

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки Нефтегазовое дело
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Установление эффективности поверхностно-активных веществ полимеров при определении остаточной нефтенасыщенности с помощью технологии SWCTT на нефтяном месторождении «Z» (Республика Коми)

УДК 622.276.64:532.574.2

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Раджабов Алишербек Равшанович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2022 г.

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 характер 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	И.УК(У)-4.1. Выбирает стиль делового общения, в зависимости от языка общения, цели и условий партнерства; адаптирует речь, стиль общения и язык жестов к ситуациям взаимодействия

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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		И.УК(У)-6.5. Определяет задачи саморазвития, цели и приоритеты профессионального роста; распределяет задачи на долго-, средне- и краткосрочные с обоснованием актуальности и анализа ресурсов для их выполнения
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-7. Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности	И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма
		И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособности
		И.УК(У)-7.3. Соблюдает и пропагандирует нормы здорового образа жизни в различных жизненных ситуациях и в профессиональной деятельности
Безопасность жизнедеятельности	УК(У)-8. Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций	И. УК(У)-8.1. Анализирует факторы вредного влияния на жизнедеятельность элементов среды обитания (технических средств, технологических процессов, материалов, зданий и сооружений, природных и социальных явлений)
		И.УК(У)-8.2. Идентифицирует опасные и вредные факторы в рамках выполняемого задания
		И.УК(У)-8.3. Выявляет и устраняет проблемы, связанные с нарушениями техники безопасности на рабочем месте; разъясняет мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций
		И.УК(У)-8.4. Разъясняет правила поведения при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения; оказывает первую помощь, участвует в восстановительных мероприятиях
Дополнительная компетенция университета	УК(У)-9. Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи	И.УК(У)-9.1. Выявляет проблему, ставит цель для оптимального решения проблемы, находит и распределяет ресурсы для достижения цели, и достигает эту цель, воспринимая изменения внешней среды и гибко реагируя на эти изменения
		И.УК(У)-9.2. Разрабатывает коммерчески перспективный продукт на основе научно-технической идеи и ведет проектную деятельность по направлению профессиональной деятельности

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы	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

	моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания	И.ОПК(У)-1.3. Демонстрирует понимание физических явлений и применяет законы механики, термодинамики, электричества и магнетизма, основ оптики, квантовой механики и атомной физики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии
		И.ОПК(У)-1.5. Демонстрирует знание основ теоретической механики, теории механизмов и машин, сопротивления материалов, деталей машин и основ конструирования и применяет их при решении практических задач
		И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов
		И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений	И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы
		И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные
		И.ОПК(У)-2.3. Оценивает сходимость результатов расчетов, получаемых по различным методикам
		И.ОПК(У)-2.4. Обладает навыками работы с ЭВМ, используя новые методы и пакеты программ
Когнитивное управление	ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента	И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции совершаются в условиях неопределенности
		И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента
		И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении
		И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства
Использование инструментов и оборудования	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные	И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве
		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы
		И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ
Исследование	ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области	И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач профессиональной деятельности

	профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств	И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа, основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций И.ОПК(У)-5.4. Использует основные технологии поиска, разведки и организации нефтегазового производства в России и за рубежом, стандарты и ТУ, источники получения информации, массмедийные и мультимедийные технологии
Принятие решений	ОПК(У)-6. Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания сущности и значения информации в развитии современного информационного общества, опасностей и угроз, возникающих в этом процессе, основных требований информационной безопасности
		И.ОПК(У)-6.2. Решает стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением современных технологий и требований информационной безопасности
Применение прикладных знаний	ОПК(У)-7. Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами	И.ОПК(У)-7.1. Использует основные виды и содержание макетов производственной документации, связанных с профессиональной деятельностью

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Формирование отчетности по добыче углеводородного сырья 2. Обеспечение технологического режима работы скважин	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ А «Документационное обеспечение добычи	ПК(У)-1. Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствия с выбранной сферой	И.ПК(У)-1.1 Решает технические задачи и корректирует технологические процессы при эксплуатации скважин и линейных сооружений

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		углеводородного сырья»	профессиональной деятельности	
	<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>
	<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); 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</p>	<p>19.007 Профессиональный</p>	<p>ПК(У)–5. Способен</p>	<p>И.ПК(У)-5.1 Обеспечивает заданные</p>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	<p>обобщение геолого-промысловой информации</p> <p>9. Составление геологических отчетов</p>	<p>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>обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин</p>	<p>режимы, оперативный контроль за выполнением производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья</p>
	<p>10. Подготовка предложений по повышению эффективности процесса добычи и работы оборудования по добыче углеводородного сырья</p> <p>11. Составление текущих планов по проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	<p>ПК(У)-6. Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья</p>	<p>И.ПК(У)-6.1 Участвует в организационно-техническом сопровождении работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования в сфере эксплуатации объектов добычи нефти и газа</p>

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Г	Раджабов Алишербек Равшанович

Тема работы:

Установление эффективности поверхностно-активных веществ полимеров при определении остаточной нефтенасыщенности с помощью технологии SWCTT на нефтяном месторождении «Z» (Республика Коми)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	68–67/с от 09.03.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Теоретические основы интерпретации данных с трассерных исследований. Выбор типа трассерного вещества и объема закачки. Периодичность отбора проб и длительность исследований. Стадия 1 – большеобъемная закачка воды в пласт для снижения текущей нефтенасыщенности до остаточной в районе исследования. Стадия 2 – закачка индикаторов в пласт. Стадия 3 – технический отстой скважины. Стадия 4 – пуск скважины в работу. Химико-аналитическая лаборатория. Интерпретация

	результатов с 1-го этапа исследований. Интерпретация результатов со 2-го этапа исследований.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОСГН ШБИП, Кащук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Сущность индикаторных исследований по определению остаточной нефтенасыщенности пласта	
Описание скважины, по которой определяется нефтенасыщенность ПЗП	
Описание организации работ и технологии проведения	
Интерпретация полученных результатов	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Раджабов Алишербек Равшанович		

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ЦА-320 – цементирующий агрегат;

ХАЛ – химико-аналитическая лаборатория;

SWCTT – single well chemical tracer test (одиночное трассирование скважины);

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

НТЦ – научно-технический центр;

СИАМ – система измерений и автоматизации месторождений.

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 86 страниц, в том числе 16 рисунков и 27 таблиц. Список литературы включает в себя 34 источников.

Ключевые слова: Разработка, месторождение, осложнения, запасы, индикатор, адсорбция, гидролиз, проба, хроматограф, погрешность, интерпретация, нефтенасыщенность, экстремум, н-пропанол, изопропанол, этилацетат, пласт, потенциальная эффективность, концентрация, проба, диффузия, нефтедобывающая скважина, поверхностно-активные вещества, химико-аналитическая лаборатория, анализ, дискретность, ЦА – 320.

Объектом исследования является нефтедобывающая скважина № 2101.

Цель исследования – обоснование эффективности ПАВ полимеров, которые используются во время проведения мероприятий по увеличению нефтеотдачи пласта.

В выпускной квалификационной работе был проведен анализ государственного кадастра месторождений и проявлений полезных ископаемых, в результате чего, было выявлено, что в настоящее время большинство месторождений выходят на поздние стадии разработки, но при этом имеют значительные остаточные запасы, возможные для выработки.

Была рассмотрена такая современная методика, как индикаторные исследования скважин, которая позволяет с высокой точностью определить остаточную нефтенасыщенность призабойной зоны пласта. Данный метод заключается в закачке в пласт индикаторов для создания стационарного источника меченой жидкости, а также анализа поверхностных проб с последующей интерпретацией полученных данных с химико-аналитической лаборатории.

Интерпретация данных с высокой точностью позволяет оценить потенциальную эффективность пласта в случае выполнения таких критериев, как наличие и соответствие экстремумов на графике концентраций разделяющего индикатора этилацетат и совег-индикатора н-пропанол, а также демонстрация

схожего характера динамики изменения концентраций этилацетата и н-пропанола.

Методика индикаторных исследований получила широкое распространение на сегодняшний день, так как благодаря разновидностям применяющихся индикаторов исследования могут проводиться в пластах, сложенных как терригенными, так и карбонатными породами.

Область применения: нефтедобывающие скважины.

Потенциальная экономическая эффективность связана с извлечением значительных остаточных запасов углеводородов.

Содержание

Введение	17
1 Сущность индикаторных исследований по определению остаточной нефтенасыщенности пласта	19
1.2 Теоретические основы интерпретации трассерных исследований по определению остаточной нефтенасыщенности	21
2 Описание скважины, по которой определяется нефтенасыщенность ПЗП	25
2.1 Выбор типа трассерного вещества и объема закачки	26
2.2 Периодичность отбора проб и длительность исследований	31
3 Описание организации работ и технологии проведения	33
Стадия 1. Большеобъемная закачка воды в пласт для снижения текущей нефтенасыщенности до остаточной в районе исследования	34
Стадия 2. Закачка индикаторов в пласт	35
Стадия 3. Технический отстой скважины	37
Стадия 4. Пуск скважины в работу и отбор проб	38
4 Интерпретация полученных результатов	41
4.1 Химико – аналитическая лаборатория	41
4.2 Интерпретация результатов первого этапа исследований	41
4.3 Интерпретация результатов второго этапа исследований	46
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	48
5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	49
5.1.1 Анализ конкурентных технических решений	49

5.1.2 SWOT-анализ	50
5.2 Планирование научно-исследовательских работ	52
5.2.1 Структура работ, определение трудоемкости, разработка плана-графика.....	52
5.3 Бюджет исследования.....	55
5.3.1 Расчет материальных затрат исследования	55
5.3.2 Расчет амортизации специального оборудования	55
5.3.3 Основная и дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	56
5.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды	58
5.3.5 Накладные расходы. Формирование бюджета исследования .	58
5.4 Определение ресурсосберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	59
5.5 Выводы по разделу	61
6 Социальная ответственность	65
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	66
6.2 Производственная безопасность.....	67
6.2.1 Анализ опасных производственных факторов	69
6.2.2 Анализ вредных производственных факторов	74
6.3 Экологическая безопасность.....	77
6.3.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу.....	77
6.3.2 Анализ воздействий на гидросферу.....	78
6.3.3 Анализ воздействия на литосферу	79
6.4 Методы защиты при чрезвычайных ситуациях	79

6.5 Выводы по разделу	80
Заключение	82
Список использованных источников	84

Введение

В настоящее время различные исследования в нефтегазовой промышленности оказывают большое влияние на достижение поставленных проектных показателей, что позволяет эффективно разрабатывать залежи углеводородов.

Эффективность разработки залежи характеризуется выбором рациональных методик и учетом всех экономических критериев, при этом наиболее рациональным считается тот вариант, что обеспечивает максимум экономической эффективности и наиболее эффективные возможности вложения труда в процессы разработки.

Основной проблемой для достижения максимальной экономической эффективности разработки месторождения является низкая нефтеотдача пласта на третьей стадии разработки – снижение добычи. Для решения данной проблемы проводятся различные мероприятия по интенсификации добычи, но перед проведением мероприятий по увеличению нефтеотдачи пласта крайне важно оценить их потенциальную эффективность, а после проведения – инструментально доказать итоговую эффективность мероприятия.

Одной из технологий для оценки нефтенасыщенности призабойной зоны пласта является трассирование скважины. В отечественной литературе за этой методологией закрепилось название – метод стационарных источников, а в зарубежной литературе эта процедура именуется Single Well Chemical Tracer Test (сокр. SWCTT).

Данная методика позволяет с высокой точностью определить остаточную нефтенасыщенность пласта и направление движения жидкости по пласту, что дает возможность выбрать наиболее эффективные методы по увеличению нефтеотдачи пласта.

Цель работы:

Инструментально оценить эффективность ПАВ полимеров, которые используются во время проведения мероприятий по увеличению нефтеотдачи пласта.

Задачи:

- Определить сущность индикаторных исследований по определению остаточной нефтенасыщенности;
- Рассмотреть теоретические основы интерпретации трассерных исследований, а также определить параметры скважины – кандидат;
- Установить методику выбора типа трассерного вещества и необходимый объем закачки;
- Проанализировать периодичность отбора проб и длительность исследований;
- Провести интерпретацию результатов индикаторных исследований.

1 Сущность индикаторных исследований по определению остаточной нефтенасыщенности пласта

Методика проведения работ заключается во введении в пласт нефтерастворимых и водорастворимых индикаторов с последующей выдержкой вблизи ствола добывающей скважины, таким образом, в ПЗП создается стационарный источник меченой жидкости. Под источником меченой жидкости понимается часть горной породы, эффективный объем пустот, который заполнен индикатором. Далее между нефтерастворимым индикатором и пластовой жидкостью той же природы возникает диффузионный массоперенос, приводящий к постепенному выравниванию содержания индикатора в пределах объема нахождения меченой жидкости и образованию в процессе химической реакции продукта реакции (рис. 1 - 3) [1].

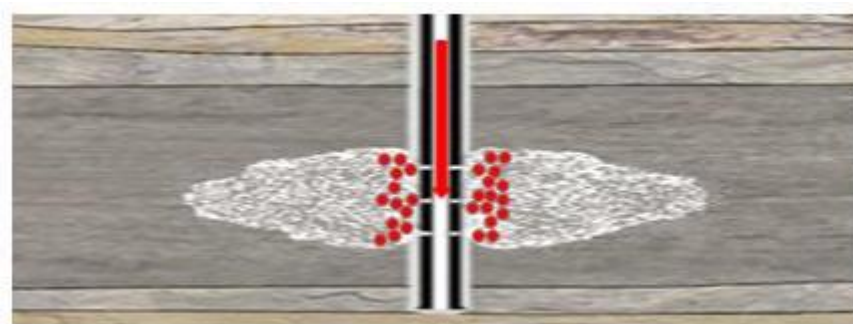


Рисунок 1 – Ввод разделяющего индикатора (этилацетат).

