растворителей предусматривают как циркуляцию, так и статическое положение растворителя в скважине. Продолжительность операции может достигать 24 часов. Объемы рассчитываются исходя из соотношения 1,5 - 5 м³ на метр продуктивной толщины.

Растворители, по своей основе, бывают многокомпонентными и индивидуальными по составу.

Индивидуальные природные растворители обладают хорошей растворяющей способностью. Например, сернистый углерод (CS₂) и вещества на его основе. Но, при этом, применение данных веществ происходит крайне редко по причине их высокой токсичности и негативного влияния на процессы переработки.

К природным растворителям относятся, в основном, парафиновые углеводороды C₃ - C₆ (легкая нефть, газоконденсат, сжиженный нефтяной газ). Данные вещества отличаются доступностью, но мало эффективны при

растворении смол и асфальтенов.

Для повышения ингибирующих свойств, к органическим растворителям добавляют ПАВ в концентрации до 3%. За счет этого поверхностная активность растворителя увеличивается. К таким веществам относятся синтетические кислоты и нефтерастворимые ПАВ.

Для растворения асфальтенов и смол применяют продукты вторичной переработки углеводородного сырья, полученные в процессе подготовки нефти и имеющие большое количество ароматических углеводородов в составе. Таким веществом, например, является керосин. Чем выше содержание ароматических углеводородов, тем лучше происходит растворение. Однако стоит учесть, что после превышения 25% содержания растворимость перестает увеличиваться.

Многокомпонентные смеси на водной основе применяются для диспергирования и отмыва АСПО без их растворения. К таким смесям относятся спирты, щелочи, кислоты и электролиты. Стоит отметить, что по сравнению с органическими растворителями данные смеси более технологичны и менее взрывоопасны.

Применение гидрофобизирующих веществ

Цель применения гидрофобизирующих веществ в уменьшении притока воды и интенсификации добычи за счет свойств используемых веществ, особенностью которых является изменение свойств поверхности за счет смачивания. От смачиваемости зависит характер фильтрации жидкости в ПЗП. У породы с гидрофобной поверхностью капиллярное давление препятствует движению воды к забою добывающей скважины, соответственно, фазовая проницаемость воды уменьшается, а для углеводородов увеличивается.

Веществами, используемыми в данной методике очистки, являются ПАВ, оксид кремния (SiO_2) и кремнийорганические жидкости.

Физический смысл процесса закачки в ПЗП гидрофобизирующих

веществ заключается в их взаимодействии с водой, удерживаемой в капиллярах. За счет этого происходит вытеснение воды из призабойной зоны в пласт и уменьшение водонасыщенности с увеличением фазовой проницаемости для нефти и газа.

После того как произвели закачку гидрофобизирующие вещества начинают адсорбироваться на поверхности горной породы и образуют бронирующую оболочку. Эта гидрофобная оболочка препятствует образованию новой области с высокой водонасыщенностью в ПЗП. Таким образом, изменяя смачиваемость, происходит перераспределение действия сил капиллярного давления, что снижает скорость «капиллярной пропитки» ПЗП водой.

Гидрофобизация малопроницаемых пород способствует сохранению проницаемости ПЗП. Это происходит потому, что образовавшаяся бронирующая оболочка препятствует контакту воды и тонкодисперсного глинистого материала, который содержится в породе. В результате не происходит набухания глин и проницаемость ПЗП остаётся неизменной.

При закачке гидрофобизирующих составов в полностью обводненные интервалы происходит их затвердевание с превращением в гель. За счет этого можно добиться ограничения притока воды в скважину [5].

Применение ингибиторов солеотложения

Ингибиторами солеотложения являются вещества, которые при контакте с пересыщенным солями водных растворов предотвращают или сильно снижают вероятность образования осадка.

Механизм действия ингибиторов основан на адсорбции этих веществ на поверхности зарождающегося кристалла, в результате рост кристалла прекращается. Ингибиторами солеотложения служат виниловые спирты, акриламид, фосфорноватистая кислота, винилхлорид и другие.

Обработка ингибиторами солеотложений осуществляется несколькими способами:

- 1) Периодическая обработка ПЗП;
- 2) Дозированная подача в систему ППД;
- 3) Непрерывная или периодическая подача в затрубное пространство.

Обработка ПЗП в добывающей скважине производится следующим образом:

- 1) С помощью насосного агрегата, приготовленный раствор подается в затрубное пространство;
- 2) После закачки нужного объема производится продавка в призабойную зону. Жидкостями для продавки служат растворители, раствор соляной кислоты и слабоминерализованная вода.

Применение ингибиторов гидратообразования

Данная технология применима на газовых скважинах, подверженных гидратообразованию в ПЗП. Теоретическими методами воздействия на гидраты в газовой скважине служат уменьшение давления, увеличение температуры, удаление влаги и ввод ингибиторов.

Уменьшение давления, до допустимых значений, осуществимо только за счет продувки скважины в атмосферу. Но при длительной эксплуатации это не приемлемо. Осушка газа в ПЗП невозможна. Подогрев призабойной зоны газовой скважины технически возможен, но на практике не применим. По этой причине вариант с введением ингибиторов является наиболее предпочтительным.

Ингибиторы подаются на забой газовой скважины без изменения давления и температуры в скважине. Ингибиторы растворяются в воде, которая присутствует в потоке газа, и снижают давление паров воды. Теперь чтобы гидрат образовался необходима ещё более низкая температура. В случае, если гидраты уже есть, то добавление ингибитора приведёт к их разложению. Это объясняется тем, что равновесие между гидратом и водой нарушается, упругость паров воды над гидратом становится больше, чем над водным раствором.

Важным параметром при выборе ингибитора является величина понижения равновесной температуры.

В качестве ингибиторов, чаще всего, применяют раствор хлористого кальция и метанол, являющиеся наиболее эффективными.

Метанол является хорошим ингибитором, но имеет ряд недостатков. Среди них высокая стоимость и токсичность.

Раствор хлористого кальция является одним из самых дешевых ингибиторов и при этом он не токсичен, что делает его наиболее приемлемым вариантом.

Применение ингибиторов коррозии

В процессе проведения кислотных обработок ПЗП происходит коррозия глубинного оборудования. Для того чтобы исключить подобное явление применяют ингибиторы коррозии.

Для предотвращения коррозии оборудования при применении соляной кислоты используют следующий ряд хим. реагентов:

- 1) Формалин в концентрации до 1%. Снижает коррозионную активность в 8 раз, растворяется в воде;
- 2) Уникол ПБ-5 в концентрации от 0,05 до 0,1%. Снижает активность в 10-15 раз (в зависимости от концентрации), растворяет. При температуре 87°C и давлении 38 Мпа снижает активность в 90 раз;
- 3) ДС (продукт из нефти на основе натрия или серы) в концентрации до 0,5%.

При применении глиняной кислоты используют следующие ингибиторы: формалин уротропин, меркаптаны, уникол. Концентрация для этих веществ варьируется от 0,2 до 1% [4].

2.3 Современные методы и технологии воздействия на призабойную зону пласта

2.3.1 Комплексная обработка призабойной зоны

При стандартных методах кислотной обработки за основу берется только эффективная мощность коллектора. А типы обработок основывались на применении двух различных кислот – соляной и глиняной.

Проведем анализ эффективности стандартного метода кислотной обработки на примере одного из месторождений Западной Сибири, описанного в работе И.А. Петрова, М.А. Азаматова и П.М. Дрофы [6]. Стоит отметить, что месторождение находится на третьей стадии разработки. По этой причине огромное влияние на добычу углеводородов оказывают применяемые методы интенсификации притока, в том числе обработка ПЗП.

Анализируемый временной интервал составляет 6 месяцев. В анализе участвовали следующие скважины, имеющие ряд характеристик:

1) Скважины после ОПЗ, работающие в стабильном режиме, без проведения дополнительных мероприятий по стимуляции пласта за счет реперфорации, ГРП и т.д.;

2) Наличие факта работы скважин на единственный обработанный пласт до и после проведения ОПЗ, достаточного для оценки эффекта времени.

С учетом вышеперечисленных факторов, были выбраны 143 скважины, обработанные за данный временной период. Из их числа 64 скважины относятся к категории добывающих. Остальные 79 – нагнетательные.

Обработка ПЗП добывающих скважин считалась эффективной если наблюдался ряд закономерностей:

- увеличение дебита скважинной продукции;
- сохранение или снижение показателей обводненности;
- сохранение эффекта в течение 6 месяцев;
- увеличение дебита минимум на 1,5 т/сут.

В случае с нагнетательными скважинами обработка признавалась эффективной в случае увеличения показателей приемистости не менее чем на 30% и сохранении эффекта обработки в течение 6 месяцев.

В таблице 1 представлены результаты анализа эффективности кислотных обработок добывающих и нагнетательных скважин стандартными методами.

Таблица 1 – Результаты анализа эффективности применения кислотных обработок

		Месяц					
		Авг.	Сент.	Окт.	Нояб.	Дек.	Янв.
добыва- ющие	Отношение успешных операций к общему числу операций за месяц, %	22	17	38	31	33	36
	Средний прирост дебита нефти на 1 скважину, т/сут	-0,8	-1,0	1,7	1,0	0,9	0,7
нагнета- тельные	Отношение успешных операций к общему числу операций за месяц, %	50	43	33	25	18	25

Анализ показал, что эффективность проведения ОПЗ на добывающих скважинах составила не более 38%, а на нагнетательных не более 50%. Данные показатели являются крайне низкими. Причинами неэффективного применения кислотной обработки послужили:

- 1) Некорректное определение характера и степени загрязнения ПЗП;
- 2) Непринятые во внимание фильтрационно – емкостные и петрофизические свойства пласта;
- 3) Несоответствие выбранного режима закачки реагентов и времени реагирования.

На основании проведенного анализа эффективности мероприятий по очистке ПЗП и теоретических материалов были выделены три основных этапа успешной подготовки к проведению кислотной обработки.

На первом этапе проводится анализ целесообразности проведения ОПЗ. Основанием для этого служит сбор следующей информации:

- 1) Методика первичного вскрытия продуктивного пласта;

- 2) История работы скважины;
- 3) Динамика изменения пластовых давлений;
- 4) Работы по капитальному ремонту и геолого – технологические мероприятия на скважинах того региона, в котором планируется проводить работы;
- 5) Проведение ГДИС для определения степени проницаемости, загрязненности ПЗП и энергетического состояния залежи на скважине – кандидате.

На втором этапе выбираются необходимые реагенты, подходящий объем и концентрации (рис.14). Определяется последовательность закачки реагентов в скважину.

