

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 ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ Ю

УДК_622.276.6(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Аникин Евгений Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Курганова Елена Владимировна			

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
Ассистент	Мезенцева Ирина Леонидовна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Результаты освоения образовательной программы

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач	И.УК(У)-1.1. Анализирует задачу, выделяя ее базовые составляющие
		И. УК(У)-1.2 Осуществляет поиск, выделяет и ранжирует информацию на основе системного подхода и методов познания для решения задач по различным типам запросов
		И.УК(У)-1.3 Обосновывает выводы, интерпретации и оценки о научных исследованиях, публикациях и т.д., на основе критериев и базовых методов аргументации
		И.УК(У)-1.4 Анализирует и контекстно обрабатывает информацию для решения поставленных задач с формированием собственных мнений и суждений; предлагает варианты решения задачи, анализирует возможные последствия их использования
		И.УК(У)-1.5 Анализирует пути решения проблем мировоззренческого, нравственного и личностного характера на основе использования основных философских идей и категорий в их историческом развитии и социально-культурном контексте
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений	И.УК(У)-2.1. Формулирует проблему, решение которой напрямую связано с достижением цели проекта
		И.УК(У)-2.2. Определяет связи между поставленными задачами и ожидаемые результаты их решения
		И.УК(У)-2.3. В рамках поставленных задач определяет имеющиеся ресурсы и ограничения, действующие правовые нормы
		И.УК(У)-2.4. Анализирует план-график реализации проекта в целом и выбирает оптимальный способ решения поставленных задач, исходя из действующих правовых норм и имеющихся ресурсов и ограничений
		И. УК(У)-2.5. Контролирует ход выполнения проекта, корректирует план-график в соответствии с результатами контроля
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде	И.УК(У)-3.1. Определяет свою роль в команде, исходя из стратегии сотрудничества для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.2. Формулирует и учитывает в своей деятельности особенности поведения групп людей, выделенных в зависимости от поставленной цели
		И.УК(У)-3.3. Анализирует возможные последствия личных действий и планирует свои действия для достижения заданного результата
		И.УК(У)-3.4. Осуществляет обмен информацией, знаниями и опытом с членами команды; аргументирует свою точку зрения относительно использования идей других членов команды для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений
Коммуникация	УК(У)-4. Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и	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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	иностранным(ых) языке(ах)	<p>с иностранного языка на государственный</p> <p>И.УК(У)-4.4. Ведет деловую переписку на государственном и иностранном языках с учетом особенностей стилистики официальных и неофициальных писем и социокультурных различий в формате корреспонденции</p> <p>И. УК(У)-4.5. Использует диалог для сотрудничества в академической коммуникации общения с учетом личности собеседников, их коммуникативно-речевой стратегии и тактики, степени официальности обстановки; формирует и аргументирует собственную оценку основных идей участников диалога (дискуссии) в соответствии с потребностями совместной деятельности</p>
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах	<p>И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития</p> <p>И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социальных групп</p> <p>И.УК(У)-5.3. Учитывает при социальном и профессиональном общении по заданной теме историческое наследие и социокультурные традиции различных социальных групп, этносов и конфессий, включая мировые религии, философские и этические учения</p> <p>И. УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследования; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий</p> <p>И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции</p>
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни	<p>И.УК(У)-6.1. Контролирует количество времени, потраченного на конкретные виды деятельности; вырабатывает инструменты и методы управления временем при выполнении конкретных задач, проектов, целей;</p> <p>И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы</p> <p>И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний</p> <p>И.УК(У)-6.4. Анализирует основные возможности и инструменты непрерывного образования применительно к собственным интересам и потребностям с учетом условий, средств, личностных возможностей, этапов карьерного роста, временной перспективы развития деятельности и требований рынка труда</p> <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	<p>И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма</p> <p>И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособности</p> <p>И.УК(У)-7.3. Соблюдает и пропагандирует нормы здорового</p>

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	социальной и профессиональной деятельности	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 общеинженерные 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	И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении

	области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств	<p>задач профессиональной деятельности</p> <p>И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа, основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства</p> <p>И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций</p> <p>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</p>
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	<p>1. Формирование отчетности по добыче углеводородного сырья</p> <p>2. Обеспечение технологического режима работы скважин</p>	<p>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»</p>	<p>ПК(У)–1. Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-1.1 Решает технические задачи и корректирует технологические процессы при эксплуатации скважин и линейных сооружений</p>
	<p>3. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту нефтепромыслового оборудования</p> <p>4. Выполнение диагностического обследования оборудования по добыче углеводородного сырья</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)–2. Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-2.1 Проводит диагностику, текущий осмотр и ремонт технологического оборудования, используемого в процессах добычи нефти, газа и газового конденсата</p>
	<p>5. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями по добыче нефти, газа и газового конденсата</p> <p>6. Обеспечение оперативного и инженерного безопасного сопровождения технологического процесса добычи нефти, газа и газового конденсата</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)–3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-3.1 Выполняет работы по контролю безопасности для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций в технологических процессах добычи нефти, газа и газового конденсата</p>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	<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» 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 нефтегазового 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.	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» ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»	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.	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» ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»	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 Участствует 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	Аникину Евгению Александровичу

Тема работы:

Выбор и обоснование применения метода интенсификации притока на нефтегазоконденсатном месторождении Ю
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геологической и геофизической информации по месторождению Ю, тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Опыт применения соляно-кислотной обработки; геологические и технические показатели месторождения Ю; текущее состояние разработки; технологический режим эксплуатации скважин месторождения Ю; анализ предпосылок проведения соляно-кислотной обработки в процессе эксплуатации; выбор скважин кандидатов; технология проведения соляно-кислотных обработок скважин; технология стимуляции горизонтальных скважин; проведение соляно-кислотной обработки на месторождении Ю.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор, д.э.н. Гасанов Магеррам Али оглы
Социальная ответственность	Ассистент, Мезенцева Ирина Леонидовна

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

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Курганова Елена Владимировна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Аникин Евгений Александрович		

Обозначения, определения и сокращения

- ГРП** – гидравлический разрыв пласта;
- МГРП** – многостадийный гидравлический разрыв пласта;
- НКТ** – насосно-компрессорные трубы;
- ВНК** – водонефтяной контакт;
- УКП** – устройство контроля притока;
- АСПО** – асфальто-смоло-парафиновые отложения;
- ПЗП** – призабойная зона пласта;
- СКО** – соляно-кислотная обработка;
- ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства;
- НГКМ** – нефтегазоконденсатное месторождение;
- ГЗУ** – групповая замерная установка;
- ДНС** – дожимная насосная станция;
- АГЗУ** – автоматическая групповая замерная установка;
- ПДК** – предельно допустимая концентрация;
- ОПЗ** – обработка призабойной зоны;
- ЛЭП** – линии электропередач;
- ГНКТ** – гибкая насосно-компрессорная труба;
- ГС** – горизонтальный ствол;
- ЗХП** – затрубный химический пакер;
- КИН** – коэффициент извлечения нефти;
- ЮТМ** – Юрубчено-Тохомское месторождение;
- ГДИ** – гидродинамические исследования;
- КВД** – кривая восстановления давления.

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 86 страниц, в том числе 13 рисунков, 15 таблиц. Список литературы включает 35 источников.

Ключевые слова: соляно-кислотная обработка, карбонатные отложения, терригенные отложения, скважина, интенсификация, методы увеличения нефтеотдачи, обработка призабойной зоны.

Объектом исследования являются скважины месторождения Ю, на которых возможно применение методов интенсификации добычи.

Целью бакалаврской работы является выбор оптимального метода интенсификации притока жидкости для поддержания необходимого уровня добычи на месторождении Ю.

Актуальность данной работы состоит в том, что в нефтяной отрасли наблюдается весьма устойчивая тенденция к снижению темпов и объемов добычи нефти, что, в свою очередь, приводит к необратимым изменениям в топливно – энергетическом комплексе страны.

Для этого необходимо решить ряд таких задач, как:

- подобрать оптимальный вариант интенсификации притока;
- выбор профиля скважин при разбуривании месторождения.

По итогам решения выше приведенных задач сделать следующие выводы о целесообразности бурения стволов с горизонтальным окончанием. С учетом геологического строения залежи выбрана поинтервальная соляно-кислотная обработка призабойной зоны пласта с применением ГНКТ. Экономическая эффективность работы представлена в части «Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность».

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel. Презентация подготовлена с помощью Microsoft PowerPoint.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	17
1 ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ	20
1.1 Цели и задачи, решаемые при проведении соляно-кислотной обработке пласта (СКО).....	26
2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ Ю	31
2.1 Геологические и технические показатели месторождения Ю	31
2.2 Технологический режим эксплуатации скважин месторождения Ю	33
3 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА.....	40
3.1 Текущее состояние разработки месторождения Ю	40
3.2 Обоснование применения методов повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов.....	43
3.3 Предпосылки проведения соляно-кислотной обработки в процессе эксплуатации скважин	43
4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ СОЛЯНО-КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК ПЛАСТА НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ Ю.....	45
4.1 Требования к скважинам кандидатам	45
4.2 Технология проведения соляно-кислотной обработки пласта.....	46
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	566
5.1 Расчет трудоемкости работ	56
5.2 Расчет экономических затрат на проведение СКО.....	58
5.2.1 Расходы на заработную плату.....	58
5.2.2 Расходы на дополнительную заработную плату	59
5.2.3 Отчисления на социальные нужды	59
5.2.4 Расходы на основной и вспомогательный материалы	59
5.2.5 Цеховые расходы.....	60

5.2.6 Транспортные расходы	60
5.2.7 Общие прямые затраты.....	61
5.2.8 Калькуляцию на проведение капитального ремонта скважины	61
5.3 Расчет экономического эффекта от проведения СКО.....	62
5.3.1 Эксплуатационные расходы на дополнительно добытую нефть.....	62
5.3.2. Экономический эффект	62
5.4. Анализ чувствительности.....	62
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	68
6.1 Производственная безопасность.....	68
6.1.2 Анализ опасных производственных факторов.....	72
6.2 Экологическая безопасность.....	74
6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	77
6.4 Организационные мероприятия по промышленной безопасности.....	78
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	81
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:.....	83

ВВЕДЕНИЕ

Россия занимает одно из лидирующих в мире мест по объему запасов нефти. Предприятия нефтяного комплекса совместно с другими отраслями топливно-энергетического комплекса составляют основу жизнеобеспечения всех отраслей экономики России, располагают всеми возможностями для устойчивой и высокоэффективной деятельности на принципах самофинансирования и составляют 50 % бюджетообразования. Вместе с тем, положение дел в комплексе является крайне неблагоприятным. Имеется устойчивая тенденция к снижению объема добычи нефти и нефтепродуктов, что может привести к необратимым изменениям в энергетическом балансе страны.

Вследствие этого перед всеми нефтяными компаниями одной из главных целей является внедрение новых технологий нефтедобычи, позволяющих повысить нефтеотдачу пластов, которые уже находятся в разработке и на которых применение традиционных методов по извлечению остаточных запасов нефти уже практически невозможно.

Также стоит отметить, что применение современных методов интенсификации добычи нефти в разработке месторождений, по оценкам специалистов, приводит к существенному увеличению коэффициента извлечения нефти. Тем самым позволяет увеличить дополнительную добычу нефти.

Эффективность методов интенсификации в основном заключается в том, что при их проведении увеличивается уровень извлечения полноты залегающей нефти, улучшается связанность коллекторов и тем самым повышается охват пласта.

Существует множество методов интенсификации притока, но каждое месторождение и скважина имеют свои особенности, и к решению задач нужно приступать с разных сторон, подбирать определенный метод, который будет эффективен для выделенного объекта

Состояния ПЗП существенно влияет на текущую и суммарную добычу нефти, дебиты добывающих и приемистость нагнетательных скважин. Одни из методов интенсификации на месторождении Ю это применение ОПЗ СКО с ГНКТ и горизонтальное вскрытие пласта по всей его мощности. СКО относится к химическим методам интенсификации, а ГС – относятся к механическим методам. Применение традиционных методов обработки призабойной зоны пласта, разработанных для вертикальных скважин, в горизонтальных скважинах приводит к значительным осложнениям, что требует определенного метода для месторождения.

Нефтегазоконденсатное месторождение Ю, расположенное на юге Эвенкийского автономного округа (Восточная Сибирь), в междуречье Ангары и Подкаменной Тунгуски, является частью обширной Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (ЮТЗ). Благодаря своему расположению и значительному объему углеводородного сырья нефтегазоконденсатное месторождение Ю занимает важное место в государственной программе развития топливно-энергетического комплекса Восточной Сибири в соответствии с Энергетической стратегией России на период до 2020 года.

Освоение Юрубченского блока ведет АО «Восточно - Сибирская нефтегазовая компания» (АО «Востсибнефтегаз»; ВСНК). Одним из методов интенсификации притока на месторождении Ю является применение ОПЗ СКО с ГНКТ и горизонтальное вскрытие пласта по всей его мощности. Соляно-кислотная обработка относится к химическим методам интенсификации, а механический метод интенсификации - это горизонтальное вскрытие пласта.

В последние годы технология бурения скважин с длинными горизонтальными стволами находит все большее применение. Получаемые при этом преимущества:

- максимальный контакт с коллектором,
- более высокий дебит,

– лучший доступ к запасам.

Прямой перенос на горизонтальные скважины традиционных технологий обработки призабойной зоны соляной кислотой, разработанных для вертикальных скважин, не только не дает положительного результата, но и приводит к значительным осложнениям в работе горизонтальных скважин. При решении этих вопросов требуются нестандартные подходы, отступление от установившихся представлений о гидродинамике скважинных и пластовых процессов.

1 ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ

В настоящий момент в мировой практике накоплен значительный опыт применения химических методов для увеличения коэффициента нефтеизвлечения.

Для того чтобы добиться максимальных результатов при разработке выбранного месторождения необходимо изучить опыт применения наиболее перспективных технологий.

В работе SPE 166885 Подход к оптимизации кислотного воздействия на нефтяные пласты Вольнов И.А., Обшаров П.А., ЛУКОЙЛ Оверсиз Сервис в 2013 г. описаны подходы по совершенствованию технологии. Кислотное воздействие широко распространенный и эффективный метод повышения нефтеотдачи карбонатных коллекторов. Обработка водными растворами кислот призабойной зоны скважины позволяет очистить и продлить поровые каналы и трещины, что позволяет обеспечить интенсификацию притока флюидов из пласта и создать новые каналы, растворяя минералы, слагающие породу. В то же время метод кислотного воздействия экономически недорог и технологически несложен. При этом обработки могут отличаться дизайном, например, при выборе рецептур, объемов реагентов, скорости закачки и давления, использованием добавок для ускорения или замедления химических процессов. В силу того, что кислота протравливает карбонатную породу неравномерно, созданные проводящие каналы обычно сохраняются при закрытии трещины [7].