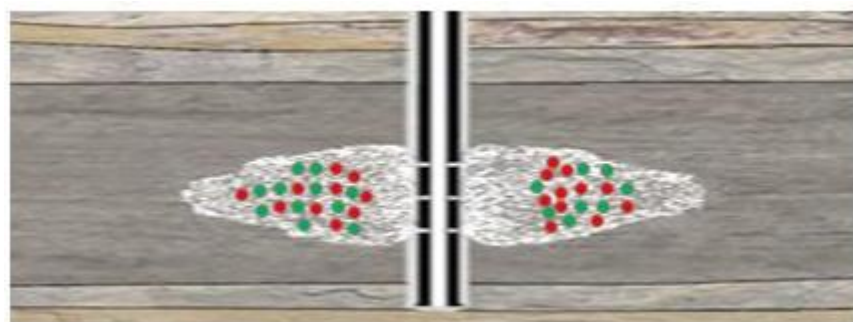


Рисунок 2 – Образование этанола в процессе гидролиза.

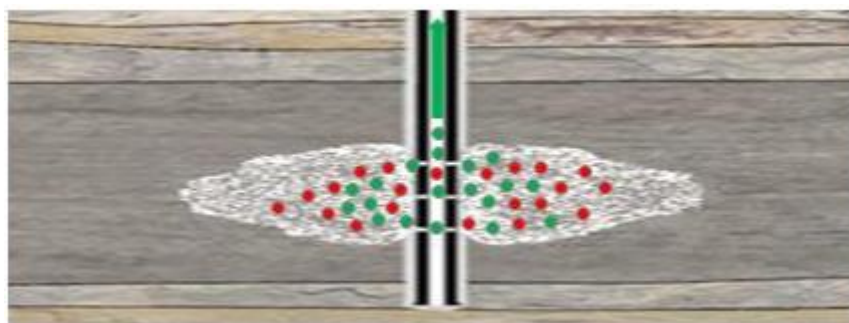


Рисунок 3 – Вынос этилацетата и этанола при запуске скважины.

После определенного времени выдержки индикаторов в ПЗП, скважина запускается в работу с одновременным отбором проб на устье и дальнейшим их анализом на содержание индикаторов в химико-аналитической лаборатории (ХАЛ). Разница во времени выхода нефтерастворимого индикатора позволяет определить нефтенасыщенность призабойной зоны в ходе интерпретации полученных концентраций из химико-аналитической лаборатории (ХАЛ) [2, 3].

В качестве нефтерастворимого индикатора используется этилацетат (сложный эфир). Данный индикатор достаточно хорошо детектируется хроматографическими методами анализа. Часто применяется для проведения исследований нефтенасыщенности призабойной зоны пласта. Дополнительно при проведении исследования в пласт закачивается еще два водорастворимых индикатора: для контроля качества оценки нефтенасыщенности (так называемый cover-индикатор) и продолжительности проведения исследования (mass balance индикатор). Необходимо отметить, что в результате процесса гидролиза в пласте образуется уксусная кислота и спирт. Химическая реакция выглядит в виде превращения (1).



Поскольку интенсивность гидролиза зависит от рН-среды в окрестности призабойной зоны исследуемой скважины, а на рН-среду, в свою очередь, оказывает влияние выпадающая в реакции уксусная кислота, то в таком случае, крайне важным обстоятельством является корректная оценка интенсивности гидролиза во время проведения лабораторных исследований и во время подготовки к проведению трассерных исследований. Также во время проведения

лабораторных исследований определяется коэффициентом разделения между нефтью нефтерастворимого индикатора (этилацетат). Измерения данного коэффициента разделения должны быть выполнены в условиях, аналогичных условиям исследуемого пласта (температура, давление, минерализация и соотношение фаз флюида).

1.2 Теоретические основы интерпретации трассерных исследований по определению остаточной нефтенасыщенности

Теория представлена на примере применениях трех типов индикаторов: этилацетат, н-пропанол, изопропанол. Интерпретация результатов исследования начинается с построения кривых зависимостей концентрации закаченных индикаторов в околоскважинное пространство добывающей скважины от накопленной за период проведения исследования добычи жидкости (рис. 4 - б).

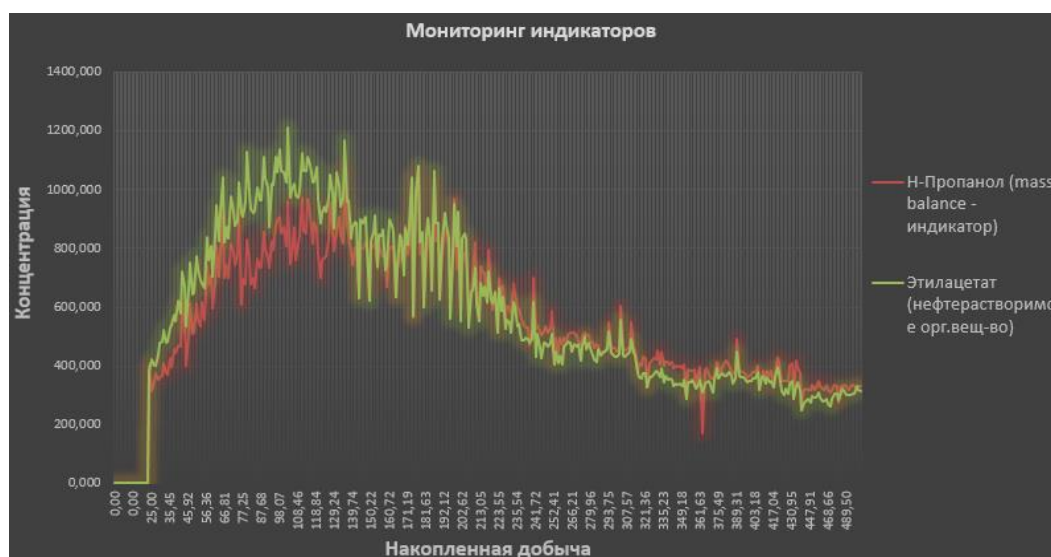


Рисунок 4 – Зависимость концентраций Н-пропанола и этилацетата от накопленной добычи



Рисунок 5 – Зависимость концентрации изопропанола от накопленной добычи



Рисунок 6 – Зависимость концентрации этанола от накопленной добычи

Зная коэффициент разделения K_d и объем ствола скважины, величину остаточной нефтенасыщенности можно определить по формуле (2) [4].

$$S_{oil} = \frac{\left(\frac{Q_{oil} - \delta}{Q_{water} - \delta} - 1\right)}{\left(\frac{Q_{oil} - \delta}{Q_{water} - \delta} - 1 + K_d\right)} \quad (2)$$

где

Q_{oil} – экстремум концентрации этилацетата;

Q_{water} – экстремум концентрации этанола;

δ – объем ствола скважины;

K_d – коэффициент разделения.

Коэффициент разделения нефтерастворимого индикатора (этилацетата) определяется на основе предварительных работ в химико-аналитической лаборатории (ХАЛ). Кроме этого, осуществляется проверка корректности проведения исследования путем использования еще двух водорастворимых индикаторов, которые также отображаются в зависимостях концентраций индикаторов от накопленной добычи жидкости. По индикатору изопропанол отслеживается его вынос за период исследования и по мониторингу поведения кривой данного индикатора принимается решение о продолжении либо остановке исследования, если кривая концентрации стремится к нулю – исследование завершается. По индикатору н-пропанол отслеживается как количественная, так и качественная оценка определения нефтенасыщенности. При проведении количественной оценки анализируется поведение кривых выноса индикаторов (н-пропанол и этилацетат): схожее поведение кривых концентраций указывает на минимальную погрешность в определении нефтенасыщенности, и, как следствие, отсутствие искажающих факторов состояния ПЗП (изменение энергетического состояния, фильтрация жидкости извне в исследуемую зону пласта, не соблюдение технологии исследования) во время выдержки скважины перед вызовом притока. Отклонение в ту или иную сторону рассматриваемых кривых свидетельствует о наличии погрешности в определяемом значении остаточной нефтенасыщенности. Оценка на количественном уровне проводится в том случае, если в отбираемых пробах не фиксируется содержание индикатора этилацетат, тогда вместо этилацетата рассматривается кривая концентрации индикатора н-пропанол.

Добывающая скважина-кандидат на проведение трассерных исследований по технологии SWCTT должна удовлетворять следующим критериям:

- Область зоны исследования должна находиться над ВНК и быть изолирована от межпластовых перетоков;
- Скважина должна находиться в исправном техническом состоянии (отсутствуют ЗКЦ, эксплуатационная колонна герметична);
- Состояние скважины и продолжительность простоя должны обеспечить проникновение индикатора на удаление от 2 до 8 м вглубь призабойной зоны от ствола скважины;
- На скважине ранее не должен быть проведен гидроразрыв пласта (отсутствует система техногенных трещин).

2 Описание скважины, по которой определяется нефтенасыщенность

ПЗП

В районе выполнения работ ближайшие крупные населенные пункты с железнодорожным сообщением расположены на территории Республики Коми – это города Усинск, Инта и Воркута. Единственная дорога с твердым покрытием, по которой осуществляются круглогодичные грузоперевозки в северном направлении от г. Усинска, заканчивается в поселке Харьяга. Далее перемещение грузов и людей наземным транспортом возможно лишь в зимнее время по «зимникам» в период с 1 января по 15 апреля, в период весеннего половодья возможна доставка речным транспортом до Западно – Хоседаюского нефтяного месторождения, а в летний период только воздушным транспортом, в основном вертолетным. Геолого-физическая характеристика объекта исследования представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Геолого – физическая характеристика объекта исследования

Параметры	Эксплуатационный объект
	D3fm IV, Висовский купол
Средняя глубина залегания кровли (абс. отметка), м	3150,4 / -3009,5
Тип залежи	Пластовая
Тип коллектора	Изв
Площадь нефтеносности, тыс.м ² , ВС1/С2	50675
Средняя общая толщина, м	35,3
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	7,9
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	6,1
Коэффициент пористости, д. ед.	0,12
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, д. ед.	0,92
Проницаемость, мкм ² ×10 ⁻³	0,076
Коэффициент песчанности, д. ед.	0,24
Коэффициент расчлененности, ед.	5
Начальная пластовая температура, °С	72
Начальное пластовое давление, МПа	32,2
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	10,17
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,869

Продолжение таблицы 1

в поверхностных условиях, т/м ³	0,899
Абсолютная отметка ВНК, м	-3053
Объемный коэффициент нефти, д. ед.	1,064
Давление насыщения нефти газом, МПа	7,69
Газовый фактор, м ³ /т	32,9
Содержание сероводорода, %	нет
Содержание серы в нефти, %	1,73
Содержание парафина в нефти, %	5,13
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,63
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,121
Коэффициенты сжимаемости, 10 ⁻⁴ 1/МПа	
нефти	6,56
воды	4,24
породы	6,729
Коэффициент вытеснения, д.ед.	0,72

Таблица 2 – Геолого-технические характеристики скважины 2101

Параметр	Значение
Месторождение	Висовое
Куст	1
Номер скважины	2101
Категория скважины	добывающая
Способ эксплуатации	ЭЦН
Глубина спуска насоса, м	2726,02
Наличие системы ТМС	есть
Насосно-компрессорные трубы:	
- глубина спуска, м	2698,37
- диаметр наружный, мм	73
- толщина стенки, мм	5,5
Текущий забой скважины, м	3423,9
Интервалы перфорации (D3fm IV)	3404 - 3409,5 3413 - 3424
Диаметр скважины по долоту, мм	216
Диаметр обсадной колонны внутренний, мм	150,2
Диаметр обсадной колонны наружный, мм	168
Альтитуда ствола ротора, м	139,4

2.1 Выбор типа трассерного вещества и объема закачки

На сегодняшний день существует достаточно много химических веществ, которые могут быть использованы в качестве трассеров для проведения индикаторных исследований. Это могут быть как химические реагенты

неспециализированного назначения, так и порошки, и композиции, производимые специально для проведения трассерных исследований.

Любые применяемые для трассерных исследований индикаторные вещества должны обладать следующими свойствами:

хорошо растворяться в закачиваемой жидкости и фильтроваться вместе с ней;

- иметь широкий диапазон рабочих концентраций;
- иметь высокую надежность определения фоновых и рабочих концентраций;

- иметь низкую склонность к адсорбции на породу;

- обеспечивать селективность определения при смешении с другими индикаторами;

- не оказывать отрицательное влияние на элементы внутрискважинного оборудования, системы и процессы перекачки, подготовки и переработки нефти;

- быть экологически безопасными;

- иметь действующие сертификаты соответствия, паспорта качества, актуальные технические условия и другие необходимые разрешительные документы.

Для геологических исследований наиболее часто применяют искусственные индикаторы, которые отсутствуют в природных условиях. Для расчета необходимых характеристик для закачки индикаторов в пласт сначала определяется объем закачиваемой жидкости в пласт.

Объем закачиваемой в пласт меченой жидкости определяется по формуле (3).

$$V = \pi \cdot L^2 \cdot H \cdot m \quad (3)$$

где

L – расстояние между точкой в пласте, соответствующей радиусу обработки и точкой центра ствола обрабатываемой добывающей скважины, м;

H – толщина пласта, м;

m – пористость пласта, д.ед.;

V – объем воды, переместивший индикатор от контрольной точки ствола добывающей скважины до контрольной точки пласта, м³.

Начальные значения для расчетов по формуле (3) приведены в таблице 3.

Таблица – 3 Начальные параметры для расчета объема закачиваемого индикатора

Наименование параметра	Скв. 2101
L – расстояние между точкой в пласте, соответствующей радиусу обработки и точкой центра ствола обрабатываемой добывающей скважины, м	5,0
H – эффективная толщина пласта, м	13,14
Φ – пористость пласта, д.ед.	0,09
V_2 – объем воды, переместивший индикатор от контрольной точки пласта до контрольной точки ствола добывающей скважины, м ³	93,2
Объем воды для замеса индикаторов, м ³	100

Поскольку закачка индикаторов планируется через НКТ, то также необходимо оценить объем продавки замешанных индикаторов в пласт. Данная калькуляция осуществляется посредством расчета объема насосно-компрессорных труб, объема эксплуатационной колонны и открытого ствола скважины.