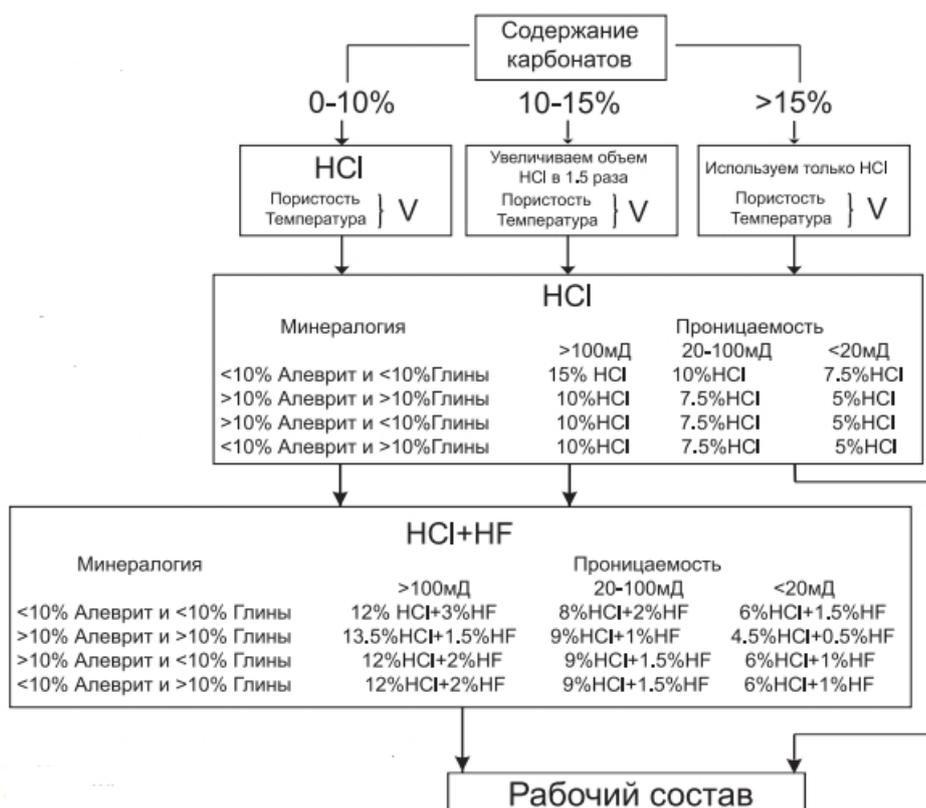


Рисунок 14 – Схема выбора кислот и их концентраций

Параметрами, необходимыми для правильного выбора состава, концентраций и объемов реагентов, являются минералогический состав коллектора, термобарические показатели пласта, компонентный состав загрязняющих веществ и радиус их распространения.

На третьем этапе происходит окончательное формирование выбранных методик в единый документ с указанием всех стадий технологических операций очистки ПЗП и предельно допустимых значений рабочих давлений.

Учитывается проницаемость пласта, конструктивные особенности скважины и установленного глубинного оборудования, влияющие на максимально допустимые значения давлений закачки реагентов и буферной жидкости. Ограничением является значение давления опрессовки эксплуатационной колонны при отсутствии пакера. Забойное давление не должно превышать значение давления гидроразрыва пласта.

На основании полученных данных формируется окончательное технологическое решение по очистке терригенных коллекторов, включающее в себя три стадии: подготовительную, основную и завершающую (табл.2).

Таблица 2 – Стадии обработки призабойной зоны терригенных коллекторов

Стадия	Закачиваемые реагенты	Назначение
1.1	Ароматические растворители	Удаление органических отложений и нефти
1.2	ПАВы	Удаление остаточной пластовой воды
2.1	Соляная или органические кислоты	Растворение карбонатных компонент пласта коллектора
2.2	ПАВы	Буферная пачка
2.3	Грязевая кислота	Удаление загрязняющих веществ и увеличения проводимости ПЗП
3	ПАВы	Продавка в пласт непрореагировавшей части грязевой кислоты, продуктов реакции; Сохранение первоначальной смачиваемости и относительной фазовой проницаемости породы в ПЗП.

Первая стадия

На первой стадии необходимо провести закачку в скважину буферной жидкости с добавлением различных ПАВ. Данная операция преследует две основные цели.

Первая – вытеснение углеводородов из ПЗП путем закачки ароматических растворителей, позволяющих обеспечить растворение

органических отложений и выровнять профиль распределения кислоты по разрезу пласта.

Вторая цель – вытеснение остаточной пластовой воды из призабойной зоны вглубь пласта раствором ПАВ. Данная операция снижает вероятность возникновения реакций плавиковой кислоты с ионами калия, натрия или кальция, входящих в состав пластовой воды. Это позволяет минимизировать выпадение нерастворимых фторсиликатов.

Вторая стадия

Вторая стадия закачки является основной. На данной стадии производится закачка кислотных составов для восстановления первоначальных значений проницаемости коллектора. Стадия включает в себя последовательную закачку растворов соляной и глиняной кислот.

При обработке терригенных коллекторов основным составом является глиняная (грязевая) кислота, которая готовится на основе соляной или какой – либо органической кислоты для поддержания высокой кислотности и предотвращения выпадения нерастворимых продуктов в процессе реакции.

Плавиковая кислота, входящая в состав грязевой, единственная кислота, обладающая способностью растворять кварц и соединения кремния, являющиеся основными компонентами терригенных коллекторов и, одновременно, основным материалом, снижающим проницаемость призабойной зоны.

Для подбора кислотной композиции основной стадии обработки, в первую очередь, осуществляется проверка степени карбонатности породы. Это позволяет определиться с необходимостью использования грязевой кислоты и с объемами предварительной закачки соляной кислоты для растворения карбонатного материала и минимизации выпадения фторида кальция – нерастворимого осадка, являющегося продуктом реакции плавиковой кислоты с карбонатами. В случае высокой степени карбонатизации рекомендовано

отказаться от применения грязевой кислоты, а в случае малого процентного содержания карбонатов в породе коллектора, на основании показателей проницаемости, минералогического и гранулометрического состава, проводится расчет оптимального соотношения соляной и плавиковой кислот в состав грязевой.

На практике установлено что для усиления эффекта воздействия на ПЗП между соляной и грязевой кислотой необходимо закачивать в пласт буферную жидкость, содержащую ПАВ. В ходе исследований было установлено, что наилучший эффект достигается при сочетании моющих ПАВ для удаления продуктов реакций соляной кислоты с поверхности пор и гидрофобизаторов для снижения влияния закачиваемой кислоты на помытую часть пласта.

Следует учитывать тот факт, что кислотные обработки, проводимые в промышленных условиях, имеют определенные особенности, связанные с техническими ограничениями. Одной из них является замена дистиллированной воды, необходимой для приготовления растворов кислот и ПАВов, на техническую. Это связано со сложностью доставки в район работ необходимого количества дистиллированной воды. Особо остро это проблема отражается на удаленных месторождениях. В технической воде высокое содержание солей, что приводит к возникновению химических реакций на этапе подготовки кислотных систем. Из – за этого происходит снижение концентрации химических реагентов в жидкостях обработки. Помимо этого, появляются продукты реакций. Данный фактор необходимо учесть при расчете концентраций кислот.

Третья стадия

Завершающая стадия характеризуется закачкой растворов различных комбинаций ПАВ для предотвращения изменения показателей смачиваемости и фазовой проницаемости пород, влияющих на эффективную проницаемость, а также вытеснения продуктов реакции из призабойной зоны вглубь пласта для

снижения степени их влияния на продуктивные характеристики скважины.

Анализ результатов

Аналогично анализу эффекта от ОПЗ на основе стандартного метода был проведен анализ эффективности применения комплексного подхода к кислотным обработкам ПЗП.

Для анализа было отобрано 238 нагнетательных и 93 добывающих скважины. Временной интервал сбора данных составил 6 месяцев. Критерии оценки эффективности метода те же, что и для стандартных методик обработки ПЗП.

На рисунках 15, 16, 17, 18 показаны графические результаты обработки данных стандартного и комплексного подхода.



Рисунок 15 – Средний прирост дебита нефти на одну обработанную скважину за рассматриваемый период

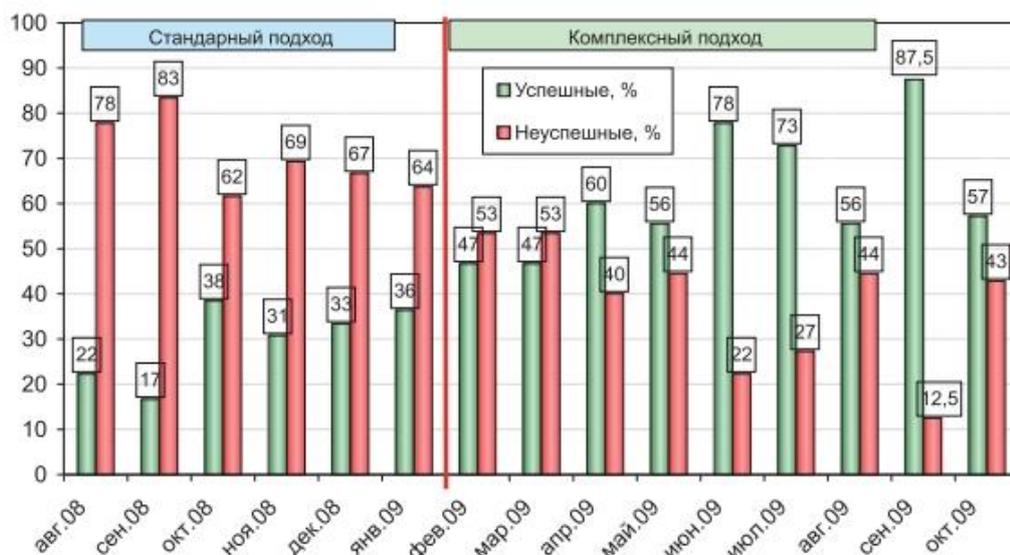


Рисунок 16 – Соотношение успешных и неуспешных обработок добывающих скважин за каждый месяц рассматриваемого периода



Рисунок 17 – Средний прирост приемистости нагнетательной скважины в процентах от начальной приемистости на одну обработанную скважину



Рисунок 18 – Соотношение успешных и неуспешных обработок нагнетательных скважин за каждый месяц рассматриваемого периода

Анализ данных показал, что при применении комплексного подхода к очистке ПЗП доля успешных обработок увеличилась в среднем на 41% для добывающих скважин и на 39% - для нагнетательных. Видна явная тенденция роста эффективности. Увеличение среднего прироста дебита нефти на одну скважину после кислотной обработки составляет 2,7 т/сут.

Достигнутые показатели крайне высоки, но все еще не достигают стопроцентного результата. Это связано с тем, что в настоящее время составы рассчитываются на основании усредненных параметров пластов (пористость, проницаемость, глинистость, содержание карбонатов и т.д.), в то время как объекты разработки характеризуются сложным геологическим строением и присутствием зональных изменений ФЭС, увеличением глинистости и карбонатности пород – коллекторов.

Путем тщательного анализа результатов проводимых обработок производится выделение регионов пластов, на которых те или иные составы имеют наибольшую эффективность. Благодаря этому тенденция к росту общей эффективности сохранится [6].

2.3.2 Виброволновая обработка призабойной зоны

Суть технологии заключается в создании пульсационного потока промывочной жидкости, оказывающего воздействие на ПЗП. Осуществляется данная методика с помощью виброволнового гидромонитора (ВГМ), создающего частоту импульсов в пределах от 1 до 20 Гц. Давление имеет амплитуду от 1 до 6 Мпа. На рисунке 19 представлена типовая технологическая схема обработки пласта с применением ВГМ.