В основу рассматриваемой статьи положена модель двухфазного вытеснения нефти водным раствором кислоты. Решена задача оптимизации дизайна методом нахождения экстремума функции прироста добычи нефти и ЧДД (Чистый дисконтированный доход) в зависимости от объема кислоты. Таким образом, показана возможность обеспечения прироста эффективности таких мероприятий как кислотная обработка.

В работе рассказывается, как использование двумерной модели параметров закачки позволяет оптимизировать параметры кислотной обработки.

В работе SPE-182067-RU Экспресс-методика оценки эффективности кислотных составов для интенсификации добычи нефти применительно к геолого-физическим условиям конкретного пласта Силин М.А., Магадова Л.А., Губанов В.Б., Цыганков В.А., РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Веремко Н.А., ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» 2016 г рассказывается эффективность применения химических реагентов на процесс соляно кислотной обработки [8].

Как известно, большинство кислотных составов, предназначенных для применения в технологиях интенсификации добычи нефти, содержат различные поверхностно-активные вещества (ПАВ). При фильтрационных исследованиях эффективность ПАВ-содержащих кислотных составов оценивают по увеличению проницаемости керна, что может являться следствием двух процессов: растворения породы и доотмыва нефти с поверхности поровых каналов. Когда оба эти процесса проходят одновременно, невозможно оценить вклад каждого из них.

Экспресс-методика предполагает проведение исследований на одиночных кернах. Только, если в результате воздействия кислотным составом удастся получить положительный результат по увеличению фильтрационно-емкостных характеристик образца керна, можно переходить к полному моделированию на образце керна с остаточной водо- или нефтенасыщенностью. Эксперименты выполнялись на фильтрационной установке высокого давления с использованием экстрагированных образцов керна конкретного объекта, выбранного под обработку.

Новый подход заключается в замене сложного процесса исследования кислотного воздействия с целью выбора наиболее эффективных композиций, использовании более простого исследования на одиночных водонасыщенном и нефтенасыщенном кернах. Все это позволит сократить работу по

тестированию кислотных композиций за счет исключения трудоемкого процесса исследования на составной модели, а также предотвратит использование малоэффективных составов на промысле.

В отличие от опытов по определению коэффициента вытеснения нефти водой, а также экспериментов по определению кривых фазовых проницаемостей, где во избежание концевых эффектов применяются составные модели пористой среды, в данном случае используются одиночные образцы кернового материала, поскольку главная цель этих опытов - выявление влияния кислотного состава на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пористой среды.

Во-вторых, особенностью данной методики является тот факт, что она позволяет оперативно и без дополнительных дорогостоящих исследований структуры и состава кернового материала не только выбрать, но и адаптировать кислотную композицию под конкретные пластовые условия и характеристики пористой среды.

Таким образом, весь необходимый дальнейший комплекс исследований проводится только с отобранными кислотными составами, а не со всем количеством, представленных на тестирование составов, что значительно экономит время и средства.

Разработана экспресс-методика, позволяющая оценить эффективность ПАВ-содержащих кислотных составов на фильтрационно-емкостные характеристики породы пласта путем проведения исследований на одиночных кернах. Только, если в результате воздействия кислотным составом удастся получить положительный результат по увеличению фильтрационно- емкостных характеристик на одиночных образцах керна, можно переходить к полному моделированию на составной модели пласта с остаточной водо- или нефтенасыщенностью. Эксперименты выполняются на фильтрационной установке высокого давления с использованием экстрагированных образцов керна конкретного объекта, выбранного под обработку.

Новый подход заключается в замене сложного процесса исследования кислотного воздействия с целью выбора наиболее эффективных композиций на составной модели пласта, исследованиями на одиночных кернях. Это позволяет проследить отдельно, как происходит взаимодействие кислотного состава с породой, при использовании простого фильтрационного исследования на одиночном водонасыщенном керне, так и, если первый этап пройден, отдельно изучить поведение тех же кислотных составов в пористой среде продуктивного коллектора, содержащей нефть соответствующего месторождения на способность данных составов к ее доотмыву. Все это позволит сократить работы по тестированию кислотных композиций за счет исключения трудоемкого процесса исследования на составной модели пласта, а также предотвратит использование малоэффективных составов на промысле, т.к. полное моделирование показывает суммарный эффект от процессов растворения породы и доотмыва нефти, которые могут нивелировать друг друга [9].

В статье SPE-191701-18RPTC-RU «Развитие через технологии: результаты применения кислотных систем для улучшения приемистости горизонтальных скважин на каспийском морском месторождении» Михаил Юрьевич Голенкин, а также Ильдар Халиуллов, ЛУКОЙЛ-Нижевожскнефть; Сергей Александрович Верещагин, Дмитрий Овсянников, Владимир Кобец, а также Николай Кулинич, Шлюмберже Лоджелко Инк 2018 г. рассказывается об опыте применения технологии на горизонтальных скважинах [10].

По результатам применения различных кислотных систем на двух горизонтальных водонагнетательных скважинах месторождения им. Ю. Корчагина можно отметить следующие выводы.

1. При выборе оптимальных кислотных систем для успешной стимуляции карбонатного пласта в горизонтальной скважине необходимо учитывать следующие аспекты:

- Энергетику пласта – пластовое давление и температуру.

– Неоднородность свойств карбонатного коллектора вдоль обрабатываемого интервала горизонтальной скважины.

– Количество ранее проведенных кислотных обработок на скважине кандидате для ОПЗ.

– Объем и очередность применения кислотных систем и отклонителей для обработки горизонтального интервала [11].

2. Подтверждены зависимости увеличения коэффициентов приемистости при существенном увеличении объема кислоты для работ СКО с использованием только 15% HCL, отмечено существенное увеличение расчетного диаметра ствола после таких СКО.

3. Значительного прироста в увеличении коэффициентов приемистости удалось добиться при использовании в работах СКО с HCL отклоняющих систем, позволяющих увеличить охват пласта вдоль горизонтальной секции скважин, и тем самым перераспределить HCL в новые места. При этом используемый объем кислоты уменьшен по сравнению с типичной СКО.

4. Следующее увеличение значений коэффициентов приемистости до новых уровней было достигнуто после добавления в программу СКО, наряду с HCL и отклоняющими системами, стадий с замедленной кислотой HCL, позволяющей снизить скорость реакции кислоты с породой пласта и увеличить охват коллектора [12].

В работе SPE-192565-RU «Инициатива по поэтапной кислотной интенсификации в гигантском карбонатном коллекторе» Руслан Манахаев, Назгуль Абиьгазиева, Чингиз Бопиев, а также Бекжан Садуакасов, Тенгизшевройл; Дмитрий Абдразаков, а также Владимир Степанов, Шлюмберже; Егор Сё, Джон Кларк, Акылбек Камиспаев, Роберт Тайр, Сагди Нурманов, а также Болат Исмаилов, Тенгизшевройл; Данияр Аргынов, Шлюмберже 2018 г. говорится об опыте применения технологии на карбонатных коллекторах.

В целях оптимизации, используя концепцию оптимального потока, были отрегулированы темпы закачки, типы флюидов, объемы, и

последовательность этапов для всех целевых интервалов. Данная концепция предполагает, что параметры являются оптимальными, когда образуется режим доминирующих червоточин для максимального покрытия зон в пределах интервала коллектора. Кроме того, объемы обработки были скорректированы для исключения чрезмерной закачки кислоты, когда воздействие на снижение скин-фактора в данных зонах стало незначительным. Оптимизированные параметры обработки, полученные в результате моделирования потока закачки были использованы во время выполнения поэтапной кислотной интенсификации в исследуемых скважинах [13].

Эффективное равномерное размещение кислотных систем по интервалу пласта является ключом для успешной стимуляции скважины. Исторические данные показывают, что применение химических отклоняющих агентов само по себе не всегда может обеспечить достаточное отклонение для эффективной кислотной обработки, особенно в скважинах с высокой неоднородностью между зонами. Данный факт был подтвержден каротажными данными и результатами интенсификации притока после проведенных кислотных обработок. Поэтому, для данного испытания, группа Тенгизшевройл (ТШО) приняла решение комбинировать методику механического разобщения и применения химических самоотклоняющихся составов для оценки возможного увеличения эффективности кислотной стимуляции продуктивных интервалов.

Таким образом, кислотная селективная стимуляция выполняется поэтапно: сначала производится перфорация нижнего интервала и кислотная обработка этого интервала посредством закачки через НКТ. Затем перфорирование вышележащего интервала, спуск и установка надувного пакера на ГНКТ между интервалами перфорации. После подтверждения изоляции нижнего горизонта, производится кислотная обработка посредством закачки кислотных составов в затрубное пространство ГНКТ-НКТ (во время кислотной стимуляции ГНКТ остается заякоренной надувным

пакером в скважине). Селективная кислотная обработка (с механическим разобщением интервалов продуктивного горизонта и использованием химических отклоняющих составов) была успешно применена на скважине Т-5052, основной стимуляционной системой на этой скважине выступала однофазная кислотная система замедленного действия [14].

Можно сделать вывод, что выполненные кислотные обработки позволили убрать скин-фактор, полученный во время бурения скважины и значительно улучшить сообщение в критической матрице пласта.

Целевой комплексный подход был внедрен и реализован для достижения оптимизированных параметров кислотной обработки. Были проведены работы по исследованию формирования червоточин на образцах Тенгизского керна, также их 3D визуализация, оценка эффективности кислотных систем, а также применение программного обеспечения нового поколения, откалиброванного в соответствии с данными, полученными по результатам исследований на Тенгизском керне.

Работа была выполнена безопасно и эффективно с незначительным увеличением затрат (менее чем 10%) для всех трех скважин, по сравнению с обычными методами, которые были применены в прошлом. Все это стало возможно благодаря тщательному планированию, исключительному взаимодействию и совместным усилиям всех вовлеченных сторон. Ценные извлеченные уроки и установленные методы, полученные в результате данного исследования, будут использованы для будущих кислотных обработок в различных скважинах на Тенгизе.

1.1 Цели и задачи, решаемые при проведении соляно-кислотной обработке пласта (СКО)

Кислотная обработка скважин – один из видов интенсификации добычи скважин, при котором кислота закачивается в пласт под давлением ниже давления разрыва пласта, в целях увеличения проницаемости породы,

либо обработки и очистки от загрязнений призабойной зоны скважины. Улучшение продуктивности скважины достигается за счет растворения кислотным составом породы. В зависимости от типа коллектора (карбонатный или терригенный), проводят соляно-кислотную или глино-кислотную обработку соответственно [1].

Кислотные обработки предназначены для очистки фильтров, ПЭП, НКТ от солевых, парафинистых отложений и продуктов коррозии. Под воздействием соляно кислотной обработки (СКО) и ее модификаций в ПЗП с карбонатными коллекторами образуются каверны, каналы растворения, вследствие чего увеличивается проницаемость пород, а, следовательно, и производительность добывающих скважин, и приемистость нагнетательных [2].

Процедура проведения соляно-кислотной обработки заключается в закачке в пласт раствора соляной кислоты.

Перед стартом работ скважина очищается от песка, парафинов, продуктов коррозии и пр. В случае открытого забоя возможно удаление цементной и глинистой корки при помощи кислотной ванны.

Процедура соляно-кислотной обработки скважины – это нагнетание в пласт раствора соляной кислоты насосом или под воздействием сил гравитации, если пластовое давление позволяет добиваться необходимого результата. Перед началом процедуры на устье скважины происходит установка необходимого оборудования и опрессовка трубопровода на необходимое давление. Параллельно с подготовительными работами происходит подвоз и подготовка кислоты к скважине. Сначала в скважине устанавливается циркуляция, после чего происходит нагнетание соляной кислоты. На первом этапе кислоты должно быть достаточно для заполнения кольцевого пространства и труб от башмака труб до кровли пласта.

Далее производится закрытие задвижки на отводе из затрубного пространства и происходит процесс закачки оставшегося кислотного раствора под давлением в скважину для поступления кислоты в пласт.

Оставшуюся в трубах и скважине кислоту продавливают в пласт водой или нефтью.

Нагнетать кислоту нужно с максимально возможной скоростью, чтобы кислота проникала на как можно большее расстояние от ствола скважины. После завершения продавливания кислоты необходимо дать время для реакции кислоты с породой, после чего можно запускать ее в разработку.

Эффективность операции определяется увеличением продуктивности скважины [3].

Закачка соляной кислоты по насосно-компрессорной трубе (НКТ) в горизонтальный ствол приводит к химической обработке не всей поверхности ГС, как предполагалось, а лишь 5-10 м интервала, расположенного непосредственно около башмака НКТ. Увеличение объема реагента и давления закачки не приводит к успеху, кислота продолжает мгновенно реагировать в одном и том же месте, образуя каверну около башмака НКТ. Процесс кислотной обработки становится не управляемым и не достигает своей цели. Существует несколько вариантов заканчивания скважин. Наиболее простой - это заканчивание с открытым стволом. Однако такой тип заканчивания создает ряд проблем в общей технологической цепи строительства и эксплуатации скважин с ГС, а именно, при изоляции зоны водопроявлений и капитальном ремонте скважины, ограничивает охват пласта для эффективной стимуляции. Эффективная стимуляция длинного ГС - очень сложная задача из-за недостаточного и несогласованного распределения кислотного состава особенно в коллекторах с неоднородной проницаемостью. Это требует эффективной методики отклонения. Разработки в области кислотной стимуляции горизонтальных скважин ведутся в направлении использования поинтервальной обработки с применением сложной системы пакеров, а также разработки дизайнов проведения работ. Чаще всего для точечной закачки кислотного состава рекомендуется применение колтюбинга [4].

Технология поинтервальной обработки определяется типом

заканчивания скважины:

- скважина с необсаженным стволом;
- вариант заканчивания скважин с заполнением цементом верхней части у башмака колонны;
- прорезной хвостовик с внешними обсадными пакерами,
- схема заканчивания скважины с установкой гравийного хвостовика.

При рассмотрении примеров использования технологий кислотной стимуляции скважин с горизонтальным стволом учитывался международный опыт на аналогичных месторождениях. Однако уникальность нефтегазоконденсатного месторождения Ю требует их адаптации к условиям низкотемпературных и низкопроницаемых трещиноватых доломитовых коллекторов с аномально низким пластовым давлением.

Одним из важных аспектов эффективной стимуляции скважин является направленность воздействия кислоты. Полевые результаты показывают, что без отклонения или методов размещения кислотной обработке подвергается только 5-15 % длины интервала.

Если раньше кислотная обработка подразумевала простую закачку кислоты в призабойную зону пласта (ПЗП) под давлением, то со времени появилась необходимость изоляции раздренированных пропластков, через которые обычно поступает вода, и селективной обработки нефтенасыщенных пропластков. Для этого применяют следующие методы:

- гибкие НКТ (колтюбинг - STPlacement);
- жидкости-отклонители, имеющие повышенную, по сравнению с обычной (незагеленной) кислотой, вязкость (Diverting fluids);
- дисперсные системы, содержащие твердые частицы (Particulate);
- эмульсии;
- пены (Foam);
- шары (Ballsealers);
- пакеры (Pakers);

- надувные пакеры (Inflate packers);
- сдвоенные пакеры (Straddle packers);
- пакеры для открытого ствола (open hole packers);
- отклонения кислот с помощью вспомогательные волокон (Fiber Assisted Diverting Acid).