Расчет объема насосно-компрессорных труб осуществляется по формуле (4).

$$V_{\text{НКТ}} = \pi \cdot H_{\text{НКТ}} \cdot \frac{(D_{\text{НКТ}} - 2H_{\text{ст}})^2}{4} \quad (4)$$

где

$H_{\text{НКТ}}$ – глубина спуска НКТ, м;

$D_{\text{НКТ}}$ – наружный диаметр НКТ, м;

$H_{\text{ст}}$ – толщина стенки НКТ, м;

$V_{\text{НКТ}}$ – объем насосно-компрессорных труб, м³;

Расчет объема эксплуатационной колонны осуществляется по формуле (5).

$$V_{\text{ЭК}} = \pi \cdot (H_{\text{ВДП}} - H_{\text{НКТ}}) \cdot \frac{(D_{\text{ВН}} - 2H_{\text{СТ.Э.К.}})}{4} \quad (5)$$

где

$H_{\text{НКТ}}$ – глубина спуска НКТ, м;

$H_{\text{ВДП}}$ – высота верхних дыр перфорации, м;

$D_{\text{ВН}}$ – внешний диаметр обсадной колонны, м;

$H_{\text{СТ.Э.К.}}$ – толщина стенки обсадной колонны, м;

$V_{\text{Э.К.}}$ – объем эксплуатационной колонны, м³.

Начальные значения для расчетов по формулам (4) - (5) приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Начальные параметры для расчета объема НКТ и ЭК

Наименование параметра	Скважина № 2101
$H_{\text{НКТ}}$ – глубина спуска НКТ, м	3300
$D_{\text{НКТ}}$ – наружный диаметр НКТ, м	0,073
$H_{\text{СТ}}$ – толщина стенки НКТ, м	0,0055
$H_{\text{ВДП}}$ – высота верхних дыр перфорации, м	3404
$H_{\text{СТ.Э.К.}}$ – толщина стенки эксплуатационной колонны, м	0,0089
$V_{\text{НКТ}}$ – объем насосно-компрессорных труб, м ³	10
$V_{\text{Э.К.}}$ – объем эксплуатационной колонны, м ³	1,8
Объем продавки замешанных индикаторов в пласт, м ³	11,8

Согласно имеющимся в открытой печати публикациям [5-6], предлагается в качестве основного индикатора (для определения нефтенасыщенности) использовать этилацетат, а для оценки качества и продолжительности исследования использовать изопропанол или н-пропанол [7, 8]. Все используемые индикаторы должны быть одной природы (применительно к данному исследованию индикаторы должны иметь органическую природу) и определяться на одном и том же оборудовании. Объем индикаторов, выбранных для проведения исследования, также должен быть сопоставим друг с другом. Эти требования необходимы для корректного проведения исследования и минимизации погрешности в определении остаточной нефтенасыщенности. Базируясь на данных [9], опубликованных в открытой печати, а также на собственном промысловом опыте, был проведен химический анализ на

совместимость индикаторов для определения остаточной нефтенасыщенности призабойной зоны с пробами воды и нефти 16-го пласта Висивого месторождения. В результате анализа в ХАЛ были рекомендованы индикаторы этилацетат, н-пропанол и изопропанол для проведения работ на Висивом месторождении, определена величина коэффициента разделения и рекомендуемое время технического отстоя на совершение химической реакции в ПЗП. Нефтерастворимый индикатор (этилацетат) в пласте под воздействием процесса гидролиза деградирует, и скорость деградации выражается коэффициентом гидролиза. Иначе говоря, данный индикатор при нахождении в пласте постепенно теряет исходную массу. Поэтому с целью учета данного явления по индикатору этилацетат, исходную массу для закачки в пласт необходимо перезаложить в большую сторону по сравнению с водными индикаторами н-пропанол и изопропанол с учетом продолжительности исследования. На этапе ввода всех индикаторов в скважину предварительно размешиваются равными порциями в объеме, равном объему смесительной емкости.

В таблице 5 приведены необходимые входные концентрации и объемы выбранных индикаторов для закачки в пласт (глубина проникновения 5 м.)

Таблица 5 – Необходимые объемы индикаторов для закачки

Этап ввода индикатора в скважину (композиционные растворы)				
Наименование индикатора	Входная конц. индикатора кг/м ³	Объем воды для разведения, м ³	Плотность индикатора, кг/м ³	Объем индикатора, л
этилацетат	8,7	100	897	867
н-пропанол	4,8		803	598
изопропанол	2,8		786	357
Этап продавки индикатора в пласт (продавочная жидкость)				
изопропанол	2,8	150	786	536

Продолжение таблицы 5

Подтоварная вода		11		
------------------	--	----	--	--

После размещения трассерной оторочки в скважине, индикаторы должны быть продавлены в призабойную зону пласта с глубиной проникновения за область исследования (5 метров) (рис. 7).

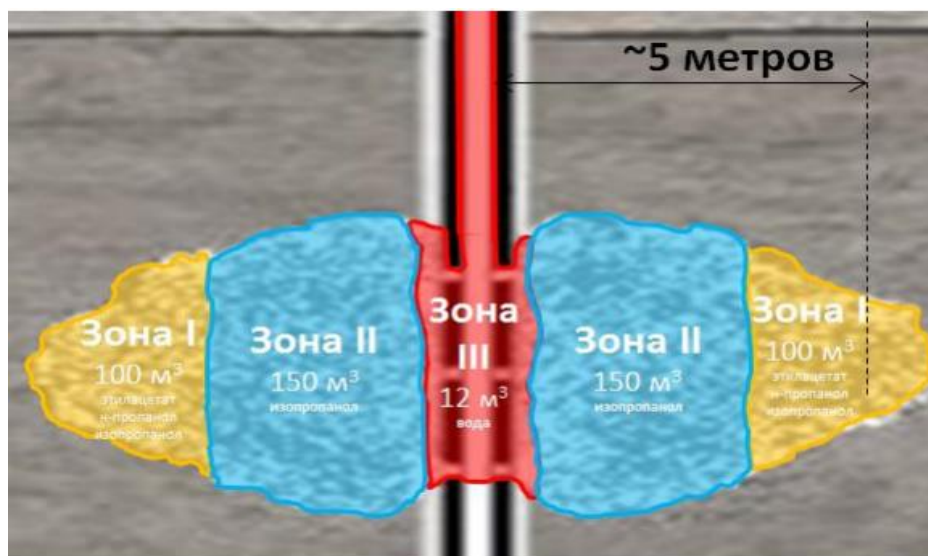


Рисунок 7 – Схема размещения меченых оторочек в ПЗП

2.2 Периодичность отбора проб и длительность исследований

Периодичность отбора проб и длительность проведения индикаторных исследований, т.е. время, в течение которого отбирают пробы пластовой жидкости из скважины на анализ содержания индикатора, зависит от производительности исследуемой добывающей скважины, а также объема закаченных жидкостей во время проведения исследования и интенсивности выноса индикаторов. В предположении, что дебит скважины при проведении исследования составит 100 м³/сут., предложен следующий график отбора проб на исследуемой добывающей скважине 2101 (с учетом отбора жидкости глушения скважины):

- ЭТАП 1: первые двое суток: каждые 15 минут (192 пробы);
- ЭТАП 2: третьи и четвертые сутки: каждые 20 минут (144 пробы);
- ЭТАП 3: с пятых по седьмые сутки: каждые 30 минут (144 пробы).

Частота отбора проб и длительность исследования могут быть скорректированы по согласованию с Управлением МУН НТЦ АО «ВНИИ нефть».

Поскольку производительность химико-аналитической лаборатории по анализу проб составляет ~40 проб/сутки, анализ проводится каждой третьей отбираемой пробой, а остальные подвергаются заморозке. Также ведется постоянный анализ объема, вынесенного на поверхность флюида из исследуемой скважины. По мере освобождения мощностей ХАЛ замороженные пробы размораживаются и включаются в процедуру анализа на содержание индикаторов. Это позволяет в режиме реального времени оценивать динамику выноса индикаторов в «прореженном» варианте. Сигналом об окончании исследования является достижение следующих условий:

- из скважины вынесен закачанный объем жидкости (не менее 700м³);
- концентрации mass balance индикатор (изопропанол) в отбираемых пробах стремиться к нулю;
- на графиках концентраций продукта химической реакции и разделяющегося индикатора будут фиксироваться экстремумы, и к моменту завершения исследования концентрации этих индикаторов также стремятся к существенному снижению.

После того, как описанные выше условия были достигнуты, то отбор проб прекратился и начался анализ ранее замороженных проб.

За период исследования были отобраны с добывающей скважины 528 проб. Минимальная длительность трассерных исследований составила 4 суток (отбор проб). Такая длительность исследований обеспечила полный вынос закачанного индикатора в пласт и, следовательно, позволила полностью решить поставленные перед проведением исследования задачи.

3 Описание организации работ и технологии проведения

Работы по проведению индикаторных исследований организованы управлением по разработке месторождений ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО», реализация работ на месторождении с последующей интерпретацией результатов осуществляется силами ООО «Сиам Мастер», АО РМНТК «Нефтеотдача» и АО «ВНИИнефть».

Проведение индикаторного исследования SWCTT началось с отбора фоновых проб жидкости из добывающей скважины №2101 до закачки индикаторов в исследуемый пласт. Были проведены лабораторные исследования на совместимость индикаторов, способность определения, проведены эксперименты, связанные с определением коэффициента гидролиза и коэффициента разделения нефтерастворимых индикаторов в пластовых условиях, определены фоновые концентрации индикаторов, которые учитываются при регистрации на аналитическом оборудовании.

Перед закачкой индикаторов исследуемая скважина была остановлена для стабилизации энергетического состояния в призабойной зоне пласта, а также с целью исключения интерференции от скважин окружения.

Весь цикл работ по проведению исследования на определение остаточной нефтенасыщенности добывающей скважины №2101 состоит из четырех стадий. На первой стадии осуществлялась большеобъемная закачка воды силами ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО» в объеме 5343 м³ в призабойную зону пласта добывающей скважины №2101 с целью оттеснения нефти за пределы радиуса исследования (~5 м). На второй стадии проведения работ производился замес индикаторов этилацетат (разделяющийся индикатор), изопропанол (для оценки продолжительности исследования), н-пропанол (для оценки качества исследования) с последующей продавкой этих индикаторов в пласт силами АО РМНТК «Нефтеотдача», ООО «Сиам Мастер» и АО «ВНИИнефть». На третьей стадии с целью осуществления химической реакции по образованию в пластовых условиях индикатора этанола и перехода нефтерастворимого индикатора

этилацетата в нефтяную фазу скважина № 2101 была закрыта на технологический отстой продолжительностью 8 суток для осуществления реакции гидролиза в пласте. На четвертой стадии выполнения работ был осуществлен запуск исследуемой скважины в работу с отбором проб пластового флюида и последующим анализом в лаборатории на содержание четырех индикаторов: этилацетата, изопропанола, н-пропанола и этанола. В течение всего периода SWCTT скважина находилась постоянно в АГЗУ для замера технологических показателей работы (рис. 8).



Рисунок 8 – Технологическая схема проведения работ

Стадия 1. Большеобъемная закачка воды в пласт для снижения текущей нефтенасыщенности до остаточной в районе исследования

Большеобъемная закачка подтоварной воды в исследуемую скважину №2101 начата 29.05.2021 г. силами ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО» со средней приемистостью 134 м³/сут. Большеобъемная закачка была закончена 11.07.2021 в 16:15. Общий объем закачанной воды составил 5343 м³.

Стадия 2. Закачка индикаторов в пласт

Согласно Программы проведения работ была отобрана 30.06.2021 в 16:20 контрольная проба из источника подтоварной воды для мониторинга содержания индикаторов и качества воды с целью выявления отклонений состава воды (плотность, рН, минерализация) в отобранной пробе от состава воды, использованной в отчете ХАЛ по оценке совместимости индикаторов с пластиковой и закачиваемой водой [10]. Данные результатов определения показателей приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Анализ качества подтоварной воды перед проведением SWCCT

Дата отбора пробы	Источник воды	Плотность, г/мл	Температура, гр.	рН	Минерализация, мг/л
30.06.2021 16:20	подтоварная вода	1,1281	29,2	6,2	178000
		Концентрации индикаторов, мг/л			
		этилацетат	изопропанол	этанол	н-пропанол
		0,0	0,0	0,0	0,0

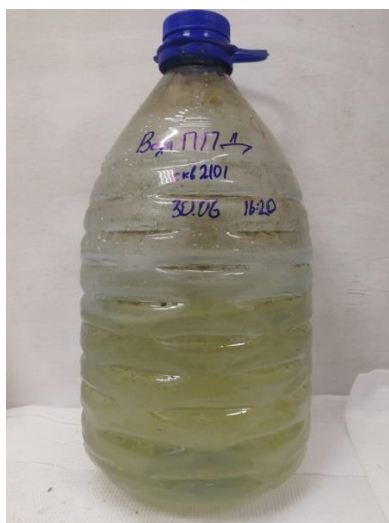


Рисунок 9 – Пробы из источника подтоварной воды

Анализ качества подтоварной воды в пробе показал, что ее рН-состав незначительно отличается от состава воды, предоставленной ООО «Сиама Мастер» в рамках предварительных лабораторных исследований, следовательно, величины коэффициента гидролиза и коэффициента разделения не требуют дополнительных экспериментов по их корректировке [11].

После окончания оттеснения нефти в пласт посредством проведения большеобъемной закачки были начаты работы по закачке индикаторов в пласт. Для этого было осуществлено заполнение емкостей подтоварной водой. Фотографии емкостей, в которых производился замес индикаторов (рис. 10).