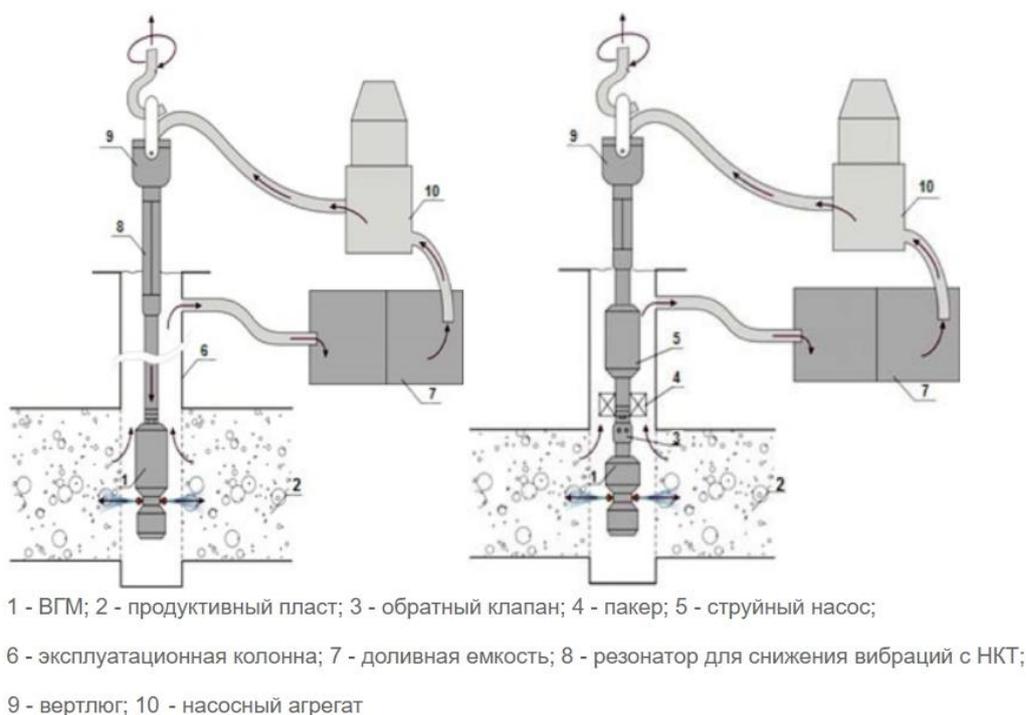


Рисунок 19 - Технологическая схема обработки пласта с применением ВГМ

Данная технология применима для скважин, подверженных воздействию сложных по составу кольматантов, продуктов бурения или из-за воздействия ГРП.

Рассмотрим эффективность применения данной технологии на примере одного из месторождений Западной Сибири.

Перед началом работ была определена комплексная методика выполнения работ по очистке ПЗП, включающая в себя несколько этапов (рис.20).

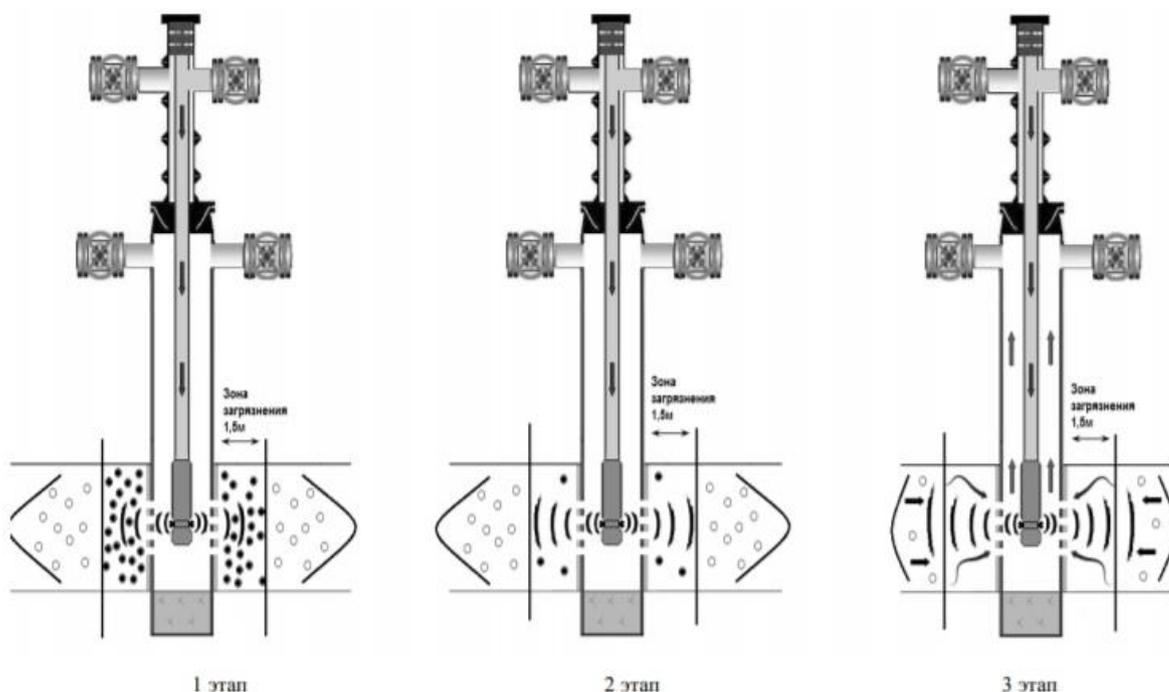


Рисунок 20 – Этапы воздействия метода на ПЗП скважины

Целью первого этапа является разрушение структуры загрязнения при помощи гидравлических импульсов.

На втором этапе проводится кислотная обработка с целью растворения загрязняющих частиц. Кислотная обработка проводится также в виброволновом режиме.

Заключительным этапом является создание депрессии на добывающих скважинах и репрессии – на нагнетательных. Целью является очистка или вытеснение в пласт загрязняющих ПЗП веществ. Для создания депрессии применяют струйные насосы.

Эффективность данной технологии подтверждается на примере трех скважин, на одной из которых произошло поглощение большого объема бурового раствора, что повлекло за собой ухудшение показателей продуктивности.

Были проведены кислотная обработка и затем ГРП, давшие эффект на непродолжительное время. После была проведена виброволновая обработка, позволившая получить прирост добычи нефти на 6 т/сут. Эффект после применения данной технологии наблюдался длительное время. На рисунке 21

представлен график показателей работы проблемной скважины до и после проведения виброволновой обработки.

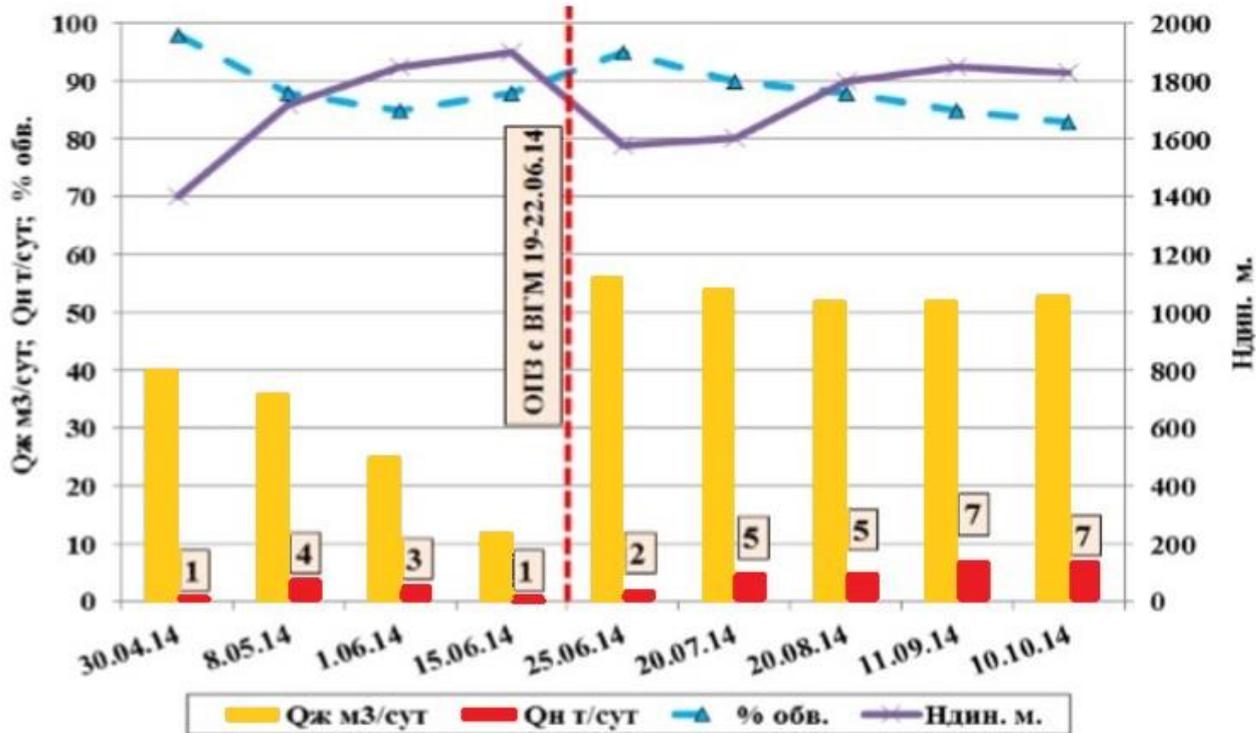


Рисунок 21 – Показатели работы скважины

На других скважинах результаты также были положительные, в среднем прирост составлял порядка 5,5 т/сут [7].

В целом, виброволновая обработка ПЗП по восстановлению продуктивности успешно прошла испытания и рекомендована для дальнейшего применения.

Виброволновой метод технически и технологически прост в проведении, совместим с другими методами и технологиями, применим в добывающих, нагнетательных скважинах с вертикальным и горизонтальным окончанием в различных геологопромысловых условиях, является одним из перспективных методов воздействия на призабойную зону скважин [8].

2.3.3 Плазменно – импульсное воздействие на призабойную зону

Технология ПИВ позволяет осуществлять фазовое воздействие, включать в работу непромытые пропластки, снимать поверхностное натяжение в капиллярах и освобождать капиллярно удерживаемые нефть и газ. При применении ПИВ проницаемость по пласту увеличивается, а пористость за счет освобождения легкой фазы уменьшается. Длительность эффекта сохраняется от 6 месяцев до нескольких лет. Наиболее впечатляющие результаты получаются при работе в открытом стволе или в скважинах после снижения эффекта от ГРП (рис. 22-23).



Рисунок 22 – Эффективность после ПИВ



Рисунок 23 – Результаты после ПИВ

Сущность плазменного воздействия заключается в том, что электрический ток (порядка 3000 В) пропускается через электроды разрядника, который в свою очередь находится вблизи обрабатываемого интервала. Возникающая электрическая дуга характеризуется высокой степенью разложения молекул и ионизацией. В результате образуется плазма с температурой 20000-40000 °С. Одновременно с температурой возникает большое давление (до 1000 МПа). Расширяющаяся плазма создаёт ударную волну, которая разрушает кольматирующий материал. Затем плазма остывает и происходит сжатие, которое вызывает приток жидкости в скважину. Стоит отметить, что один цикл воздействия длится всего доли секунды. При длительном воздействии формируются упругие волны способные проникать в пласт на большие расстояния.