Для направленного воздействия кислоты используют различные методы, основанные на применении гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ). Кислота может быть закачана через ГНКТ с подъемом от носка к пятке. Другие методы с применением ГНКТ предполагают циркуляцию жидкости через кольцевое пространство между ГНКТ и НКТ или закачку кислоты (или инертной жидкости) по затрубному пространству. Поскольку сложность пластов (то есть контраст проницаемости, присутствие естественных трещин) и длина интервалов обработки становятся все большей и большей, актуальными являются направления поисковых работ по увеличению эффективности отклонения. Концентрация и объем химических отклоняющих агентов должны быть значительно увеличены, чтобы увеличить их эффективность, а в некоторых случаях он может использоваться как единственная жидкость обработки, чтобы достигнуть хорошего отклонения.

Исследовательские работы по окончании кислотных обработок [5] для оценки закачки кислоты, однородности профилей добычи и долгосрочных показателей по добыче запланированы на ближайшее будущее и предоставят необходимую информацию для завершения анализа по выполненным кислотным обработкам.

2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ Ю

2.1 Геологические и технические показатели месторождения Ю

Нефтегазоконденсатное месторождение Ю, расположенное на юге Эвенкийского автономного округа (Восточная Сибирь), в междуречье Ангары и Подкаменной Тунгуски, является частью обширной Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (ЮТЗ).

Месторождение Ю – одно из крупнейших в Восточной Сибири. Месторождение открыто в 1982 г., в широкомасштабную промышленную разработку введено в 2018 году. Коллектор представлен древнейшими рифейскими карбонатными отложениями, возраст пород около 1 млрд. лет. Массивная газовая шапка по толщине сопоставима с нефтяной зоной (средние толщины составляют соответственно 44 и 41 м) и играет значительную роль в пластовой энергии [15].

По своим характеристикам месторождение уникально и не имеет аналогов в России и мире. Пористость пород-коллекторов по различным оценкам составляет от 0,5 до 2 % и не выходит за рамки диапазона погрешности методов геофизических исследований скважин (ГИС). При этом в породах рифейского природного резервуара широко развиты трещиноватость и кавернозность. Как и для всех карбонатных коллекторов, для рифейского резервуара характерна сильная изменчивость фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по разрезу и латерали, что, возможно, является причиной резких различий продуктивности близко расположенных скважин. Совокупность перечисленных геологических и технологических факторов определяет высокую сложность освоения этого месторождения.

В каверново-трещинном коллекторе Юрубченской залежи, содержание углеводородов в породе приурочено к межблоковой пустотности.

Ниже приведена гистограмма распределения эффективной пористости для Юрубченской залежи (рисунок 1). Как видно из полученного распределения, среднее значение эффективной пористости составляет приблизительно 1.8% (0.018 д.ед) (таблица 1).

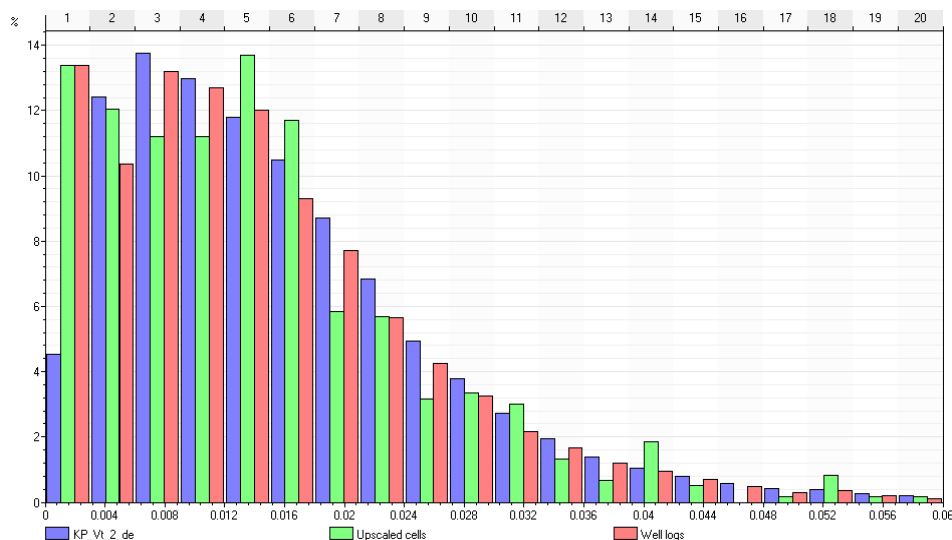


Рисунок 1 - Гистограмма распределения эффективной пористости (%) [2]

В связи с недостаточным количеством данных, параметр пористости для Усть-Чавичинской, Нижнетохомской, Намакарской и Терских залежей было решено задать константой, как среднее значение пористости в скважинах, вскрывающих эти залежи.

Распределение петрофизических параметров проводилось только в объеме пород, определенных на этапе литологического моделирования как коллектор.

Таблица 1- Результаты моделирования параметра пористости

Залежь	Среднее значение Кп
Усть-Чавичинская	0,0125
Нижнетохомская	0,0110
Намакарская	0,0124
Терская 2	0,012
Терская 6	0,0091
Южно-Терская1	0,0061
Южно-Терская2	0,0061
Южно-Терская3	0,0061

Проницаемость межблокового трещинного пространства определялась по гидродинамическим исследованиям скважин (от 0,19 до 3653,4 мД).

Исходя из модели месторождения (каверново-трещинный коллектор вблизи эрозионной поверхности) проницаемость газовой части не может быть кратно ниже, чем в нефтяной. В связи с этим были проанализированы 30 наиболее проницаемых объектов для каждого флюида и рассчитаны для них средние проницаемости. По результатам ГДИ средняя проницаемость газовых объектов составляет 22,6 мД, нефтяных – 162,4 мД, водяных – 8,1 мД. Причиной столь большого системного сдвига является то, что фактически при ГДИ определяется фазовая проницаемость для каждого из флюидов.

Совокупность перечисленных геологических и технологических факторов определяет высокую сложность освоения этого месторождения.

2.2 Технологический режим эксплуатации скважин месторождения Ю

Для определения оптимального технологического режима работы скважин необходимо знать следующие параметры:

- продуктивность, зависящую от фильтрационных свойств коллектора, степени совершенства вскрытия пласта, состояния призабойной зоны;
- состав и свойства флюидов.

Так же при оптимизации необходимо учитывать такие факторы как:

- соответствие производительности оборудования диапазону ожидаемых дебитов скважин и условий эксплуатации;
- соответствие технических и технологических условий эксплуатации погружного оборудования условиям конкретной скважины;

– соответствие требованиям правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, при проектировании и ведении работ по добыче, сбору и подготовке нефти и газа;

– применяемый способ добычи, наряду с другими факторами, должен обеспечить оптимальные технико-экономические показатели уровней и объёмов разработки месторождения.

Основными ограничениями для месторождения являются:

- наличие подстилающих вод и газовой шапки;
- высокое давление насыщения (21,6 МПа);
- большой объём водонефтяной и нефтегазовой зон месторождения.

Также при эксплуатации скважин Юрубченской залежи, возможны риски и осложнения выпадения асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО). Анализ ограничений и возможные методы борьбы с ними рассмотрены в таблице 2.

Таблица 2 – Анализ рисков добычи углеводородов на месторождении Ю

№ п/п	Риски (ограничения и осложнения)	Степень влияния	Возможные меры по снятию рисков
1	Вечная мерзлота	Риск высокий: а) растепление грунта вокруг скважины; б) выпадение гидратов в скважине; в) трудности запуска скважин, при газлифтном методе эксплуатации (Опыт месторождения Prudo Bay)	–дополнительная термоизоляция скважины; – при эксплуатации с помощью электрического центробежного насоса (ЭЦН) держать уровень ниже 600 м штуцированием затруба; –установка пакера при фонтанном методе эксплуатации; –использование газлифтного метода добычи с пакером;
2	Коррозия	При обводненности до 60% риск слабый. Риск средний, при обводнённости более 60%	Коррозионностойкое исполнение погружного электрического двигателя (ПЭД) для снижения риска. Закачка ингибиторов коррозии

Продолжение таблицы 2

3	Прорыв газа из газовой шапки	Высокий для подгазовой зоны и зоны, граничной с подгазовой	Фонтанный/Газлифтный метод эксплуатации в подгазовой зоне. Для зоны, граничной с подгазовой, использование перепускных клапанов для ЭЦН. Мониторинг и щадящие значения депрессии скважин
4	Солеобразование	Риск образования солей высокий при дебитах > 500 м ³ /сут, обводнённости > 60%	Закачка ингибиторов посредством капилляров, обработки призабойной зоны неводным ингибитором

В качестве вариантов способа эксплуатации рассматриваются методы добычи: фонтанный, механизированный (ЭЦН) и газлифтный. Для выбора способа добычи необходимо провести комплексный анализ текущих условий. По результатам исследований и расчетов плотность пластовой неразгазированной нефти – 699 кг/м³, давление насыщения нефти газом при пластовой температуре от 26 до 27°С составляет 21,6 МПа, газовый фактор – 194 м³ /м³, динамическая вязкость пластовой нефти – 1,35 мПа·с.

После дифференциального разгазирования в рабочих условиях плотность нефти – 821 кг/м³; объемный коэффициент – 1,375; динамическая вязкость разгазированной нефти – 8,5 мПа·с.

Нефть малосернистая 0,21%. Малосмолистая – 4,84%. Парафинистая – 1,83%. Содержание асфальтенов – 0,18%. Содержание силикагелевых смол – 4,66%.

Пластовая вода высокоминерализованная (содержание солей 265 г/л), среднее значение рН равно 5,72, относится к хлоркальциевому типу. Поскольку в воде содержится много кальция (до 38,1 г/л), магния (до 33 г/л), железа (до 0,713 г/л) прогнозируемым осложнением добычи будет выпадение солей и гидроокисей, особенно при интенсивном отборе с резким нарушением фазового равновесия в призабойной зоне пласта [16].

Обводненность продукции возрастает достаточно медленно: за весь период разработки нефтеносного горизонта не поднимается выше 30%, но при этом газовый фактор возрастает более 1500 м³ /м³, что способствует

большому прорыву газа из газовой шапки, это приводит к уменьшению дебита по жидкости.

Под критическим дебитом понимается максимально возможный дебит нефти, при котором водяной (или газовый) конус достигает нижней (верхней) границы интервала перфорации.

С одной стороны, сравнительно большая толщина нефтенасыщенного пласта (49 м между ВНК и ГНК) способствует уменьшению этого эффекта для данной залежи. С другой стороны, в трещиновато-кавернозных коллекторах, к которым относится данный коллектор рифейской толщи, направление наибольшей проницаемости совпадает с преобладающим направлением трещин, в то время как матрица остается почти непроницаемой. Поскольку для этого типа коллекторов характерна вертикальная и субвертикальная направленность трещин, это может способствовать значительному уменьшению анизотропии проницаемости пласта в вертикальном и горизонтальном направлениях, что приводит к снижению критического дебита и предельных пластовых депрессий. Скважины будут устойчиво фонтанировать при газовом факторе (ГФ) более $160 \text{ м}^3 / \text{м}^3$. Существенным моментом, определяющим выбор способа добычи, является высокий проектный уровень величины промыслового газового содержания продукции.

Вышеназванные факторы теоретически могут создавать определенные сложности, как для фонтанного, так и для механизированного способа подъема жидкости из скважин, связанные, в частности, с высоким газосодержанием продукции, возможностью отложений солей в ПЗП, на насосно-компрессорных трубах (НКТ), арматуре, наземных коммуникациях, вредным влиянием газа и др.

Основными причинами нарушения нормальной работы фонтанных скважин являются:

- запарафинивание подъёмных труб;
- образование гидратной пробки;

- разъедание штуцера;
- забивание песком, парафином штуцера или выкидной линии.

В таблице 3 представлены нарушения нормальной работы скважины и мероприятия по восстановлению нормальной работы скважин.

Таблица 3 – Причины нарушения нормальной работы скважин

Показатели нарушения режима работы скважины	Причина нарушения режима скважины	Мероприятия по восстановлению нормальной работы скважины
Давление на буфере и дебит скважины снижается, одновременно давление в затрубном пространстве повышается	При снижении температуры нефти ниже определенного критического значения парафин кристаллизуется на стенках НКТ, происходит уменьшение диаметра проходных сечений НКТ	При очистке скважин от АСПО и гидратов первоначально необходимо прокачать при открытой буферной задвижке в затрубное пространство количество нефти равное объёму скважины, далее при закрытой буферной задвижке, продавить в пласт для предотвращения притока газа 10-20 м ³ нефти. После этого прокачать в затрубное пространство при открытой буферной задвижке дополнительно 35-40 м ³ нефти..
Давление на буфере и дебит скважины снижается до нуля, одновременно давление в затрубном пространстве повышается	Образование парафиновой (гидратной) пробки в НКТ	Для разрушения пробки необходимо использовать все методы борьбы с АСПО. Если циркуляция не восстанавливается, то НКТ поднимают на поверхность и очищают с помощью пароподающего устройства (ППУ)
Значительное снижение затрубного давления	Образование пробки на забое или появление воды на забое	При появлении воды необходимо увеличить давление на забое, путем установки штуцера меньшего диаметра. Если падение затрубного давления вызвано образованием на забое пробки, необходимо сначала увеличить скорость выноса жидкости, для чего снизить давление на забой (увеличением d штуцера).
Резкое повышение давления на буфере и в затрубном пространстве при одновременном снижении или прекращении дебита	Засорение, закупоривание штуцера, газосепаратора или выкидной линии	Если при переключении струи жидкости с рабочего выкида на запасной, затрубное и буферное давление, снизятся до нормального, это означает, что засорился штуцер. Необходимо произвести смену штуцера.

Отсюда следует очевидная рекомендация по эксплуатации скважин на месторождении Ю: для сохранения устойчивых дебитов по жидкости до формирования газового конуса (прихода воронки депрессии в область газовой шапки) целесообразно ограничивать уровень депрессии величиной

не более 4-5 МПа, не допуская возрастания газосодержания продукции выше $300-400 \text{ м}^3 / \text{м}^3$.

Весь проектный срок эксплуатации скважины находится в зоне фонтанирования, ниже критического уровня. Условия фонтанной эксплуатации скважин отражены на рисунке 2.