Рисунок 10 – Технологические емкости для замеса индикаторов

В процессе замеса индикатора из-за выхода из строя счётчика жидкости, индикаторы дозировали в ёмкости объёмным методом, с помощью мерных бочек. Поэтому были получены чуть большие относительно запланированных концентрации индикаторов изопропанола и н-пропанола. Входная концентрация изопропанола составила $3,1 \text{ кг/м}^3$, концентрация н-пропанола – $4,9 \text{ кг/м}^3$. Замес индикаторов производился по следующей схеме: в первую емкость набрали 50 м^3 подтоварной воды и закачали индикаторы этилацетат (483,5 л), н-пропанол (305 л) и изопропанол (198 л), аналогично поступили со второй емкостью – набрали 50 м^3 подтоварной воды и закачали индикаторы этилацетат (483,5 л), н-пропанол (305 л) и изопропанол (198 л). В третью емкость набрали 50 м^3 подтоварной воды и закачали только индикатор изопропанол (198 л). По мере наполнения каждой емкости осуществлялся замес индикаторов и передача емкости под закачку в скважину №2101. После освобождения емкости приступали к заполнению

следующей. После этого еще дважды наполняли емкости объемом 50 м³ и закачивали в каждую из них 198 л индикатора изопропанол.

Стадия 3. Технический отстой скважины

Время технологического отстоя зависит от того, какова будет температура пласта после осуществления этапа по снижению текущей нефтенасыщенности до остаточной. Зависимость концентрации образовавшегося этанола от продолжительности технологического отстоя скважины для разной пластовой температуры выражается следующим образом (рис.11).

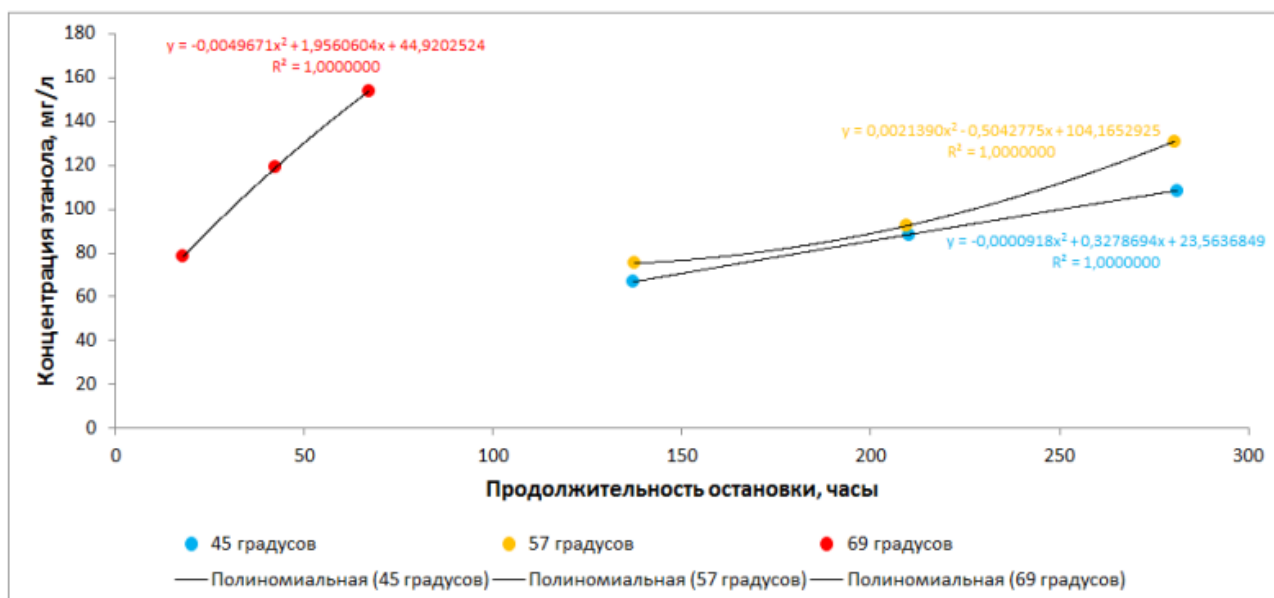


Рисунок 11 – Зависимость концентрации этанола от продолжительности технологического отстоя

Для того чтобы этанол (продукт химической реакции в пласте) уверенно определялся на лабораторном оборудовании, его концентрация должна составлять не менее 80-100 мг/л (далее в качестве целевого значения была установлена концентрация этанола, равная 90 мг/л). Таким образом, имеется следующая зависимость длительности технологического отстоя от температуры пласта:

- Температура пласта 45 градусов, технологический отстой длится 215,7 часов;
- Температура пласта 57 градусов, технологический отстой длится 203,2 часов;
- Температура пласта 69 градусов, технологический отстой длится 24,6 часов.

При составлении плана работ верхней границей технологического отстоя выбрана длительность 9 суток, однако на основе мониторинга изменения забойной температуры по данным глубинных датчиков во время технологического отстоя скважины время технологического отстоя было уменьшено до 8 суток по согласованию со специалистами управления МУН НТЦ АО «ВНИИнефть». После продавки индикаторов в пласт скважина №2101 была закрыта 13.07.2021 в 23:15 на технический отстой с целью осуществления химической реакции по образованию в пластовых условиях индикатора этанола и перехода нефтерастворимого индикатора этилацетата в нефтяную фазу. Технический отстой скважины закончился 22.07.2021 в 00:30. Во время технологического отстоя бригадой КРС был осуществлен монтаж и спуск ЭЦНДИ 5-80-2553. 18.07.2021 г. был осуществлен пробный запуск насоса.

Стадия 4. Пуск скважины в работу и отбор проб

После окончания технического отстоя 22.07.2021 скважина №2101 была запущена в работу. Отбор проб согласно календарному плану: первые двое суток пробы отбирались раз в 15 минут, третьи и четвертые сутки – раз в 20 минут, первую половину пятых суток – раз в 30 минут, далее – раз в 45 минут. После отбора проб осуществлялась их доставка в химико - аналитическую лабораторию, расположенную непосредственно на объекте проведения работ. С момента отбора пробы до момента ее анализа / заморозки проходило не более часа [12]. С 11:00 27.07.2021 г. было принято решение, по согласованию со специалистами управления МУН НТЦ АО «ВНИИнефть», снизить дискретность

отбора проб до 1 пробы в 45 минут. Отбор проб был закончен 28.07.2021 23:45. Пробы отбирались в пластиковую тару объемом 1,5 литра. На емкостях с пробами воды указывалась следующая информация: номер скважины, дата и время отбора. Этикетка помечалась словом «индикатор». Отбор пластовой воды и последующая работа с пробами исключали возможность их химического загрязнения. Сотрудники химико-аналитической лаборатории ООО «Сиам Мастер» производили работы, связанные с подготовкой проб для анализа:

- разбивка эмульсии, заморозка проб по необходимости;
- очистка проб от механических примесей и нефтепродуктов;
- определение наличия и количественного содержания индикаторов;
- оценка обводненности продукции.

Во время работы скважины поддерживался дебит жидкости в диапазоне значений от 105 до 109 м³/сут., обводненность добываемой продукции составляла 100%. Пример пробы из последней партии отбора (была отобрана 28.07.2021 в 23:45) (рис. 12, 13). Фракция тёмного цвета в пробе, вероятно, является парафиновыми отложениями. Нефтяная фракция в пробах присутствовала до 22.07.2021 09:45, что соответствует накопленной добыче жидкости 17,4 м³, после этого нефть в отбираемых пробах не наблюдалась.



Рисунок 12 – Пример пробы с обводненностью 100%, отобранной 28.07.2021 в 23:45
сква №2101



Рисунок 13 – Пример пробы с обводненностью 100%, отобранной 23.07.2021 в 22:15
сква №2101

4 Интерпретация полученных результатов

При подготовке к данной работе были проведены исследования гидролиза этилацетата, при котором образуется вторичный трассер – этиловый спирт. Согласно полученным данным время с момента отбора проб на скважине до момента анализа должно быть не более часа. Расчеты количества проб и время анализа, показали, что часть проб необходимо замораживать, чтобы остановить процесс гидролиза. При этом был разработан график заморозки и анализа, позволяющий в режиме реального времени определить момент, когда отбор проб можно прекратить. Работы по интерпретации результатов индикаторных исследований, составление и оформление информационного технического отчета выполнялись сотрудниками Инжинирингового центра ООО «Сиам Мастер».

4.1 Химико – аналитическая лаборатория

Для обеспечения качества работ важно наличие ХАЛ в непосредственной близости от скважины. Для этого на Висовом месторождении был мобилизован вагон-лаборатория, оснащенный всем необходимым оборудованием для проведения химических анализов, в частности: газовым хроматографом, печью, вытяжным шкафом, вентиляцией, системой автономной канализации.

4.2 Интерпретация результатов первого этапа исследований

Аналитическая интерпретация результатов данных из ХАЛ заключалась в исследовании характера поведения кривых концентраций индикатора, выделении накопленных объемов жидкости, соответствующих экстремумам на кривых концентраций этилацетата и этанола с последующим расчетом остаточной нефтенасыщенности в районе ПЗП скважины № 2101. Полученные значения концентрации были нанесены на график – по оси абсцисс откладывалось значение накопленной добытой жидкости (в м³), а по оси ординат – значение концентрации индикаторов (в мг/л) (рис.14).

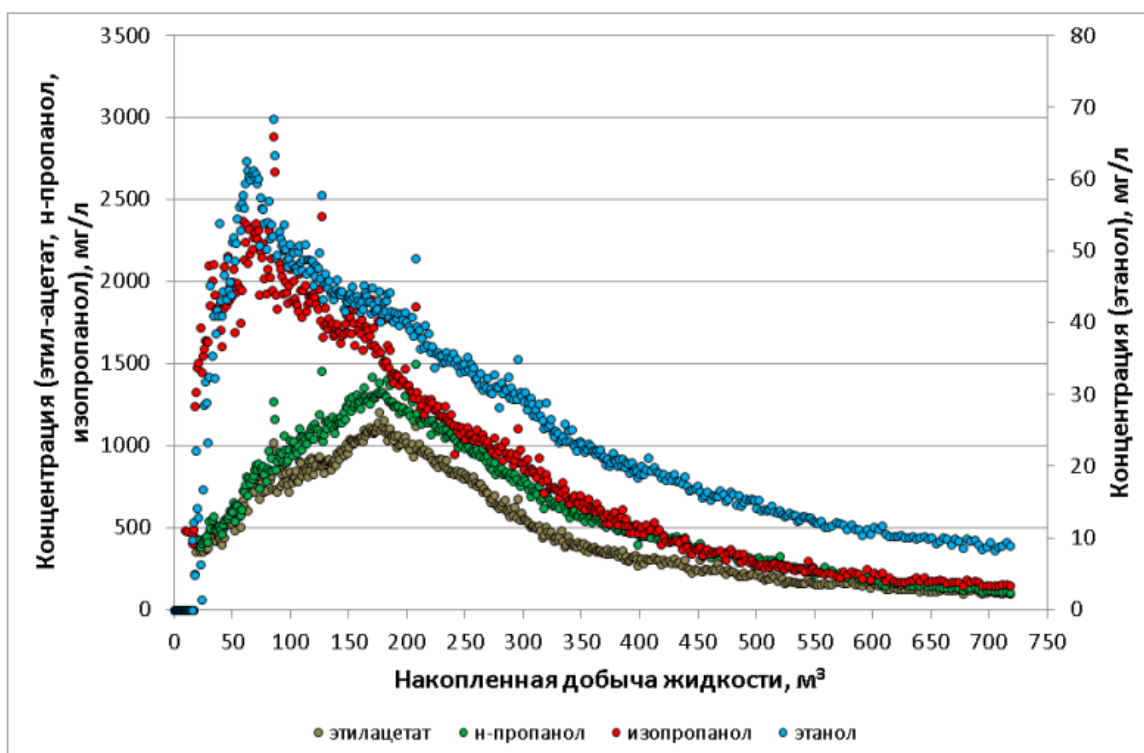


Рисунок 14 – Динамика изменения концентрации индикаторов этилацетат, н - пропанол, изопропанол и этанол в зависимости от накопленной добычи жидкости

Одним из критериев успешности проведения исследования является наличие выраженных пиков (максимальных значений) на графике концентраций разделяющегося индикатора (этилацетат) и продукта химической реакции (этанол), а также убывающий характер поведения индикатора, который является средством мониторинга окончания исследования - изопропанола. Кривые концентраций индикаторов этилацетат и этанол (рис. 14) имеют ярко выраженные зоны максимальных значений, а кривая концентрации индикатора изопропанол монотонно убывает во времени, что косвенно свидетельствует о том, что формула (2) может быть применима для расчета остаточной нефтенасыщенности в районе исследования добывающей скважины №2101 [11, 12].

Помимо содержания индикаторов в отбираемых пробах, проводился контроль таких параметров воды, как плотность, температура, рН и минерализация. Динамики изменения величин плотности и рН во времени (рис. 15).