Принцип действия основан на создании ударных волн, возникающих при разряде между электродами блока конденсаторов, которые замыкаются проволокой. Скважинный прибор представляет собой устройство, в котором располагаются узел высоковольтного электрода, узел низковольтного электрода и механизм подачи проволоки в межэлектродное пространство. На рисунке 24 представлена конструкция плазменно-импульсного излучателя с расположением в скважине.

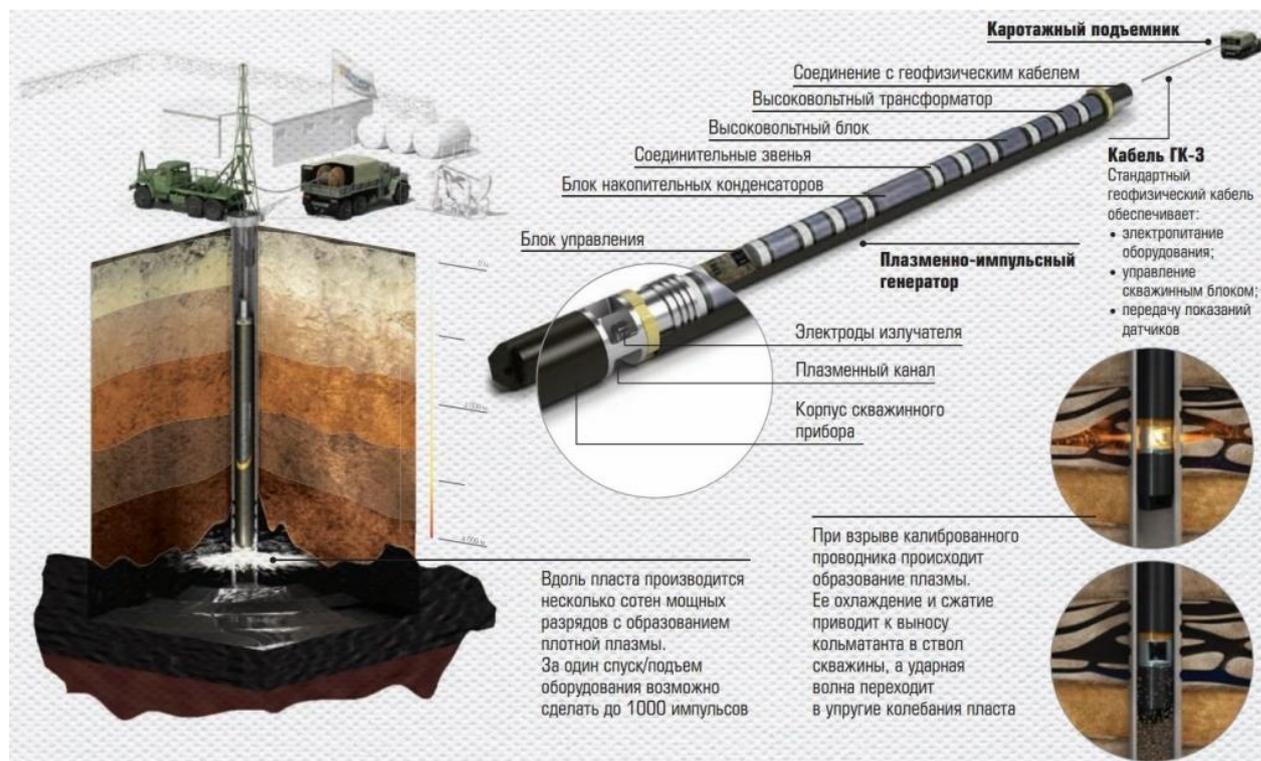


Рисунок 24 – Конструкция плазменно-импульсного излучателя с расположением в скважине

При замыкании проволокой электродов происходит взрыв металлического проводника и образуется плазма. Через перфорационные каналы ударная волна проникает в призабойную зону. Охлаждение и сжатие плазмы приводит к выносу в скважину разрушенного материала [9].

Для проведения анализа эффективности данной технологии, рассмотрим её применение на примере одного из месторождений Западной Сибири,

Для проведения ПИВ была выбрана добывающая скважина, работающая в периодическом режиме. Дебит жидкости до обработки составлял $9 \text{ м}^3/\text{сут}$, дебит нефти – $7 \text{ м}^3/\text{сут}$. Обводненность составляла 18%.

После проведения ПИВ дебит жидкости увеличился до $31 \text{ м}^3/\text{сут}$, дебит нефти – до $24 \text{ м}^3/\text{сут}$. Обводненность снизилась до 10%.

Предварительные исследования показывают, что за счет селективности ПИВ на продуктивный пласт и увеличения проницаемости технология имеет перспективы применения на сланцевых месторождениях нефти и газа, отличающихся высокой расчлененностью пород в пласте коллекторе и низкой

проницаемостью.

К преимуществам ПИВ относятся:

- экологическая безопасность;
- возможность применения на поздней стадии разработки и при высокой обводнённости (до 85%);
- возможность многократного применения;
- существенное увеличение проницаемости ПЗП при обработке;
- относительно низкая стоимость операции.

2.3.4 Современные методы и технологии первичного вскрытия продуктивных горизонтов, влияющие на состояние призабойной зоны пласта

Применение буровых растворов без твердой фазы для первичного вскрытия продуктивных горизонтов

В связи с увеличением доли трудноизвлекаемых запасов нефти, приуроченных к низкопроницаемым коллекторам, возникают повышенные требования к качеству первичного вскрытия продуктивных пластов.

Главное требование, возникающее при этом, минимальное отрицательное воздействие на призабойную зону пласта, т.е. сохранение коллекторских свойств пород, так как конечная цель бурения скважины - получение максимального притока пластового флюида.

Опыт промысловых и экспериментальных исследований показывает, что ухудшение продуктивных пород-коллекторов в значительной мере обусловлено:

- 1) кольматацией призабойной зоны пласта (ПЗП) твердыми частицами;
- 2) физико-химическим взаимодействием фильтрата бурового раствора с породами и пластовыми жидкостями, что ведет к закупорке поровых каналов за счет образования твердых осадков, различного рода эмульсий, водной блокады.

Проницаемость призабойной зоны ухудшается практически при любых условиях завершения строительства скважины, но для того чтобы негативное

воздействие было минимальным, состав и свойства буровых растворов, применяемых для вскрытия продуктивных пластов, должны удовлетворять следующим требованиям:

1) Фильтрат бурового раствора должен быть таким, чтобы при проникновении его в призабойную зону пласта не происходило набухание глинистого материала, соле- и пенообразования в пористой среде горных пород;

2) Гранулометрический состав твердой фазы бурового раствора должен соответствовать структуре порового пространства, т.е. для предотвращения глубокой коагуляции содержание частиц, диаметр которых больше на 30% размера поровых каналов или трещин, должно быть не менее 5% от общего объема твердой фазы промывочного агента;

3) Поверхностное натяжение на границе раздела фильтрат - пластовый флюид должно быть минимальным. Водоотдача в забойных условиях должна быть минимальной, а плотность и реологические параметры такими, чтобы дифференциальное давление при разбуривании продуктивной толщи было близким к нулю.

Хотя для промывки скважин при вскрытии продуктивных пластов, к сожалению, используют главным образом глинистые буровые растворы, обработанные или необработанные химическими реагентами. Причем технология обработки этих растворов химическими реагентами определяется требованиями только безаварийной проходки ствола скважины, а не качественным вскрытием продуктивного пласта [10].

Одним из перспективных направлений совершенствования вскрытия продуктивных пластов является применение безглинистых буровых растворов (БГР) на основе пластовой воды и полимеров, не содержащих твердую фазу.

Анализ эффективности этих буровых растворов, на примере одного из месторождений Пермской области, проведен в двух направлениях:

1) Оценка качества вскрытия продуктивных пластов в добывающих

скважинах;

2) Сравнительный расчет охвата пластов вытеснением в нагнетательных скважинах.

Основным критерием эффективности применения новой технологии вскрытия является достижение скважиной максимального уровня продуктивности.

Для сравнения влияния БГР и глинистого раствора (ГР) на продуктивность скважин в качестве основного критерия было принято время выхода скважины на максимальный среднесуточный дебит после пуска ее в эксплуатацию. Предполагается, что это время совпадает с временем очистки прискважинной зоны и выхода на установившийся режим.

Для анализа использованы данные по 32 скважинам, пробуренным с промывкой ГР, и 38 - БГР. По каждой из групп скважин рассчитывалось среднее время очистки прискважинной зоны.

Скважины обеих групп расположены по площади равномерно, т. е. находятся в примерно одинаковых геологических условиях.

Максимальный дебит скважин, пробуренных с промывкой ГР, достигается в среднем за 155 сут, тогда как при использовании БГР этот срок сокращается до 50 сут.

Поскольку скважины, пробуренные на БГР, раньше достигают максимального дебита, то вполне естественно, что они обеспечивают дополнительную добычу нефти за время, необходимое для выхода на максимальный дебит скважин, пробуренных с промывкой ГР. В рассмотренном случае это время составляет 105 сут.

При проведении сравнительного анализа, был выявлен ряд следующих закономерностей:

1) Вскрытие терригенных и карбонатных коллекторов на БГР снижает степень загрязненности ПЗП, что определяет более ранний выход скважин на максимальный дебит. Вскрытие низкопроницаемых коллекторов на ГР может

приводить к их полной блокировке, в результате чего наблюдаются значительные потери дебитов в скважинах

2) При вскрытии пластов на ГР увеличивается число полностью неработающих пластов (14 пластов из 36 анализируемых), что в значительной мере снижает эффективность применяемой системы ППД, а следовательно, уменьшается степень нефтеизвлечения.

3) При относительно равных ФЕС пластов (средняя гидропроводимость пластов, вскрытых на БГР - 8,1, на ГР - 7,8 мкм²·см/мПа·с), коэффициент охвата заводнением ($K_{0.3}$) значительно выше в скважинах, пробуренных на БГР ($K_{0.3}^{БГР} = 0,89$; $K_{0.3}^{ГР} = 0,61$).

4) Дифференцированная оценка $K_{0.3}$ по коллекторам различной продуктивности показала, что при бурении на глинистом растворе наибольший профиль приемистости достигается в высокопродуктивных коллекторах ($K_{0.3} = 0,69$), однако его величина значительно ниже, чем в среднепродуктивных, пробуренных на БГР ($K_{0.3} = 0,95$) [11].

Таким образом, применение полимерных буровых растворов в практике бурения нефтяных и газовых скважин, помогает сохранить коллекторские свойства продуктивных пластов. Наряду с усложнением рецептов за счет большого количества реагентов и удорожанием, тем не менее при использовании безглинистых полимерных растворов достигаются высокие технико-экономические показатели бурения.

Заканчивание скважины открытым забоем с фильтром – хвостовиком

В процессе технологических операций по заканчиванию скважин происходит постоянное негативное воздействие на призабойную зону пласта. Отрицательное влияние оказывает процесс цементации и последующая перфорация призабойной зоны.

Для исключения данных негативных факторов применяют технологию спуска компоновки заканчивания открытым забоем с фильтром – хвостовиком

(рис.25).