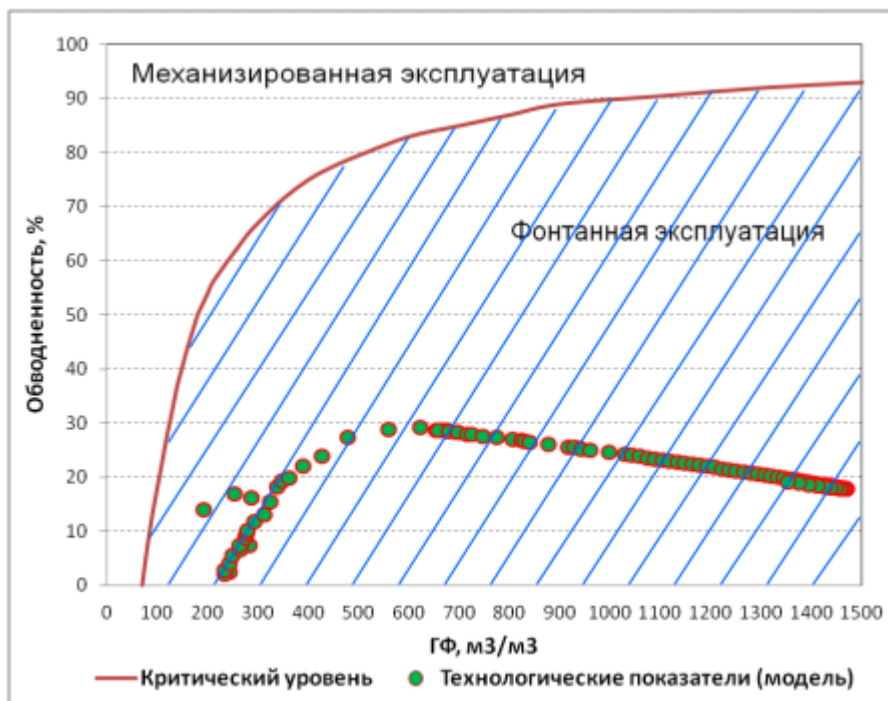


Рисунок 2 – Условия фонтанной эксплуатации скважин [4]

На рисунке 3 отображен максимально допустимый уровень (критический уровень) давления и обводненности, при котором допустим фонтанный способ эксплуатации. Обводненность продукции возрастает достаточно медленно, за весь период разработки нефтеносного горизонта не поднимается выше 30 %, но при этом газовый фактор возрастает более $1500 \text{ м}^3 / \text{м}^3$, что способствует большому прорыву газа из газовой шапки, это приводит к уменьшению дебита по жидкости.

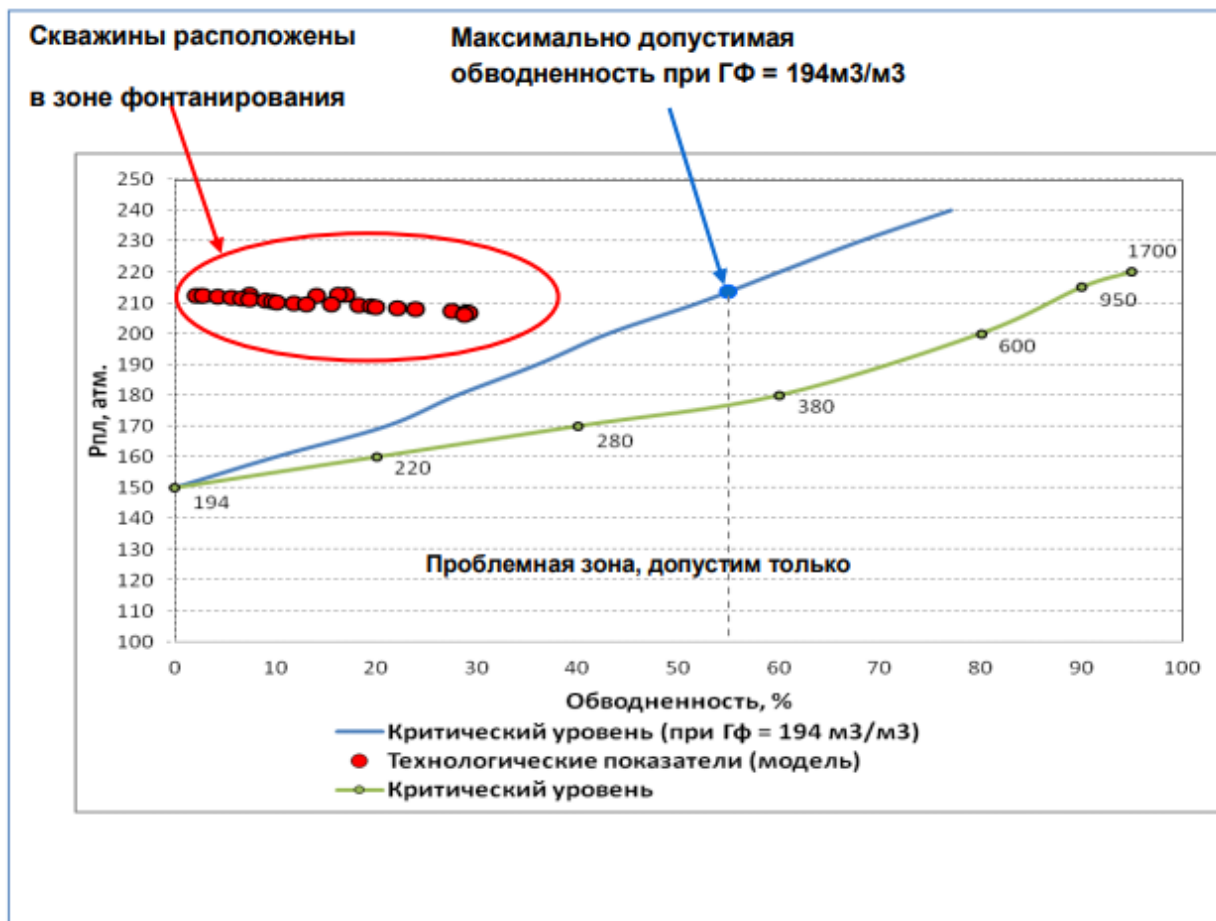


Рисунок 3 – Условия фонтанной эксплуатации скважин. Максимально допустимый уровень (критический уровень) давления и обводненности, при котором допустим фонтанный способ эксплуатации [4]

3 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА

3.1 Текущее состояние разработки месторождения Ю

Юрубченская залежь месторождения Ю открыта в 1982 г., и введена в пробную эксплуатацию в 1994 г. В разработке находится горизонт P1-2.

По состоянию на 01.01.2018 г. В пределах Юрубченского лицензионного участка пробурено 125 скважины (поисковые, разведочные, эксплуатационные), из них: 26-ликвидированы, 27-в консервации, 68-в действующем фонде, 2-пьезометрические. Характеристика фонда скважин приводится в таблице 4.

Таблица 4 - Характеристика фонда скважин

Наименование	Характеристика фонда скважин	Юрубченская залежь
Фонд добывающих скважин	Пробурено	125
	В том числе разведочные	59
	Возвращено с других горизонтов	
	Нагнетательные в отработке на нефть	
	Всего	125
	В том числе:	
	Действующие	68
	Из них фонтанные	66
	ШГН	
	ЭЦН	2
	В т.ч в накоплении	
	Бездействующие	2
	В освоение после бурения	
	В консервации	27
	Пьезометрические	2
	Переведены на закачку	
	В ожидание ликвидации	
Ликвидированные	26	
Фонд водонагнетательных скважин	Пробурено	6
	Возвращено с других горизонтов	
	Всего	6
	В том числе:	
	Действующие	3

	Бездействующие	3
	В освоение после бурения	
	В консервации	
	Наблюдательные	
	В ожидание ликвидации	
	Ликвидированные	

Поддержание пластового давления началось в марте 2018 года, в работе находятся скважины на КВНС-2.

Отставание темпов бурения от проектных связано с переносом сроков запуска месторождения в эксплуатацию.

Доля добывающих скважин, не участвующих в процессе разработки составляет 90 %. Основная причина – отсутствие рынка сбыта добываемой нефти и возможности реализации.

Средний дебит нефти добывающих скважин на момент анализа составил 68,3 т/сут. Добыча осуществляется фонтанным способом в течение 5-8 месяцев в году (в осенний, зимний и весенний периоды).

Основной объем добычи нефти (43 %) приходится на скважину Юр-5. Накопленная добыча нефти за весь период разработки по скважинам представлена на рисунке 4.

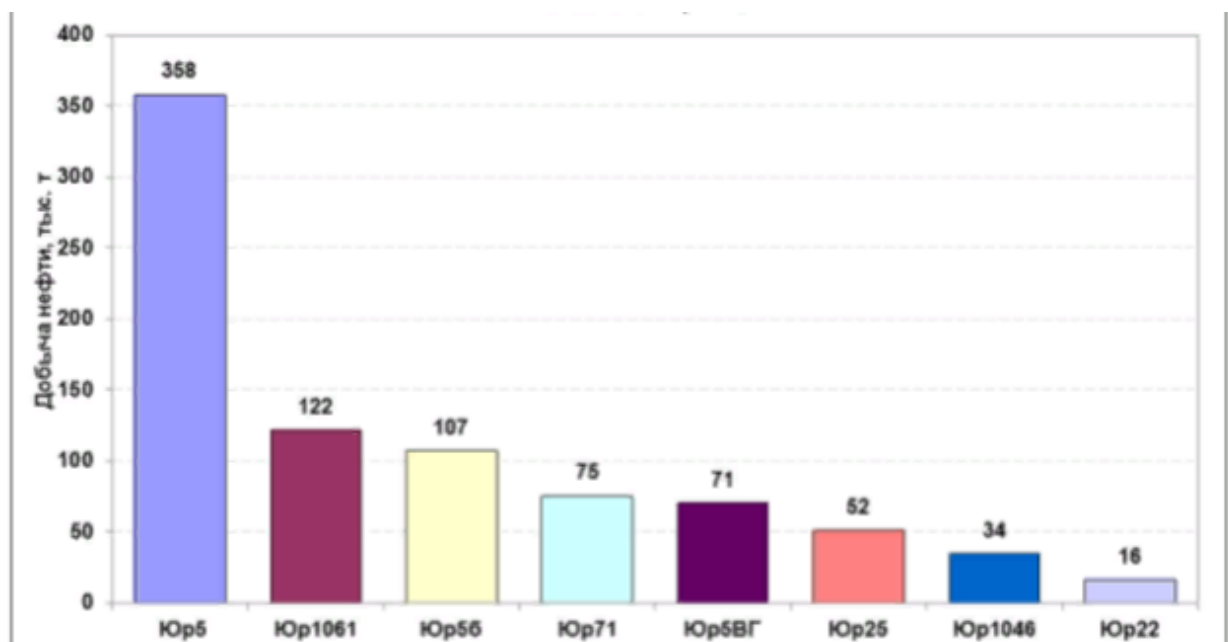


Рисунок 4 – Распределение накопленной добычи нефти (тыс.т) по скважинам Юрубченской залежи на дату анализа [7]

Для разработки месторождения с целью вскрытия наибольшего количества трещин выбрана прямоугольная (рядная) система разбуривания горизонтальными скважинами 1600x1400 м с проектной длиной горизонтального ствола (ГС) 1000 м, режим расширения газовой шапки и фонтанный способ эксплуатации, направление ГС ориентировано в крест простирания основной розы трещиноватости. При формировании призабойной зоны горизонтальных скважин характерной особенностью является влияние ограниченной толщины пласта и проявление гравитационных эффектов. Отличительной особенностью ПЗП горизонтальных скважин являются малые градиенты давления, и значительную роль приобретают процессы, связанные с проникновением фильтрата промывочной жидкости в пласт в результате их длительного контакта [17].

Гравитационные силы оказывают влияние на скорость движения фильтрата промывочной жидкости в вертикальном направлении. Под действием гравитации усиливаются дополнительные поступления фильтрата к подошве пласта, увеличивая водонасыщения (в случае вскрытия продуктивного пласта жидкостью на водной основе) вблизи нее. Это приводит к вертикальной неравномерности зоны проникновения и появлению характерных языков обводнения, которые появляются в зоне подошвы пласта для нефти повышенной вязкости. При этом языки обводнения практически не возникают в пластах с маловязкой нефтью и газом, но могут проявиться в коллекторах с вертикальной и субвертикальной трещиноватостью. Сложный неравномерный характер распределения фильтрата в околоскважинной зоне вызывает соответствующие изменения абсолютных и фазовых проницаемостей и отражается на продуктивности горизонтальных скважин.

3.2 Обоснование применения методов повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов

Снижение продуктивности скважин в процессе разработки нефтегазоконденсатных месторождений связано с проявлением различных геолого-промысловых факторов, основными из которых являются:

1) Изменение состояния ПЗП, а именно ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллектора в этой области, за счет проникновения фильтрата бурового раствора в проницаемые зоны набухания и последующего разрушения глин, при применении жидкостей глушения, которое характерно при проведении капитального и промежуточного ремонта скважин. Вынос механических примесей (песка, пропанта, частицы глины и породы, ржавчины).

2) Осложнения при эксплуатации скважин из-за ухудшения технического ствола скважин, выпадение солей, образование прямых и обратных эмульсий.

Проявление каждого из перечисленных факторов может быть обусловлено различными физико-химическими процессами, происходящими в пласте и в скважине. Неоднозначными оказываются и последствия этих воздействий. Поэтому проблеме снижения продуктивности скважин вследствие изменения фильтрационных характеристик коллекторов следует уделять особое внимание .

3.3 Предпосылки проведения соляно-кислотной обработки в процессе эксплуатации скважин

Одной из причин снижения продуктивности скважины является снижение проницаемости в призабойной части пласта – наиболее сильно подверженной воздействию процессов при бурении и освоении скважины.

Причиной снижения может быть:

1) Бурение: неверно рассчитанные рабочие давления могут стать

причиной проникновения бурового раствора или фильтрата в пласт. Взаимодействию фильтрата с пластовой водой может стать причиной образований солей и выпадения их в осадок.

2) Вынос механических частиц, либо солевых отложений из глубины пласта в призабойную зону.

3) Загрязнение скважины может происходить во время ремонтных работ и процедуры глушения.

4) Призабойная зона нагнетательных скважин может загрязняться в случае недостаточной степени очистки закачиваемой воды.

Все это приводит к снижению продуктивности скважины, и, следовательно, необходимо проводить мероприятия по ее восстановлению [18].

Одним из наиболее часто применяемых методов является кислотная обработка – метод увеличения проницаемости призабойной зоны пласта путем растворения частиц породы и загрязняющих частиц. СКО предназначена для обработки призабойной зоны с целью очистки их от загрязнений и восстановления естественной продуктивности, а также сокращения сроков их освоения.

Также в соляной кислоте легко растворяются известняк и доломит, что позволяет получать дополнительные приросты в добыче жидкости и открывает дополнительные возможности перед операцией.

Следовательно, СКО можно проводить как на терригенных, так и на карбонатных коллекторах, и на добывающих и на нагнетательных скважинах, как при запуске скважины в эксплуатацию, так и на уже действующем фонде

Но при этом крайне важно подбирать правильный состав кислоты для того чтобы получить максимальный эффект от проведенных мероприятий.

Для карбонатных пород оптимально применение солянокислотных растворов, для песчаных коллекторов обычно используют глинокислотные.

Кислотный раствор состоит на 10-30% из соляной кислоты, и смеси соляной (10-15%) и плавиковой (1-5%) кислот.