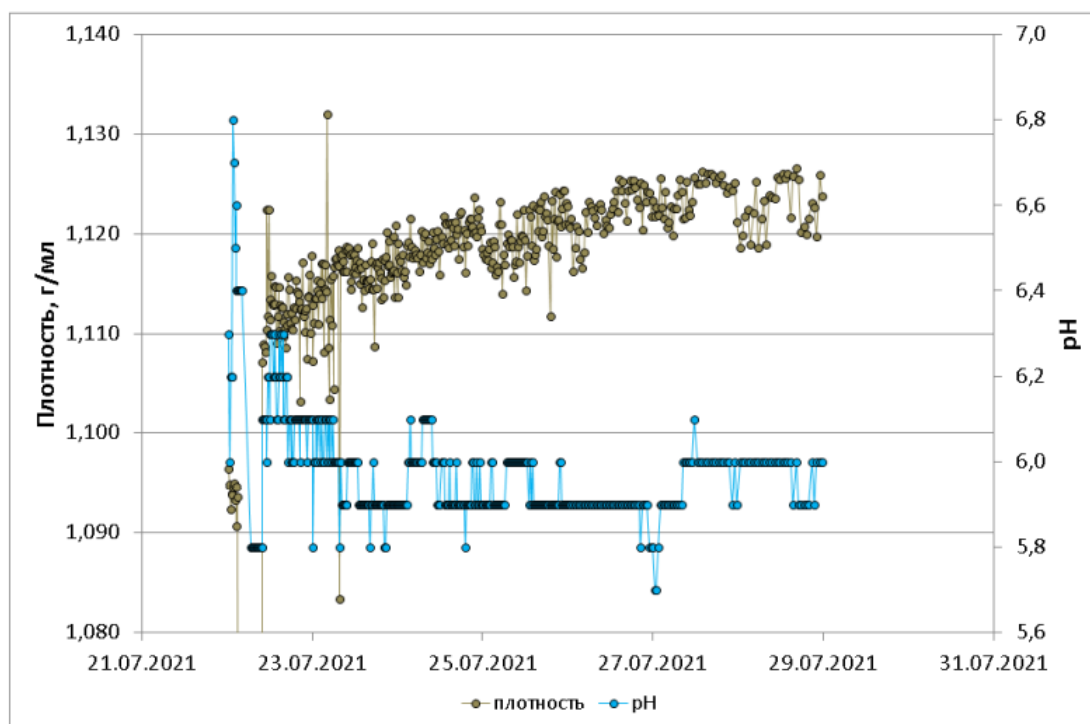


Рисунок 15 – Динамика изменения плотности и pH в отбираемых со скважины 2101 пробах

Анализ представленных динамик pH и плотности показывает, что в начальный период проведения исследования наблюдается падение значений pH с 6,8 до 5,7, что свидетельствует о том, что идет добыча ранее закачанного раствора индикаторов. В завершающей фазе снова наблюдается рост наблюдаемых параметров – это начинает добываться преимущественно пластовая вода.

По результатам проведенного гидродинамического моделирования силами АО «ВНИИнефть» установлено, что к моменту начала запуска скважины температура призабойной зоны скважины составляла 55 гр. Цельсия. Для получения значения коэффициента разделения, соответствующего этой температуре, была произведена аппроксимация данных замеров для температур 45 и 57 гр. Цельсия [9]. По итогам проведения процедуры аппроксимации получено значение K_d , равное 5,079.

Далее для применения формулы (2) необходимо установить, каким значениям накопленной добычи жидкости соответствуют пиковые значения

кривых концентраций индикаторов этилацетат и этанол. В таблице 7 приведены значения по экстремумам.

Таблица 7 – Исходные данные для расчета остаточной нефтенасыщенности

Наименование параметра	Значение параметра
Экстремум кривой концентрации этилацетата (Q_{ethyl}), м ³	177,31
Экстремум кривой концентрации этанола ($Q_{ethanol}$), м ³	65,89
Объем ствола скважины (δ), м ³	21,93
Коэффициент разделения (K_d)	5,079

$$S_{oil} = \frac{\left(\frac{Q_{oil}-\delta}{Q_{water}-\delta}-1\right)}{\left(\frac{Q_{oil}-\delta}{Q_{water}-\delta}-1+K_d\right)} = \frac{\left(\frac{(177,31-21,93)}{(65,89-21,93)}\right)^{-1}}{\left(\frac{(177,31-21,93)}{(65,89-21,93)}\right)^{-1}+5,079} = 0,33$$

Далее необходимо предварительно оценить достоверность полученных результатов. Как было уже сказано выше, первым качественным признаком корректности получаемых результатов является фиксация выраженных пиков (экстремумов) на кривых разделяющегося индикатора (в данном случае это этилацетат) и продукта химической реакции (в данном случае это этанол). При проведении исследования данный факт наблюдается.

Вторым инструментарием оценки качества проведения исследования является использование cover - индикатора (в данном случае таким индикатором является н - пропанол). Для оценки качества проведенного исследования и соблюдения технологической схемы выполнения работ кривые индикаторов н - пропанол и этилацетат оцениваются по их динамике изменения во времени. Для удобства восприятия кривые концентрации индикаторов этилацетат и н - пропанол совместно (рис. 16).

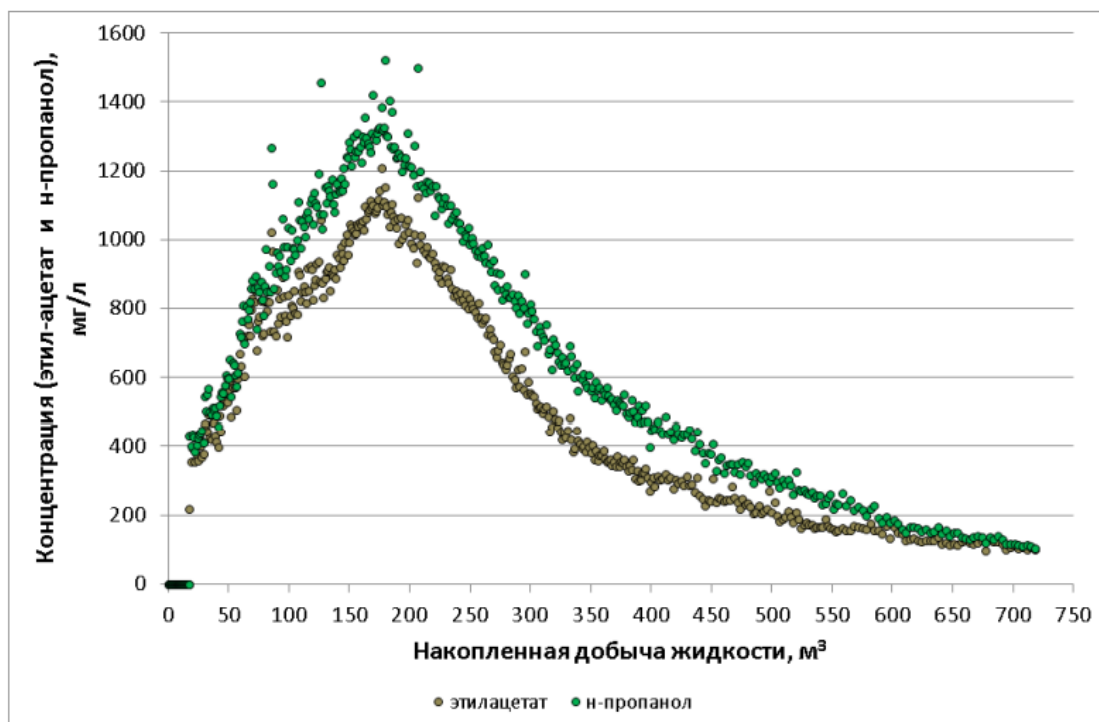


Рисунок 16 – Динамика изменения концентрации индикаторов этилацетат и н - пропанол в зависимости от накопленной добычи жидкости

Как видно из представленных выше результатов, имеет место совпадение трендов рассматриваемых кривых концентраций этилацетата и н-пропанола. Согласно полученных результатов по исследованию скв. №2101 (рис. 16), можно отметить два факта. Экстремумы (области максимальных значений) на графиках концентраций разделяющегося индикатора этилацетат и cover-индикатора н-пропанол соответствуют одному и тому же диапазону накопленной добычи жидкости. Динамики изменения концентраций этилацетата и н-пропанола на всем протяжении всего исследования демонстрируют схожий характер (наблюдается одновременный рост или одновременное снижение значений концентраций). Это говорит о том, что во время технологического отстоя расположенные в призабойной зоне пласта индикаторы практически не подвергались смещению относительно точки ввода (ствол скважины) индикаторов в ту или иную область, за счет интерференции со стороны рядом находящихся работающих скважин. Таким образом, эти признаки косвенно доказывают корректность оценки остаточной нефтенасыщенности по формуле (2).

Еще одним качественным признаком корректности получаемого значения остаточной нефтенасыщенности является гарантия выноса большей части закачанных объемов индикаторов в скважину. Об этом могут свидетельствовать два факта: существенное снижение концентраций индикаторов относительно уровня значений, фиксируемых в первые сутки исследования и вынос большей части от закачанной массы mass balance индикатора (изопропанола).

4.3 Интерпретация результатов второго этапа исследований

Результаты второго этапа исследований были получены аналогично первому этапу, то есть последовательность трассирования одинаковая.

Таблица 8 – Исходные данные для расчета остаточной нефтенасыщенности

Наименование параметра	Значение параметра
Экстремум кривой концентрации этилацетата (Qethyl), м ³	102,69
Экстремум кривой концентрации этанола (Qethanol), м ³	56,36
Объем ствола скважины (δ), м ³	21,93
Коэффициент разделения (Kd)	4,8

$$S_{oil} = \frac{\left(\frac{Q_{oil}-\delta}{Q_{water}-\delta}-1\right)}{\left(\frac{Q_{oil}-\delta}{Q_{water}-\delta}-1+K_d\right)} = \frac{\left(\frac{(102,69-21,93)}{(56,36-21,93)}\right)^{-1}}{\left(\frac{(102,69-21,93)}{(56,36-21,93)}\right)^{-1}+4,8} = 0,22$$

Значение остаточной нефтенасыщенности после второго этапа исследований по сравнению с первым этапом уменьшилось. Это доказывает то, что ПАВ были неправильно подобраны и плохо взаимодействовали с флюидом, в результате чего, поверхностное натяжение осталось неизменным.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Г	Раджабову Алишербеку Равшановичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, финансовых, энергетических, информационных и человеческих</i>	Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Отчисления во внебюджетные фонды 30 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Анализ конкурентных технических решений (НИ)</i>	Расчет конкурентоспособности SWOT-анализ
<i>Формирование плана и графика разработки и внедрения (НИ)</i>	Структура работ. Определение трудоемкости. Разработка графика проведения исследования
<i>Составление бюджета инженерного проекта (НИ)</i>	Расчет бюджетной стоимости НИ
<i>Оценка ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности (НИ)</i>	Интегральный финансовый показатель Интегральный показатель ресурсоэффективности Интегральный показатель эффективности

Перечень графического материала

Оценка конкурентоспособности ИП Матрица SWOT Диаграмма Ганта Бюджет НИ Основные показатели эффективности НИ

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Раджабов Алишербек Равшанович		

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Одно из основных направлений деятельности любого нефтегазодобывающего предприятия в настоящее время – сокращение себестоимости продукции скважин.

Данная глава посвящена обоснованию конкурентоспособности и финансовой эффективности научного исследования, включающего в себя сбор, анализ промысловой информации и результатов методик интерпретации данных с трассерных исследований, на основании которого производится подбор ПАВ полимеров для нефтяного месторождения «Х».

В настоящее время перспективность исследования определяется необходимостью регулирования разработки месторождения «Х», правильное осуществление которого позволит избежать ошибочных решений и в конечном итоге уменьшит себестоимость добываемой нефти.

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

Оценка коммерческого потенциала исследования;

Планирование исследовательской работы;

Расчет бюджета исследовательской работы;

Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

Целью данной работы является выдача рекомендаций к применению определенной методики интерпретации данных.

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

5.1.1 Анализ конкурентных технических решений

В ходе исследования было рассмотрено три метода интерпретации данных: качественная, математическая и численная.

Детальный анализ необходим, т.к. каждый метод интерпретации имеет свои достоинства и недостатки. Сравнение показано в таблице 1.

Таблица 9 – Сравнение конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бк	Бм	Бч	Кк	Км	Кч
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Простота интерпретации	0,14	5	4	3	0,7	0,56	0,42
2. Достоверность	0,20	4	4	5	0,8	0,8	1,0
3. Количество определяемых параметров	0,20	4	4	5	0,8	0,8	1,0
4. Время проведения исследования	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,20
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Потери в добыче нефти	0,18	3	4	5	0,54	0,72	0,90
2. Стоимость интерпретации	0,11	5	5	5	0,55	0,55	0,55
3. Конкурентоспособность	0,12	4	5	5	0,48	0,60	0,60
Итого	1,00	30	31	32	4,12	4,28	4,67

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i, \quad (6)$$

где K – конкурентоспособность качественного, математического и численного методов интерпретации данных;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл -го показателя.

Проведенный анализ конкурентных технических решений показал, что использование численного метода является наиболее актуальным и перспективным, имеет конкурентоспособность.

5.1.2 SWOT-анализ

Для исследования внешней и внутренней среды проекта, в этой работе проведен SWOT-анализ с детальной оценкой сильных и слабых сторон исследования, а также его возможностей и угроз.

На первом этапе составляется матрица SWOT, в которой описаны слабые и сильные стороны проекта, выявленные возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Матрица SWOT приведена в таблице 2.

Таблица 10 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны	Слабые стороны
C1. Простота интерпретации	Сл1. Большие потери при добыче
C2. Достоверность данных	Сл2. Длительное время интерпретации
C3. Количество определяемых параметров	Сл3. Сложность интерпретации
Возможности	Угрозы
V1. Добавление априорных данных	У1. Геолого-физические характеристики пласта
V2. Использование иных алгоритмов исчислений	У2. Осложненные условия пласта
V3. Востребованность к методике	У3. Разработка новых методов интерпретации с наиболее простым алгоритмом исчислений

На втором этапе на основании матрицы SWOT строятся интерактивные матрицы возможностей и угроз, позволяющие оценить эффективность проекта, а также надежность его реализации. Соотношения параметров представлены в таблице 3.