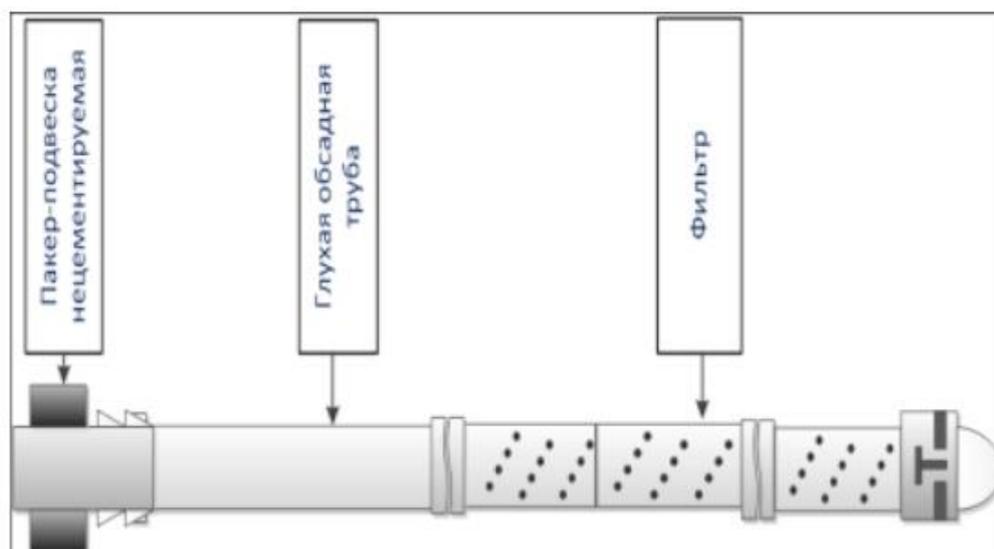


Рисунок 25 – Компоновка заканчивания скважины открытым забоем

Методика проведения работ включает в себя следующие этапы:

- 1) Скважина бурится до кровли продуктивного горизонта;
- 2) Спускается колонна труб;
- 3) Производится цементаж заколонного пространства;
- 4) Вскрывается продуктивный горизонт долотом меньшего диаметра;
- 5) Спускается хвостовик – фильтр без цементирования.

Крепление хвостовика осуществляется за счет пакера, служащего также элементом герметизации.

Опытным путем были установлены сильные и слабые стороны данной технологии. Ощутимым плюсом, и решающим фактором, выбора данной технологии является минимальная степень загрязнения призабойной зоны, что в последствии оказывает положительное влияние на эксплуатационные характеристики скважины.

К минусам относятся усложненная конструкция (рис.26), снижение притока при наличии фильтра и ограничение в применении только при наличии устойчивого однородного коллектора.

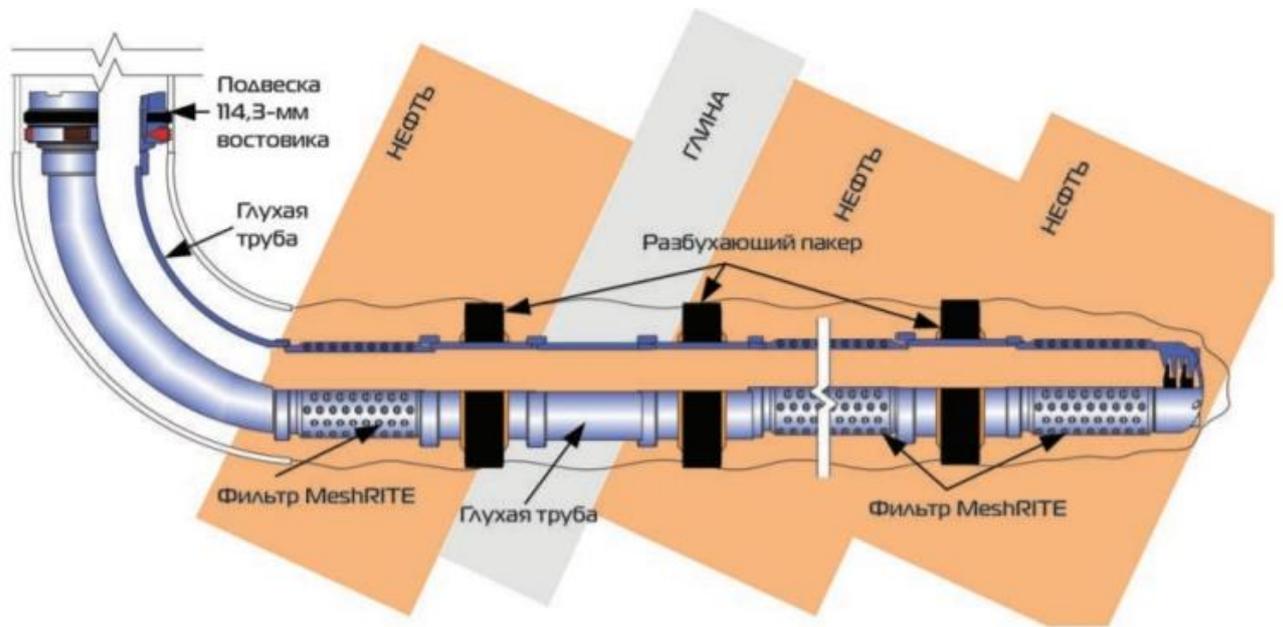


Рисунок 26 – Схема конструкции хвостовика - фильтра

3 УКАЗАНИЯ К ПРИМЕНЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЙ ПО ОЧИСТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

Применение технологий очистки ПЗП, вне зависимости от методов воздействия, на стадии принятия решения о работах на скважине, имеет схожие процедуры, которые помогают сделать выводы о необходимости вмешательства.

Первое, на чем основывается необходимость в очистке призабойной зоны, это анализ данных ГИС и ГДИС, данные об ухудшении эксплуатационных показателей, результаты опробования скважин и другие показатели, дающие геолого-техническим службам предприятия повод для принятия решения о проведении технологических операций по очистке ПЗП.

Вторым немаловажным фактором является выбор скважин – кандидатов на очистку. К таковым относят следующие скважины:

- 1) После бурения;
- 2) Не вышедшие на режим;
- 3) Имеющие низкие эксплуатационные показатели после проведения технологических операций;
- 4) Эксплуатируемые долгое время;
- 5) Находящиеся в длительном простое.

Важным фактором является целостность заколонного пространства и герметичность скважины.

Стоит учесть, что в первую очередь необходимо проводить обработку ПЗП на тех скважинах, которые являются наиболее перспективными с экономической и технологической точки зрения.

Третьим пунктом является установление причин снижения проницаемости ПЗП и ухудшения эксплуатационных характеристик скважины. Это объясняется следующими факторами:

- 1) Изменением во времени термобарических условий;
- 2) Физико-химическими свойствами добываемой и закачиваемой

жидкости;

- 3) Геологическими характеристиками пород;
- 4) Негативным эффектом геолого-технических мероприятий, проводимых на скважине;
- 5) Присутствием солей, АСПО и водонефтяных эмульсий в нефтяных скважинах;
- 6) Наличием песчаных пробок, гидратов и обводненности в газовых скважинах;
- 7) Отложением солей и набуханием глин в нагнетательных скважинах;
- 8) Загрязнением механическими примесями и минеральными частицами разрушенного скелета породы – коллектора.

После установления причин загрязнения необходимо выбрать методы и технологии для качественной очистки ПЗП.

Основой для проведения очистки призабойной зоны является несколько методов воздействия на проблемную зону. К ним относятся химические, механические и тепловые воздействия. В ряде конкретных случаев, эти методы могут быть комбинированными.

Химические методы очистки ПЗП основываются на использовании различных по составу кислот, ингибиторов, растворителей и ПАВ. Для достижения максимального результата, чаще всего, эти методы применяют в совокупности друг с другом. Наиболее распространена кислотная обработка. Для воздействия на карбонатные породы применяют раствор соляной кислоты (HCl) концентрацией от 8 до 15%. Для коллекторов, сложенных терригенными породами, применяют глиняную кислоту – смесь плавиковой кислоты (HF) концентрацией 3-5% с соляной кислотой в концентрации 8-10%. Помимо этого, в качестве реагентов могут быть применимы уксусная кислота (CH₃COOH), сульфаминовая кислота (NH₂SO₃H) и серная кислота (H₂SO₄).

К типам кислотных обработок относятся следующие технологические операции: стандартные обработки, обработки под давлением, кислотные ванны,

пенокислотные и термокислотные обработки.

При выборе типа кислотной обработки следует опираться на геологическую характеристику пород, ФЕС коллектора и термобарические условия пласта.

Для стабилизации кислот и защиты глубинного оборудования от воздействия коррозии при проведении кислотной обработки применяют различные ПАВ.

Применение ингибиторов способствует предотвращению образования новых отложений. В качестве ингибиторов солей применяют винилхлорид (C_2H_3Cl), фосфорноватистую кислоту (H_3PO_2) и акриламид ($C_2H_3CONH_2$). Ингибиторами гидратообразования являются метанол (CH_3OH) и раствор хлористого кальция (30% $CaCl_2$). Для защиты глубинного оборудования применяются ингибиторы коррозии: метанол (CH_3OH) и раствор хлористого кальция (30% $CaCl_2$).

Для борьбы с АСПО применимы органические и природные растворители. К органическим относятся сернистый углерод (CS_2) и толуол (C_7H_8), а к природным - легкая нефть, газоконденсат и вторичные продукты переработки нефти.

В качестве примеров были рассмотрены современные технологии: комплексная кислотная обработка, виброволновая обработка с кислотой и плазменно-импульсное воздействие. Рассмотренные комплексные технологии имеют эффективность выше, чем отдельно взятые методы. Например, при сравнении стандартной кислотной обработки и комплексной кислотной обработки было выявлено, что комплексная технология позволяет получить увеличение притока нефти в 2 раза больше, чем при стандартной обработке.

Физические методы основаны на создании гидродинамического воздействия такой силы, за счет которой произойдет разрушение структуры загрязняющих отложений. Для борьбы с водой и гидратами на забое газовых скважин применима технология продувки в атмосферу, а также используется

метод переменных давлений. Он основан на создании репрессии или депрессии на забое для выноса механических примесей из призабойной зоны. Метод зарекомендовал себя с положительной стороны при применении его в совокупности с другими технологиями очистки. Помимо этого, применяется вибрационное воздействие, создающее колебания давления нагнетаемой в скважину жидкости с амплитудой до 10 Мпа и частотой до 300 Гц. Технология применима в скважинах с плохо проницаемыми неоднородными коллекторами и высоким пластовым давлением, имеющих отложения различного происхождения.

Термические методы основываются на применении повышенных температур. К данным методам относятся: прокачка горячей нефтью, паротепловая обработка, подогрев забоя скважины и обработка пороховыми газами. Все эти методы широко применяются на месторождениях с вязкой нефтью и эффективны в борьбе с АСПО на забое нефтяных скважин. Каждая технология имеет свои особенности и продолжительность эффекта. Среди лидеров находятся паротепловая обработка и обработка пороховыми газами, у них эффект от воздействия наблюдается более 6 месяцев. Также к термическому методу можно отнести технологию плазменно-импульсного воздействия. ПИВ является современной технологией и на данный момент применяется редко. Упругие колебания, создающиеся из-за кратковременно возникающей плазмы, имеют высокую разрушительную способность и эффективны в борьбе с минеральными частицами, солями, АСПО, продуктами коррозии и другими различными мехпримесями. Технологию ПИВ применяют в нефтяных и нагнетательных скважинах.

В последнее время огромное внимание, со стороны предприятий нефтегазового комплекса, уделяется изучению влияния методов и технологий первичного вскрытия продуктивных горизонтов на чистоту призабойной зоны. Примером подобной технологии, в данной работе, служит применение буровых растворов без твердой фазы и спуск не цементируемого хвостовика с фильтром,

не требующим проведения перфорации.

На основании анализа технологий, стоит отметить тот факт, что большинство из них далеко не новы. Новшество заключается в методике применения данных технологий. Как показывает практика, применение нескольких методов воздействия, совместно друг с другом, помогает добиться наиболее эффективных результатов.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СГ	Волос Ярославу Дмитриевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» Профиль: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.04.2022
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Гасанов М.А.	д.э.н.		29.04.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
	Волос Я. Д.		29.04.2022

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

Основная цель расчетов – экономическая оценка использования химического и физико-химического метода очистки призабойной зоны пласта. Эти методы, на практике, имеют наибольшую эффективность без экономических потерь.

Таким образом, целью данного раздела является экономическое обоснование применения химического и физико-химического методов очистки призабойной зоны пласта.

Для достижения поставленной цели необходимо рассмотреть следующие задачи:

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

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

Потенциальные потребители результатов исследования

В данной части раздела проводится анализ выбора реагентов для очистки исходя из его эффективности применения и экономической выгоды. Выбор методов и технологий очистки ПЗП является крайне важным технологическим решением на месторождениях нефти и газа в условиях большого количества эксплуатируемых объектов. Реагенты должны иметь высокое качество для эффективного воздействия на пласт с целью увеличения показателей ФЭС. А её использование должно быть экономически целесообразно.

Произведем сегментирование рынка по поставщикам вышеперечисленных ингибиторов:

«ПрогрессНефтеСервис» — это многопрофильная компания. Компания оказывает своим клиентам услуги по повышению нефтеотдачи пластов, обработке призабойных зон скважин, глушению скважин и транспортные услуги. «ПрогрессНефтеСервис» обладает уникальным технологическим оборудованием для приготовления различных химических композиций и составов с возможностью проведения обработок в промышленных масштабах, в различных погодных условиях надёжный поставщик услуг по строительству и ремонту нефтяных и газовых скважин, занимающая значимое место на рынке Томской области.

БСК «ГРАНД» выполняет работы «под ключ»: обустраивает строительные площадки, монтаж и демонтаж оборудования, предоставляет гарантийно-техническое обслуживание, выполняет ремонтные работы. Производственные подразделения компании «ГРАНД» ценятся заказчиками за точность и аккуратность работ, соблюдение требований экологии, ориентацию на качество. Надёжный поставщик химических составов для проведения различных работ на скважине.

Составим карту сегментации рынка – рисунок 27.

		Ингибитор гидратообразования	
		Цементно-песчаная смесь	Предполимерного уретана
Размер компании	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		

	ООО «ПрогрессНефтеСервис»
	ООО "БСК "ГРАНД"

Рисунок 27 – Карта сегментации рынка

Исходя из карты сегментирования, можно сделать вывод о том, что поставщик «ПрогрессНефтеСервис» имеет высокую долю влияния среди крупных на рынке поставок смесей для глушения. БСК «ГРАНД» следует уделить внимание объемам поставок материала для повышения конкурентоспособности на рынке крупных компаний и дальнейшего роста.

4.1.1 Анализ конкурентных технических решений

Данный анализ помогает методом сравнения оценить сильные и слабые стороны рассматриваемых способов отчистки призабойной зоны пласта, чтобы наиболее обосновано выбрать способ для дальнейшего проектирования. Наиболее часто один вариант не может обладать сразу всеми техническими и экономическими показателями в высшей степени, поэтому данный анализ позволяет выбрать тот вариант, который в целом обладает наивысшей конкурентоспособностью. Оценочная карта представлена в таблице 3.

В качестве объектов были рассмотрены методики проведения входного и текущего контроля в таких организациях:

Вариант 1 – ООО «ПрогрессНефтеСервис»

Вариант 2 – ООО «БСК Гранд»

Вариант 3 – ПАО «Транснефть»

Таблица 3 – Оценочная карта конкурентоспособности

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентно-способность		
		Вар.1	Вар.2	Вар.3	Вар.1	Вар.2	Вар.3
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1.Удобство в эксплуатации	0,1	5	3	4	0,45	0,30	0,30
2.Энергоэкономичность	0,15	4	4	5	0,1	0,1	0,1
3.Надежность	0,1	5	4	2	0,05	0,05	0,10
4.Безопасность	0,15	4	3	2	0,14	0,12	0,11

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентно-способность		
		Вар.1	Вар.2	Вар.3	Вар.1	Вар.2	Вар.3
1	2	3	4	5	6	7	8
5.Функциональная мощность	0,04	5	3	4	0,12	0,12	0,11
1.Цена	0,11	4	4	2	0,5	0,45	0,4
2. Конкурентоспособность продукта	0,05	5	4	3	0,12	0,11	0,10
3. Финансирование научной разработки	0,05	5	3	4	0,15	0,12	0,12
4. Срок выхода на рынок	0,14	5	4	4	0,15	0,12	0,10
Итого	1	42	32	30	1,78	1,49	1,44

Расчет конкурентоспособности, на примере стабильности срабатывания, определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_j$$

где K – конкурентоспособность проекта;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_j – балл показателя.

Как видно из таблицы 2 анализ конкурентных технических решений показал, что вариант №1 ООО «ПрогрессНефтеСервис» является наиболее подходящим и является наиболее выгодным и эффективным. Проведение контроля является важным аспектом.

4.1.2 SWOT-анализ

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде (табл. 4).

Таблица 4 – Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта: С1. Самая низкая цена в сравнении с другими методами борьбы с выносом механических примесей; С2. Удобен в транспортировке.	Слабые стороны проекта: Сл1. Трудности в эксплуатации; Сл2. Требования в подборе необходимой концентрации; Сл3. Упрощение методов с помощью новых технологий
Возможности: В1. Предотвращение разрушения ПЗП В2. Предотвращение выноса взвешенных частиц из пласта при резком запуске		
Угрозы: У1. Изобретение новых более дешевых и прочных смесей, с высокой проницаемостью. У2. Изменение законодательства РФ		

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие помогают выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта				
		C1	C2	C3
Возможности	B1	+	+	+
	B2	+	0	+
Результаты B1C1C2C3, B2C1C3				
Угрозы	У1	+	+	-
	У2	0	+	+

Результат У1С1С2С3, У2С2С3				
Слабые стороны проекта				
		Сл1	Сл2	Сл3
Возможности	В1	-	+	-
	В2	0	+	0
Результат В1Сл2, В2Сл2				
Угрозы	У1	0	+	+
	У2	+	+	-
Результат У1Сл1Сл3, У2Сл1Сл2				

После того как сформулированы четыре области SWOT, переходят к реализации второго этапа. В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT (табл. 6).

Таблица 6 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны проекта:</p> <p>С1. Самая низкая цена в сравнении с другими методами борьбы с выносом механических примесей;</p> <p>С2. Удобен в транспортировке.</p> <p>С3. Использование технологии в разных видах скважин</p>	<p>Слабые стороны проекта:</p> <p>Сл1. Трудности в эксплуатации;</p> <p>Сл2. Требования в подборе необходимой концентрации;</p> <p>Сл3. Упрощение методов с помощью новых технологий</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Предотвращение разрушения ПЗП</p> <p>В2. Предотвращение выноса взвешенных частиц из пласта при резком запуске</p>	<p>1. Увеличение эффективного радиуса скважины.</p> <p>2. Проведение научных исследований с целью усовершенствования имеющейся технологии.</p>	<p>1. Поиск заинтересованных лиц.</p> <p>2. Проведение дополнительных исследований для изучения объекта воздействия.</p> <p>3. Упрощение методов с помощью новых технологий.</p>

<p>Угрозы: У1. Изобретение новых более дешевых и прочных смесей, с высокой проницаемостью. У2. Изменение законодательства РФ</p>	<p>1. Увеличение конечной нефтеотдачи. 2. Постоянное отслеживание изменений в российском законодательстве.</p>	<p>1. Замена текущего оборудования и расходных материалов более дешевыми. 2. Повышение квалификации кадров.</p>
---	---	--

В результате проведения SWOT-анализа были выявлены основные проблемы, с которыми сталкивается или может столкнуться в будущем технология, применяемая на предприятии. Из недостатков можно выделить высокую стоимость и негативное воздействие на окружающую среду. Достоинства заключаются в высокой эффективности и актуальности.

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в порядке:

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

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

Результатом такого планирования является составление линейного графика выполнения всех работ. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы, приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель
Выбор направления исследования	2	Выбор направления исследования	Научный руководитель Инженер
	3	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Научный руководитель Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ накопленного опыта применения	Научный руководитель Инженер
	6	Подбор оптимальных параметров	Инженер
	7	Оценка прироста дебита нефти	Научный руководитель Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Экономическая оценка полученных результатов	Инженер
	9	Определение целесообразности проведения ВКР	Научный руководитель Инженер
Оформление комплекта документации ВКР	10	Составление пояснительной записки	Инженер

4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

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

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{мин}i} + 2t_{\text{макс}i}}{5}, \quad (11)$$

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

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

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

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

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i}, \quad (12)$$

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

$t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни;

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

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

$$T_{ki.инж} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (13)$$

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

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

$k_{\text{кал}}$ – календарный коэффициент.

Таблица 8 – Временные показатели проведения научного исследования

Наименование работ	Трудоемкость работ			Исполнители	Т _р , раб. дн.	Т _к , кал. дн.
	t _{min} , чел-дн.	t _{max} , чел-дн.	t _{ож} , чел-дн.			
Составление и утверждение технического задания	2	4	2,4	Р	2,4	4,1
Выбор направления исследований	2	4	2,4	Р, И	1,2	2,1
Подбор и изучение материалов по теме	10	15	12	И	12	18
Календарное планирование работ по теме	2	4	2,4	Р, И	1,2	2,1
Изучение нормативно-технической базы	5	8	6,2	И	3,1	4,6
Изучение закономерностей фильтрации флюидов в ПЗП	20	25	22	Р, И	22	32,5
Определение целесообразности проведения ВКР	5	8	6,2	Р, И	3,1	4,6
Составление пояснительной записки. Расчет потенциального эффекта от технологии	2	3	2,4	Р, И	2,4	4
Социальная ответственность	10	20	14	И	14	20,1
Заключение, презентация	5	8	6,2	Р, И	3,1	4,6
					64,5	96,7

Р – научный руководитель, И- инженер

На основании таблицы 8 строится календарный план - график. График строится в рамках инженерного проекта с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени проектирования (табл. 9).

Таблица 9 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Вид работы	Исполнители	T _к дней	Продолжительность выполнения работ											
			февраль		март			апрель			май			
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2		
Составление и утверждение технического задания	Руководитель	4	■											
Выбор направления исследований	Руководитель, Инженер	2	■	■										
Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	18		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Инженер	2			■	■								
Изучение нормативно-технической базы	Инженер	4			■	■	■	■						
Изучение закономерностей фильтрации в ПЗП	Руководитель, Инженер	38			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Оценка полученных результатов	Руководитель, Инженер	4									■	■	■	■
Социальная ответственность	Инженер	6									■	■	■	■
Определение целесообразности проведения ВКР	Руководитель, Инженер	4									■	■	■	■
Составление пояснительной записки	Инженер	18										■	■	■

Руководитель	инженер
■	■

4.2.3 Бюджет научно-технического исследования

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

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

Расчет материальных затрат научно-технического исследования

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

Данная часть включает затрат всех материалов, используемых при получении образца, нанесенного с покрытием Zr-Y-O. Результаты расчета затрат представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Материальные затраты

Наименование материалов	Цена за ед., руб.	Кол-во, ед.	Сумма, руб.
Соль 7%	677,95	52 кг.	35253,4
Разрушитель геля	559,67	14 кг.	7835,38
ПАВ	490,87	429 л.	210583,23
Геллянт	524	246 л.	128904
Буфер	615	900 л.	553500
Итого:			936076,01

Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

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

Таблица 11 - Специальное оборудование для экспериментальных работ

Наименование оборудования	Количество ед. оборудования	Стоимость одного часа проката, руб.	Сумма, руб.
Насос	2	3276	212284,8
Спец. арматура устья	1	3190	103356
Блок телеметрии	1	3677	119134,8
Цистерна для реагентов 75 м ³	3	3652	354974,4
Блок манифольдов	1	2967	96130,8
Бункер под гравий 40т	2	4276	277084,8
Блендер	1	3456	11974,4
Кроссовер, промывочная труба	1	3286	106466,4
Итого			1281406,4

Основная заработная плата исполнителей темы

В данном разделе рассчитывается заработная плата инженера и руководителя, помимо этого необходимо рассчитать расходы по заработной плате, определяемые трудоемкостью проекта и действующей системой оклада.

Основная заработная плата $Z_{осн}$ одного работника рассчитывается по следующей формуле:

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

где $Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата, руб.; T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб.дн. (таблица 15).

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя):

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{51285 \cdot 10,3}{246} = 2147,3 \text{ руб.}, \quad (15)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.; F_o – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дней; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

- при отпуске в 28 раб. дня – $M = 11,2$ месяца, 5-дневная рабочая неделя;
- при отпуске в 56 раб. дней – $M = 10,3$ месяца, 6-дневная рабочая неделя.

Для пятидневной рабочей недели (рабочая неделя инженера):

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_o} = \frac{33150 \cdot 11,2}{213} = 1743,1 \text{ руб.} \quad (16)$$

Должностной оклад работника за месяц:

- для руководителя:

$$Z_m = Z_{mc} \cdot (1 + k_{np} + k_o) k_p = 26300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 51285 \text{ руб.}$$

- для инженера:

$$Z_m = Z_{mc} \cdot (1 + k_{np} + k_o) k_p = 17000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 33150 \text{ руб.},$$

где Z_{mc} – заработная плата, согласно тарифной ставке, руб.; k_{np} – премиальный коэффициент, равен 0,3; k_o – коэффициент доплат и надбавок, равен 0,2; k_p – районный коэффициент, равен 1,3 (для г. Томска).

Таблица 12 – Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	52/14	104/14
- выходные дни		
- праздничные дни		
Потери рабочего времени	48/5	24/10

- отпуск		
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	246	213

Таблица 13 - Расчет основной заработной платы исполнителей

Исполнители НИ	З _{ТС} , руб	k _{пр}	k _д	k _р	З _М , руб	З _{дн} , руб	T _р , раб.дн.	З _{осн} , руб
Руководитель	26300	0,3	0,2	1,3	51285	2147,3	54	115954
Инженер	17000	0,3	0,2	1,3	33150	1743,1	94	163851,4
Итого								279805,4

Дополнительная заработная плата определяется по формуле:

– для руководителя:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 115954 = 17393,1 \text{ руб.}$$

– для инженера:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 163851 = 24577,665 \text{ руб.}$$

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

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле: для руководителя:

$$Z_{внеб} = k_{внеб}(Z_{осн} + Z_{доп}) = 0,3 \cdot (115954 + 17393,1) = 40167,93 \text{ руб.}$$

Для инженера:

$$Z_{внеб} = k_{внеб}(Z_{осн} + Z_{доп}) = 0,3 \cdot (163851 + 24577,665) = 56528,60 \text{ руб}$$

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

Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать ксерокопирование материалов исследования, учебную литературу, основную и доп. заработные платы, отчисления на соц. нужды. Сумма 5 статьи затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице 14, и используются для расчета накладных расходов.

Таблица 12 – Статьи затрат

Статьи затрат	Сумма, руб.
Аренда специального оборудования	1281406,4
Материалы	936076
Заработная плата	279805,4
Доп. заработная плата	41971,065
Страховые взносы	96696,53
Общая сумма	2635955,4

Определение ресурсоэффективности исследования

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносится финансовые значения по всем вариантам исполнения.

В качестве вариантов исполнения были выбраны ближайшие аналоги:

1. Электропривод асинхронный
2. Электропривод с фазным пуском

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (17)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{\max} – максимальная стоимость исполнения.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.1}} = \frac{2635955,4}{5000000} = 0,52$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{5000000}{5000000} = 1$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.3}} = \frac{4000000}{5000000} = 0,8$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов выполнения НИР (I_{pi}) определен путем сравнительной оценки их характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (табл. 15).

Таблица 15 – Сравнительная оценка характеристик вариантов НИР

Критерии	Весовой коэф-нт	Бальная оценка разработки	Бальная оценка системы исполн-я	Бальная оценка системы исполн-я
			1	2
1. Безопасность при использовании	0,2	5	5	5
2. Стабильность работы	0,2	5	5	5
3. Технические характеристики	0,3	4	5	3
4. Ремонтпригодность	0,1 5	4	4	3
5. Простота эксплуатации	0,1 5	4	4	4
Итого	1	4,4	4,55	3,95

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_{p1} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 = 4,4;$$

$$I_{p2} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 = 4,55;$$

$$I_{p3} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 3 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 = 3,95$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки вычисляется на основании показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр}} \cdot \quad (18)$$

$$I_{исп1} = 5,5$$

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп1}}{I_{исп2}} = \frac{4,55}{5,5} = 0,83$$

Таблица 16 - Сводная таблица показателей оценки ресурсоэффективности

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,52	1	0,8
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,4	4,55	3,95
3	Интегральный показатель эффективности	5,5	4,55	4,25
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,83	0,71

Заключение

На основании сформулированных целей раздела, делаем следующие выводы:

1) Результатом проведенного анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации устройства, как наиболее предпочтительного и рационального, по сравнению с остальными;

2) При проведении планирования был разработан план-график выполнения этапов работ для руководителя и инженера, позволяющий оценить и спланировать рабочее время исполнителей;

3) Составлен бюджет проектирования, позволяющий оценить затраты на реализацию проекта, которые составляют 2635955,4 руб.

По факту оценки эффективности ИР, делаем следующий вывод:

Значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,52. Данное значение является основанием для утверждения о том, что ИР является финансово выгодной, по сравнению с аналогами.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СГ	Волос Ярославу Дмитриевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» Профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема ВКР:

ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ОЧИСТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объект исследования: методы и технологии очистки призабойной зоны пластов – коллекторов.</p> <p>Область применения: эксплуатационные и нагнетательные скважины.</p> <p>Рабочая зона: полевые условия.</p> <p>Климатическая зона: особая, IV</p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: противовыбросовое оборудование, ручной инструмент, гидравлические ключи.</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: монтаж и расстановка бригадного оборудования, спускоподъемные операции, опрессовки оборудования под большим давлением (до 90 Мпа), закачка агентов воздействия на объект загрязнения.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенная запыленность воздуха рабочей зоны; 2. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; 3. Повышенный уровень шума; 4. Повышенный уровень общей вибрации;

	<p>5. Недостаточная освещенность рабочей зоны в ночное время суток.</p> <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся и вращающиеся детали и узлы оборудования; 2. Химические реагенты; 3. Пожаровзрывоопасность. <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: костюм для защиты от нефтепродуктов из смешанных или из огнестойких тканей, защитная каска, обувь с жестким подноском, очки защитные, перчатки с полимерным покрытием, СИЗОД.</p>
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	<p>Атмосфера: выбросы газа;</p> <p>Гидросфера: загрязнение вод кислотами, тампонажными растворами, нефтепродуктами.</p> <p>Литосфера: химическое воздействие на почву, загрязнение нефтепродуктами.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:	<p>Возможные ЧС: выброс газа, возгорание ГСМ, разливы нефтепродуктов, нарушение герметичности емкостей с буровыми растворами и химическими реагентами.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: взрыв или пожар из-за выбросов газа из негерметичных соединений.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.04.2022
---	------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Волос Ярослав Дмитриевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

В данном разделе более подробно рассмотрим роль социальной ответственности в нефтегазовой отрасли, в частности, в сфере эксплуатации и обслуживания объектов добычи нефти.

Сущностью проекта ВКР является выбор и обоснование технологий очистки призабойной зоны пласта, являющейся важнейшим элементом в системе добычи углеводородов.

Областью применения разрабатываемых решений являются эксплуатационные и нагнетательные скважины. Объектом исследования выступают методы и технологии очистки призабойной зоны пластов – коллекторов. Потенциальные потребители - компании, специализирующиеся на добыче углеводородного сырья.

Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: монтаж и расстановка бригадного оборудования; спускоподъемные операции; опрессовки оборудования под большим давлением (до 90 Мпа); закачка агентов воздействия на объект загрязнения.

Количество и наименование оборудования рабочей зоны: противовыбросовое оборудование, ручной инструмент, гидравлические ключи.

Работы выполняются круглогодично в особой климатической зоне (IV).

Технологические операции по очистке призабойной зоны выполняются в полевых условиях, на кустовой площадке вблизи скважин, на открытом воздухе.

Объекты нефтяной и газовой отрасли отличаются наличием вредных и опасных производственных факторов. По этой причине роль социальной направленности в работе крайне важна и актуальна.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

Согласно Трудовому кодексу Российской Федерации, N 197 - ФЗ каждый работник имеет право на [12]:

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

Работа на объектах добычи нефти и газа характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются статьёй 298 ТК РФ [13].

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

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

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

5.2 Производственная безопасность

При проведении работ по очистке ПЗП эксплуатируемых скважин, работники подвержены множеству вредных и опасных производственных факторов.

Для идентификации потенциальных факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [14]. Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды, представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Возможные опасные и вредные факторы при выполнении работ по очистке призабойной зоны пласта

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

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия на работника

Повышенная запыленность рабочей зоны

С целью предотвращения разливов нефти кустовые площадки оборудуются обваловкой. Обваловка представляет из себя песочную насыпь по периметру кустовой площадки. При сильном ветре может происходить попадание песка в носовую полость сотрудников, обслуживающих скважины на кустовой площадке. Песок, попадающий в лёгкие, будет в дальнейшем негативно сказываться на здоровье рабочего.

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

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны подлежит систематическому контролю для предупреждения возможности превышения предельно допустимых концентраций - максимально разовых рабочей зоны (ПДК_{мр.рз}) и среднесменных рабочей зоны (ПДК_{сс.рз}) [15].

Чтобы минимизировать попадание вредных веществ необходимо использовать средства индивидуальной защиты органов дыхания.

Превышение уровней шума

На кустовой площадке, при проведении технологических операций со скважинами, могут находиться машины бригады капитального ремонта скважин (КРС), а также различные агрегаты для ОПЗ. Все эти машины и агрегаты являются источником шума, уровень которого не превышает допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [16].

Вертолёты, которые доставляют рабочих на месторождения, являются источником повышенного шума. Они создают уровень шума 95-100 дБ, что превышает допустимое значение.

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

Для защиты органов слуха необходимо использовать наушники или противозумные вкладыши согласно СП 51.13330.2011 [17].

Повышенный уровень общей вибрации

Норма уровня вибрации составляет 92 дБ при частоте 63 Гц согласно ГОСТ 12.1.012-90 [18]. Используемый при обработке забоев скважин цементировочный агрегат ЦА-320 может оказывать повышенную вибрацию на моториста. Основными мерами снижения уровня вибрации являются: виброизоляция источника от рабочего места, для этого на пути распространения вибрации устанавливают виброизоляторы из материалов с большим внутренним трением (резины, пробки, войлока и стальных пружин); профилактика, заключающаяся в контроле за вибрационными параметрами и проведении планового предупредительного ремонта оборудования.

Повышенная или пониженная температура воздуха

Ухудшению самочувствия рабочего способствует отклонение показателей климата. Наиболее распространенные патологии, возникающие при воздействии климатических факторов: болезни органов дыхания, острые респираторные инфекции, болезни органов кровообращения, эндокринной, мочевыделительной системы, травмы (отморожения). Чаще страдают лица трудоспособного возраста, работающие на открытом воздухе в холодный период года.

Мероприятия по очистке ПЗП производят на открытом воздухе. В зимний период времени температуры варьируются в пределах от минус 25°С до

минус 50°C. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия на организм рабочего.

Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

– запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям;

– в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от гнуса и клеща;

– при температуре наружного воздуха ниже минус 25°C работающих на открытом воздухе ежедневно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживаться температура плюс 25 °С.

Работы приостанавливают при определенных температурах и скоростях ветра в холодное время года. Таблица 18 отражает метеорологические условия, при которых останавливают работы.

Таблица 18 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

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

Недостаточная освещенность рабочей зоны

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

Фонари и прожектора используют как осветительные приборы. Согласно СП 52.13330.2016 норма освещенности не ниже 10 люксов [19]. Поэтому мероприятия по улучшению освещенности не требуется.

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия на работника

Химические реагенты

При проведении различных технологических операций со скважиной могут применяться химические агрессивные вещества, которые могут нанести вред здоровью рабочего персонала (табл. 19). Воздействие данных химических веществ может вызвать ухудшение самочувствия, травмы слизистой, глаз и прочих органов чувств человека. Реагенты на углеводородной основе вызывают покраснение слизистых оболочек глаз, головную боль, головокружение, боли в области сердца, а реагенты на основе метанола при приеме внутрь могут привести к слепоте и смерти.

Таблица 19 – Характеристики вредных веществ, применяемых в процессе выполнения работ.

Вещество	ПДК, мг/м³	Класс опасности
Бензол	15	2
Сероводород H ₂ S	10	2
Нефть	10	3
Серы диоксид SO ₂	10	3
Сероводород в смеси с углеводородами	3	3
Углеводороды предельные C ₁ -C ₁₀	300	4
Оксид углерода CO	20	4
Сера	6	4
ПАВы (сульфанол, детергент и др.)	3	4

В случае работ с применением хим. реагентов, работник, перед проведением операции, должен пройти специальный инструктаж по мерам безопасности при работе с ядовитыми и легковоспламеняющимися веществами. При работе с химическими реагентами необходимо соблюдать меры пожарной безопасности, техники безопасности, а также обязательно использовать СИЗ. Спецодежда должна противостоять химреагентам.

Движущиеся и вращающиеся детали и узлы оборудования

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

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

Пожаровзрывоопасность

Технологии очистки ПЗП включают применение различных взрывоопасных реагентов.

Активный способ обеспечения пожаробезопасности подразумевает применение огнегасительных средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, а также применение ингибиторов. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя. Для тушения пожаров используют жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные, твердые вещества и воду.

5.3 Экологическая безопасность

Защита атмосферы

Основным источником загрязнения атмосферы являются выбросы газа и вредных веществ, получаемые при аварийных ситуациях. Причины аварий заключаются в механических повреждениях оборудования, некачественном строительстве или ремонте оборудования, а также несоблюдении техники безопасности.

Мероприятия по защите атмосферы: защита от коррозии оборудования; разработанный план действий при аварийной ситуации; ликвидация аварий аварийными службами.

Чистоту атмосферы можно достичь путем сокращения выбросов газа и обезвреживанием вредных веществ, выбрасываемых с основным газом.

Защита гидросферы

Разлив нефти, химических реагентов, применяемых при ОПЗ, или утилизация остатков реагентов негативно влияют на состав поверхностных вод.

При разливе нефти на воде образуется пленка, которая препятствует воздушному обмену.

Пути загрязнения природных вод:

- При некачественном цементировании скважины или ее негерметичности, могут возникнуть перетоки по затрубному пространству нефти или химических реагентов с последующим попаданием в природные воды;

- Из-за отсутствия гидроизоляции производственных площадок может произойти загрязнение грунтовых вод.

Таким образом, следует не допускать разлива нефти и химических реагентов, чтобы не допустить загрязнения поверхностных и подземных вод.

Защита литосферы

Загрязнение почв нефтью или химическими реагентами приводит к экологическому ущербу, т.е. снижается продуктивность лесов и ухудшается санитарное состояние окружающей среды. Поэтому следует проводить рекультивацию земель.

Рекультивацию загрязненных земель по трассам трубопроводов выполняется следующим образом:

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

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

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

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

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На производственном объекте возможны чрезвычайные ситуации (ЧС) техногенного, природного, биологического, социального или экологического характера. При проведении обработки ПЗП могут возникнуть следующие возможные чрезвычайные ситуации: выброс газа при негерметичности оборудования; возгорание ГСМ; разливы нефти; нарушение герметичности емкости для хранения химических реагентов.

Наиболее вероятной ЧС может быть взрыв или пожар из-за выбросов газа из негерметичных соединений. Несоблюдение правил эксплуатации оборудования может привести к нарушению его герметичности. При контакте с

воздухом образуется взрывоопасная смесь, которая может воспламениться при малейшей искре.

Согласно классификации по виду горючего материала, в этом случае, класс пожара В1. Для таких случаев агрегаты оборудуются противопожарным оборудованием, включающим в себя огнетушитель и систему подвода углекислоты.

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

Вывод по разделу

В данном разделе выпускной квалификационной работы были рассмотрены основные социальные, экологические и правовые вопросы разрабатываемого объекта ВКР. Рассмотрен вопрос охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.

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

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

Наиболее часто возникающими ЧС, в процессе разработки объектов добычи нефти и газа, являются пожары.

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

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

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

Категория тяжести труда – III.

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были проанализированы возможные причины загрязнения призабойной зоны пласта эксплуатационных и нагнетательных скважин, методы и технологии очистки, а также геолого-физические условия применения той или иной технологии.

На примере промышленного применения технологий очистки, было установлено, что необходимо уделять большое внимание изучению физико-химических процессов в ПЗП, геолого-физическим условиям и причинам загрязнения призабойной зоны. Данные исследования помогут выбрать наиболее эффективные, с экономической и технологической точки зрения, методы и технологии.

Были рассмотрены различные технологии физического, химического и теплового воздействия. Наиболее эффективными из них являются виброобработка с использованием кислоты и комплексная кислотная обработка. Помимо этого, были приведены методы первичного вскрытия продуктивных пластов, благодаря которым удастся поддержать призабойную зону в чистом состоянии и, как следствие, быстрее и качественнее провести запуск скважины в работу.

С момента вскрытия и в процессе эксплуатации ФЕС в призабойной зоне подвержены постоянным изменениям. В связи с этим необходимо следить за состоянием призабойной зоны для обеспечения стабильного притока флюида в скважину.

Также была рассчитана экономическая эффективность применения различных технологий очистки и интенсификации притока. Выведены матрицы SWOT-анализа, посчитана рентабельность и возможные затраты.

Рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ по очистке ПЗП. Были проанализированы возможные ЧС, вредные и опасные производственные факторы и рекомендованы мероприятия по их устранению и минимизации воздействия.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Андаева Е.А. Практический опыт применения скин-фактора для анализа работы скважин / Е.А. Андаева, Л.С. Сидоров // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. - №9. – С. 41-45.
2. Назаров С.Н. Приток газа к скважине с песчаной пробкой на забое / С.Н. Назаров, О.Б. Качалов // Известия вузов, серия «Нефть и газ». - 1966. - №2. С. 24-26
3. Гумерский Х. Х. Повышение нефтеотдачи пластов с применением системной технологии воздействия // Нефтяной хозяйство. – 2000. - №12. – С. 12–15.
4. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов / И.Т.Мищенко // В.Б. Овчаров. – М.: Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – С. 242-269.
5. Маньрин В. Н. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении / В.Н. Маньрин, И.А. Швецов – Самара: Самар. Дом печати, 2002. – 391 с.
6. И.А. Петров, М.А. Азаматов, П.М. Дрофа «Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта как способ интенсификации добычи». Научно-технический журнал «Георесурсы». УДК: 622.276.6
7. Апасов Т.К. Использование виброволнового воздействия для восстановления продуктивности скважин / Т.К. Апасов, Г.Т. Апасов, А.В. Саранча // Современные проблемы науки и образования. – 2015. - №1. С. 1-8.
8. Апасов Т.К., Апасов Г.Т., Саранча А.В «Технология восстановления продуктивности скважин с использованием виброволнового воздействия». Нефтегазовое дело. УДК 622.276.1
9. Александрова А.В. Применение новой технологии ОПЗ при КРС по плазменно-импульсному воздействию на пласт на Самотлорском месторождении / А.В. Александрова, А.В. Кревер, А.С. Кревер // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы V региональной научно-практической конференции обучающихся ВО, аспирантов и ученых, Тюмень, 28 апреля 2015 г. – Тюмень, 2015. – С. 112- 119.
10. https://studbooks.net/2328029/nedvizhimost/tehnologiya_pervichnogo_vskrytiy

a produktivnogo plasta

11. <https://neftegaz.ru/science/development/332616-effektivnost-pervichnogo-vskrytiya-produktivnykh-plastov-na-razlichnykh-sistemakh-burovykh-rastvorov/>
12. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021).
13. «Трудовой кодекс Российской Федерации» Статья 298. Ограничения на работы вахтовым методом.
14. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
15. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей среды.
16. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
17. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.
18. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. В СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
19. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.