4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ СОЛЯНОКИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК ПЛАСТА НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ Ю

4.1 Требования к скважинам кандидатам

Для проведения кислотной обработки необходимо выбирать скважины, в которых наблюдается ухудшение фильтрационных свойств в призабойной зоне. Если падение дебита скважины связано с сокращением пластового давления, выделением газа в призабойной зоне или проблемами с техническим состоянием скважины, то операция окажется неэффективной, поскольку не будет получен дополнительный прирост добычи.

Необходимо находить скважины, где по каким-либо причинам произошло падение продуктивности, при этом важно определять причину:

1) Проникновение бурового фильтрата или рабочей жидкости в пласт.

Данный вид загрязнения может быть диагностирован по ухудшенной работе скважин по сравнению с окружением, также положительный скин-фактор может быть определен исходя из гидродинамических исследований. Также необходимо проверять соответствие расчетов по рабочему давлению во время проведения операции (бурение, ремонтные работы) с реальным рабочим, чтобы определить вероятно ли проникновение рабочей жидкости в пласт.

2) Выпадение солей в призабойной зоне.

Для оценки необходимости удаления отложений в призабойной зоне необходимо проводить лабораторные исследования по составу флюида, а также расчеты в специальном программном комплексе. Таким образом следует исходить из опыта разработки месторождения, а также проводить анализ поступающей продукции.

3) Недостаточная степень очистки закачиваемой воды.

В случае недостаточной степени очистки закачиваемой воды может произойти загрязнение призабойной зоны скважины, что приведет к снижению приемистости пласта и невозможности полностью компенсировать пластовое давление [19].

4.2 Технология проведения соляно-кислотной обработки пласта

Нефтегазоконденсатное месторождение Ю представлено каверно-трещиноватым карбонатным коллектором. Осложнения проведения СКО на ЮТМ обусловлено, тем, что на месторождении заканчивание скважин производят в исполнении необсаженного открытого горизонтального ствола, и жидкости, которые используются при обработке ПЗП поглощаются крупными трещинами и реагирует в призабойной зоне (непосредственно в пятке горизонтальной скважины) и не оказывает эффекта на менее проницаемые участки пласта, на что сказывается негативное влияние. Поскольку большинство трещин относятся к газо-водопроявляющими, тем самым, после проведения мероприятий, увеличивается газовый фактор и обводненность.

Проблемой подключения в работу всего интервала горизонтального ствола скважины и увеличения длины интервала обработки может решаться несколькими путями:

- снижение скорости реакции соляной кислоты с породой путем добавки специальных замедлителей;
- диспергированием соляной кислоты до мельчайших глобул, покрытием этих глобул в защитную оболочку с последующей доставкой в глубину пласта и разрушением бронирующей оболочки;
- использование специальных систем заканчивания и проведения СКО, например, ГНКТ.

Поскольку горизонтальные скважины пересекают протяженные интервалы продуктивных пластов, очищающая обработка может потребовать больших объемов химических реагентов. Стоимость химических при этом

становится недопустимо высокой, если стимулирующие флюиды полностью поглощаются в нескольких проницаемых каналах и сообщающихся трещинах, ведущих в нежелательные области пласта, содержащие газ или воду. Этому явлению избегают, используя изолирующие агенты, такие как бензойная кислота, восковые бусины, пену или микроскопические растворимые в нефти (в масле) волокна. Они временно блокируют проницаемые зоны во время обработки, но растворяются и восстанавливают проницаемость, как только возобновляется добыча нефти. Нерастворимые изолирующие агенты, такие как шариковые изоляторы, в этом случае не рекомендуются, поскольку они могут остаться в горизонтальном участке пласта обработки и даже после пуска скважины в эксплуатацию, вынуждая впоследствии проведение ремонтных работ.

Одним из вариантов СКО горизонтальных скважин является постепенная обработка ствола скважины от носка до пятки с помощью НКТ. Данная технология применяется для обработки всего открытого ствола горизонтальной скважины при малоотличающейся проницаемости по его длине.

В настоящий момент проведением СКО на ЮТМ занимается подрядная организация ООО «Пакер Сервис» в составе одной бригады, кислотная обработка проводится установкой ГНКТ с барабаном вместительность которого 4675 метров, при размере трубы 38,1 мм, в комплекте инжектор типа HR660 смонтирована на базе одного грузовика, оборудованная краном для поддержания инжектора в рабочем положении, что позволяет использовать ее на кустовых площадках с ограниченным пространством (рисунок 5).

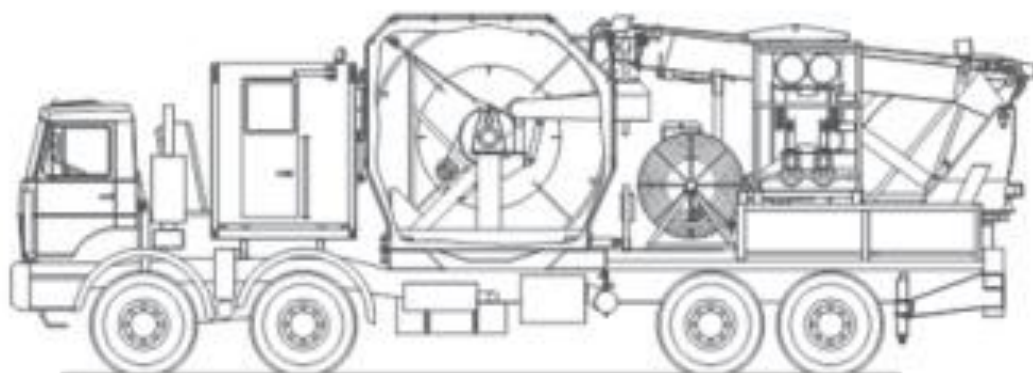


Рисунок 5 -Установка ГНКТ [11]

Насосный агрегат предназначен для перекачки технологических жидкостей, в том числе вязких, оборудован проточной системой подогрева, что дает возможность эксплуатировать его круглогодично (рисунок б).



Рисунок 6 - Насосно-компрессорный агрегат производства компании NOV HydraRig [11]

Мобильная мембранная установка с автономным приводом объединена в двух стандартных контейнерах с возможностью транспортирования, как автомобильным, так и вертолетным транспортом. Получение азота на месте

производства работ, отсутствие необходимости завоза сжиженного азота (рисунок 7).



Рисунок 7 – Азотная установка [11]

Для увеличения эффективности проведения СКО на ЮТМ, установкой ГНКТ, целесообразно использовать поинтервальную систему СКО, изолируя ненужные участки ствола скважины.

Для этого была спроектирована модификация проведения СКО на ЮТМ, данный проект, включает в себя низкую стоимость и быстрые сроки реализации. Модификация представлена в виде сборной компоновки из ранее использованных гибких труб, и надувающихся пакеров. Данная установка собирается на поверхности, перед спуском, затем данная компоновка прикручивается или приваривается к окончанию трубы катушки колтюбинга и спускается в скважину внутрь НКТ. При достижении заданного интервала закрывается манифольдная задвижка, скважина останавливается, начинается закачка кислоты через установку ГНКТ, срабатывает клапан и пакера раздуваются (рисунок 8), разобщая ствол скважины. После чего происходит СКО (рисунок 9).



Рисунок 8 – Спуск компоновки ГНКТ в заданный интервал [8]

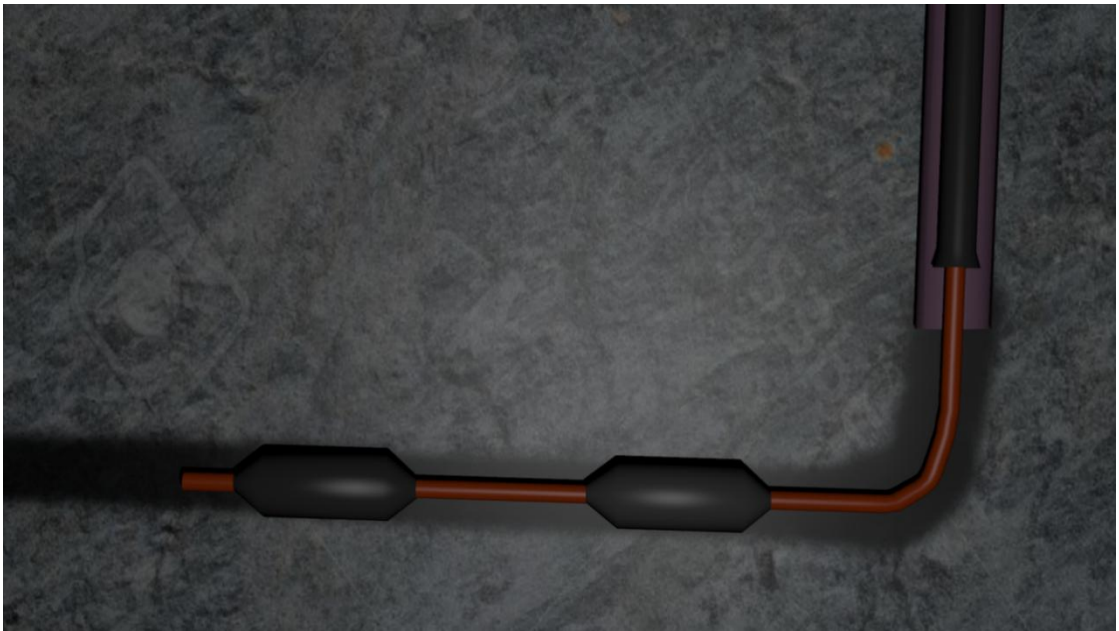


Рисунок 9 – Надувание пакеров [8]

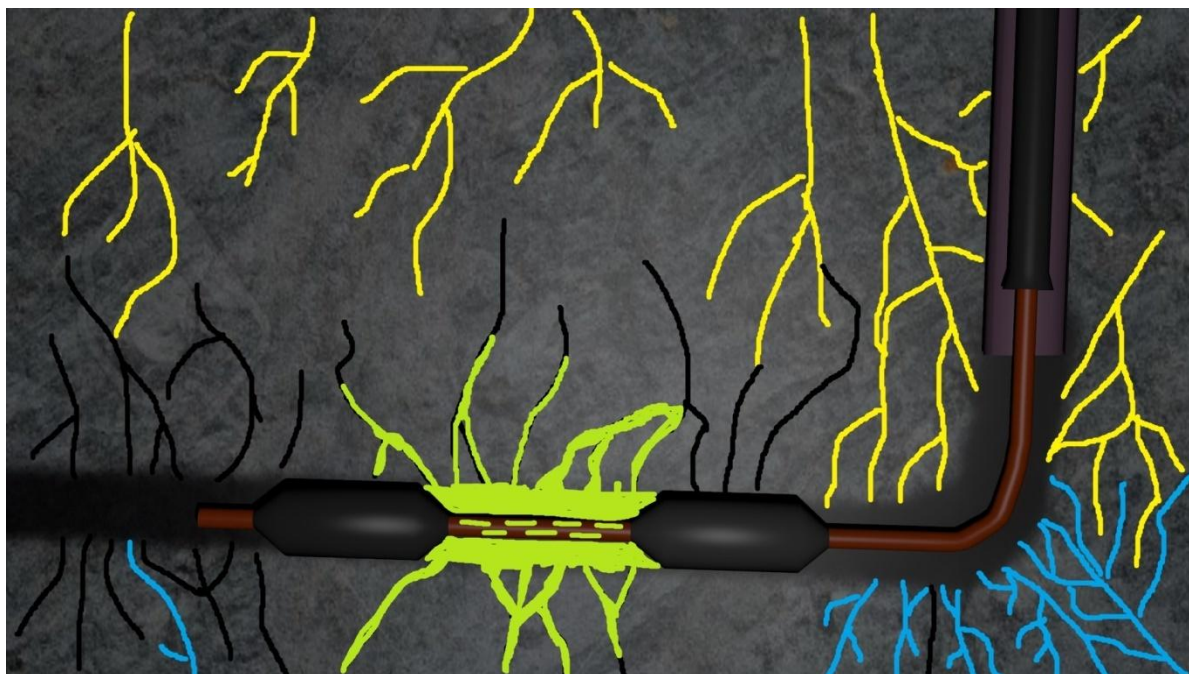


Рисунок 10 – Проникновение кислоты в пласт [8]

Во время проведения СКО в скважину продавочной жидкостью закачиваются поверхностно-активные вещества (ПАВ) и азот. ПАВ нужен после промывки, для улучшения коллекторских свойств, увеличение гидрофильности. Азот нагнетается для вспенивания ПАВ и облегчения вызова притока после проведения мероприятия.

Вызов притока осуществляется путем открытия манифольдной задвижки и последующего компрессирования азотом, скважинная продукция движется в кольцевом пространстве между НКТ и ГНКТ и дальше движется в нефтесборный коллектор. Перед извлечением компоновки, происходит натяжение трубы, клапан открывается и пакера сдуваются. Так же при подъеме ГНКТ в НКТ, происходит свабирование трубой ГНКТ, тем самым еще сильнее стимулируя скважину. После проведения всех мероприятий, сразу же получаем приток с повышенной проницаемостью, ставим скважину на замер в АГЗУ и отбираем 2-х часовые пробы. Для анализа эффективности проведения кислотной обработки.

Также можно рассмотреть различные варианты компоновок, представленные на рисунке 11.



Рисунок 11 – Различные варианты компоновки [8]

В сравнение с предыдущей технологией проведения кислотной обработки, данная технология не требует переоборудования на поверхности и значительного изменения в проведении мероприятий. К имеющему оборудованию докупаются надувные пакера, и используются остатки труб, для формирования компоновки. Так же данная технология не затрагивает сильно трату денежных ресурсов, поскольку закупка пакеров компенсируется меньшим объемом закачиваемой кислоты, благодаря поинтервальному проведению, поскольку некоторые участки попросту не задействуются.

Проанализировав ранние использованную технологию проведения СКО, на примере скважины № 117 КП-13, можно утверждать, что технология проведения кислотной обработки с помощью ГНКТ показала себя очень хорошо, прирост дебита скважины составил $32,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ с $151,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ до $184,1 \text{ м}^3/\text{сут}$, что является хорошим показателем увеличения продуктивности. Обводненность скважиной продукции на одном режиме работы скважины, на штуцере 8 мм, увеличилась с 21% до 22%, после установления режима работы скважины, обводненность осталась на уровне 22%. Газовый фактор

увеличился с 500 м³/т до 650 м³/т. Эти показания говорят о том, что и в трещинах, по которым в скважину прорывалась вода и нефть увеличилась проницаемость. Данные скважины до и после проведения СКО представлены в таблице 5 и рисунок 12.

Основным и самым главным преимуществом новой технологии является изоляция высокопродуктивных зон, и изоляция участков газопрооявлений, этим методом мы избегаем увеличения обводненности и ГФ.

Таблица 5 – Показания до и после проведения соляно-кислотной обработки

Параметр	До обработки	После обработки
Дебит жидкости, м3/сут	151,8	184,1
Дебит нефти, т/сут	100,9	122,4
Обводненность, %	21	22
Прирост дебита нефти, т/сут	-	21,5
Скин-фактор	1,6	1,6
Забойное давление, кгс/см ²	198,2	197,5
Коэффициент успешности, д.е./Прирост дебита нефти, т/сут		0,7/14,98

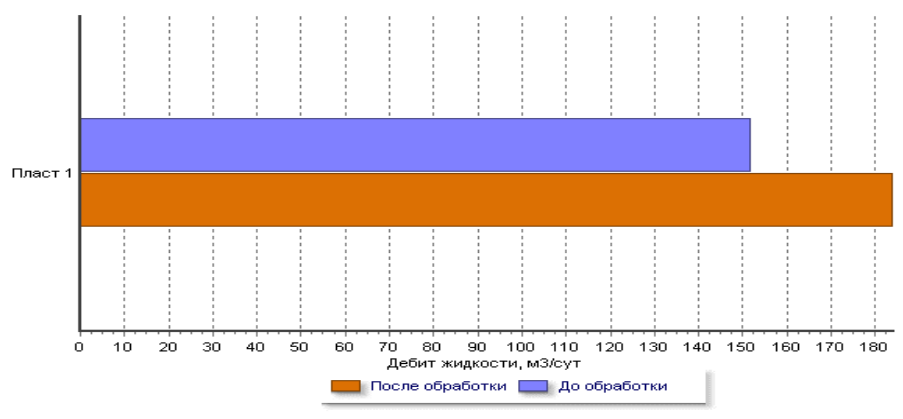


Рисунок 12– Диаграмма изменения дебита после соляно-кислотной обработки

Также увеличиваем продуктивность малопроницаемых трещин, которые раньше и не взаимодействовали с кислотой, поскольку кислота не будет уходить в высокопроницаемые участки ствола скважины.

К недостаткам новой технологии относится, определения участков прорыва газа и воды, можно утверждать, что изоляция пятки горизонтальной

скважины скажется положительно, но к каждой скважине нужен свой подход, из-за различия структуры коллектора, поэтому для определения интервала по всей длине, необходимо так же закупать оптические датчики и влагомеры, которые так же крепятся к ГНКТ и спускаются в ствол скважины для проведения детализации при профиле притока, со скоростью – 300 м/ч. Данная технология требует опытно-промышленных испытаний, для подтверждения проведенного анализа работы новой технологии. Проект нуждается в дальнейшей доработке, до стадии реализации. Планируется привлечения средств и одобрения на проведения ОПИ.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СГ	Аникин Евгений Александрович

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка материально-технических, транспортных и трудовых затрат на проведение соляно-кислотной обработки на нефтегазоконденсатном месторождении Ю.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	РД 153-39-007-96
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ, ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 19.12.2016 N 444-ФЗ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ.	Обоснование перспективности проведения СКО на нефтегазоконденсатном месторождении Ю и расчет экономического эффекта от проведения данной технологической операции.
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок.	Составление заказ-наряда на проведение операции
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности.	Расчет экономической эффективности СКО. Анализ чувствительности проекта СКО.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Таблицы: – Основные технико-экономические показатели месторождения Ю. – Исходные данные дополнительной добычи нефти. – Исходные данные для расчета показателей оценки экономической эффективности СКО. – Результаты расчета основных показателей эффективности СКО. – Базовые значения изменяемых факторов. – Результаты расчета отклонений ЧДД от базового значения в процентах при изменении рассматриваемых факторов на $\pm 10\%$
2. Рисунки – Нормированная чувствительность ЧДД плана к исследуемым факторам

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Аникин Евгений Александрович		

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Основная задача обработок ПЗП кислотными составами является восстановление или улучшение притока пластовой жидкости из пласта в скважину и, как следствие, увеличение продуктивности скважины.

В условиях высокообводненных скважин (более 60%), когда применение соляно-кислотных обработок по традиционным технологиям нецелесообразно, успешно используется метод глинокислотных обработок скважин (ГКО). Сущность данной технологии заключается в перекрытии крупных пор и трещин, по которым поступает вода, с последующей закачкой в нефтенасыщенную часть карбонатного пласта соляной кислоты.

При внедрении методов интенсификации притока нефти будет существовать риск получения неэффективного результата или даже экономических потерь, поэтому необходимо тщательно анализировать эффективность данного метода перед проведением. В данном разделе приведен расчет экономической эффективности глинокислотной обработки скважин [22].

5.1 Расчет трудоемкости работ

Заказ-наряд на проведение СКО обязательно утверждается и подписывается главным инженером и главным геологом и согласован с начальником и ведущим геологом цеха, где будет проводиться технологическая операция. В заказ-наряде дается полное описание необходимых работ, указываются плановая трудоемкость, наименование всех работ, а также их количество. Заказ-наряд на проведение СКО в скважине под номером представлено в таблице 6.

Таблица 6 - Наряд задание на проведение СКО в скважине 117

Описание работ	Плановая трудоемкость	Фактическая трудоемкость норма-часов	Количество работ
Подготовительные работы бригады		2	
Переезд бригады со скважины на скважину		25,54	
Уборка замазученности, ремонт оборудования и т.д.		6	
Перевозка вагон-домов, мостков трактором на 117 скважину	1,2	2,75	30 км
Монтаж подъёмника А-50		4,2	
Разряжение скважины		2,5	
Разборка устья СКН		1	
Ловля конуса, подъем плунжера на штангах с ПЗР	2,6	6,5	1500 м
Подъем насоса на 2,5» НКТ	1,3	3,2	1300 м
Спуск подъем насоса на 2,5» НКТ с замером, ПЗР	0,0721	8,4	1320 м
Промывка скважины с ПЗР	1,2	2	20 м3
ПЗР после подъема подвески		0,8	
Спуск пакера на 2,5» НКТ с ПЗР	2,2	4,5	1320 м
Опрессовка пакера и эксплуатационной колонны		1,5	
СКО и ПЗР	6	12	48 м3
Скважина на реакции		4	
Промывка скважины с ПЗР		2,3	
ПЗР в начале и конце вахты		1,2	
Подъем пакера на 2,5» НКТ	2,2	5,2	1320 м
Спуск насоса НН-25-43 на 2,5» НКТ	2,3	4,6	1300м
Спуск плунжера на штангах	0,0196	2,35	1500 м
Сборка устья СКН, ожидание подачи		1	
Итого		104,54	

5.2 Расчет экономических затрат на проведение СКО

Каждое предприятия в связи с ремонтом скважин будут нести определенные расходы. Все расходы КРС, связанные с производством, называются себестоимостью [22].

Планирование себестоимости начинают с составления сметы. Составление сметы начинают с прямых статей расходов на электроэнергию, заработную плату и амортизацию.

5.2.1 Расходы на заработную плату

Тарифные ставки за один час работы:

5 разряд – 125,8 руб.; 4 разряд – 106,6 руб.; 3 разряд – 99,7 руб.

Расчет зарплаты за время одной СКО:

$$1) \text{ ОПЛАТА}_{\text{ПО ТАРИФУ}} = \text{ЧАС}_{\text{ТАР. СТАВКА}} * \text{Тр} \quad (11)$$

$$2) \text{ ПРЕМИЯ } 70\% = \text{О}_{\text{ПО ТАРИФУ}} * 0,7 \quad (12)$$

$$3) \text{ Ур.коэф.} = (\text{ОПЛАТА}_{\text{ПО ТАРИФУ}} + \text{Пр}) \quad (13)$$

$$4) \text{ ВСЕГО}_{\text{З./ПЛ.}} = \text{О}_{\text{ПО ТАРИФУ}} + \text{Пр} + \text{Ур.коэф.} \quad (14)$$

Таблица 7 – Зарплата за время проведения операции

Должность	Разряд	Часовая тарифная ставка	Трудоемкость работ	Оплата по тарифу	Премия	Ур.коэф.	Всего з./пл.
Оператор	5	125,8	104,54	13151,13	9205,79	22356,92	44713,84
Машинист	4	106,6	104,54	11143,96	7800,77	18944,73	37889,46
Оператор	3	99,7	104,54	10422,64	7295,85	17718,49	35436,98
Итого				118040,28			

5.2.2 Расходы на дополнительную заработную плату

Специалистам, занятым на работах по СКО 8%

1) Выплата за вредность для старшего оператора:

$$З.П = 44713,84 * 0,08 = 3577,11 \text{ руб.}$$

2) Выплата за вредность для машиниста:

$$З.П = 37889,46 * 0,08 = 3031,16 \text{ руб.}$$

3) Выплата за вредность для младшего оператора:

$$З.П = 35436,98 * 0,08 = 2834,96 \text{ руб.}$$

В итоге затраты основная и дополнительная:

$$З.П = 118040,28 + 3577,11 + 3031,16 + 2834,96 = 127483,51 \text{ руб.}$$

5.2.3 Отчисления на социальные нужды

Принимают 30% к фонду заработной платы:

$$O = (З_{пл} * 30\%) / 100\% \quad (15)$$

где O - отчисления на социальные нужды, руб.

$$O = (127483,51 * 30\%) / 100 = 38245,05 \text{ руб.}$$

5.2.4 Расходы на основной и вспомогательный материалы

Исходя из планируемых работ, норма расхода каждого материала и действующих цен на материалы [23]. На капитальный ремонт скважины №117 расходы на материал составляют:

$$P_M = V_K * C_K \quad (16)$$

где V_K - объем требуемой кислоты, m^3 ;

C_K - цена 1 m^3 кислоты, руб;

Цена 1 m^3 кислоты составляет 8573,50 руб.

$$P_M = 4 * 8573,50 = 34294 \text{ руб.}$$

5.2.5 Цеховые расходы

Включают содержание цехового персонала (не относящиеся к управлению), содержание заданий и сооружений, инвентаря цеха, расходы по испытаниям, опытом работы, рационализации и изобретательности, охране труда и т.д. И составляют 15600 рублей.

Амортизация основных фондов определяется умножением среднегодовой первоначальной стоимости основных средств на годовую норму амортизации.

Амортизация по скважинам рассчитывается по трем группам:

а) Для скважин, которые не отработали пятнадцатилетний срок службы.

б) Для скважин, которые отработали пятнадцатилетний срок в плановом году.

в) Амортизация планируется по скважинам, которые вступают в работу в плановом году.

Для вновь вводимых скважин наличие амортизации начинается с первого числа следующего месяца.

5.2.6 Транспортные расходы

Включают в себя расходы на транспортировку раствора соляной кислоты и воды для промывки скважины:

$$P_{\text{ТР.К}} = S * C_{\text{1КМ}} \quad (17)$$

где $P_{\text{ТР.К}}$ - расходы на транспортировку кислоты, руб.;

S - расстояние до скважины, км;

$C_{\text{1КМ}}$ - стоимость одного километра, руб.

$$P_{\text{ТР.К}} = 22 * 1022,34 = 22491,48 \text{ руб.}$$

Расход на транспортировку промывочной жидкости рассчитывается аналогично:

$$P_{\text{ТР.ПР}} = S * C_{\text{1КМ}} \quad (18)$$

где $P_{\text{ТР.ПР}}$ - Расход на транспортировку промывочной жидкости, руб.

$$P_{ГР.К} = 25 * 897,67 = 22441,75 \text{ руб.}$$

Общие транспортные расходы находятся как сумма расходов на транспортировку раствора соляной кислоты и воды для промывки скважины последующей формуле:

$$P_{ТР.О} = P_{ТР.К} + P_{ГР.ПР} \quad (19)$$

где $P_{ТР.О}$ - общие транспортные расходы, руб.

$$P_{ТР.О} = 22491,48 + 22441,75 = 44933,23 \text{ руб.}$$

5.2.7 Общие прямые затраты

Определяются по формуле:

$$Z_0 = Z_{ЗП} + O + A + P_{ТР.О} + P_M, \quad (20)$$

где A - амортизация основных фондов (из калькуляции), руб.

$$Z_0 = 127483,51 + 38245,05 + 514,8 + 44933,23 + 34294 = 245470,59 \text{ руб.}$$

Всего стоимость одной солянокислотной обработки рассчитывается по следующей формуле:

$$C = Z_0 + P_{Ц}, \quad (21)$$

где $P_{Ц}$ - цеховые расходы, руб.

$$C = 245470,59 + 15600 = 261070,59 \text{ руб.}$$

5.2.8 Калькуляцию на проведение капитального ремонта скважины

Все вычисленные расходы представлены в таблице 8.

Таблица 8 - Расходы на проведение КРС

Статья расходов	сумма, руб.
Основная и дополнительная зарплата	127483,51
Отчисления на социальные нужды	38245,05
Основные и вспомогательные материалы	34294
Амортизация основных фондов	514,8
Транспортные расходы	44933,23
Всего прямых затрат	245470,59
Цеховые расходы	15600
Всего стоимость одной СКО	261070,59
Стоимость одного часа работы	631,35

5.3 Расчет экономического эффекта от проведения СКО

Соляно-кислотная обработка была проведена в скважине № 117 - и вследствие чего мы получили дополнительно добытую нефть 1600 тонн.

Стоимостная оценка дополнительно добытой нефти рассчитывается:

$$P_T = C_{1T} \cdot Q \quad (22)$$

где C_{1T} - стоимость одной тонны нефти, которая составляет 4017,24 руб.;

ΔQ - дополнительно добытая нефть, тонн.

$$P_T = 4017,24 \cdot 1600 = 6427,58 \text{ тыс. руб.}$$

5.3.1 Эксплуатационные расходы на дополнительно добытую нефть

Определяется по следующей формуле:

$$Z_3 = P_{1T} \cdot Q, \quad (23)$$

где P_{1T} - эксплуатационные расходы на добычу одной тонны нефти, которые составляют 735,46 руб.

$$Z_3 = 735,46 \cdot 1600 = 1176,74 \text{ тыс. руб.}$$

5.3.2. Экономический эффект

Экономический эффект - представляет собой превышение стоимостной оценки результатов от внедрения СКО над стоимостной оценкой затрат.

Экономический эффект от внедрения СКО определяем по формуле:

$$\mathcal{E} = P_T - Z_{\text{СКО}} \quad (24)$$

где \mathcal{E} - экономический эффект от проведения СКО;

P_T - стоимостная оценка результатов проведения СКО, руб.;

$Z_{\text{СКО}}$ - общие затраты на проведение СКО, руб.

$$\mathcal{E} = 6427580 - 261070,59 = 6166509,41 \text{ руб.}$$

5.4. Анализ чувствительности

Анализ чувствительности основан на последовательно-единичном изменении всех проверяемых на рискованность переменных плана: на

каждом шаге меняет свое значение на прогнозное число процентов, что приводит к пересчету значения чистого дисконтированного дохода от проведения всех мероприятий повышения нефтеотдачи пластов [23].

Целью анализа чувствительности является определение степени влияния каждого из варьируемых факторов на результат оптимального плана проведения геолого-технических мероприятий. В целом при проведении данного анализа выделяют две основных категории факторов по их влиянию: на объем поступлений и на размеры затрат. В качестве значимых факторов при выполнении разработанного плана выберем следующие:

- цена реализации нефти, руб./т;
- объем дополнительно добытой нефти, тыс. т;
- текущие производственные затраты, тыс. руб.;
- курс доллара, руб./долл.

Для проведения данного анализа зададим диапазон изменения всех факторов в пределах $\pm 10\%$. Наиболее информативным методом в анализе чувствительности является графический метод анализа, который визуально позволит оценить, какой из факторов оказывает наибольшее влияние на выполнение разработанного плана. Построим нормированный график ЧДД. Базовые значения данных факторов приведены в таблице 9, по которым рассчитан исходный вариант разработанного плана, чистый дисконтированный доход которого равен 6166,51 тыс. руб.

Рассчитывая новое значение любого отобранного фактора (например, цена реализации нефти), диапазон изменения которого составляет $\pm 10\%$ от базисного уровня, и при этом, фиксируя другие факторы на базисном уровне рассчитываем новые значения ЧДД разработанного плана. Данную операцию проводим 23 раза, так как рассматриваются 4 фактора.

Таблица 9– Базовые значения изменяемых факторов

Показатель	Значение
Цена реализации нефти, руб/т	9865
Объем дополнительно добытой нефти, тыс. т	1,6
Текущие производственные затраты, тыс. руб.	245,47
Курс доллара, руб/долл.	57,50

Данный вид анализа из-за большей наглядности проводят в графическом виде. Для удобства построим график чувствительности в отклонениях (рисунок 13) по данным таблицы 10.

Таблица 10 – Результаты расчета отклонений ЧДД от базового значения в процентах при изменении рассматриваемых факторов на $\pm 10\%$

Показатель	-10%	0	10%
Цена реализации нефти, руб/т			
ЧДД, тыс. руб.	-10,1	0	10,1
Объем дополнительно добытой нефти, тыс. т			
ЧДД, тыс. руб.	-8,7	0	8,7
Текущие производственные затраты, тыс. руб.			
ЧДД, тыс. руб.	0,6	0	-0,6
Курс доллара, руб/долл.			
	-9,4	0	9,4

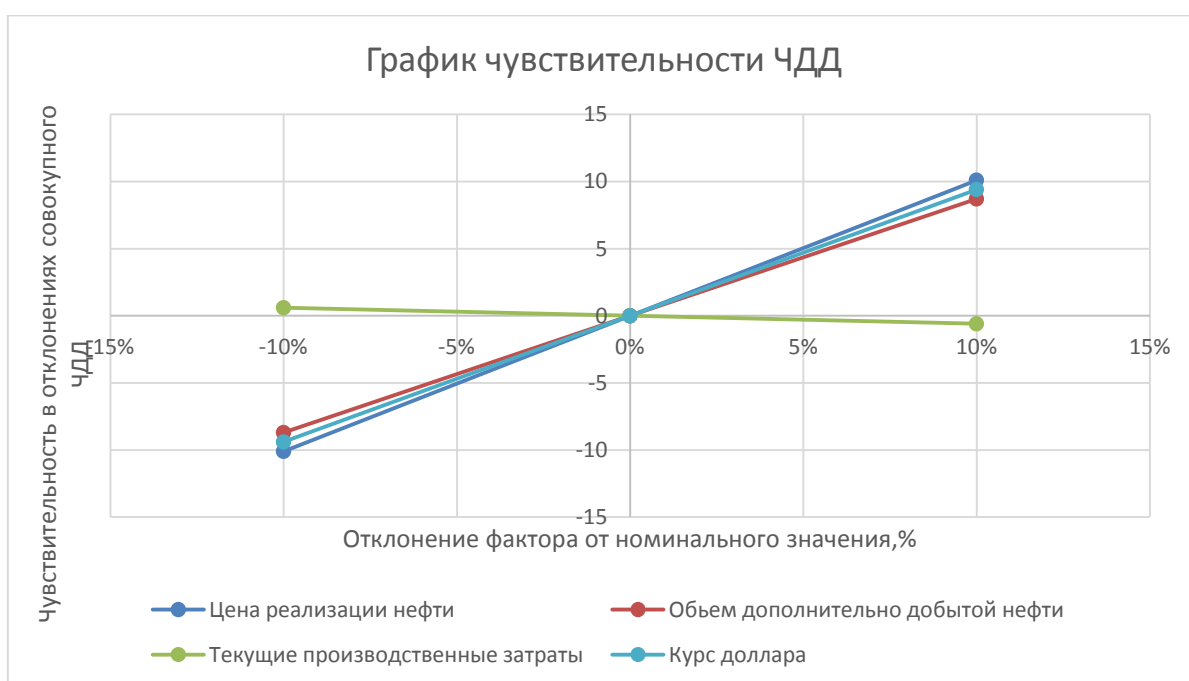


Рисунок 13 – Нормированная чувствительность ЧДД к исследуемым факторам

Подводя итог, в данной главе произведен расчет и анализ экономических показателей эффективности СКО по месторождению Ю.

Также выполнен анализ чувствительности проекта при изменении на $\pm 10\%$ основных экономических факторов. Получено, что проект наиболее чувствителен к изменению объема дополнительной добычи нефти (ЧДД изменяется на 8,7 %), цены на нефть (ЧДД изменяется на 10,1 %), курса доллара (ЧДД изменяется на 9,4 %).

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СГ	Аникин Евгений Александрович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Выбор и обоснование применения метода интенсификации притока на нефтегазоконденсатном месторождении Ю

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Объектом исследования является методика подбора оптимальной технологии проведения СКО на месторождении Ю. Данная технология применяется для достижения максимального эффекта увеличения продуктивности.</p>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>1. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020). 2. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. 3. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. 4. ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация</p>
--	---

<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации: 2.1. Анализ потенциально вредных и опасных производственных факторов 2.2. Разработка мероприятий по снижению воздействия ОВПФ</p>	<p><i>Вредные производственные факторы:</i> -Повышенная концентрация вредных веществ в рабочей зоне; -Повышенный уровень общей и локальной вибрации; -Отклонение показателей микроклимата от заданных норм в рабочей зоне; -Повышенный уровень шума на рабочем месте; -Недостаток необходимого искусственного освещения; -Тяжесть трудового процесса <i>Опасные производственные факторы:</i> -Производственные факторы, связанные с электрическим током <i>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</i> -Защитные ограждения, звукоизолирующих ограждений, система освещения, система вентиляции, защитное заземление и зануление; Респираторы, противогазы; Специальная одежда и обувь; Противошумные наушники</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</p>	<p>1. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы газа рабочей техникой при бурении) 2. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы воды, разлив нефти) 3. Анализ воздействия объекта на земельные ресурсы, флору и фауну (утилизация бурового шлама)</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Возгорание пластового флюида</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мезенцева Ирина Леонидовна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Аникин Евгений Александрович		

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Выпускная квалификационная работа посвящена подбору технологии соляно-кислотной обработки для скважин месторождения Ю.

Теоретическая часть работы подразумевает обоснование оптимальной технологии при помощи расчетов с использованием ЭВМ, после чего предложенные технологии планируются к реализации на месторождении.

Территория рассматриваемого района характеризуется слабо развитой инфраструктурой. Работы планируются к проведению на кустовых площадках при проведении соляно-кислотной обработки в краевых зонах только в зимнее время.

Для проведения операций будет использоваться крупногабаритная техника, работающая под высоким давлением. Работы будут вестись как в дневное, так и в ночное время [21].

6.1 Производственная безопасность

6.1.1. Анализ вредных производственных факторов

В таблице 11 представлена основные вредные и опасные производственные факторы, характерные для работ в полевых условиях промышленным звеном.

Таблица 11 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Проведение СКО, закачка раствора кислоты.	Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	Статическое электричество	ГОСТ 12.1.005-88, ГОСТ 12.1.038-82, ПБ НПП

Опрессовка нагнетательной линий ЦА-320 и кислотоваза, закачка технической воды под давлением	Повышенный уровень шума на рабочем месте	Повышенное давление	ГОСТ 12.1.007-76
Работа промышленного звена в холодное время года	Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе	-	СанПиН 2.2.4.548-96
Работы в местах возможного обитания местной фауны	-	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	ГОСТ 12.1.008-76

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Поскольку проведение СКО крайне дорогостоящий процесс, то часть работ проводится, в том числе и в ночное время суток не зависимо от видимости.

СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 характеризует требования к освещению (нормы освещенности территории вне зданий приведены в таблице 12) [24].

Необходим постоянный контроль за соблюдением установленных правил, так как недостаточная освещенность может стать причиной получения травм или возникновения чрезвычайных ситуаций.

Таблица 12 - Освещенность мест производства работ вне зданий

Разряд зрительной работы	Отношение минимального размера объекта различения к расстоянию от этого объекта до глаз работающего	Минимальная освещенность в горизонтальной плоскости, лк
IX	Менее 0,005	50
X	От 0,005 до 0,01	30
XI	Св. 0,01 « 0,02	20
XII	« 0,02 « 0,05	10
XIII	« 0,05 « 0,1	5
XIV	Св. 0,1	2

Примечание – При опасности травматизма для работ XI-XIV разрядов освещенность следует принимать по смежному, более высокому разряду.

Повышенный уровень шума.

Производственным шум на рабочем месте имеет большое значение, так как на физическое здоровье работника шум влияет следующим образом: происходят изменения в сердечно-сосудистой системе, так же происходят изменения в обмене веществ, ослабляется внимание и реакция, и человек быстро утомляется.

Работа оборудования промышленного звена является одновременно источником высокоинтенсивного, механического, гидродинамического и электромагнитного шума с составляющей инфразвука. Подобное сочетание характеризуется отнюдь неблагоприятным воздействием на здоровье и человека в целом.

Таблица 13 – ПДУ звукового давления

Рабочее место	Уровни звукового давления в дБ									Уровни звука и эквивалентные уровни звука в дБА
	32	64	124	258	516	1032	2064	4128	8256	
Выполнение всех видов полевых работ с применением оборудования	104	92	85	80	76	68	65	62	60	84

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Другой характерной особенностью района является регулярное проведение работ в зимнее время в условиях Севера, когда температура может опускаться до крайне низких значений.

Подобные климатические условия могут стать причиной переохлаждения, обморожения и нанести вред здоровью человека. Для того чтобы этого избежать необходимо следовать допустимой продолжительности однократного пребывания работников на открытом воздухе (Таблица 14) [25].

Таблица 14 - Допустимая продолжительность (ч) однократного за рабочую смену пребывания на открытой территории во II климатическом регионе (III климатический пояс) в зависимости от температуры воздуха и уровня энергозатрат

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

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

На кустовой площадке работает различная техника, которая загрязняет окружающий воздух. Необходим контроль содержания вредных веществ в атмосфере (таблица 15), в случае повышенной загазованности необходима остановка работ, устранение источника вредных веществ [25].

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ являются: стационарные дизельные двигатели и ДВС технологических машин.

Выделяют следующие средства нормализации воздуха в рабочей зоне и СИЗ:

- Технологические
- Технические
- Объемно-планировочные

Технологические методы в свою очередь должны исключать или ограничивать процессы, которые сопровождаются выбросом в рабочую зону вредных веществ, газов и т.д.

Технические же методы должны предполагать механизацию вредных процессов.

Сероводород обладает резким неприятным запахом, может вызвать тошноту и головокружение, а в случае сильной передозировки – приводит к нарушению зрения, может стать причиной смерти человека.

Другим опасным веществом является сероуглерод. Он имеет психотропные, нейротоксические свойства, которые связаны с его наркотическим воздействием на центральную нервную систему. Также в повышенных концентрациях может приводить к летальному исходу.

Таблица 15- Допустимые нормы содержания вредных веществ

Вещество	Предельно-допустимая концентрация разовая, мг/м ³	Предельно-допустимая концентрация среднесуточная, мг/м ³
Диоксид серы (SO ₂)	0,61	0,1
Диоксид азота (NO ₂)	0,089	0,089
Оксид углерода (CO)	3,2	1,3
Сероводород (H ₂ S)	0,092	0,012
Бензол (C ₆ H ₆)	1,5	0,8
Толуол (C ₇ H ₈)	0,6	0,6
Ксилол (C ₈ H ₁₀)	0,2	0,2
Сероуглерод (CS ₂)	1	1

6.1.2 Анализ опасных производственных факторов

Электрический ток. Поражение электрическим током.

Оборудование, используемое при соляно-кислотной обработке, находится под высоким напряжением.

Для избежания чрезвычайных ситуаций необходим постоянный контроль за качеством изоляции, информирование при помощи специальных знаков о нахождении опасных зон, проведение инструктажей по технике безопасности [29].

Как таковыми общими требованиями является изготовление и применение защитного заземления и зануления, выравнивание потенциалов, изоляция токоведущих частей оборудования, применение ограждающих устройств.

Методы и средства защиты для обеспечения безопасности от

поражения электрического тока должны применяться в соответствии с ГОСТ ССБТ “Электробезопасность”.

Механические опасности

Процесс обработки скважины задействует движущиеся механизмы, опасные для здоровья сотрудников.

В первую очередь необходимо обозначение опасных зон, а также проведение инструктажа по выполнению работ. В зоне действия должны отсутствовать посторонние люди, оборудование должно проходить регулярную проверку.

Аппараты под давлением

Высокий уровень давления в технологическом оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и нанести травмы работникам. Для защиты от превышения допустимого давления при производстве работ применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру. Также соблюдение техники безопасности при работе с объектами, находящимися под большим давлением и проведением инструктажа перед выполнением работ.

Пожарная безопасность.

Объекты в нефтегазодобыче являются взрывоопасными и пожароопасными. Углеводороды являются легковоспламеняющимися веществами, что требует уделения особого внимания правилам пожарной безопасности.

Основные правила приводятся в «Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

Вещества, которые применяются для тушения пожаров, должны обеспечивать высокую эффективность тушения очага пожара, не должны оказывать вредного воздействия на человека и быть доступными.

В качестве огнегасительных средств для тушения пожаров используют воду в виде пара или в распыленном виде, инертные газы, пены, порошки и т.д. Для тушения электроустановок под напряжением необходимо

использовать углекислоту. В насосных установках или агрегатах должны применяться автоматические сигнализаторы горючих веществ и автоматическую пожарную сигнализацию с термоэлектрохимическими датчиками [28].

Для своевременного контроля за техническим состоянием пожарных средств и сигнализации назначается ответственное лицо из числа инженерно-технического персонала, прошедших аттестацию в области промышленной безопасности и охраны труда.

Мероприятия по пожарной безопасности при проведении соляно-кислотных обработок с применением ЦА-320 и кислотовоза приводятся в ПЗ-05 И-0005 ЮЛ-098 изм. 2.

В составе промышленного звена в случае пожара должен быть следующий комплект:

- огнетушители ОП-8 и ОУ-8
- багры пожарные ПБТ с металлической сердцевиной и ПБН с насадкой, и большим крюком;
- топоры пожарные: ПП- пожарный поясной;
- крюки пожарные типа ПКЛ - легкие, ПКТ- тяжелые;
- фонари пожарные ФЭП-И – индивидуальные;

6.2 Экологическая безопасность

Настоящий раздел разработан в соответствии с требованиями действующих нормативных и проектных документов, и законодательством в области охраны окружающей природной среды.

Литосфера

При разработке месторождения (СКО) возможны выбросы пластовой жидкости на поверхность.

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

- использование при строительстве новых скважин малотоксичных

химических реагентов IV класса опасности;

– изоляция водоносных и нефтегазоносных пластов цементированием заколонного пространства;

– закачка в продуктивные нефтяные пласты минерализованной воды взамен изымаемой из пласта нефти;

– изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных пластов;

– сбор и обезвреживание отходов буровых работ;

– осуществление консервации или ликвидации скважин по индивидуальному плану, согласованному с местными органами Госгортехнадзора и военизированным отрядом по предупреждению и ликвидации открытых фонтанов.

Гидросфера

Благодаря немногочисленности скважин на кустовых площадках и равномерности распределения по месторождению объектов обустройства влияние возможного поступления токсичных веществ в гидросферу будет носить локальный характер.

С целью минимизации воздействия и предохранения подземных вод от загрязнения предусмотрено концентрированное размещение скважин в кустовом основании, что позволяет сократить площадные размеры техногенного вторжения и сосредоточить проведение комплекса природоохранных мероприятий и регламентных работ на участках, доступных для эффективного контроля.

Для обеспечения артезианской водой технологических потребностей строительства эксплуатационных скважин на каждой планируемой кустовой площадке предусматривается бурение по одной артскважине глубиной 170 м. Артезианские воды приурочены к водоносному горизонту разномерных песков атлымской и новомихайловской свит, залегающих в интервале глубин 150-165м, защищенных от загрязнения с поверхности глинистыми толщами. Воды пресные, по химическому составу гидрокарбонатные, кальциево-магниевые с

содержанием железа до 5.8 мг/л.

В целях исключения загрязнения водоносного горизонта пресных вод при бурении разведочно-эксплуатационных артскважин в качестве промывочной жидкости используется буровой раствор с применением глиняного порошка. Участок вокруг устья скважины размером 1.0 x 1.0 x 0.1 м бетонируется. С целью предупреждения загрязнения подземных вод вокруг артскважин организуется зона санитарной охраны (ЗСО) [32].

Атмосфера

Основная деятельность, планируемая на месторождении Ю – добыча и транспортировка нефти. Основными существующими источниками выброса ЗВ в атмосферу являются:

- факел - организованный источник выбросов углеводородов по метану, диоксида азота, оксида углерода, диоксида углерода, сажи;
- свеча рассеивания на БКНС - организованный источник выбросов углеводородов по метану;
- неплотности фланцевых соединений запорно-регулирующей арматуры скважин – неорганизованные источники выбросов предельных углеводородов;
- неплотности соединений ЗРА, насосов и сепараторов, расположенных на площадке УПСВ - неорганизованный источник выбросов предельных углеводородов, бензола, ксилола, толуола;
- нефтепровод - неорганизованный источник выбросов предельных углеводородов; неплотности фланцевых соединений запорно-регулирующей арматуры на площадке БКНС - неорганизованные источники выбросов предельных углеводородов, масла минерального;
- передвижной сварочный пост - неорганизованный источник выбросов оксидов железа, соединений марганца, пыли неорганической, фторидов, фтористого водорода, диоксида азота, оксида углерода, хрома шестивалентного [20].

Загрязняющие вещества (ЗВ), выбрасываемые в атмосферу от

существующих источников, относятся к 1 – 4 классам опасности.

В условиях равнинного рельефа месторождения и отсутствия препятствий, вытянутых в одном направлении, возможность длительного застоя выбрасываемых ЗВ исключается. Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух территории разработки достигается:

- полной герметизацией технологического оборудования;
- контролем швов сварных соединений трубопроводов;
- защитой оборудования от коррозии;
- оснащением предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- сбросом газа с предохранительных клапанов на факел.

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении процесса соляно-кислотной обработки существует риск возникновения ЧС.

ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров характеризует и классифицирует основные виды ЧС [31].

Поражающие факторы при возникновении чрезвычайных ситуаций делятся на факторы химического и физического воздействия.

К наиболее опасным факторам стоит отнести тепловое воздействие и воздушную ударную волну.

Наиболее опасной ЧС происходящей при бурении новых скважин является возгорание пластового флюида.

Для бурения скважины зачастую применяются РУО – углеводородсодержащие растворы, которые относятся к классу легко воспламеняющихся.

В случае возникновения возгорания масштаб может быть значительный, поэтому в первую очередь необходимо проведения мер для предотвращения возгорания.

Все работники должны пройти инструктаж и сдать тестирования на знания техники пожарной безопасности и порядка действий в случае возникновения аварии.

Непосредственно перед началом работ необходимо проведение дополнительного инструктажа.

В случае возникновения чрезвычайных ситуаций в первую очередь требуется покинуть опасную зону, по возможности оказав помощи коллегам.

Удалившись на достаточное расстояние, следует сообщить специальные службы о произошедшем и следовать их инструкциям [31].

Необходимо помнить, что самое важное при ЧС – сохранение жизни и здоровья сотрудников.

6.4 Организационные мероприятия по промышленной безопасности

Специальные правовые нормы трудового законодательства

Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ – основной документ, характеризующий нормы трудового законодательства [34].

В частности «Статья 56» трудового кодекса характеризует трудовой договор как «соглашение между работодателем и работником, в соответствии с которым работодатель обязуется предоставить работнику работу по обусловленной трудовой функции, обеспечить условия труда, предусмотренные трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права, коллективным договором, соглашениями, локальными нормативными актами и данным соглашением, своевременно и в полном размере выплачивать работнику заработную плату, а работник обязуется лично выполнять определенную

этим соглашением трудовую функцию в интересах, под управлением и контролем работодателя, соблюдать правила внутреннего трудового распорядка, действующие у данного работодателя».

С учетом того что специалистами, работающими на промысле, будут выполняться работы в том числе и в ночное время необходимо уделить внимание статье 96 – работам в ночное время.

Ночным временем является промежуток с 22 часов до 6 утра, продолжительность работ в данной промежуток должна быть сокращена на час без последующей отработки.

Также крайне важно знать статьи 209 – 231, в которых описаны правила касающиеся охраны труда. К примеру, в статье 212 говорится о том, что работодатель обязан обеспечить безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов. Помимо этого, в обязанности работодателя входит предотвращение аварийных ситуаций, которые могут оказать негативное воздействие на здоровье сотрудников, в случае получения повреждений в обязанности работодателя входит оказание первой помощи.

Теоретическая часть бакалаврской работы рассчитана с использованием ЭВМ.

Основным регламентирующим документом по данной части является ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования [35].

В данном стандарте описываются общие эргономические требования к рабочим местам при выполнении расчетов в положении сидя. В нем указаны размерные характеристики рабочего места, зона досягаемости моторного поля, зона для выполнения ручных операций.

К примеру, для легких по точности работ, к которым относятся использования ЭВМ для мужчин требуется высота рабочей поверхности не

менее 750 мм.

При этом очень часто используемые средства отображения информации (монитор ЭВМ) должны располагаться в вертикальной плоскости под углом не более 15° от нормальной линии взгляда.

Опасные и вредные факторы, которым подвергаются сотрудники при выполнении полевых работ, приведены в разделе 6.2.

Выводы

Выполненная квалификационная работа направлена на применение метода интенсификации добычи на новых скважинах ЮТМ.

При этом соляно-кислотная обработка – крайне сложный технологический процесс, который производится как в дневное, так и ночное время, при любых температурных условиях. Работы ведутся под высоким давлением и напряжением, используется крупногабаритная техника, а также загрязняющие воздух машины. Все это может стать причиной нанесения вреда здоровью человека либо возникновения ЧС.

Для того чтобы этого избежать в рамках данного раздела выделены основные опасные и вредные факторы, с учетом регламентных документов указаны допустимые отклонения параметров, приведена последовательности действий при возникновении ЧС. Следование указаниям позволит избежать серьезных последствий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе представлены методы интенсификации нефтегазоконденсатного месторождения Ю. Представлены эффективные методы интенсификации: горизонтальное вскрытие пласта и СКО ПЗ. Горизонтальное вскрытие пласта увеличивает дебит нефти и имеет преимущества за счет:

- максимальный охват пласта-коллектора и более высокий дебит;
- увеличение зоны отбора запасов;
- уменьшение обводненности за счёт проводки ГС над ВНК.

Бурение горизонтальных скважин позволяет получить максимальную нефтедобычу, обеспечивая равномерно сближение контактов (ГНК и ВНК).

Интенсификация горизонтального ствола поинтервальной закачкой соляной кислоты позволит равномерно распределить приток нефти по всему интервалу, поддерживая темп добычи нефти в течение длительного периода.

Ключевым критерием выбора технологии ОПЗ (способ закачки) является система заканчивания скважин горизонтальным стволом. Базовым способом проведения ОПЗ в ГС являются поинтервальные обработки при выделении зон кольматации и типа кольматанта. В настоящее время имеются две базовые технологии для поинтервальных обработок: механическое разобщение с двухпакерной компоновкой и разобщение «жидким пакером». Для ОПЗ в ГС необходимо использовать ГНКТ. На основании проведенного анализа опыта кислотной стимуляции горизонтальных скважин в карбонатных коллекторах можно сделать следующие рекомендации по селективной обработке для объектов НТК месторождения Ю.

Необходимые исследования. Для эффективного размещения кислотного состава необходимо провести комплекс геофизических исследований по определению профилей притока, зон кавернозности и трещиноватости, в том числе характеризующихся предполагаемыми водогазопроявлениями.

Рекомендации по составу кислоты. Кислотный состав должен иметь концентрацию соляной кислоты 20-24% и содержать ингибитор коррозии и модификаторы, обеспечивающие совместимость с пластовыми флюидами.

Также могут быть рекомендованы самоотклоняющиеся кислотные композиции, но обязательно в комплексе с соляно-кислотными составами. Способ доставки реагентов в интервал обработки. Для обработки должна применяться ГНКТ. В зависимости от предложенной технологии в качестве возможных вариантов следует рассмотреть применение предохранительного клапана на конце ГНКТ. Время технологического отстоя на реакцию должно быть 24 часа. Такой длительный период обусловлен низкой скоростью растворения доломита при существующей низкой пластовой температуре.

Основные преимущества технологии:

- низкие риски прихвата оборудования в ГС;
- одна спускоподъемная операция;
- возможность многоцикловых закачек;

Основные недостатки технологии:

- невозможность промыть ГС от песка;
- неуправляемая селективность и адресность закачки реагентов.

Освоение должно проводиться в объеме не менее 2-кратного объема закачанной жидкости.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Вольнов И., Сучок С., Обшаров П. Подход к оптимизации кислотного воздействия на нефтяные пласты. ЛУКОЙЛ Оверсиз Сервис Б.В. // Материалы конференции и Выставки SPE по разработке месторождений в осложненных условиях и Арктике. – М., 2018. – 124 с.
2. Силин М.А., Магадова Л.А., Цыганков В.А., Мухин М.М., Давлетшина Л.Ф. «Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов» Учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, 2011 – 142 с
3. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов интенсификации: 153-39.1-004-96/ Минтопэнерго РФ. – 1994 г. – С. 30
4. Верещагин С. Развитие через технологии: результаты применения кислотных систем для улучшения приемистости горизонтальных скважин на каспийском морском месторождении / С. Верещагин, Д. Овсянников, Н. Кулинич, В. Кобец, Schlumberger. – М.: Просвещение, 2017. – 54 с.
5. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов / ВНИИнефть. - М., 1993.
6. Багринцева К.И. Атлас коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской платформы/К.И. Багринцева, А. Дмитриевский, Р.Бочко. –М.2003.264.
7. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее: учебное пособие. - Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2012. -664 с. 48 с. ил.
8. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Эффективные методы. - М.: Недра, 2009, 552 с.

9. Токарев М.А., Ахмерова Э.Р., Файзуллин М.Х. Контроль и регулирование разработки нефтегазовых месторождений: Учебное пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. -61 с.
10. Мордвинов В.А., Поплыгин В.В. Изменение продуктивности добывающих скважин при снижении пластовых и забойных давлений // Нефтяное хозяйство. - 2019. - № 8. - С. 120-122.
11. Кузьмин, Д. А. Прогноз применимости соляно-кислотных обработок / Д. А. Кузьмин, А. В. Лысенков. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2018. — № 17 (203). — С. 61-64.
12. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. - М.: Недра, 2003, 638 с.
13. Карапузов И. А. Анализ способов утилизации попутного нефтяного газа: поиск рационального решения по снижению нагрузки на окружающую среду / И. А. Карапузов, М. С. Егорова // Энергетика: эффективность, надежность, безопасность: материалы XXI Всероссийской научно- технической конференции, 2-4 декабря 2015 г., Томск: в 2 т. — Томск: СКАН, 2015. — Т. 2. — [С. 199-201].
14. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. –М.1999. РГГУ (И). 285с.
15. Кисловец Р.М. Изучение рифейских отложений Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения /Р.М. Кисловец В.П. Митрофанов, В.В. Тереньтьев. — Пермь: ПермНИПИнефть– 1996 г.
16. Конторович А.А. Подсчет запасов нефти, газа и конденсата Юрубчено-Тохомского месторождения (в пределах Юрубченского Лицензионного участка). АО «Востсибнефтегаз» ЗАО «Красноярскгеофизика», г. Красноярск, 2003г.
17. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-еиздание. М.: НЦ ЭНАС, 2003.
18. Рябченко В.Н. Нефтегазоносность докембрийских толщ Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления. ООО

«Славнефт-Красноярскнефтегаз»/В.Н. Рядченко, Н.А. Зоценко. — Красноярск, Россия, 2011. 31с.

19. Блажевич В.А., Уметбоев В. Г. “Справочник мастера по капитальному ремонту скважин.” // М.: Недра, 1985. 208 с.

20. Глазова В.М., Трахтман Г. Н. “Совершенствование интенсификации притока нефти к забою скважин путем кислотных обработок.” // О. И. Нефтепромысловое дело, вып. 9 (98), 1985.

21. Белов, Сергей Викторович. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность): учебник для академического бакалавриата / С. В. Белов. - 5-е изд., перераб., и доп. - Москва: Юрайт ИД Юрайт, 2015. - 703 с. Ссылка на электронный каталог НТБ ТПУ.

22. Ковалев, В.В. Финансовый менеджмент: теория и практика : учебное пособие для вузов / В. В. Ковалев. — 2-е изд., перераб. и доп. — М. : Проспект, 2007. — 1024 с.

23. Бригхэм, Юджин. Финансовый менеджмент : учебное пособие : пер. с англ. / Ю. Ф. Бригхэм, М. С. Эрхардт. — 10-е изд. — СПб. : Питер, 2009. — 960 с. : ил. — Библиография в конце глав. — Предметный указатель: с. 948-958

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

25. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования по микроклимату производственных помещений.

26. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны

27. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

28. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

29. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1).
30. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
31. Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1).
32. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
33. ГОСТ 17.5.3.04-83 Охрана природы (ССОП). Земли. Общие требования к рекультивации земель (с Изменением N 1).
34. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022).
35. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.