Таблица 11 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны исследования				
		C1	C2	C3
Возможности технологии	B1	+	+	-
	B2	+	-	-
	B3	+	+	-
Результат	B1C1C2; B3C1; B3C1C2			

Продолжение таблицы 11

Угрозы технологий	У1	-	-	-
	У2	-	-	-
	У3	+	+	-
Результат	У3С1С2			
Слабые стороны исследования				
Возможности технологий		Сл1	Сл2	Сл3
	В1	+	-	-
	В2	-	+	+
	В3	-	-	-
Результат	В1Сл1; В2Сл2Сл3;			
Угрозы технологий	У1	+	-	+
	У2	+	-	+
	У3	+	+	-
Результат	У1Сл1Сл3; У2Сл1Сл3; У3Сл1Сл2			

Результаты анализа представлены в итоговую таблицу 12

Таблица 12 – Итоговая таблица SWOT анализа

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта С1. Простота интерпретации. С2. Достоверность данных. С3. Количество определяемых параметров.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта Сл1. Большие потери при добыче. Сл2. Длительное время интерпретации. Сл3. Сложность интерпретации.
Возможности В1. Добавление априорных данных. В2. Использование иных алгоритмов исчислений. В3. Востребованность к методике «числовой»	Направления развития В1С1С2. Добавление априорных данных позволит упростить интерпретацию данных, а также уменьшит относительную погрешность. В2С1. Использование иных алгоритмов исчислений упростит методику интерпретации. В3С1С2. Востребованность к определенной методике обуславливается простотой интерпретации и достоверностью данных.	Сдерживающие факторы В1Сл1. Добавление априорных данных сократит потери при добыче, так увеличивается достоверность результатов. В2Сл2Сл3. Использование иных алгоритмов сократит время на интерпретацию и упростит методику для интерпретации.

Продолжение таблицы 12

<p>Угрозы У1. Геолого-физические характеристики пласта. У2. Осложненные условия пласта. У3. Разработка новых методов интерпретации с наиболее простым алгоритмом исчислений</p>	<p>Угрозы развития У3С1С2. Разработка новых методов позволит сократить потери при добыче нефти, а также длительность интерпретации.</p>	<p>Уязвимости: У1Сл1Сл3. Геолого-физические характеристики пласта приводят к большим потерям при добыче и усложняют интерпретацию данных. У2Сл1Сл3. Осложненные условия пласта также обуславливают потери при добыче и усложняют методику интерпретации. У3Сл1Сл2. Новые методики, возможно, сократят потери при добыче и упростят методику.</p>
---	---	--

Из таблицы видно, что у численного метода интерпретации данных больше преимуществ, чем недостатков. Это обуславливает эффективность и актуальность применения такого метода. Слабыми сторонами проведения интерпретации данных обладает в большей степени математический метод – большая длительность интерпретации данных, обусловленная большим алгоритмом вычислений, однако на сегодняшний день вычисленные системы становятся автоматическими, что позволит проводить интерпретацию за короткие сроки. Наибольшая угроза – появление новых методик маловероятна.

5.2 Планирование научно-исследовательских работ

5.2.1 Структура работ, определение трудоемкости, разработка плана-графика

В данной работе использован метод линейного планирования и управления.

При проведении исследований основную часть стоимости разработки составляют трудовые затраты, поэтому определение трудоемкости проводимых работ является важным этапом составления сметы.

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости использована следующая формула:

$$t_{ожi} = \frac{3t_{минi} + 2t_{маxi}}{5}, \quad (7)$$

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

$t_{минi}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения -ой работы, человеко-дни;

$t_{маxi}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения -ой работы, человеко-дни.

Продолжительность каждой -ой работы в рабочих днях:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}, \quad (8)$$

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

Перевод длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни использована формула:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (9)$$

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

$k_{кал}$ – календарный коэффициент, равный 1,48.

Структура исследования и расчет временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 13.

Таблица 13 – Структура исследования, расчет временных показателей

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	$t_{минi}$, чел-дни		$t_{маxi}$, чел-дни		$t_{ожi}$, чел-дни			
	Рук.	Инж	Рук.	Инж	Рук.	Инж		
Выбор темы и подготовка материала для исследования	5	-	7	-	5,8	-	5,8	6
Календарное планирование выполнения НИР	1	1	2	2	1,4	1,4	1,4	2

Продолжение таблицы 13

Обзор научной литературы	-	12	-	20	-	15,2	15,2	22
Выбор методов исследования	-	1	-	4	-	2,2	2,2	3
Проведение исследования	-	5	-	8	-	6,2	6,2	9
Анализ и применение результатов	-	2	-	4	-	2,8	2,8	4
Обработка полученных результатов	-	4	-	8	-	5,6	5,6	8
Оценка правильности полученных результатов	2	2	3	3	2,4	2,4	2,4	4
Составление пояснительной записки и презентации	-	15	-	20	-	17	17	25
Итого	5	42	12	69	10	53	56,8	83

На основе таблицы составлен календарный план-график выполнения проекта с использованием диаграммы Ганта (таблица 14).

Таблица 14 – Диаграмма Ганта

Вид работ	Исп.	T _{кп.} кал. дни	Продолжительность работ									
			март			апр			май			
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Выбор темы и подготовка материала для исследования	Рук.	6										
Календарное планирование выполнения ВКР	Рук. Инж.	2										
Обзор научной литературы	Инж.	22										
Выбор методов исследования	Инж.	3										
Проведение исследования	Инж.	9										
Анализ и применение результатов	Инж.	4										
Обработка полученных результатов	Инж.	8										

Вид работ	Исп.	T _{кл.} , дни	Продолжительность работ											
			март			апр			май					
			1	2	3	1	2	3	1	2	3			
Оценка правильности полученных результатов	Рук. Инж.	4						■						
Составление пояснительной записки и презентации	Инж.	25												

■ – научный руководитель, ■ – инженер

Из таблицы видно, что большую часть работы выполняет инженер, суммарное время выполнения работы – 83 календарных дней.

5.3 Бюджет исследования

5.3.1 Расчет материальных затрат исследования

Исследование теоретическое, поэтому в качестве материалов рассматриваются канцелярские принадлежности. Стоимость материальных ресурсов определена в соответствии с рыночными ценами г. Томска. Структура материальных затрат представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Материальные затраты

Наименование материалов	Цена за ед., руб.	Кол-во, ед.	Сумма, руб.
Комплекс канцелярских принадлежностей, шт.	210	1	210
Картридж для струйного принтера, шт.	2220	1	3500

Продолжение таблицы 14

Бумага, пачки	1581	1	1581
Итого:			5921

5.3.2 Расчет амортизации специального оборудования

Расчет сводится к определению амортизационных отчислений, так как оборудование было приобретено до начала выполнения данной работы и эксплуатировалось ранее, поэтому при расчете затрат на оборудовании учитываем только рабочие дни по данной теме.

При выполнении работы использовался ПЭВМ – Asus Vivo Book Max. Срок полезного использования данного ноутбука по паспорту составляет 3 года. Также использовалась программа Excel для интерпретации данных.

Расчет амортизации проводится следующим образом.

Норма амортизации определяется по следующей формуле:

$$H_A = \frac{1}{n}, \quad (10)$$

где n – срок полезного использования в годах.

Амортизация определяется по следующей формуле:

$$A = \frac{H_A I}{365} \cdot t, \quad (11)$$

где I – итоговая сумма, тыс. руб.;

t – время использования, календарные дни.

Результаты расчета амортизации специального оборудования представлена в таблице 16.

Таблица 16 – Затраты на оборудование

Наименование оборудования	Кол-во ед.	Срок полезного использования, лет	Время использования, кал. дни.	H_A , %	Цена оборудования, тыс. руб.	Амортизация, тыс. руб.
Asus Vivo Book Max	1	3	83	33	45000	3,411
Лицензия на Excel	1	1	83	100	10000	2,274
Итого					5,685 тыс. руб.	

5.3.3 Основная и дополнительная заработная плата исполнителей темы

Основная заработная плата одного работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (12)$$

где $Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата, руб;

T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дни.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}, \quad (13)$$

где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени, раб. дни;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года, для шестидневной рабочей недели $M = 10,3$, а при 5-дневной рабочей недели $M = 11,2$.

Инженер и научный руководитель работают по шестидневной рабочей неделе.

Должностной оклад работника за месяц вычисляется по формуле:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}}, \quad (14)$$

где $Z_{\text{тс}}$ – заработная плата согласно тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равен 0,3;

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок, равен 0,2;

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равен 1,3 (для г. Томска).

В таблице 17 представлен баланс рабочего времени исполнителей.

Таблица 17 – Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней (выходные/праздничные дни)	44/14	48/14
Потери рабочего времени (отпуск/невыходы по болезни)	48/7	24/7
Действительный годовой фонд рабочего времени	252	272

Дополнительная заработная плата определяется по формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (15)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы. равен 0,15.

Результаты расчета основной и дополнительной заработной платы исполнителей представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Расчет основной и дополнительной заработной платы исполнителей

Исполнители	З _{тс} , руб	k _{пр}	k _д	k _р	З _м , руб	З _{дн} , руб	T _р , раб. дн	З _{осн} , руб	З _{доп} , руб
Руководитель	17263,6	0,3	0,2	1,3	33664	1386,1	10	13861	1940,54
Инженер	17000	0,3	0,2	1,3	33150	1368	53	72504	10150,56
Итого З _{осн} , руб								86365	12091

5.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле:

$$Z_{внеб} = k_{внеб}(Z_{осн} + Z_{доп}), \quad (16)$$

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

В таблице 19 представлены результаты расчета отчислений во внебюджетные фонды.

Таблица 19 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнители	З _{осн} , руб.	З _{доп} , руб.	k _{внеб}	З _{внеб} , руб.
Руководитель	13861	1940,54	0,3	4741
Инженер	72504	10150,56	0,3	24796
Итого				29537

5.3.5 Накладные расходы. Формирование бюджета исследования

Накладные расходы включают в себя расходы на печать материалов исследования, оплату услуг связи и т.д.

Таблица 20 Группировка затрат по статьям

Статьи					
1	2	3	4	5	6
Амортизация	Сырье, материалы	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления во внебюджетные фонды	Итого без накладных расходов
5685	5921	86365	12091	29537	139599

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = Z_{\text{сумм}} \cdot k_{\text{нр}}, \quad (17)$$

где $Z_{\text{сумм}}$ – суммарные затраты на исследование за исключением накладных: материальные расходы, амортизация, основная и дополнительная заработная плата, внебюджетные отчисления, руб;

$k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы, равен 0,2.

В амортизационные расходы были включены расходы на амортизацию покупки лицензии программы Excel. В расчете накладных расходов затраты на амортизацию данной лицензии не будут учтены.

Полная плановая себестоимость исследования сведена в таблицу 21.

Таблица 21 – Калькуляция плановой себестоимости исследования

Наименование статьи	Сумма, тыс. руб.
Материальные затраты	5,921
Затраты на специальное оборудование	5,685
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	86,365
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	12,091
Отчисления во внебюджетные фонды	29,537
Накладные расходы	27,920
Бюджет затрат исследования	167,519

Из таблицы видно, что суммарные затраты на исследование – 167519 руб. Большую часть их составляет основная заработная плата исполнителей.

5.4 Определение ресурсосберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Для определения эффективности исследования рассчитан интегральный показатель эффективности научного исследования путем определения интегральных показателей финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель определяется по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (18)$$

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

Φ_{pi} – стоимость -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения технологии.

Затраты, рассчитанные выше, – 167,519 тыс. руб., затраты на такое же исследование исполнителями другого университета – 175,089 тыс. руб., затраты на исследование с другой программой – 190,237 тыс. руб.

Результаты расчета интегрального показателя финансовой эффективности представлен в таблице 22.

Таблица 22 – Расчет интегрального показателя финансовой эффективности

Вариант исследования	Затраты, тыс. руб.	$I_{финр}^{исп.i}$
Текущий вариант	167,519	0,880
Исполнение 2	175,089	0,920
Исполнение 3	190,237	1,000

Из таблицы видно, что текущий вариант исполнения немного превосходит аналоги по финансовой эффективности.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов выполнения исследования определен путем сравнительной оценки их характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (таблица 23).

Таблица 23 – Вычисление интегрального показателя ресурсоэффективности

Объект исследования / Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
Достоверность результатов	0,3	5	5	5
Комплексность исследования	0,2	5	4	5
Скорость исследования	0,2	5	3	4
Широкий спектр рекомендаций в результате исследования	0,3	4	4	4
Значение интегрального показателя ресурсоэффективности	-	4,7	4,1	4,5

Интегральный показатель ресурсоэффективности вычислен по формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (19)$$

где a_i – весовой коэффициент -го варианта исполнения технологии;

b_i – бальная оценка -го варианта исполнения технологии.

Из таблицы видно, что текущий вариант исполнения немного превосходит аналоги и по ресурсоэффективности.

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки вычисляется по формуле:

$$I_{\text{исп.}i} = \frac{I_{\text{р-исп}i}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}} \quad (20)$$

Далее интегральные показатели эффективности каждого варианта исследования сравнивались с интегральными показателями эффективности других вариантов с целью определения сравнительной эффективности проекта (таблица 24).

Таблица 24 – Сравнительная эффективность вариантов исследования

Показатели	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
Интегральный финансовый показатель разработки	0,880	0,92	1,000
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,7	4,1	4,5
Интегральный показатель эффективности	5,34	4,45	4,50
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,83	0,84

Исходя из результатов, приведенных в таблице, можно сделать вывод о том, что изначально рассматриваемый вариант проведения исследования оказался наиболее эффективным по всем рассматриваемым показателям.

5.5 Выводы по разделу

В результате выполнения целей раздела можно сделать следующие выводы:

1. Результатом анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации исследования как наиболее подходящего и оптимального по сравнению с другими.

2. В ходе планирования для руководителя и инженера был разработан график реализации этапа работ, который позволяет оценивать и планировать рабочее время исполнителей. Определено следующее: общее количество дней для выполнения работ составляет 83 календарных дней; общее количество дней,

в течение которых работал инженер, составляет 77 календарных дней; общее количество дней, в течение которых работал руководитель, составляет 12 календарных дней.

3. Для оценки затрат на реализацию проекта разработан проектный бюджет, который составляет 167,519 тыс. руб.

4. Результат оценки эффективности ИР показывает следующие выводы:

1) значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,88, что является показателем того, что ИР является финансово выгодной по сравнению с аналогами;

2) значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,7, по сравнению с 4,1 и 4,5;

3) значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 5,34 что по сравнению с 4,45 и 4,50 является наиболее высоким значением. Это означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2Б8Г		ФИО Раджабову Алишербеку Равшановичу	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Установление эффективности ПАВ полимеров при определении остаточной нефтенасыщенности с помощью технологии SWCTT на нефтяном месторождении «Z»	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования:</i> Висовое нефтяное месторождение, добывающая скважина №2101 (Архангельская область, северо-западный федеральный округ).</p> <p><i>Область применения:</i> проведение индикаторных исследований на нефтедобывающих скважинах с низким дебитом, но с высокой потенциальной эффективностью.</p> <p><i>Рабочая зона:</i> полевые условия</p> <p><i>Климатическая зона:</i> субтропическая</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> пункт управления, фонтанная арматура, химико-аналитическая лаборатория.</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> отключение электроцентробежного насоса со станции управления, отбор проб с фонтанной арматуры (пробоотборник), закрытие и открытие задвижек на фонтанной арматуре добывающей скважины.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022). Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом; 2. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022). Глава 14. Защита персональных данных работника; 3. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности; 4. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциальных вредных и опасных 	<p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Производственные факторы, связанные с электрическим током; 2. Подвижные части производственного оборудования. 3. Пожаробезопасность

<p>производственных факторов</p>	<p>Вредные факторы: 1. Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения; 2. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды; 3. Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания; 4. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума; 5. Повышенный уровень локальной вибрации. Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: Заземления, плакаты, каска, защитные очки, спецодежда, спецобувь, беруши.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</p>	<p>Воздействие на литосферу: загрязнение почвы нефтью при разгерметизации выкидных линий, устьевого арматуры Воздействие на гидросферу: утечка нефти в поверхностные воды Воздействие на атмосферу: прорыв углеводородного газа из устьевого арматуры</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке при эксплуатации:</p>	<p>Возможные ЧС: разливы нефти в результате разгерметизации оборудования; взрыв и пожар Наиболее типичная ЧС: взрыв и пожар</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Раджабов Алишербек Равшанович		

6 Социальная ответственность

На сегодняшний день одним из важнейших аспектов любой организации является защита человеческих ресурсов, а также самой среды, в которой работает организация.

Человечество стремится с каждым годом увеличивать объемы производства при минимальных затратах. С одной стороны, это повышает комфорт человеческого существования, а с другой стороны, производственные процессы часто являются источниками опасности для человечества в целом. Эти опасности можно разделить на:

вызванные наличием опасных и вредных производственных факторов;
экологические проблемы, связанные с истощением природных ресурсов при добыче сырья и загрязнением окружающей среды промышленными отходами;

вызванные чрезвычайными ситуациями на производстве, стихийными бедствиями, крупными авариями, военными операциями и т.д.

Меры по снижению перечисленных опасностей чаще всего снижают производительность труда. Они необходимы обществу в целом, но не приносят экономической выгоды конкретному производителю. Поэтому они называются социальными, а сознательное отношение субъекта социальной деятельности к требованиям социальной необходимости, понимание последствий осуществляемой деятельности для социального прогресса общества называется социальной ответственностью.

Понятие «Социальная ответственность» сформулировано в международном стандарте ICCSR26000:2011 «Социальная ответственность организации» – это этическая теория, в которой отдельные лица несут ответственность за выполнение своего гражданского долга, а действия отдельного лица должны приносить пользу всему обществу. Таким образом, должен существовать баланс между экономическим ростом и благосостоянием общества и окружающей среды.

Целью раздела «Социальная ответственность» является анализ вредных и опасных факторов труда, встречающихся при проведении трассерных исследований. В разделе также рассматриваются вопросы техники безопасности, пожарной профилактики и охраны окружающей среды, даются рекомендации по созданию оптимальных условий труда

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Подготовка рабочего участка и допуск бригады к работе осуществляется только после получения разрешения от оперативного персонала. Недопускается изменять предусмотренные нарядом меры по подготовке рабочих мест. Подготовка рабочего места – выполнение до начала работ технических мероприятий для предотвращения воздействия опасных производственных факторов на рабочем месте. Допускающий перед допуском к работе должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места – личным осмотром, по записям в оперативном журнале, по оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно–ремонтного других задействованных организаций. Началу работ по наряду (распоряжению) должен предшествовать целевой инструктаж. При включении в состав бригады нового члена бригады инструктаж, как правило, проводит производитель работ (наблюдающий). Выдающий наряд (распоряжение), ответственный руководитель работ, производитель работ в проводимых или целевых инструктажах, помимо вопросов электробезопасности, должны дать четкие указания по технологии безопасного проведения работ, безопасному использованию грузоподъемных машин и механизмов, инструмента и приспособлений. Допуск к работе оформляется в обоих экземплярах наряда, из которых один остается у производителя работ (наблюдающего), а второй – у допускающего. После полного окончания работы производитель работ (наблюдающий) должен удалить бригаду с рабочего места, снять установленные бригадой временные ограждения, плакаты и заземления, закрыть двери

электроустановки на замок и оформить в наряде полное окончание работ. Ответственный руководитель после проверки рабочего места также оформляет в наряде полное окончание работ. Окончание работы по наряду (распоряжению) также оформляется оперативным персоналом в «Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям» и в оперативном журнале.

Законодательством РФ регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др. Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов. Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск. Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Всем работникам предоставляются выходные дни, работа в выходные дни производится только с письменного согласия работника. Законодательством РФ запрещены дискриминация по любым признакам, а также принудительный труд.

6.2 Производственная безопасность

Трассерные (индикаторные) исследования проводятся на кустовых площадках операторами по исследованию скважин. Во время проведения индикаторных исследований оператор взаимодействует с пунктом управления и фонтанной арматурой.

Находясь на кустовой площадке, работник постоянно подвержен влиянию вредных и опасных факторов. Классифицируются они согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [13]. Вредные и опасные факторы, которым работник подвергается на

кустовой площадке, а также нормативные документы, регламентирующие действие этих факторов. представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на кустовой площадке

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)	Нормативные документы
Производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [14]. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление [15]
Подвижные части производственного оборудования	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [16]. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные [17].
Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [18].
Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды	МР 2.2.7.2129-06. Физиология труда и эргономика [19] ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация [20].
Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [21].
Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [22]. ГОСТ 12.4.275-2014 ССБТ. Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования. Методы испытаний [23].
Повышенный уровень локальной вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [24].

6.2.1 Анализ опасных производственных факторов

6.2.1.1 Производственные факторы, связанные с электрическим током

При проведении трассерных исследований на кустовой площадке главный источник поражения электрическим током – пункт управления добычей нефти и газа. Причиной поражения током может стать нарушенная изоляция кабельных вводов типа КРБК или КРБП.

В результате поражения током могут наблюдаться нарушения деятельности сердечно-сосудистой системы, дыхания, нервной системы, электроожоги. Возможен летальный исход.

Для повышения безопасности при работе с электрооборудованием разработаны основные коллективные способы и средства электрозащиты, такие как:

- изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль;

- установка оградительных устройств; предупредительная сигнализация и блокировки; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов;

- применение малых напряжений; защитное заземление;

- зануление;

- защитное отключение. При необходимости производится расчёт защитного заземления, зануления, выбор устройств автоматического отключения.

Индивидуальные основные изолирующие электрозащитные средства способны длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановок, поэтому ими разрешается касаться токоведущих частей под напряжением. В установках до 1000 В – это диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками.

Индивидуальные дополнительные электробезопасные средства обладают недостаточной электрической прочностью и не могут самостоятельно защитить человека от поражения током. Их назначение – усилить защитное действие основных изолирующих средств, с которыми они должны применяться. В установках до 1000 В – диэлектрические боты, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки. Основные требования к электробезопасности на предприятиях представлены в ГОСТ Р 12.1.019-2009 [25].

6.2.1.2 Подвижные части производственного оборудования

Как правило, механическое травмирование является самым распространенным явлением на производстве и всегда неожиданным. Оно варьируется от простых порезов и ушибов до летального исхода. Виновниками травматизма являются зачастую сами работники. Так как приходится работать с различными устройствами и на высокой высоте, то наибольшую опасность представляют трубопроводы и скважины с высоким давлением, падение человека или предметов, работа с подъемно-транспортными машинами, агрегатами, ножами, отвертками, пилами, перфораторами, и т.д. [26]. От всех этих опасных факторов применяют: козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства, сигнализации, конечно же средства индивидуальной защиты – спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. Плюс ко всему, требуется регулярная проверка состояния оборудования и проведение инструктажей персоналу по технике безопасности.

6.2.1.3 Пожаробезопасность

Для обеспечения пожаробезопасности применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при помощи огнегасительных средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ.

Химическое торможение введением в зону горения антикатализаторов – (ингибиторов) и т.д. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения. Для тушения пожаров используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая и воздушно–механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, галоидированные углеводороды, инертные газы и порошковые составы. При работе с пожароопасными и взрывопожароопасными веществами и материалами соблюдаются требования маркировки и предупредительных надписей.

На кустовых площадках присутствуют взрывоопасные объекты, которые относятся к категориям А, Б, В.

К взрывопожарной категории А отнесены помещения, связанные с применением горючих газов, ЛВЖ с $t_{всп} \leq 28^{\circ}\text{C}$, при условии, что они могут образовывать взрывоопасные смеси в объеме, превышающем 5 % от объема помещения, в которых применяются вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом.

К взрывопожарной категории Б, отнесены помещения, в которых обращаются горючие пыли или волокна, ЛВЖ с $t_{всп} > 28^{\circ}\text{C}$, горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные смеси в объеме, превышающем 5 % от объема помещения.

К пожароопасной категории В отнесены помещения, в которых обращаются горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или одним и другим только гореть.

Объекты нефтяной промышленности должны быть укомплектованы следующими средствами пожаротушения:

- углекислотными огнетушителями;

- порошковыми огнетушителями ОП-10;
- песком в ящиках ёмкостью 0,5 м³;
- водой в бочках ≥ 200 литров;
- войлок (кошма) 2 × 1,5 м;
- вёдрами;
- топорами;
- лопатами;
- ломами;
- баграми.

Пожарные щиты должны быть укомплектованы пожарным инвентарём в следующем количестве: лопаты - 2 шт., топоры - 2шт., бочки с водой ≥ 200 литров - 2 шт., ящик с песком – 1м³, войлок (кошма) 2 × 1,5 м.

Пожарный инвентарь и ящик с песком окрашивают в красный цвет. Пожарный щит в красный или белый с красной окантовкой по периметру, шириной 10см. На пожарном щите должен быть перечень пожарного инвентаря с указанием его количества и указан ответственный за противопожарное состояние объекта. Огнетушители должны быть всегда в исправном состоянии и подвешиваться не выше 1,5 м до верхней ручки, на видном месте со свободным доступом к ним и в отдалении от отопительных приборов.

Вся территория возле скважины и помещений должна содержаться в чистоте и порядке.

Не допускается: замазученность территории, загромождение: дорог, проезд к скважине, средствам пожаротушения, водоёмам; применение для подогрева оборудования, трубопроводов и для освещения факелов, спичек, паяльных ламп, керосиновых фонарей, а также других источников открытого огня; производить самовольно переоборудование электросетей, устраивать временную электропроводку, устанавливать кустарные предохранители и пользоваться электронагревательными приборами; использовать средства пожаротушения не по назначению; производство огневых работ на скважине без

наряда-допуска. Курение разрешается только в специально отведённом месте (на кусту не допускается).

Освещение на скважине разрешается только электрическое, применительно к особым сырым помещениям взрывозащищенного исполнения.

Первичные средства пожаротушения: назначение, правила применения и срок проверки.

Средства первичного пожаротушения предназначены для ликвидации начинающихся очагов загорания собственными силами.

Предотвращение пожара достигается:

- устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания;
- поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой;
- поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого.
- Защита от пожара обеспечивается:
- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения;
- изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов с регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- системами противодымной защиты;
- применением средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

6.2.2 Анализ вредных производственных факторов

6.2.2.1 Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения

Работа оператором по исследованию скважин при проведении трассерных исследований может проводиться в ночное время.

На кустовых площадках используются осветительные мачты. Высота их установки, световой поток должны соответствовать СП 52.13330.2016. Дисплеи в пункте управления имеют подсветку.

В дневное время мер по предотвращению данного вредного фактора не принимается.

6.2.2.2 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

К вредным производственным факторам, которые могут возникнуть при обслуживании объектов нефтегазодобывающих предприятий, относятся сложные климатические условия. Определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия климата их на организм рабочего.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время года работы приостанавливаются. Значения таких температур и скорости ветра представлены в таблице 26.

Таблица 46 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

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

Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

запретить допуск к работам при отсутствии у работников средств индивидуальной защиты (СИЗ), отвечающим климатическим условиям;

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

при температуре наружного воздуха ниже минус 25 °С работающих на открытом воздухе ежедневно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживаться температура не ниже плюс 25 °С. Пункты обогрева оборудуют и эксплуатируют по соответствующей инструкции;

в зимнее время, независимо от состояния погоды, выход людей за пределы жилой или производственной зоны допустим только группой в составе не менее двух человек по письменному разрешению (записью в журнале).

6.2.2.3 Повышенная загазованность воздушной среды

В процессе производственных операций работник может подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

Основной величиной экологического нормирования содержания вредных химических является предельно допустимая концентрация (ПДК) – мг/м³. ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны: нефть – 100 мг/м³, спирт – 300 мг/м³, бензол – 5мг/м³, С1-С5 – 3 мг/м³, сероводород – 10 мг/м³, хлор – 1 мг/м³ [27]. Индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы.

6.2.2.4 Повышенный уровень шума и его воздействие

Одним из наиболее распространенных при добыче нефти и газа вредных факторов является шум. При проведении индикаторных исследований он может создаваться работающим производственным оборудованием, преобразователями напряжения станций управления скважин, работающими силовыми агрегатами, а также может возникнуть при различных авариях в процессе закачки замеса. Шум оказывает неблагоприятное влияние на организм человека: он нарушает физиологические и психические функции, снижает слух и работоспособность,

ослабляет память и внимание, вызывает производственный травматизм, нарушает артериальное давление и ритм сердца.

Существуют следующие мероприятия для устранения повышенного уровня шума [28]:

снижение шума в источнике его возникновения с помощью технологического оборудования, например - шумоглушитель;

использование звукопоглощающих материалов в конструкциях оборудования и механизмов;

правильная организация режима труда и отдыха;

облицовка небольших помещений звукопоглощающими и звукоизолирующими материалами;

использование средств индивидуальной защиты органов слуха при помощи вкладышей, наушников и шлемов [29].

6.2.2.5 Повышенный уровень вибрации и ее воздействие

Воздействие вибрации на организм человека происходит при осуществлении работ на спецтехнике, при спуске и подъеме труб, также вибрация при регулировании расхода воды, закачиваемой в пласт. Последствие вибрации может привести к различным профессиональным болезням: нарушение работы сердечно-сосудистой и нервной системы, появление грыж, ревматизм.

Таблица 27 – Гигиенические нормы уровней вибрации по ГОСТ 12.1.012-

90

Вид вибрации	Допустимый уровень виброскорости, Дб, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Общая транспортная:											
- вертикальная	132	123	114	108	107	107	107	-	-	-	-
- горизонтальная	122	117	116	106	116	116	116	-	-	-	-
Транспортно-технологическая	-	117	108	102	101	101	101	-	-	-	-

Продолжение таблицы 27

Технологическая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-	-
Локальная вибрация	-	-	-	115	109	109	109	109	109	109	109

К методам защиты от вибрации относятся: усовершенствование техники и оборудования, поиск наилучших материалов, поглощающих вибрационное воздействие. Что касается индивидуальной защиты, то работнику необходимо носить рабочую обувь с толстой резиновой подошвой и специальные перчатки.

6.3 Экологическая безопасность

При проведении трассерных исследований, как и других работ, выполняемых оператором по исследованию скважин, может произойти загрязнение атмосферы, литосферы и поверхностных вод гидросферы нефтью. Для сведения к минимуму воздействия загрязняющих факторов необходимо применять комплекс мероприятий по охране окружающей среды.

6.3.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу

Большая часть выбросов на нефтегазовых промыслах, порядка 75% по статистическим подсчетам, [30] приходится на атмосферу. При добыче нефти от кустовых площадок выделяются загрязняющие вещества (ЗВ), которые складываются из выбросов через неплотности фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры скважин и замерной установки (ЗУ), а также сальниковых уплотнений.

Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ являются факелы, предназначенные для сжигания газа при работе оборудования. Также влияние на загрязнение атмосферы оказывают выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания автомобилей промысла, и различных технологических установок, буровые установки, газопроявления и выбросы попутного нефтяного газа, прорывы выкидных линий и прочие аварии, причинами которых обычно являются:

- некачественное строительство;
- механические повреждения;
- коррозия трубопроводов;
- изменение проектных решений в процессе строительства.

Для предотвращения неконтролируемых выбросов в атмосферу проводят полную герметизацию оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа, осуществляют контроль швов сварных соединений трубопроводов, проводят защиту оборудования от коррозии, утилизируют попутный газ. Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества при помощи фильтров и рассеиванием в высоких трубах.

6.3.2 Анализ воздействий на гидросферу

По статистическим оценкам порядка 20% всех углеводородных выбросов на нефтегазовых промыслах приходится на гидросферу. Помимо углеводородов в различные водные источники так же попадают соединения серы, азота, кислорода, которые также негативно влияют на водные ресурсы. Источников загрязнения водоёмов может быть очень много, это поступление токсичных веществ из шламовых амбаров в грунтовые воды, загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических площадок, попадание загрязнений в грунтовые воды при аварийных разливах нефти, сточных вод и других отходов в результате порывов трубопроводов, поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее негерметичности и многие другие. Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая

воздушному обмену. Это может привести к гибели водоплавающих птиц, животных, обитающих под водой, загрязнению околородной среды.

6.3.3 Анализ воздействия на литосферу

Для предотвращения выбросов нефти и нефтепродуктов в водоёмы необходимо проведение целого ряда различных мероприятий. В первую очередь запрещается сброс сточных вод в водные объекты. Необходимо вынесение объектов из экологически уязвимых зон. Система сбора и транспорта продукции скважин должна быть надёжно герметизирована. Переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществляться подземно. Необходимо осуществлять биологическую очистку хозяйственно- бытовых стоков, при ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

По статистическим данным около 5% всех загрязнений от нефтегазовых промыслов приходится на почву. Во время проведения технологических операций с химическими агентами, велика вероятность их попадания не только в продуктивные пропластки, но и за его пределы, путём перетоков, или неплотной кровли пропластка, что в свою очередь приводит к изменению физико-химических свойств почвы, и оказывает на неё негативное воздействие. Планирование экологической защиты литосферы начинается на стадии проектирования строительства нефтегазового комплекса согласно [31]. Если всё же загрязнение почвы неизбежно, то необходима её последующая рекультивация, согласно ГОСТ 17.5.3.04-83 [32].

6.4 Методы защиты при чрезвычайных ситуациях

В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, а также могут быть следствием экологических и стихийных факторов. На нефтегазовых промыслах из всех чрезвычайных ситуаций наиболее вероятны и опасны пожары и взрывы. Причиной

возникновения пожара может открытый огонь, искра, трение, удары, перегревы деталей механизмов, неисправностей в электроснабжении.

Чтобы не допустить пожароопасной ситуации все объекты на промысле должны быть правильно расположены относительно друг друга: от устья скважины до общественных зданий расстояние должно быть не менее 500 м, до насосных станций и резервуаров от 40 м, до газокompрессорной станции – 60 м. Всё электрооборудование на промысле должно проходить своевременную проверку, работать с ним должны только специально обученные люди и персонал, прошедший инструктаж. Все установки на промысле должны быть снабжены системами противопожарной сигнализации и противопожарной автоматикой [33]. В случае возникновения открытого огня необходимо его ликвидировать средствами первичного пожаротушения: огнетушителями, струёй воды, изоляцией огня от кислорода и т.д. Если тушение открытого огня не представляется возможным, в связи с его площадью и интенсивностью, необходима срочная эвакуация рабочего персонала по заранее разработанному плану действий [34], который включает в себя стратегию эвакуации рабочих и пункт сбора, систему оповещений и радио- и телефонной связи, укрытие рабочего персонала в специальные помещения, предназначенные для защиты в случае таких ситуаций, использование СИЗ в случае необходимости, оказание медицинской помощи пострадавшим, организация аварийно-спасательных работ в зонах ЧС.

6.5 Выводы по разделу

В результате выполнения раздела «Социальная ответственность» были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности; проанализированы опасные и вредные производственные факторы, которые могут возникнуть на кустовой площадке и в химико-аналитической лаборатории при проведении трассерных исследований; защита окружающей среды от загрязнения и безопасность в чрезвычайных ситуациях.

По итогу выполнение всех требований мер безопасности позволяет избежать воздействия вредных и опасных факторов или хотя бы значительно уменьшить их урон оператору, а знание правил по защите окружающей среды при проведении работ минимизирует вред природе.

Заключение

В результате выполненной работы, были изучены все основы, а также тонкости трассерных исследований. Исследования проводились с целью определения остаточной нефтенасыщенности ПЗП.

В пласт до проведения исследований было закачено 3000 м³ воды с приемистостью 125 м³/сут для промывтия зоны ПЗП и достижения остаточной нефтенасыщенности. После достижения остаточной нефтенасыщенности, с помощью рециркуляции (использовался ЦА - 320) последовательно было приготовлено две композиции раствора индикаторов с общим объемом 250 м³. Рецепт приготовления первого раствора была следующей; на 100 м³ воды приходилось 967 л этилацетата, 598 л н-пропанола и 357 л изопропанола. Второй раствор состоял из 150 м³ воды и 536 л изопропанола. Концентрация индикаторов в композиции подбиралась относительно выявления их на хроматографе, то есть зависело напрямую от характеристик хроматографа. Закачка приготовленных растворов также проводилась с помощью ЦА - 320 при расходе 4,2 м³/час. После закачки триплетов необходимо было произвести технологический отстой скважины в течение 9 суток. Технический отстой производится с целью прохождения реакции гидролиза в ПЗП. В реакцию гидролиза вступает этилацетат с водой. Продуктами данной реакции являются этанол и уксусная кислота.

По окончании технологического отстоя был произведен запуск скважины, после чего начался постоянный замер дебита и отбор проб, а также проводился замер динамического уровня жидкости.

Пробы анализировались в ХАЛ с целью определения концентраций закаченных индикаторов и продукта реакции гидролиза в растворе. Дискретность отбора проб менялась в зависимости от концентраций индикаторов в растворе. Отбор проб закончился, когда концентрации индикаторов начали стремиться к нулю. Полученные данные были скомпонованы и отправлены специалисту для их интерпретации.

Для интерпретации данных строился график зависимости концентрации индикаторов от накопленной добычи (рис. 14), а уже после, с графика снимались экстремумы по концентрациям индикатора «этилацетат» и продукта реакции «этанол». Зная экстремумы по концентрациям этилацетата и этанола, а также параметры ствола скважины и коэффициент разделения, была рассчитана остаточная нефтенасыщенность (формула 2).

При проведении первого этапа исследований (до закачки ПАВ полимеров) остаточная нефтенасыщенность была равна 0,33.

После определения нефтенасыщенности ПЗП в пласт были закачены ПАВ полимеры. ПАВ закачивались с целью уменьшения поверхностного натяжения, в результате чего, остаточная нефтенасыщенность должна стать больше по сравнению с результатом первого этапа. Но результаты второго этапа исследований дали иные значения остаточной нефтенасыщенности (0,22).

По сравнению с результатом первого этапа нефтенасыщенность уменьшилась на 0,11. Данный факт свидетельствует о не правильном подборе ПАВ полимеров, так как полимеры не взаимодействовали с нефтью (поверхностное натяжение осталось неизменным), что соответственно не привело к увеличению нефтеотдачи пласта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков Ю.И. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов. – М. Недра, 1986. – 157 с.
2. Deans H. Method of determining fluid saturation in reservoirs, US Patent #3623842, 1971.
3. M. AlAbbad, M. Sanni, S. Kokal et al. A step-change for single well chemical tracer tests SWCTT: Field pilot testing of new sets of novel tracers (SPE-181408-MS) // SPE Annual Technical Conference Exhibition held in Dubai, UEA, 26-28 September 2016.
4. Wellington S. and Richardson E. Redesigned ester single-well tracer test that incorporates ph driven hydrolysis rate changes // SPE Reservoir Eng., 1994, pp 233-239.
5. JC Seccombe et al. Improving waterflood recovery: LoSal EOR Field Evaluation (SPE113480) // SPE SPE/DOE IOR Symposium held in Tulsa, USA, 20-23 April 2008.
6. Skrettingland K. et al. Snorre low salinity water injection – core flooding and single well field pilot (SPE-129877) // SPE Reservoir Evaluation & Engineering, V. 14, №2, 2011, pp. 182-192.
7. Mechergui A. et al. Design, operation and laboratory work for single-well tracer test campaign in Handil field Indonesia (SPE-165227) // SPE Enhanced Oil Recovery Conference held in Kuala Lumpur, Malaysia, 2-4 July 2013.
8. Gary R. Jerauld et. al. Interpreting Single Well Chemical Tracer Tests (SPE-129724) // SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA 24-28 April 2010.
9. Кухленкова Н.О. Отчет по химическому анализу на совместимость индикаторов для определения нефтенасыщенности призабойной зоны с пробамми воды скважины 2101 и нефти со скважины 2105 пласта D3fm-III Висового месторождения. – Томск, 2021. – 16 с.

10. Clara Hernandez et. al. Single Well Chemical Tracer Test to Determine ASP Injection Efficiency at Lagomar VLA-6/9/21 Area, C4 Member, Lake Maracaibo, Venezuela (SPE-75122) // SPE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, 13-17 April 2002.

11. P.L. McGuire et. al. Low Salinity Oil Recovery: An Exciting New EOR Opportunity for Alaska's North Slope (SPE-93903) // SPE Western Regional Meeting held in Irvine, CA, U.S.A., 30 March -1 April 2005.

12. Aboulghasem Kazemi Nia Korrani, Gary Jerauld. Improved Interpretation of Single-Well Chemical-Tracer for Low Salinity and Polymer Flooding (SPE-198022-MS) // SPE Kuwait Oil & Gas Conference and Show, Mishref, Kuwait, 13 - 16 October 2019.

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

14. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

15. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

16. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

17. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.

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

19. МР 2.2.7.2129-06. Физиология труда и эргономика.

20. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

21. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

22. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

23. ГОСТ 12.4.275-2014 ССБТ. Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования. Методы испытаний.
24. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
25. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
26. Калыгин В.Г. Промышленная экология / Курс лекций - М.: Изд-во.
27. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность): учебник для академического бакалавриата / С.В. Белов. – 5-е изд., перераб., М.: Издательство Юрайт; ИД Юрайт, 2016. – 702 с. Серия: Бакалавр. Академический курс.
28. ГОСТ 12.1.003 – 2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
29. ГОСТ Р 12.1.019-2009 «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты».
30. МНЭПУ МХТИ им. Д.И. Менделеева – 2000. – 240 с.
31. СНиП 11-01-95 «Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений».
32. ГОСТ 17.5.3.04-83 «Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель».
33. НПБ 88-2001 «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования».
34. ГОСТ Р 22.3.03-94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения».