

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

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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ В ОСЛОЖНЕННЫХ            МЕХАНИЧЕСКИМИ ПРИМЕСЯМИ УСЛОВИЯХ НА X            НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (XX)</b>

УДК 622.276:665.6-021.467(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Ермоленко Иван Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

Томск – 2022 г.

## Планируемые результаты обучения

### 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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде	И.УК(У)-3.1. Определяет свою роль в команде, исходя из стратегии сотрудничества для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.2. Формулирует и учитывает в своей деятельности особенности поведения групп людей, выделенных в зависимости от поставленной цели
		И.УК(У)-3.3. Анализирует возможные последствия личных действий и планирует свои действия для достижения заданного результата
		И.УК(У)-3.4. Осуществляет обмен информацией, знаниями и опытом с членами команды; аргументирует свою точку зрения относительно использования идей других членов команды для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений
Коммуникация	УК(У)-4. Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)	И.УК(У)-4.1. Выбирает стиль делового общения, в зависимости от языка общения, цели и условий партнерства; адаптирует речь, стиль общения и язык жестов к ситуациям взаимодействия
		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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
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 моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания	И.ОПК(У)-1.1. Применяет математический аппарат исследования функций, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, рядов, дифференциальных уравнений, теории функций комплексного переменного в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.3. Демонстрирует понимание физических явлений и применяет законы механики, термодинамики, электричества и магнетизма, основ оптики, квантовой механики и атомной физики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии
		И.ОПК(У)-1.5. Демонстрирует знание основ теоретической механики, теории механизмов и машин, сопротивления материалов, деталей машин и основ конструирования и применяет их при решении практических задач
		И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов
		И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических	И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы

	процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений	И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные
		И.ОПК(У)-2.3. Оценивает сходимость результатов расчетов, получаемых по различным методикам
		И.ОПК(У)-2.4. Обладает навыками работы с ЭВМ, используя новые методы и пакеты программ
Когнитивное управление	ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента	И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции совершаются в условиях неопределенности
		И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента
		И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении
		И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства
Использование инструментов и оборудования	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные	И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве
		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно- исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы
		И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ
Исследование	ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением	И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач профессиональной деятельности

	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
<b>Тип задач профессиональной деятельности: технологический</b>				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Формирование отчетности по добыче углеводородного сырья  2. Обеспечение технологического режима работы скважин	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ А «Документационное обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)–1. Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-1.1 Решает технические задачи и корректирует технологические процессы при эксплуатации скважин и линейных сооружений
	3. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту нефтепромыслового оборудования  4. Выполнение диагностического обследования оборудования по добыче углеводородного сырья	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)–2. Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-2.1 Проводит диагностику, текущий осмотр и ремонт технологического оборудования, используемого в процессах добычи нефти, газа и газового конденсата
	5. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями по добыче нефти, газа и газового конденсата  6. Обеспечение оперативного и инженерного безопасного сопровождения	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)–3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-3.1 Выполняет работы по контролю безопасности для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций в технологических процессах

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

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>ОТФ А «Комплексирование геолого-промысловых данных и построение моделей нефтегазовых залежей»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>		<p>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
2Б8Д	Ермоленко Иван Сергеевич

Тема работы:

Повышение эффективности добычи в осложненных механическими примесями условиях на X нефтегазоконденсатном месторождении (XX)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	68-67/с от 09.03.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.06.2022
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Причины отказов насосного оборудования. Основные источники и последствия выноса механических примесей. Основные методы борьбы с механическими примесями. Общие сведения об отложении неорганических солей. Общие сведения о месторождении. Характеристика состояния разработки месторождения в целом. Характеристика структуры фонда скважин и их показателей. Физико-литологическая характеристика продуктивных пластов. Методы снижения влияния механических примесей, применяемые

	на X месторождении. Анализ твердых отложений на X месторождении.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.т.н., Кашук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	11.03.2022
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			11.03.2022

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Ермоленко Иван Сергеевич		11.03.2022

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  
 Уровень образования: Бакалавриат  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения: весенний семестр 2021/2022 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.06.2022
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
05.04.2022	Общие сведения о механических примесях	15
20.04.2022	Особенности эксплуатации X нефтегазоконденсатного месторождения	17
12.05.2022	Подбор технологии по борьбе с механическими примесями на X месторождении	45
16.06.2022	Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	11
10.06.2022	Раздел «Социальная ответственность»	12
	Итого	100

#### СОСТАВИЛ:

##### Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

#### СОГЛАСОВАНО:

##### Руководитель ООП

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

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 107 страниц, 28 рисунков, 28 таблиц. Список литературы включает 50 источников. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: механические примеси, методы борьбы с механическими примесями, скважинные фильтры, защита скважинного оборудования, твердые частицы, слабосцементированный коллектор, вынос песка.

Объектом исследования являются добывающие скважины, на которых присутствует повышенное содержание механических примесей.

Целью работы является анализ существующих методов борьбы с механическими примесями и определение целесообразности их применения с технологической и экономической точки зрения для возможного внедрения некоторых из них на X нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ).

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены общие сведения о механических примесях. Был проведен комплексный анализ методов борьбы с механическими примесями, изучены их критерии применимости, достоинства и недостатки, исследованы методы, применяемые на X НГКМ, а также предложены другие способы снижения влияния механических примесей на оборудование.

Потенциальная экономическая эффективность связана с увеличением межремонтного периода (МРП), получением дополнительной добычи нефти и эффективной эксплуатацией скважинного оборудования.

Область применения: месторождения, осложненные механическими примесями.

Финансовая и социальная части включают в себя расчет экономической эффективности трех вариантов скважинных фильтров, а также меры безопасности при проведении мероприятий.

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ**

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

ВС – верхняя секция

ГРП – гидравлический разрыв пласта

КВЧ – концентрация взвешенных частиц

КЭС – кратковременная эксплуатация скважины

ЛГ – ловильная головка

МРП – межремонтный период

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

НИ – научное исследование

НКТ – насосно-компрессорная труба

ПЗП – призабойная зона пласта

ПЗС – призабойная зона скважины

РО – рабочий орган

ТКРС – текущий и капитальный ремонт скважин

УПН – установка подготовки нефти

УСПШ – устройство скважинное пускозащитное шнековое

УЭЦН – установка электроприводного центробежного насоса

ЭЦН – электроприводной центробежный насос



## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	19
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЯХ.....	21
1.1 Причины отказов наносного оборудования.....	21
1.2 Основные источники и последствия выноса механических примесей.....	22
1.3 Основные методы борьбы с механическими примесями.....	23
1.4 Общие сведения об отложении неорганических солей.....	43
2 ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ X НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	47
2.1 Общие сведения о месторождении.....	47
2.2 Характеристика состояния разработки месторождения в целом.....	47
2.3 Характеристика структуры фонда скважин и их показателей.....	49
2.4 Физико-литологическая характеристика продуктивных пластов.....	50
2.5 Методы снижения влияния механических примесей, применяемые на X месторождении.....	53
2.6 Анализ твердых отложений на X месторождении.....	53
3 ПОДБОР ТЕХНОЛОГИИ ПО БОРЬБЕ С МЕХАНИЧЕСКИМИ ПРИМЕСЯМИ НА X МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	58
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	67
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	67
4.1.1 Анализ конкурентных технических решений.....	67
4.1.2 SWOT-анализ.....	68
4.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	68
4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	68
4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения.....	69
4.3 Бюджет исследования.....	70
4.3.1 Расчет материальных затрат исследования.....	70

4.3.2	Расчет амортизации специального оборудования .....	71
4.3.3	Основная и дополнительная заработная плата исполнителей темы .....	71
4.3.4	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления) .....	73
4.3.5	Накладные расходы .....	73
4.4	Определение ресурсосберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....	74
	Выводы по разделу .....	76
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	79
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	79
5.1.1	Правовые нормы трудового законодательства .....	79
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей среды .....	80
5.2	Производственная безопасность .....	81
5.2.1	Анализ вредных производственных факторов .....	81
5.2.2	Анализ опасных производственных факторов .....	83
5.3	Экологическая безопасность.....	89
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	90
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	92
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	93
	Приложение А .....	98

## **ВВЕДЕНИЕ**

Ввиду большой востребованности нефтепродуктов в современных реалиях, нефтедобывающим компаниям России приходится наращивать, либо поддерживать объемы нефтедобычи на стабильно высоком уровне. Как следствие, возникают техногенные процессы, связанные с разрушением пород-коллекторов и выносом механических примесей вместе со скважинной продукцией.

Большая часть нефти в России добывается механизированным способом, который подразумевает использование установок электроприводных центробежных насосов (УЭЦН) и штанговых глубинных насосных установок (ШГНУ). При данном способе эксплуатации зачастую происходит износ рабочих частей насосного оборудования, связанный с воздействием на него под высоким давлением механических примесей, различающихся по размерам, составу и твердости.

Такое воздействие может привести не только к износу внутренних деталей, но и к разгерметизации насоса. Также существенно уменьшается коэффициент подачи насоса, дебит скважины и МРП.

Наиболее остро обстоит ситуация на поздних стадиях разработки месторождения, когда добыча нефти сопровождается высокой степенью обводненности. Она играет значительную роль в процессах развития интенсификации выноса пластового песка и разрушения слабосцементированных пород продуктивных горизонтов на месторождениях.

Статистические данные, собранные с различных месторождений на территории России, указывают на то, что большая часть УЭЦН вышла из строя по причине воздействия механических примесей.

Чтобы избежать частых поломок и ремонта дорогостоящего оборудования, нефтедобывающие компании вынуждены применять различные меры по борьбе с механическими примесями. Данные меры представляют собой современные технологические решения, созданные с целью предотвращения

попадания примесей в насосное оборудование и значительно продлить срок его непрерывной эксплуатации.

Актуальность данной работы заключается в необходимости применения дополнительных методов по борьбе с механическими примесями для защиты скважинного оборудования при эксплуатации скважин на X НГКМ, а также продления МРП эксплуатации оборудования.

Объектом исследования являются добывающие скважины, на которых присутствует повышенное содержание механических примесей.

Предмет исследования – снижение влияния механических примесей на скважинное оборудование.

Научная новизна исследования заключается в предложении иного метода борьбы с механическими примесями на X НГКМ, ранее не использовавшегося на нем.

Практическая значимость работы заключается в возможности внедрения предложенного метода борьбы с механическими примесями на X НГКМ.

Целью работы является анализ существующих методов борьбы с механическими примесями и определение целесообразности их применения с технологической и экономической точки зрения для возможного внедрения некоторых из них на X НГКМ.

Задачи работы:

- обзор основных сведений о механических примесях: источники и причины их появления, влияние на оборудование и методы борьбы с ними;
- определение влияния минералогического, фракционного и гранулометрического состава породы на вынос механических примесей;
- анализ технологической эффективности методов борьбы, с целью определения наиболее целесообразных для применения на X НГКМ.

## **1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЯХ**

Механические примеси – дисперсные частицы горных пород, выносимых из призабойной зоны скважины (ПЗС), продукты коррозии нефтепромыслового оборудования, нерастворимые компоненты самой нефти (асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО)) и минеральные соли.

### **1.1 Причины отказов наносного оборудования**

Отказ насосного оборудования в результате засорения рабочих органов штанговых глубинных насосов происходит в результате засорения и негерметичности клапана (чаще приемный, реже нагнетательный), закупоривания плунжера АСПО, солями и посторонними предметами, попадания механических примесей в зазор между плунжером и цилиндром насоса, полного засорения фильтра насоса, оседания механических примесей на обратном клапане электроприводного центробежного насоса (ЭЦН) и на плунжере штангового глубинного насоса (ШГН) при остановке, отказа оборудования вследствие эрозионного износа и т.д [1].

Промысловый опыт при пескопроявлениях скважины показывает, что даже кратковременная остановка скважинной штанговой насосной установки (СШНУ) на 15-20 минут часто приводит к заклиниванию плунжера. Механические примеси из насосно-компрессорных труб (НКТ) успевают за это время осесть на головку плунжера и, в случае начального движения плунжера вверх, насос клинит. Для предотвращения этого необходимо останавливать станок-качалку (СК), когда головка балансира находится в верхнем положении.

В УЭЦН чаще всего полностью или частично засоряются рабочие колеса и направляющие аппараты первых секций ЭЦН. Вследствие этого снижается производительность ЭЦН, появляется вибрация и УЭЦН выходит из строя.

## **1.2 Основные источники и последствия выноса механических примесей**

Источники механических примесей можно разделить на 4 основных группы [2]:

1. Пласт, т.е. продукты разрушения горных пород и кристаллы солей, а также проппант, закаченный при гидравлическом разрыве пласта (ГРП).

2. Технологические жидкости, закачиваемые в скважину: растворы глушения, промывочная жидкость, различные химические реагенты, растворитель и тому подобное. Перечисленные жидкости не всегда проходят качественную очистку.

3. Оборудование, т.е. продукты его коррозии, а также соли железа и других металлов.

4. Различный мусор, оставшийся на глубинно-насосном оборудовании, спускаемым в скважину. Такой мусор попадает в скважину при бурении, текущем и капитальном ремонте скважин (ТКРС), при глушении, технологических промывках и т.д. К первому случаю необходимо отнести наличие цементной и глинистой корки на стенках обсадных труб, которые при спуске НКТ и в ходе эксплуатации скважины осыпаются и попадают на прием насоса. Нередко в новых скважинах в насос попадает резина после перфорации, куски уплотнительного материала и другие предметы наземного происхождения.

Щепки из разломаченных деревянных прокладок прилипают к трубам и штангам и при спуске их попадают в скважину. Точно так же попадают другие предметы – изолента, шкимки, резина, краска и т.д. При замене НКТ на территории скважины часто к НКТ прилипает глина, которая частично попадает в скважину из-за отсутствия гарантированной очистки поверхности НКТ.

При капитальном ремонте скважин чаще всего скважины засоряются в процессе проведения технологических операций, особенно при производстве ловильных работ, ликвидации аварий с оборудованием, при выполнении операций, связанных с разбуриванием цементного камня, фрезерованием, скребкованием и райберованием скважины.

Значительное количество механических примесей и посторонних предметов может попасть в скважину в процессе глушения, горячих, химических обработок и проведения других технологических операций, связанных с промывкой и закачкой в скважину жидкости. Нередко это происходит при приготовлении жидкости глушения из комковых солей, которые содержат карьерный мусор и плохо фильтруются. Таким путем в скважину попадают чаще всего остатки растительности, кусочки тканевого материала, бумаги, полиэтилена, мелкие щепки и другие предметы.

На рисунке 1 показаны последствия и проблемы, вызываемые выносом механических примесей.



Рисунок 1 – Последствия и проблемы, вызываемые выносом механических примесей

### 1.3 Основные методы борьбы с механическими примесями

*Исполнение УЭЦН с повышенной устойчивостью к механическим примесям.* Согласно паспортным данным, допустимое количество механических примесей для насосов следующее:

- обычное исполнение – до 100 мг/л;
- износостойкое исполнение – до 500 мг/л;
- коррозионно-износостойкое исполнение – до 1000 мг/л;

Данные допустимые значения механических примесей не гарантируют того, что насосы смогут работать при таких показателях постоянно, однако непродолжительные (залповые) выносы механических примесей вполне выдержат.

Рассмотрим подробнее износостойкое исполнение УЭЦН, т.к. его применяют довольно часто, по сравнению с другими исполнениями, в том числе на Х НГКМ.

Конструкция износостойких насосов включает в себя следующие изменения [3]:

- нирезистовые рабочие колеса и направляющие аппараты;
- резиновая опора колеса вместо текстолитовой, а также стальная термообработанная втулка в направляющем аппарате. В импортных установках опорные шайбы делают из маслбензостойкой резины, а опора для нее – втулка из силицированного графита (графит с гарбидом кремния);
- дополнительные резинометаллические радиальные опоры, препятствующие изгибу вала, для уменьшения износа ступиц рабочих колес и вала.

Опоры с использованием карбида циркония компании Wood Group ESP (США) являются наиболее перспективными, однако они предназначены для насосов с двухопорными ступенями, т.к. при их использовании с одноопорными ступенями возможно появление высоких нагрузок. Стоимость таких опор, соответственно, выше. На рисунке 2 показана схема установки жесткого подшипника данной фирмы.



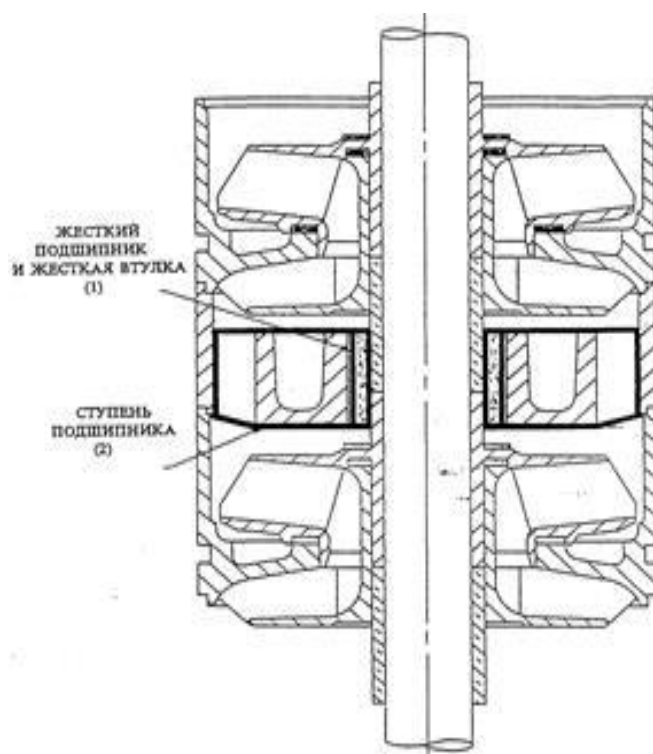


Рисунок 2 – Схема установки жесткого подшипника

Применением двухопорной ступени (рисунки 3 и 4) повышается надежность осевой опоры и межступенчатого уплотнения. Рабочее колесо имеет при этом две передних опоры с уплотнениями. Двухопорная конструкция помимо повышения надежности также обеспечивает лучшую изоляцию вала от абразивного и коррозионного износа, увеличивает ресурс работы и жесткость вала насоса благодаря тому, что увеличена длина осей межступенных уплотнений, которые также служат дополнительными радиальными подшипниками. Однако такая конструкция имеет большую стоимость и гораздо сложнее в изготовлении.

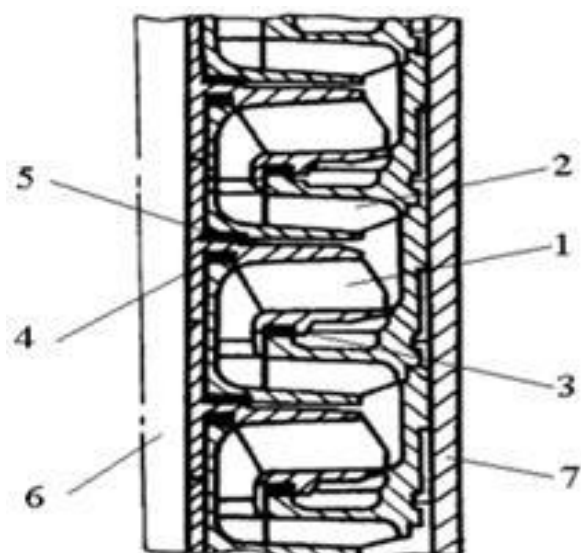


Рисунок 3 – Конструкция насоса с двухпорными ступенями: 1 – рабочее колесо, 2 – направляющий аппарат, 3 – первая передняя (нижняя) опора колеса с уплотнением, 4 – вторая передняя (нижняя) опора колеса с уплотнением, 5 – верхняя опора колеса с уплотнением, 6 – вал насоса, 7 – корпус насоса

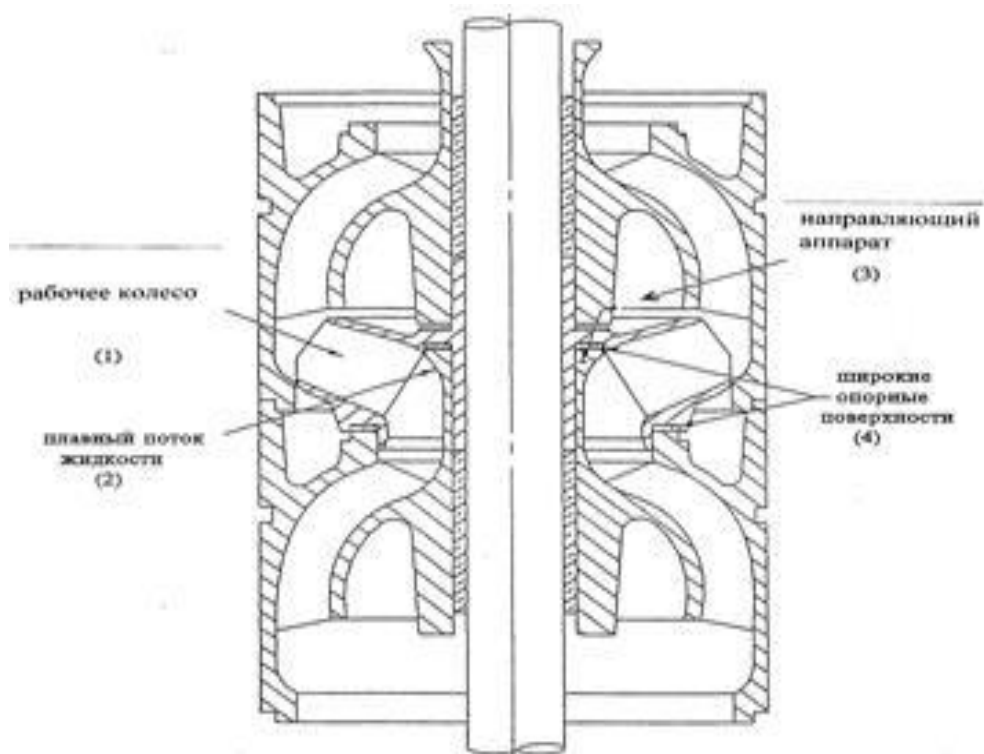


Рисунок 4 – Двухпорная ступень насоса

Двухпорная ступень имеет следующие преимущества:

- лучшая защита вала от механических примесей;

- уплотнения в паре колесо-аппарат обеспечивает надежную защиту от утечек и проникновения абразивных частиц;

- увеличенная жесткость сборочной единицы вал-рабочие колеса;

- исключение колебаний вала в поперечной плоскости вследствие удлиненной втулки колеса.

**Скважинные фильтры.** Установка фильтров является одним из наиболее распространенных методов защиты оборудования. Они имеют различную протяженность (от одного до нескольких сотен метров) и конструкцию (сетчатые, проволочные, щелевые, гравийные) [4].

Сетчатые фильтры (рисунок 5) имеют, исходя из названия, фильтрующую поверхность в виде сетки, иногда многослойную. В зависимости от размеров сетки, производят фильтрацию частиц от достаточно мелких (менее 50 мкм) до более крупных, вследствие чего применяются довольно часто при необходимости тонкой очистки. Среди недостатков выделяются сравнительно высокие гидравлические сопротивления и низкая ремонтпригодность в случае повреждения или засорения.

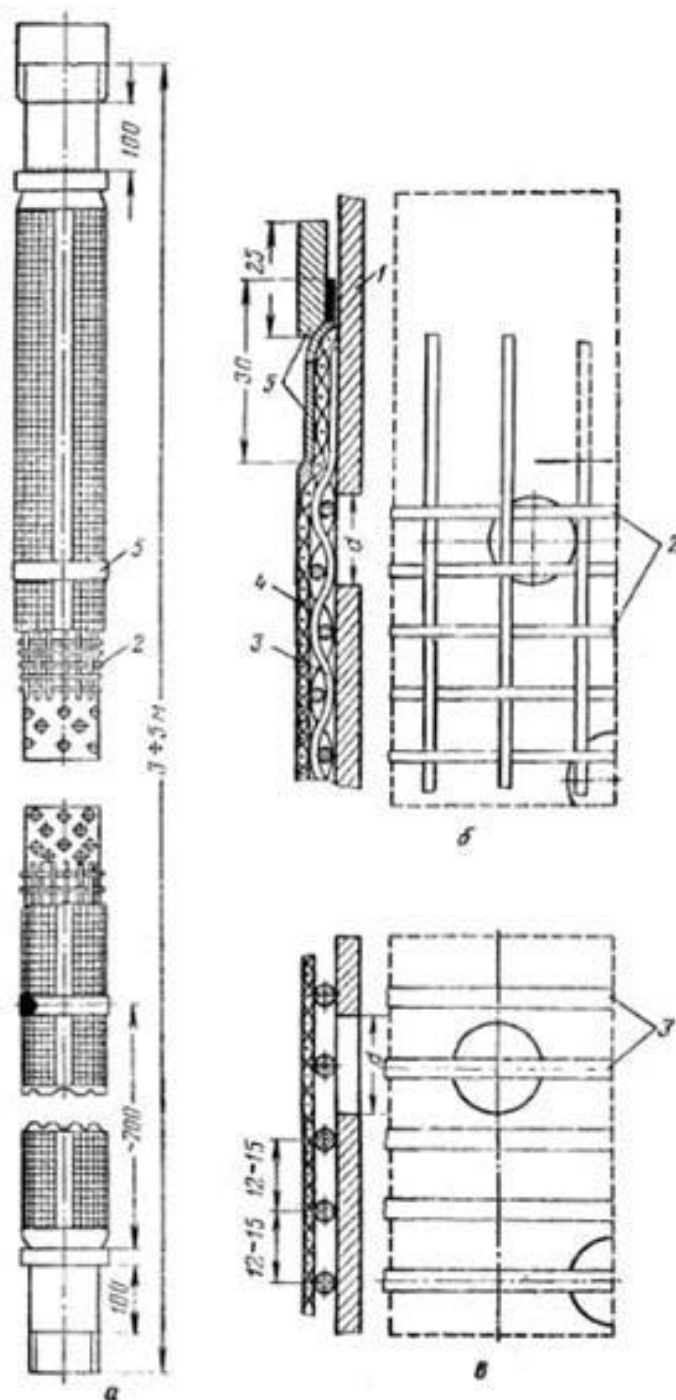


Рисунок 5 – Сетчатый фильтр: а) общий вид фильтра; б) детали фильтра;  
 в) 1 – опорный каркас, 2 – подкладочная сетка, 3 – проволочная спираль,  
 4 – фильтрационная сетка, 5 – накладные планки

Проволочные фильтры (рисунок б) сложены профилированной проволокой (круглого, трапециевидного, треугольного и др. сечения), намотанной на каркас, состоящего из параллельных стержней. Имеются и другие конструкции. В случае треугольного или трапециевидного сечения проволоки

более узкая часть направлена внутрь фильтра, что способствует меньшему засорению фильтра и снижению кольматации. Такие фильтры имеют большую площадь фильтрации наилучшие фильтрационные характеристики, в сравнении с другими фильтрами, а также более надежны и долговечны, чем сетчатые.

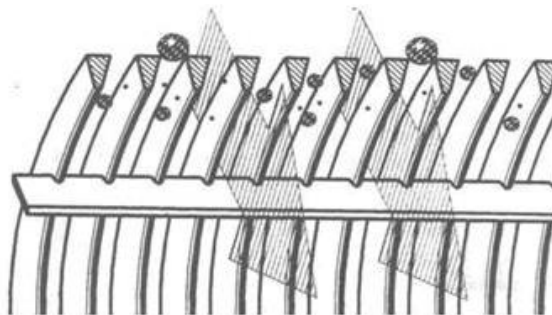


Рисунок 6 – Проволочный фильтр

Принцип действия щелевых (беспроволочных) фильтров (рисунок 7) схожа с проволочными, т.к. в обоих случаях фильтрация происходит через узкие щели. Ширина щели щелевого фильтра, в отличие от проволочного, строго фиксирована. Профиль щелей исполняют в трапецеидальной форме. Главным недостатком таких фильтров является их низкая скважность. Для решения этой проблемы в современных конструкциях используют опорные конструкции (стержни и кольца), как у проволочных фильтров, что позволяет увеличить количество щелей без вероятности смятия фильтра в процессе спускоподъемных операций (СПО).

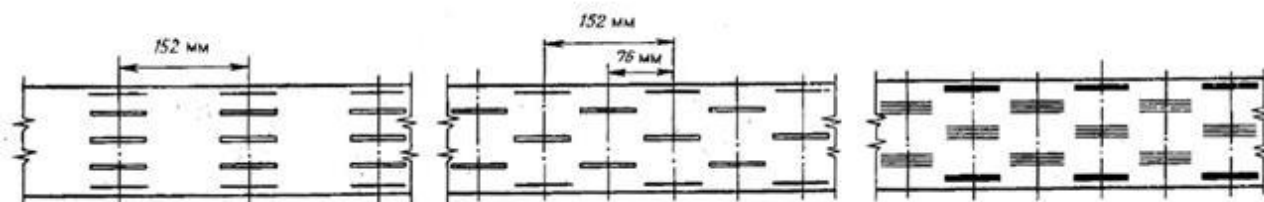


Рисунок 7 – Щелевые фильтры: а) щели расположены симметрично; б) щели расположены в шахматном порядке; в) двойные щели; г) горизонтальные щели

Гравийными фильтрами (рисунок 8) называют фильтры, поверхность которых состоит из искусственно введенного гравия (кварцевого песка), намытого вокруг опорного фильтрового каркаса. Также имеются предварительно набитые гравием фильтры, но гравий в этом случае выполняет роль фильтрующей прослойки и такие фильтры собирают на поверхности, в отличие от намывных, которые собираются непосредственно на забое. Намывные гравийные фильтры обладают высокой фильтрующей способностью, низкими гидравлическими сопротивлениями, надежностью и долговечностью, способствуют укреплению призабойной зоны пласта (ПЗП), препятствуют ее разрушению, однако они очень дороги, достаточно трудоемки и, в отличие от остальных фильтров, устанавливаются при заканчивании скважины, т.е. вытащить их на поверхность для очистки и других мероприятий проблематично. Вследствие этого следует тщательно подходить к анализу выносимых механических примесей, чтобы не возникла вероятность колюматации.

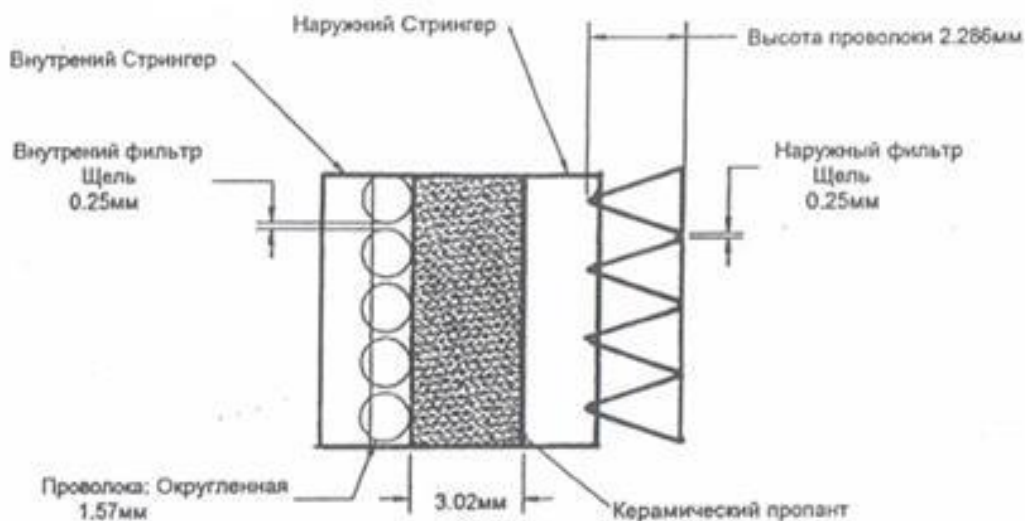


Рисунок 8 – Гравийный фильтр

В любом случае при подборе фильтра необходимо учитывать стоимость фильтра, затраты на его установку, ремонтпригодность, возможные потери и т.д.

**Заканчивание скважин фильтром-хвостовиком.** В данном случае фильтр в виде хвостовика спускают в скважину. Он имеет различные конструкции, к примеру, с сальниковым закреплением в зацементированной в кровле пласта обсадной колонне (рисунок 9, а), или в виде продолжения обсадной трубы (рисунок 9, б). Крупнозернистые фракции песка при эксплуатации скважины образуют за хвостовиком своего рода слой песчаного фильтра, препятствующего поступлению мелких фракций. Щели фильтра могут располагать как вдоль, так и поперек. Их ширина обычно составляет от 0,75 до 3 мм [5].

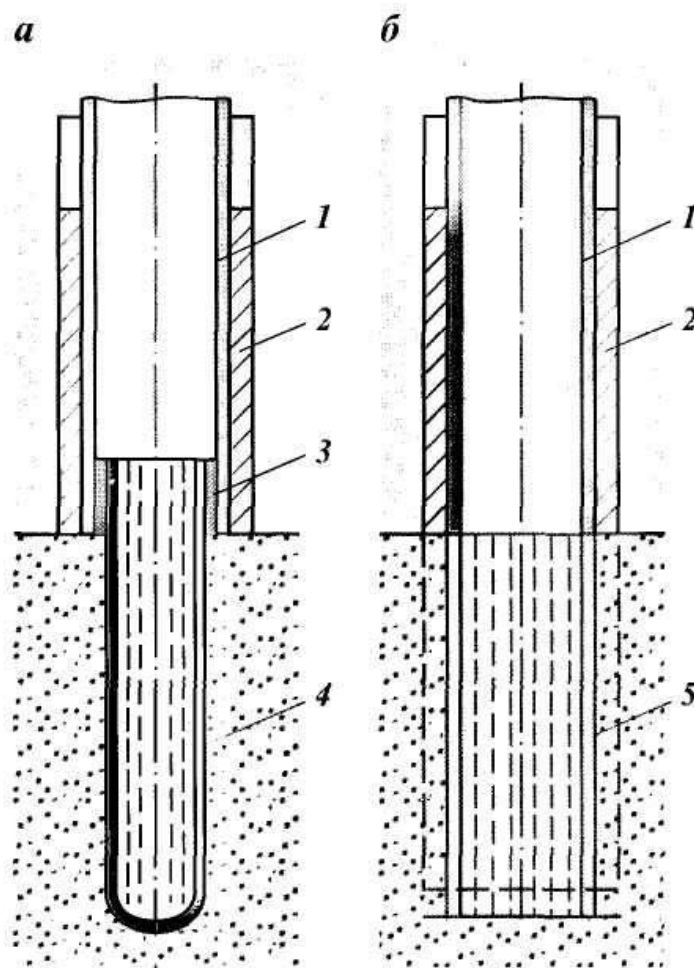


Рисунок 9 – Забои с фильтрами, предотвращающими поступление песка в скважину: 1 – обсадные трубы; 2 – цементный раствор; 3 – сальник; 4 – фильтр-хвостовик; 5 – фильтр – продолжение обсадной трубы

Существует конструкция, в которой обсадную колонну цементируют для разобщения нефтеносных, водоносных и газоносных горизонтов, а затем цементное кольцо перфорируют. Такая конструкция (рисунок 10, а) в России более распространена. Однако в такой конструкции имеются и недостатки: засорение пласта, которое приводит к ухудшению фильтрационных свойств призабойной зоны, а также несовершенство по характеру вскрытия, т.к. прострелом отверстий вскрывается лишь небольшая часть дренирования. Имеется конструкция, в которой устанавливают дополнительные фильтры (рисунок 10, б).

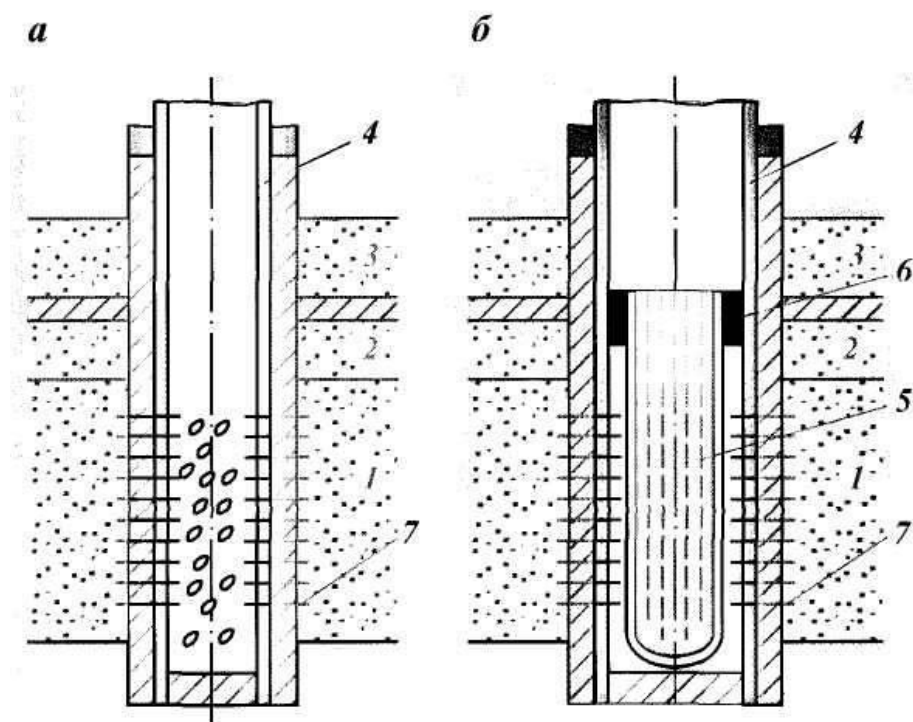


Рисунок 10 – Забои скважин с обсаженным стволом: 1 – продуктивный пласт; 2 – газоносный пласт; 3 – водоносный пласт; 4 – обсадная колонна; 5 – фильтр-хвостовик; 6 – пакер (сальник); 7 – перфорационные отверстия

**Коксование нефти в ПЗП.** Одним из перспективных термических методов борьбы с выносом песка является крепление ПЗП коксованием нефти. Метод заключается в получении в качестве вяжущего материала кокса, который образуется вследствие продолжительного окисления ПЗП горячим воздухом [6].



Нагнетаемый горячий воздух взаимодействует с компонентами нефти при температуре 260-450 °С, вследствие чего образуются двуокись углерода, пары воды и низкомолекулярные продукты (кислоты, эфиры, альдегиды). Таким образом свойства и структура нефтяного остатка значительно меняются вследствие возрастания содержания асфальтенов, которые и являются коксообразующим компонентом нефти.

Коксование нефти может применяться на ранней стадии разработки месторождений, имеющих высоковязкую нефть и небольшие глубины залегания пластов. Также для нагрева воздуха до таких температур требуется тепловой генератор, который требует дополнительных затрат.

В целом, коксование нефти в ПЗП незначительно распространен в связи со сложностью и дороговизной работ.

### ***Применение RCP-проппанта.***

На скважинах, характеризующихся интенсивным пескопроявлением, который приводит к образованию каверн в пласте, была испытана технология крепления ПЗП на основе малотоннажного ГРП с использованием RCP-проппанта (рисунок 11) массой до 5 т [7].

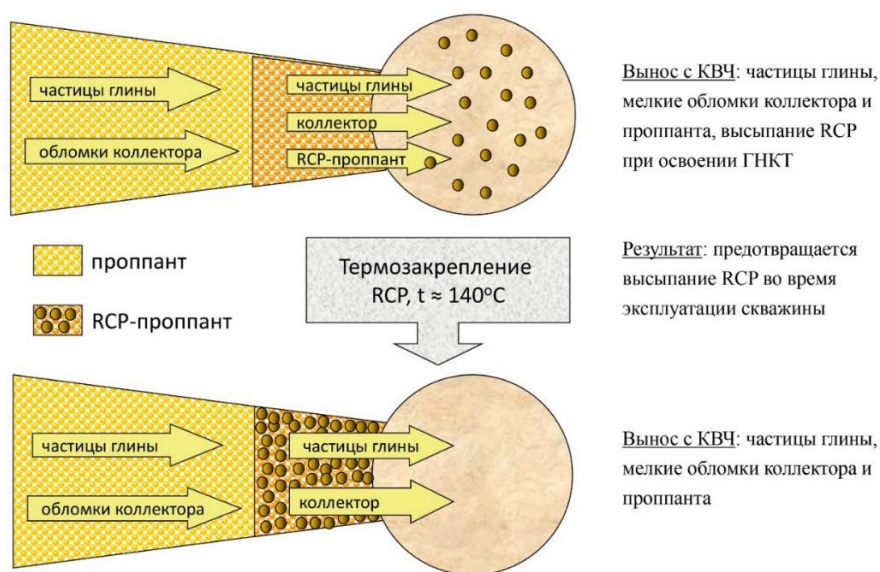


Рисунок 11 – Принцип действия RCP-проппанта

Resin Coated Proppant – покрытый смолой (фенолформальдегидной) проппант. Сшивание частиц проппанта начинается при давлении выше 69 атм, либо при атмосферном давлении и температуре выше 90 °С. При проведении ГРП пласт может остывать до 45 °С, что ухудшает склеивание RCP-проппанта. В таком случае используют специальные композиции, которые выполняют роль разогревающего состава, разогреваясь до 140 °С.

Среди недостатков отмечают сравнительно большой расход проппанта, вынос его в скважину, сложность работы с низкотемпературными скважинами, а также необходимость в тщательном подборе активаторов.

*Химические методы крепления ПЗП.* К химическим методам предупреждения пескопроявлений относится использование методов закрепления призабойной зоны пласта составами, формирующими проницаемый экран, играющий роль фильтра. При успешном использовании методов удается снизить вынос механических примесей, сохранив фильтрационные свойства пласта.

Методы основаны на адгезии фрагментов состава на границе между частицами механических примесей, вследствие чего создаются системы «песок-твердый полимер (или другое вещество)» в слабосцементированном коллекторе [8].

Составы на основе кремнийорганических соединений в основном используют при проведении водоизоляционных работ (ВИР). Состав способен подвергаться гидролизу с образованием геля кремниевой кислоты, который обладает устойчивостью к высоким температурам, недостатком состава является снижение проницаемости пласта.

Синтетические смолы позволяют провести крепление за короткий срок и при низких затратах, однако смолы очень вязкие (вязкость может достигать 3500 мПа·с), вследствие чего затрудняется обработка пласта.

Уретановый предполимер позволяет добиться оптимальной прочности (до 6 мПа) и проницаемости закрепленной породы (снижение не более 15-20 %). с помощью микроскопа была изучена структура данного полимерного фильтра.

На снимках видно, что между частицами песка имеется значительный объем свободного пространства, обеспечивающий проницаемость внутрипластового фильтра (рисунок 12).

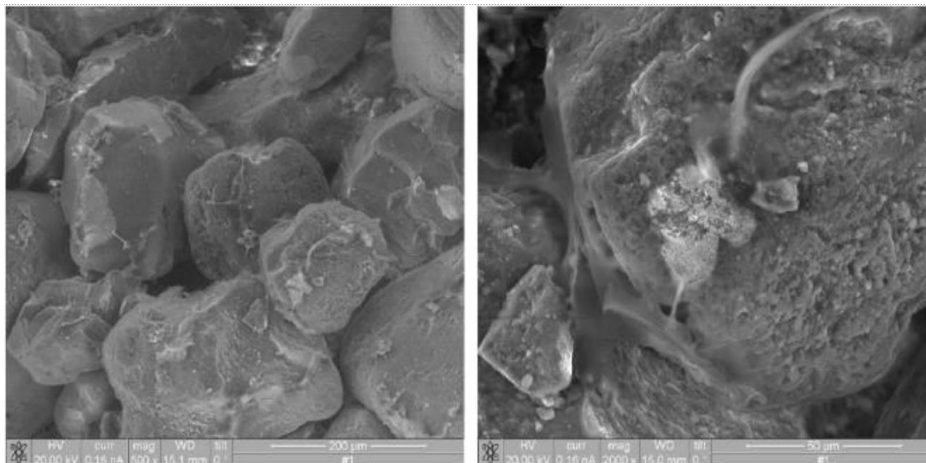


Рисунок 12 – Изображения кварцевого песка под микроскопом

Обзор существующих химических методов борьбы с пескопроявлением показывает широкое их использование при проведении работ на скважине. Для этих целей используется большое разнообразие химических реагентов, преимущественно на основе полимеров. Такой широкий выбор составов обосновывается необходимостью подбора конкретных реагентов под каждое месторождение или скважину со своими геолого-промысловыми условиями.

Схожим методом является применение тампонажных составов, при отверждении которых создается проницаемый камень. В качестве материалов в настоящее время используется синтетическая смола «Геотерм-01» и «Линк». Полимерные составы прочны, коррозионно-устойчивы, но снижают проницаемость и повышают гидродинамическое сопротивление в пласте.

Технология позволяет существенно повысить наработку на отказ и увеличить дебит жидкости, однако при этом продуктивность пласта снижается более, чем в два раза.

*Десендер.* Фильтр модульный гравитационный (ФМГ) ФМГ-01 обеспечивает устойчивую производительность УЭЦН в осложненных выносом песка, механических примесей и незакрепленного проппанта скважинах [9].

Принцип действия десендера (рисунок 13) заключается в прохождении пластовой жидкости через внутреннюю полость корпуса модуля пескосепарирующего, где поток жидкости отделяется от частиц песка и механических примесей под воздействием центробежных сил, далее поток жидкости производит разворот на 180° и под действием гравитационных сил частицы песка и механических примесей оседают в контейнерные НКТ. Отсепарированная от механических примесей и песка жидкость направляется через отверстия верхнего выводящего модуля в зону приема пластовой продукции ЭЦН.



Рисунок 13 – Десендер ФМГ-01: 1 – манжетный разобщитель затрубного пространства; 2 – клапан прямого прохода; 3 – модуль пескосепарирующий; 4 – контейнерные накопительные трубы НКТ

Рассмотрим также инерционный десендер УСПШ.01-73 (рисунок 14), т.к. такой тип десендеров используется на Х НГКМ в многозабойных скважинах.

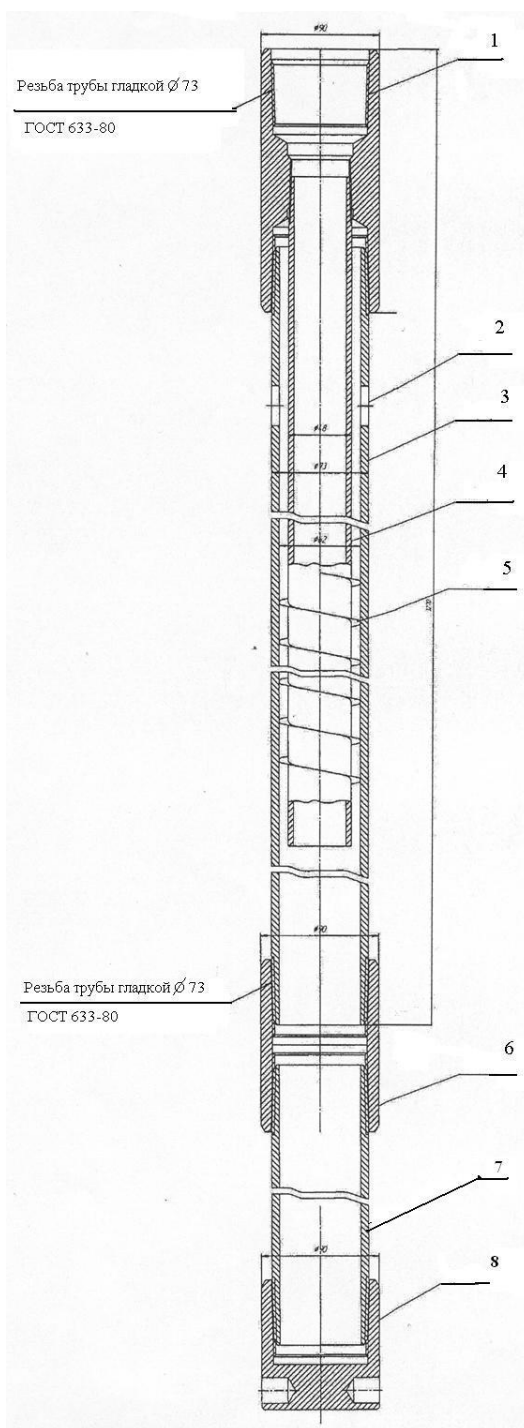


Рисунок 14 – УСПШ.01-73: 1 – соединительная муфта; 2 – входные отверстия; 3 – корпусная труба НКТ; 4 – патрубок НКТ48; 5 – сепаратор шнековый; 6 – муфта НКТ; 7 – контейнер для механических примесей; 8 – пробка с резьбой НКТ

Жидкость, поступающая в десендер через входные отверстия 2, меняет направление и попадает в песочный якорь. Из-за смены направления на противоположное и снижения скорости происходит отделение газа и крупных фракций механических примесей. Жидкость продолжает движение между стенкой корпуса 3 и наружной поверхностью приемно-выкидного патрубка корпуса 4, на котором навита нисходящая спираль 5 – шнековый сепаратор, при движении по которому за счет центробежных сил механические примеси отделяются, попадают на кольцевой ускоритель потока, прижимаются к внутренней стенке корпуса 3 и осаждаются в контейнере 7. Жидкость снова меняет направление на противоположное и двигается вверх через нижнее отверстие приемно-выкидного патрубка 4 [10].

***Шламоуловитель модульный (ШУМ).*** Шламоуловитель модульный предназначен для защиты насоса от попадания механических примесей, в скважинах после гидроразрыва пласта и в начальный момент эксплуатации УЭЦН [11].

Шламоуловитель устанавливается в качестве дополнительной секции УЭЦН между входным модулем и нижней секцией ЭЦН.

При поступлении пластовой жидкости в шламоуловитель (рисунок 15), механические примеси под действием центробежных сил отбрасываются к периферии, и там собираются в аппараты-накопители. Далее, пластовая жидкость поступает в диспергирующие ступени, где происходит измельчение газовых пробок. Подготовленная однородная газожидкостная смесь подается на рабочие ступени для повышения напора, и затем на вход погружного центробежного насоса.

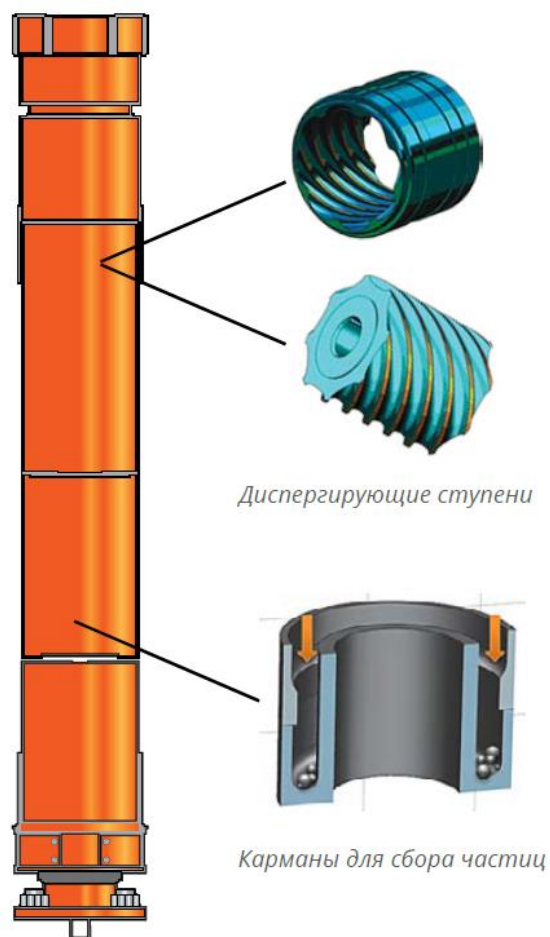


Рисунок 15 – Шламоуловитель модульный

**Колтюбинг.** Колтюбинг – специальная установка для проведения технологических операций при ТКРС, а также для бурения скважин с использованием колонны гибких труб. Колтюбинговые установки (рисунок 16) позволяют работать без глушения скважины с герметизацией устья до 70 МПа. Благодаря этому появляется возможность избежать репрессии давления на пласт, вследствие чего уменьшается или вообще исчезает загрязнение ПЗП технологическими жидкостями. Также в последнее время колтюбинг стали применять при очистке колонны труб и забоев от песчаных пробок [12].



Рисунок 16 – Колтюбинговая установка

Преимущества колтюбинга:

- герметичность устья скважины;
- возможность осуществления работ без глушения скважины;
- отсутствие необходимости освоения и вызова притока скважин;
- безопасность проведения СПО;
- уменьшение времени на СПО скважинного оборудования на проектную глубину;
- обеспечение возможности бурения, спуска забойных инструментов и приборов, а также выполнение операций ТКРС в горизонтальных и наклонных скважинах;
- соблюдение более высоких требований в области экологии при проведении всех операций по ремонту и бурению скважин, в том числе за счет меньших размеров комплексов оборудования для этих целей по сравнению с традиционными;
- существенный экономический эффект в результате применения колонн гибких труб как во время ремонта, так и при проведении буровых работ.

***Кратковременная эксплуатация скважин (КЭС).*** Под кратковременной эксплуатацией скважин понимают выделение двух циклов работы: откачка и накопление (рисунок 17). Длительность откачки в среднем составляет 5-10 минут, а накопления – 30-60 минут. Для этого используют



УЭЦН, имеющие излишнюю производительность, а также станцию управления с преобразователями частоты и системы погружной телеметрии. КЭС применяют на малодобитных и среднедобитных скважинах (до 80 м<sup>3</sup>/сут). В цикле накопления скважина выполняет функции сепаратора, т.е. нефть скапливается в верхней части столба жидкости вследствие гравитационного разделения, а вода – в нижней. Таким образом сначала откачивается высокообводненная, а затем низкообводненная продукция, вследствие чего количество механических примесей снижается из-за снижения депрессии на пласт.

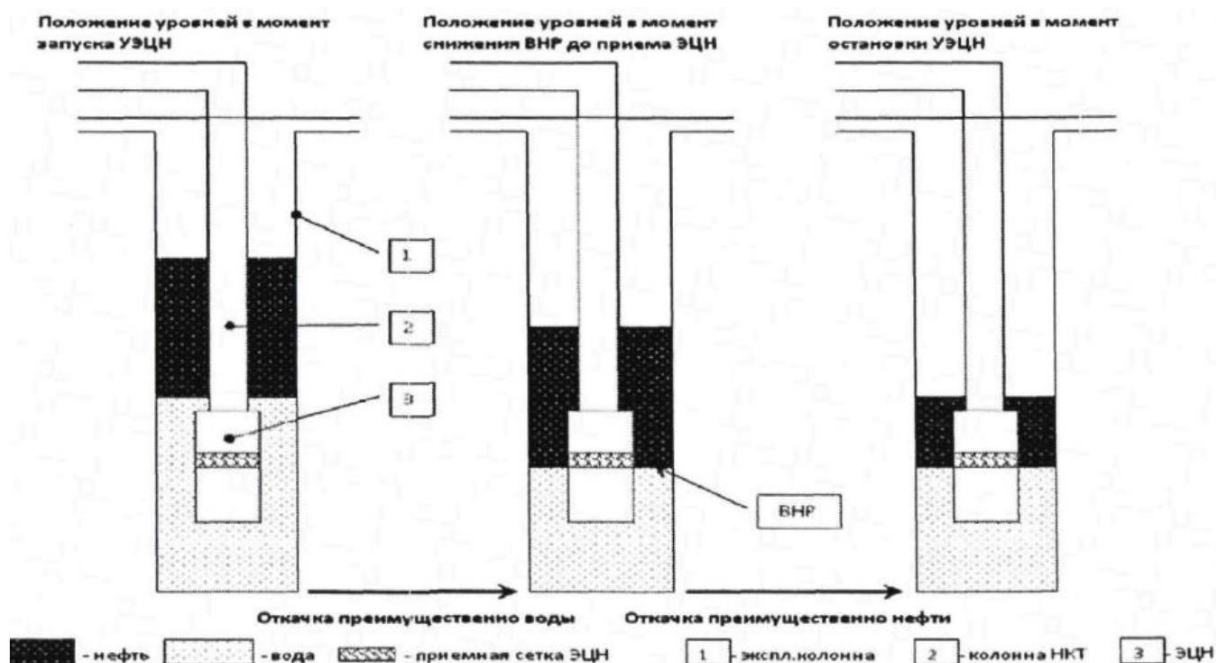


Рисунок 17 – Схема кратковременной эксплуатации скважины

**Поддержание оптимального значения депрессии.** Депрессия скважины – разность между пластовым давлением в районе скважины и ее забойным давлением, вызывающая движение газа из пласта к забою скважины [13].

С увеличением депрессии возрастает дебит эксплуатационной скважины.

При этом важным является понятие допустимой депрессии (устанавливается в результате исследования скважины), превышение которой вызывает:

- подтягивание языков пластовой воды,
- разрушение призабойной зоны скважины,
- образование гидратов природного газа на забое или в пласте,
- смятие эксплуатационных колонн и т. д.

Оптимальная величина депрессии определяется технико-экономическими расчетами. Для подбора оптимального значения депрессии определяют нагрузку, при которой появляется вероятность разрушения породы пласта. Таким образом, поддерживая оптимальное значение депрессии можно снизить риск появления механических примесей в добываемой продукции.

***Периодические промывки забоя скважины.*** Промывка забоя заключается в циркуляции промывочной жидкости из трубного пространства в затрубное (прямая) или наоборот (затрубная) с захватываем ПЗС для подхватывания осевших механических примесей и выноса на поверхность. Также имеется комбинированная промывка – попеременное проведение прямой и обратной. После рызмыва прямой промывкой верхней части пробки изменяют направление для ускорения выноса ее на поверхность, а после выноса – снова изменяют направления для размыва следующей части пробки и т.д.

Для предотвращения закупорки затрубного пространства не следует длительно оставлять скважину без циркуляции при изменении направления движения жидкости, разгрузку инструмента следует производить до повышения давления в нагнетательной линии [14].

Для размыва пробки низ колонны труб оборудуют «пером» – патрубком с косым срезом, а при крепких пробках используют «карандашный» мундштук с отверстием диаметром 5-15 мм, создающим гидромониторный эффект.

Преимущества и недостатки некоторых методов снижения влияния механических примесей, которые можно применить на Х НГКМ, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Преимущества и недостатки различных методов

Метод	Преимущества	Недостатки
Щелевой фильтр	<ul style="list-style-type: none"> <li>- высокая механическая прочность;</li> <li>- эффективная промывка;</li> <li>- большой срок службы;</li> <li>- стабильная степень фильтрации</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- не всегда надежны;</li> <li>- достаточно низкая скважность;</li> <li>- высокая подверженность кольматации</li> </ul>
Сетчатый фильтр	<ul style="list-style-type: none"> <li>- большой срок службы;</li> <li>- высокая степень фильтрации;</li> <li>- достаточно легкая очистка;</li> <li>- достаточно высокая площадь фильтрации (15-30 %);</li> <li>- устойчивость к эрозии</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- сравнительно большие входные сопротивления;</li> <li>- низкая ремонтпригодность;</li> <li>- достаточно быстрое загрязнение фильтра (высокая частота промывок);</li> <li>- вероятность смятия конструкции при монтаже</li> </ul>
Проволочный фильтр	<ul style="list-style-type: none"> <li>- хорошие фильтрационные свойства;</li> <li>- надежная и эффективная конструкция;</li> <li>- низкие входные сопротивления;</li> <li>- наибольшая площадь фильтрации среди конкурентов</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- сложность очистки;</li> <li>- низкая ремонтпригодность;</li> <li>- зависимость проницаемости и пескоудерживающей характеристики от профиля проволоки (круглый, треугольный, трапецеидальный)</li> </ul>
Гравийный фильтр	<ul style="list-style-type: none"> <li>- низкие входные сопротивления;</li> <li>- предотвращение обвала коллектора;</li> <li>- продолжительный срок службы;</li> <li>- высокая эффективность;</li> <li>- успешное применение при большой неоднородности частиц коллектора</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- дороговизна в сравнении с сетчатыми и проволочными фильтрами;</li> <li>- вероятность кольматации фильтра при наличии мелкозернистых фракций;</li> <li>- невозможность промывки</li> </ul>
Крепление ПЗП	<ul style="list-style-type: none"> <li>- широкий выбор составов</li> <li>- хороший результат при правильном подборе состава</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- сложность обработки, снижение проницаемости, стоимость, прочность и другие показатели для каждого состава индивидуальны</li> </ul>
Десендер	<ul style="list-style-type: none"> <li>- простота установки;</li> <li>- хорошая степень очистки;</li> <li>- большой диапазон применения по дебитам</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- сложность конструкции;</li> <li>- фильтрация преимущественно крупных частиц;</li> <li>- низкая ремонтпригодность</li> </ul>
Шламоуловитель модульный	<ul style="list-style-type: none"> <li>- простота установки;</li> <li>- устойчивость к выбросам газа;</li> <li>- высокая степень очистки</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- сложность конструкции;</li> <li>- низкая ремонтпригодность</li> </ul>

#### 1.4 Общие сведения об отложении неорганических солей

Отложения неорганических солей на скважинном оборудовании, в трубопроводах системы сбора и подготовки нефти, а также в системе утилизации сточной воды являются одним из серьезных осложняющих факторов.

На скважинном оборудовании, в системе сбора и поддержания пластового давления (ППД), в технологических трубопроводах и оборудовании установки подготовки нефти (УПН) чаще всего выпадают следующие неорганические соли [15]:

1. Гипс  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  и ангидрит  $\text{CaSO}_4$ .
2. Карбонаты кальция  $\text{CaCO}_3$  (кальцит).
3. Галит  $\text{NaCl}$ .
4. Сульфиды железа  $\text{FeS}$ .
5. Комплексные соли (смесь солей).

Реже, но обнаруживаются также отложения сульфата бария  $\text{BaSO}_4$  – барит и карбонат магния – магнезит  $\text{MgCO}_3$ . Эти соли откладываются совместно с АСПО, механическими примесями, продуктами коррозии.

С увеличением обводненности продукции месторождений при химическом анализе отложений в скважинном оборудовании обнаруживается большое количество сульфида железа  $\text{FeS}$ , агрегатированного с АСПО, механическими примесями, различными солями (гипс, кальцит, галит и др.). Эти отложения называются сульфидосодержащими отложениями: в наших условиях это, в основном, гипсосульфидоуглеводородные ( $\text{CaSO}_4 + \text{FeS} + \text{АСПО}$ ) и карбонатосульфидоуглеводородные ( $\text{CaCO}_3 + \text{FeS} + \text{АСПО}$ ) отложения.

В зависимости от конкретных условий состав солевых отложений может быть самый разный, но, как правило, практически не встречаются отложения, состоящие только из одной соли, например, из гипса или карбонатов. Обязательно присутствуют в составе солей АСПО, механические примеси и по большинству месторождений – сульфид железа. Характер отложений в выкидных линиях идентичен с отложениями на скважинном оборудовании.

На рисунке 18 приведен разрезанный водовод сточной воды на Мишкинском месторождении нефти с солевыми отложениями.



Рисунок 18 – Разрез водовода сточной воды на Мишкинском месторождении нефти с отложениями, состоящими из карбонатов, сульфатов, сульфида железа, АСПО, механических примесей

Методы удаления отложений солей в работе подробно не рассматриваются, однако предварительно следует заметить, что если отложения в основном состоят из карбонатов и сульфидов железа, то удаление производят промывкой соляно-кислотными композициями. Если в осадках 60 % АСПО и более, то такие осадки разваливаются при промывках растворителями и при горячих промывках. Гипсы плохо поддаются удалению, однако разработаны комплексные составы для промывки неустойчивых гипсовых отложений, которые показали удовлетворительные результаты.

При любом способе эксплуатации скважин – фонтанном, насосном, газлифтном – проявляются солеотложения, но больше всего при насосном. Это вызвано заклиниванием оборудования и сужением проходного сечения НКТ. В результате солеотложения падает добыча продукции, выходит из строя дорогостоящее оборудование.

Причины солеотложения [16]:

- несовместимость составов нагнетаемых и пластовых вод;
- обводненность более 50 %;
- содержание большого количества углекислого газа и гумусовой кислоты в закачиваемой воде;
- наличие терригенно-карбонатных образований в рассеянном состоянии, которые могут служить источником роста минерализации;
- изменение термобарических условий;

- испарение;
- растворение горных пород и газов;
- дегазация воды;
- большое содержание углекислого газа, растворенного непосредственно

в нефти, как следствие – высокое содержание растворенного кальцита.

Правильный выбор метода борьбы с солеотложением можно осуществить, проведя анализ возможных причин, условий и зон отложения солей. Основные существующие методы и способы предотвращения отложения солей показаны на рисунке 19.



Рисунок 19 – Классификация методов предупреждения отложения неорганических солей

Конкретные мероприятия по борьбе с неорганическими солями разрабатываются и осуществляются для каждого месторождения отдельно после проведения комплекса исследовательских работ.

## 2 ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ X НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 2.1 Общие сведения о месторождении

X месторождение находится на территории одноименного лицензионного участка, расположенного на XXXXX. В административном отношении территория месторождения входит в XXXX.

Промышленная нефтегазоносность X месторождения приурочена к пластам дорожковой, долганской, яковлевской, малохетской, суходудинской, нижнехетской и сиговской свит.

Запасы углеводородов утверждены государственной комиссией по запасам (ГКЗ) Роснедра в 2007 г. (протокол № X от X г.) и уточнялись в рамках оперативных пересчетов запасов в 2008-2017 гг.

По величине запасов нефти, X месторождение классифицируется как крупное ( $B_1 / B_2$ )

- геологические запасы нефти, тыс. т X;
- извлекаемые запасы нефти, тыс. т X.

Начальные геологические запасы газа газовой шапки и свободного газа по месторождению составляют X млн  $m^3$ , в т.ч. по категории  $B_1$  – X млн  $m^3$ , по категории  $B_2$  – X млн  $m^3$ , начальные запасы конденсата ( $B_1 / B_2$ ):

- геологические запасы, тыс. т X;
- извлекаемые запасы, тыс. т X.

### 2.2 Характеристика состояния разработки месторождения в целом

X месторождение открыто в 1988 г., введено в разработку в 2016 г. С позиции величины запасов углеводородов месторождение классифицируется как крупное.

По состоянию на 01.01.2018 г. накопленная добыча нефти по месторождению составляет X тыс. т, при накопленном отборе жидкости X тыс. т. Накопленная добыча нефти на одну скважину – X тыс. т/скв.

В 2017 г. добыто X тыс. т нефти, X тыс. т жидкости, среднегодовая обводненность продукции скважин – 7,9 %, дебит нефти действующих скважин – X т/сут, жидкости – X т/сут (рисунки 34 и 35). Добыча газа газовых шапок осуществляется через нефтяные скважины. В 2017 г. отобрано X млн м<sup>3</sup>. Всего с начала разработки отобрано X млн м<sup>3</sup> газа газовой шапки. Добыча свободного газа на месторождении не осуществляется.

X месторождение находится на начальной стадии разбуривания, реализация проектного фонда составляет 1,5 %. Динамика основных показателей отображена на рисунках 20 и 21.

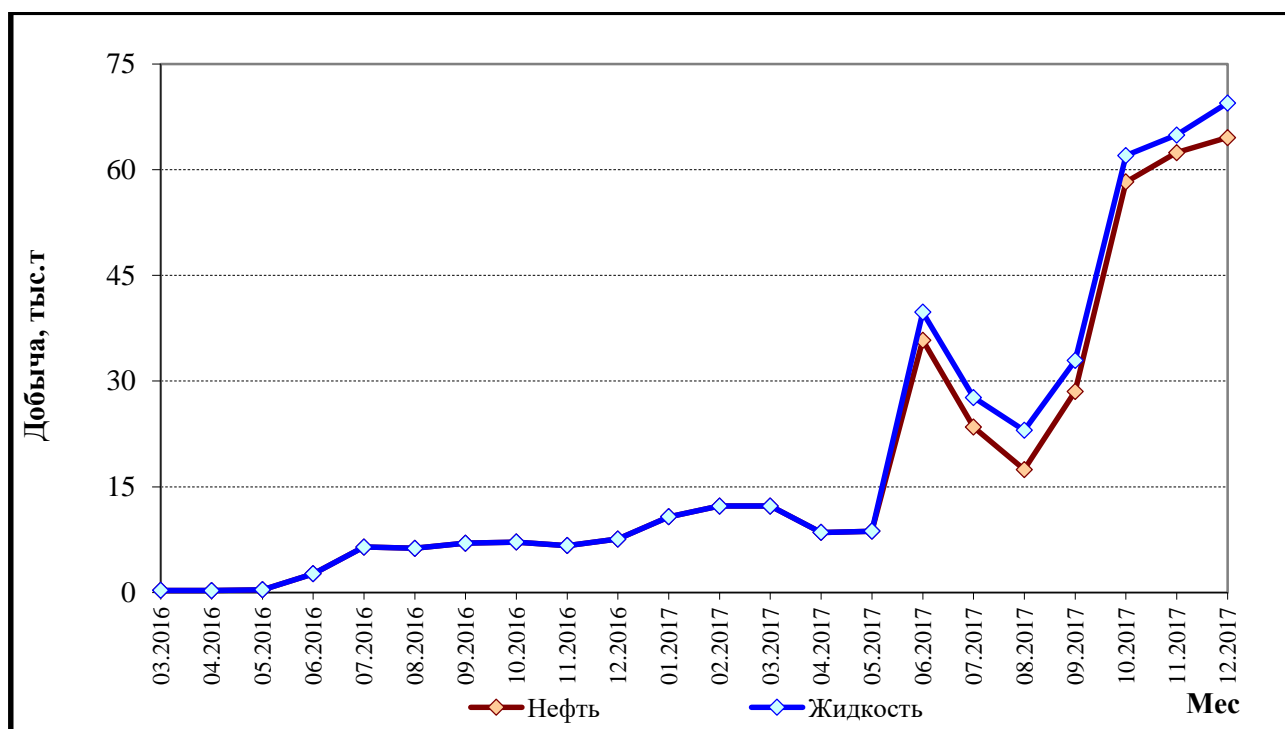


Рисунок 20 – Динамика основных показателей разработки X месторождения



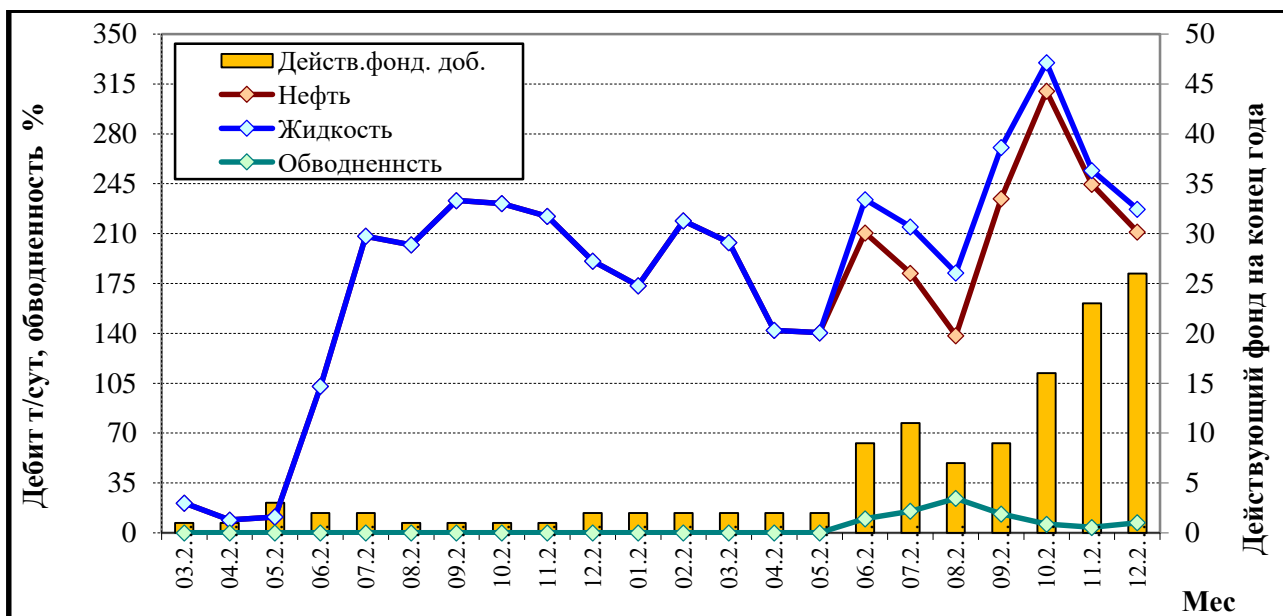


Рисунок 21 – Динамика основных показателей разработки X месторождения

### 2.3 Характеристика структуры фонда скважин и их показателей

По состоянию на 01.01.2018 г. в пределах месторождения пробурено 56 скважин, в т.ч. 27 поисково-разведочных, 28 эксплуатационных (в т.ч. одна водозаборная) и одна в консервации.

Основная часть эксплуатационного фонда скважин (23 единицы) пробурена в 2016-2017 гг. Из 29 пробуренных скважин 26 (89 %) с горизонтальным окончанием. Наклонно-направленными являются две добывающие (№101, 7028) и одна водозаборная скважины.

По состоянию на 01.01.2018 г. в действующем добывающем фонде числится 26 скважин (из них 12 нагнетательных в отработке на нефть), в бездействии пребывает одна скважина и одна в консервации. Единственная водозаборная скважина находится в бездействующем фонде.

Среднемесячные дебиты нефти и жидкости по скважинам по состоянию на 01.01.2018 г. составляют X т/сут и X т/сут соответственно. Максимальный дебит жидкости X т/сут, наблюдался по скважине № X в январе 2009 г., при обводненности 0,9 %.

Таким образом, по состоянию на 01.01.2018 г.:

- на месторождении пробурено 56 скважин, из них 27 – поисково разведочных, 28 – нефтяных и 1 водозаборная;

- в действующем добывающем фонде числятся 26 скважин, эксплуатация осуществляется механизированным способом на естественном режиме вытеснения;

- средний дебит действующей скважины по нефти составляет X т/сут и жидкости – X т/сут, обводненность – 7,1 %, скважины характеризуются высокой продуктивностью и работают преимущественно с обводненностью менее 20 % (58 % действующего фонда).

Горно-геологические условия залегания продуктивных отложений X месторождения представлены в таблице 2

Таблица 2 – Горно-геологические условия залегания продуктивных отложений X месторождения

Свита	Параметры				
	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Минерализация пластовых вод, г/л	УЭС пластовых вод, Омм	УЭС пластовых вод по ПЗ 2007 г., Омм
Долганская Дорожковская	10,7-12,6	18-22	11,5	0,56	0,65
Яковлевская	16,6-17,2	25-35	17,1	0,28-0,35	0,28
Малохетская	19,7	30-38	17,1	0,27	0,27
Суходудинская	20,5-21	38-50	17,0	0,21-0,26	-
Нижнехетская	30	55-60	15,6	0,20	-
Сиговская	45	80-85	12	0,23	0,23
Тюменская	45-47	90-110	12	0,16-0,18	-

## 2.4 Физико-литологическая характеристика продуктивных пластов

На основании выполненной корреляции, с учетом принимаемых положений водо- и газонефтяных контактов, свойств коллекторов и флюидов, в продуктивной части разреза на месторождении в дорожковской, долганской, яковлевской, малохетской, суходудинской, нижнехетской и сиговской свитах выделены продуктивные и перспективные интервалы разреза.

### *Яковлевская свита (пласты Як-0, Як-I, Як-II, Як-III, Як-IV, Як-V).*

Свита сложена, преимущественно, песчаниками от мелкозернистых алевритистых (до 5-7 %) до крупнозернистых с примесью зерен гравийной размерности, в кровле преобладают алевролиты крупнозернистые мелкопесчаные (29 %). Текстуры массивные, сменяющиеся косослоистыми, волнистослоистыми, нередко нарушенные взмучиванием. Песчаники полимиктовые (граувакковые аркозы). Цемент (от 3-5 % до 25-30 %) хлорит-гидрослюдистый, каолинитовый, карбонатный, сидеритовый, реже хлоритовый и битумный, порово-пленочный, реже базальный. Пористость по шлифам изменяется от 0 до 25-30 %.

Песчаник мелкозернистый алевритистый (~5-7 %) полимиктовый (семейство граувакковые аркозы) с содержанием обломочной части ~80-85 %. Размер обломков изменяется от 0,01 до 0,39 мм, преобладают 0,08-0,12 мм. Обломочный материал представлен зернами кварца (~38 %), полевыми шпатами (~40 %), обломками пород (~19 %) и слюдами (~3 %). Распределение обломочного материала неравномерно.

Зерна кварца (~38 %) разной формы от неправильных до хорошо окатанных овально-округлых зерен, часто с пелитовыми включениями, с волнистым погасанием, встречаются регенерационные зерна. Полевые шпаты (~40 %) представлены калиево-натриевыми и плагиоклазами в виде таблитчатых форм и неправильных зерен, изменены в средней степени (пелитизация, серицитизация, сидеритизация, хлоритизация). Обломки пород (~19 %) в разной степени изменены и представлены слюдистыми и слюдисто-кварцевыми сланцами, кремнистыми породами, фельзитами, туфовыми фельзитами, серицитовые и мусковитовые агрегаты; замечается частичная трансформация и переход обломков пород в цемент. Слюды (~3 %) в виде мелких чешуек, оборванных пластинок и лейст мусковита и биотита, изменены в разной степени (хлоритизация, сидеритизация), часто сильно деформированы с частичным или полным переходом в цемент. Для зерен обломочного материала характерны корродированные структуры.

Цементирующая часть (~15-20 %) в песчанике имеет полиминеральный состав: хлорит-гидрослюдистый (~7-10 %) пленочный и порово-пленочный, каолиновый (~5-7 %) поровый, сидеритовый (~3-5 %), сгустково-комковатый.

Акцессорные минералы: гранат, титанита эпидот.

Сидерит (~3-5 %) в породе представлен в виде сгустков и комков, вытянутых по напластованию породы и подчеркивающих ее текстуру; сопряжен с органическим веществом.

Органическое вещество представлено волнистыми удлинёнными включениями углефицированного растительного детрита (~10-15 %) от черного до темно-коричневого цвета, встречаются пиритизированные обрывки. Между включениями углефицированного растительного детрита встречаются скопления пирита. Углефицированный растительный детрит сопряжен с битумом, сидеритом и слюдами. Битум (до 2 %) от оранжевого до оранжево-коричневого цвета, заполняет микротрещины в породе, также наблюдается слабая пигментация зерен обломочного материала.

Алевролит крупнозернистый алевритистый (~7-10 %) с примесью зерен крупной фракции. Порода плохо сортирована, преобладают угловатые и полуугловатые зерна обломочного материала, распространены корродированные, регенерационные структуры. Обломочный материал неравномерно распределен по породе. Обломочный материал представлен зернами кварца, полевыми шпатами, обломками пород и слюдами. В породе наблюдаются включения обломков аргиллита глинистого алевритистого в виде линзовидных и волнисто-линзовидных обломков, удлинённых по напластованию породы, глинистое вещество (каолинит-хлорит-гидрослюдистого состава) имеет заметную субпараллельную ориентировку удлинённых компонентом и сопряжено с органическим веществом, сидеритом.

Среднее значение открытой пористости коллектора пласта Як-0 варьирует в пределах 21,9-32,9 % (331 обр.), проницаемости – 15,0-2475,6 мД (242 обр.), водоудерживающая способность – 12,8-82,6 % (285 обр.);

Пласт Як-I: пористость – 17,2-29,9 % (159 обр.), проницаемость – 0,12-1933,7 мД (134 обр.), водоудерживающая способность – 17,1-94,6 % (116 обр.);

Пласт Як-II: пористость – 16,9-27,4 % (96 обр.), проницаемость – 0,8-431,4 мД (82 обр.), водоудерживающая способность – 27,8-79,9 % (80 обр.);

Пласт Як-III: пористость – 16,4-28,8 % (323 обр.), проницаемость – 0,15-487,5 мД (448 обр.), водоудерживающая способность – 24,3-90,2 % (238 обр.);

Пласт Як-IV: пористость – 16,0-29,9 % (193 обр.), проницаемость – 0,6-993,3 мД (116 обр.), водоудерживающая способность – 23,4-85,1 % (123 обр.);

Пласт Як-V: пористость – 12,6-30,4 % (373 обр.), проницаемость – 1,16-607,7 мД (206 обр.), водоудерживающая способность – 24,5-77,2 % (261 обр.);

Пласт Як-VI: пористость – 21,6-32,5 % (31 обр.), проницаемость по скв. 15 – 1067,0 мД (4 обр.), водоудерживающая способность – 21,2-57,9 % (21 обр.).

## **2.5 Методы снижения влияния механических примесей, применяемые на X месторождении**

На X НГКМ применяются следующие методы снижения влияния механических примесей:

- установка фильтров-хвостовиков;
- износостойкое исполнение УЭЦН;
- подбор оптимального значения депрессии;
- установка десендеров инерционного типа на многозабойных скважинах;
- периодические промывки забоя скважин.

Все перечисленные методы описаны в первой главе, поэтому более подробно на них в данном разделе останавливаться не будем.

## **2.6 Анализ твердых отложений на X месторождении**

Для проведения работ по анализу минералогического состава твердых отложений Заказчиком в лице ООО «X» были представлены 22 пробы твердых отложений (таблицы А.1 и А.2 приложения А).

Для проведения рентгенофазового анализа (РФА) предварительно измельчали образец в ступке, и методом квартования отбирали среднюю часть. Отобранную массу образца ~ 10 г помещали в размольный стакан шаровой мельницы и подвергали измельчению и гомогенизации, в течение 2 минут при частоте 30 Гц. После размола, пробу вынимали из стакана, перемешивали на чистом листе бумаги и с помощью шпатель-ложки помещали в металлическую кювету с углублением (до полного заполнения, без переизбытка). Уплотнение пробы производили с помощью предметного стекла, нажатием без круговых движений. Размольные стаканы и шары промывали под проточной водой, и тщательно вытирали до полного высыхания. Далее, кювету с пробой помещали в держатель дифрактометра. Далее кювету вынимали, пробу утилизировали, кювету промывали проточной водой и вытирали вафельным полотном.

Идентификацию присутствующих минералов проводили с помощью базы PDF-2. Количественную интерпретацию результатов анализа общего минерального состава карбонатных и терригенных пород проводили с помощью ПО Siroquant (SQ) Ver.3.

Для проведения гранулометрического анализа пород образец предварительно измельчается в щековой дробилке. Из полученного материала выделяют просеиванием через сита кусочки размерами от 2,0 мм до 5,0 мм. При необходимости порода экстрагируется. Далее методом квартования отбирается 15 г материала, помещают в сушильный шкаф и сушат при температуре 105 °С до постоянного веса. После чего, образцы дезинтегрируют в фарфоровой ступке резиновым пестиком с небольшим добавлением воды, вертикальным нажатием пестика на породу. Данный процесс продолжают до полного разделения образцов на зерна и продолжается до тех пор, пока промывочная жидкость не станет прозрачной. Данная процедура контролируется с помощью микроскопа. Зерна породы должны быть разделены друг от друга. Полученную суспензию переносят из фарфоровой ступки в кювету анализатора размера частиц Analysette 22 NanoTec. Измерения проводятся с помощью двух лазеров: ИК, длина волны  $\lambda = 850$  нм,

Зеленый,  $\lambda = 532$  нм. По истечению времени проба автоматически утилизируется в слив. Полученные результаты отображаются на дисплее в виде диаграмм и таблиц.

Пример внешнего вида пробы представлен на рисунке 22.



Рисунок 22 – Внешний вид пробы «X месторождение, к. X, скв. X»

Для 8 образцов был проведен расчет индекса агрессивности концентрации взвешенных частиц (КВЧ) (AI) (таблица А.2 приложения А). Он проводится согласно Положению Компании «Требования по классификации причин отказов и порядок расследования отказов внутрискважинного оборудования механизированного фонда скважин» № X. Расчет индекса агрессивности КВЧ (AI) механических примесей проводится по формуле 1:

$$AI = 0,3 \cdot \alpha + 10 \cdot (1 - \beta) + 10 \cdot (1 - \gamma) + 0,25 \cdot (\delta) + 0,25 \cdot \varepsilon, \quad (1)$$

где  $\alpha$  – суммарный % частиц размером меньше 0,25 мм в изучаемой пробе;

$\beta$  – средний коэффициент округлости твердых частиц, определенный путем сравнения с диаграммой (рисунок 23);

$\gamma$  – средний коэффициент сферичности твердых частиц, определенный путем сравнения с диаграммой (рисунок 23);

$\delta$  – суммарный процент нерастворимого в кислоте осадка;

$\varepsilon$  – суммарный процент кварца в изучаемой пробе.

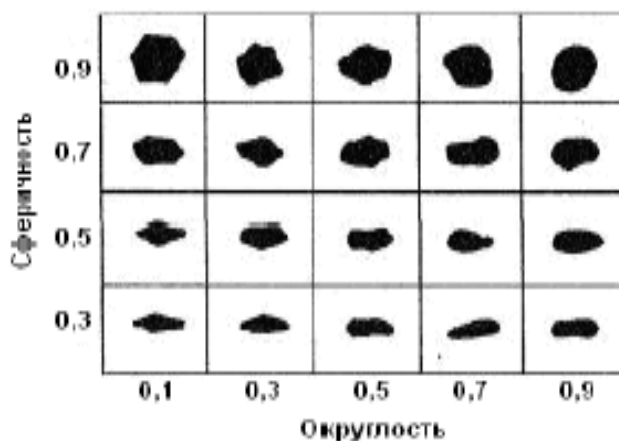


Рисунок 23 – Диаграмма для визуального определения сферичности и округлости

Определение сферичности и округлости твердых частиц проводилось на микроскопе металлографическом марки «Альтами», модель «МЕТ 1С».

Согласно Положению Компании, критерий вероятности эрозийного разрушения наступает при величине индекса агрессивности КВЧ больше 50.

Проанализировав данные, можно сказать, что на X месторождении по фракционно-гранулометрическому составу преобладают песчаные фракции (100-2000 мкм), при этом число скважин с фракциями менее 300 мкм меньше, чем скважин, в которых преобладают фракции более 300 мкм, однако среднее содержание обеих фракций по всем скважинам примерно равно. Согласно гранулометрическому составу песчаной фракции преобладают мелкозернистые фракции (125-250 мкм). Считалось, что фракция преобладает, если ее содержание составляло более 50 %. Если таковой фракции не обнаруживалось, то эта скважина не учитывалась.

Неучтенные скважины:

- 1 скважина – тонкозернистые (100-125 мкм) и мелкозернистые фракции;
- 4 скважины – мелкозернистые и среднезернистые (250-500 мкм) фракции;
- 1 скважина – среднезернистые и крупнозернистые (500-1000 мкм) фракции;
- 2 скважины – содержание всех фракций примерно равно;
- 1 скважина – алевритовые (10-100 мкм) и песчаные фракции.



Также, согласно данным по индексу агрессивности КВЧ (АІ), на всех скважинах, на которых удалось провести данное исследование, наблюдается критерий вероятности эрозионного разрушения, т.к. их индекс больше 50 (55,01-84,38), что подтверждает необходимость борьбы с механическими примесями.

Согласно минералогическому анализу, у большинства исследуемых скважин (21 из 22) наблюдаются отложения пород пласта с вкраплениями солей, а у одной – отложения солей с вкраплениями пород пласта. Большинство проб (20 из 22) имеет высокое содержание кварца (до 92 %), остальные содержат кутнагорит (до 92,1 %). Соли представлены в основном кальцитом (13 скважин, до 49,4 %) и доломитом (9 скважин, до 8,6 %).

### 3 ПОДБОР ТЕХНОЛОГИИ ПО БОРЬБЕ С МЕХАНИЧЕСКИМИ ПРИМЕСЯМИ НА X МЕСТОРОЖДЕНИИ

Выбор подходящего способа предотвращения попадания механических примесей в рабочие органы глубинного оборудования будет основан на его физической эффективности, то есть он должен увеличить межремонтный период скважины, наработку насоса на отказ, уменьшить количество взвешенных частиц, выносимых из пласта, и должен быть экономически эффективен.

Наиболее эффективными методами борьбы с выносами механических примесей являются установка фильтров либо сепараторов механических примесей.

Для определения количественного содержания частиц различных размеров в породе с целью выбора подхода борьбы с выносом механических примесей проводят гранулометрический анализ.

Исходя из результатов, были получены данные распределения, которые позволяют определить диапазон размеров частиц керна, а также визуально оценить, какой диаметр щели (сетки) фильтра необходим. В результате гранулометрического анализа был получен график зависимости размера частиц, что отражено на рисунке 24.

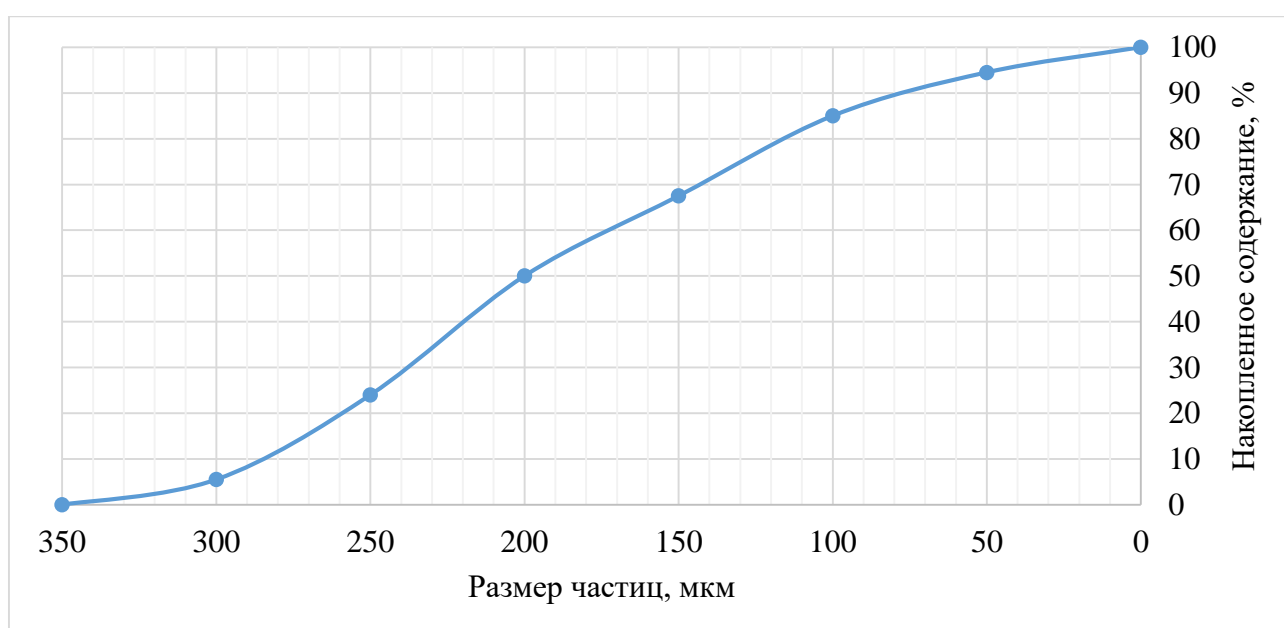


Рисунок 24 – Кривая гранулометрического состава

В таблице 3 представлен анализ частиц зерен различного размера.

Таблица 3 – Анализ гранулометрического состава частиц для подбора фильтра

<b>D<sub>10</sub></b>	<b>D<sub>40</sub></b>	<b>D<sub>50</sub></b>	<b>D<sub>90</sub></b>	<b>D<sub>95</sub></b>	<b>D<sub>10</sub>/D<sub>95</sub></b> (коэффициент сортированности)	<b>D<sub>40</sub>/D<sub>90</sub></b> (коэффициент однородности)	<b>Содержание мелких фракций (&lt;44 мкм), %</b>
285	220	200	75	50	5,7	2,9	4,9

Исходя из полученных данных, можно воспользоваться базовой матрицей D. Tiffin для подбора типа фильтра, в которой собраны рекомендации по подбору типа фильтра (таблица 4).

Таблица 4 – Базовая матрица для подбора типа фильтра (D. Tiffin)

<b>Коэффициент сортированности D<sub>10</sub>/D<sub>95</sub></b>	<b>Коэффициент однородности D<sub>40</sub>/D<sub>90</sub></b>	<b>Содержание мелких фракций (&lt;44 мкм), %</b>	<b>Рекомендуемый тип фильтра</b>	<b>Примечания</b>
<10	>3	<2	Любой тип фильтра	Хорошо отсортированный песчаник
<10	<5	<5	Сетчатый, проволочный или гравийный фильтр	Умеренно отсортированный песчаник, высокое содержание мелкодисперсных частиц
<20	<5	<5	Гравийный или расширяемый фильтр	Отсутствие слоистости и прослоев
<20	<5	<10	Намывной гравийный или расширяемый фильтр	Плохо отсортированный песчаник

Согласно базовой матрице для подбора типа фильтра рекомендуется использовать сетчатый, проволочный и гравийный фильтр. Для данной свиты характерен умеренно отсортированный песчаник, достаточно высокое содержание мелкодисперсных немного.

Основным элементом компоновки проволочного фильтра является секция, состоящая из трубчатого перфорированного силового корпуса. Фильтр представлен на рисунке 25.

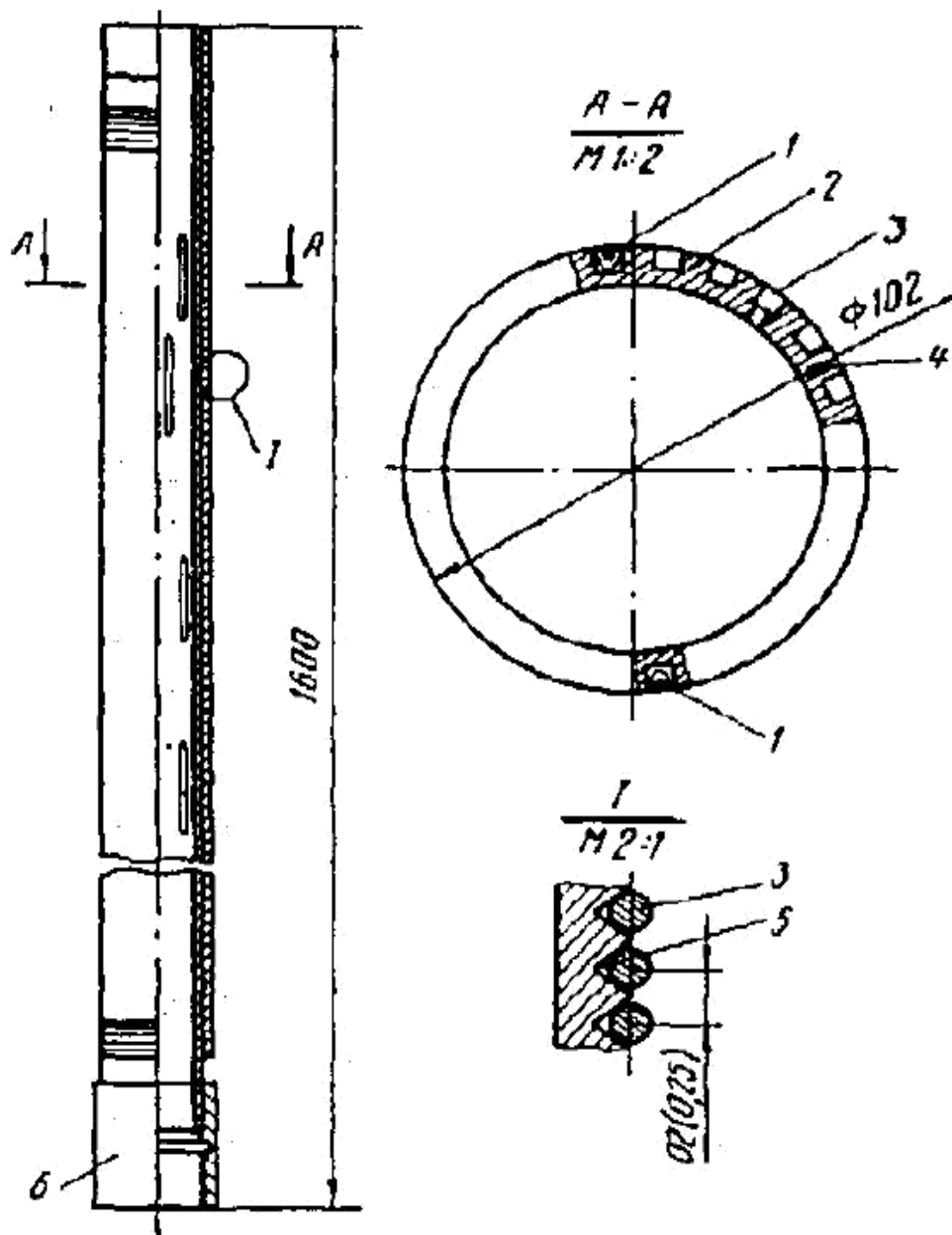


Рисунок 25 – Секция фильтра проволочного однослойного: 1 – два продольных шва замка, выполненных пайкой; 2 – стингеры; 3 – проволочная набивка; 4 – трубчатый перфорированный силовой корпус; 5 – резьбовые канавки для укладки с гарантированным зазором проволочной набивки; б – соединительная муфта

Проволочные фильтры имеют несложную конструкцию и высокую фильтрующую способность как для хорошо отсортированного песчаника, так и для умеренно отсортированного песчаника, а также имеют наибольшую скважность по сравнению с другими фильтрами.

Применение проволочных фильтров позволяет:

- при соблюдении методики подбора щелевого зазора избежать забивания фильтрующего элемента;
- увеличить производительность работы скважины и МРП;
- осуществлять эффективную фильтрацию;
- при необходимости извлечь фильтр для очистки или замены.

Цена проволочного фильтра начинается от 200 тыс. руб. По экономической составляющей – это самое выгодное решение.

Еще одним возможным вариантом для использования на скважинах X месторождения является сетчатый фильтр (рисунок 26).



Рисунок 26 – Однослойный сетчатый фильтр

На базовую трубу намотан дренажный слой сетки с крупными отверстиями для распределения потока. Затем намотан основной фильтрующий элемент. Минимальная ячейка – 50 мкм. Сверху находится защитный кожух. Базовая труба имеет отверстия. К достоинствам таких фильтров относится:

- высокая площадь притока (15-30 %);

- высокая устойчивость к эрозии;

Недостатки:

- сложность изготовления;

- трудности с промывкой при заиливании;

- вероятность смятия фильтра при установке;

- относительная дороговизна данных фильтров: от 4000 до 7000 \$ за 10 м.

в зависимости от производителя.

И последний из рассматриваемых и предложенных фильтров – это фильтр в сочетании с гравийной набивкой (рисунки 27 и 28). Большинство скважин на Х НГКМ имеют горизонтальное окончание ствола (ГС), поэтому рассматривается такая конструкция фильтра с гравийной обсыпкой.

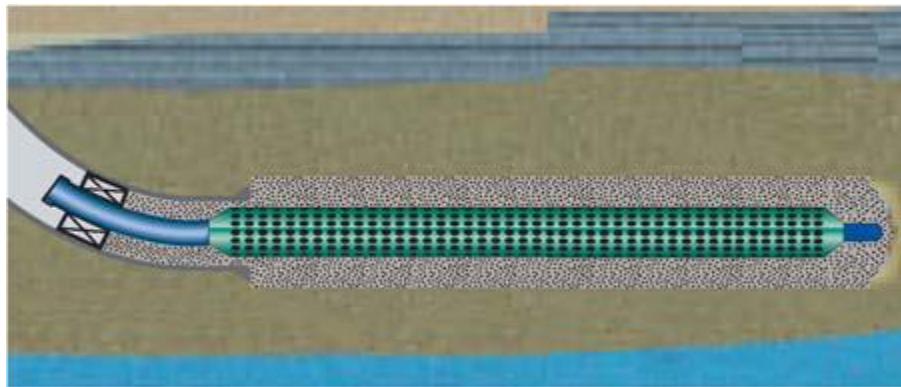


Рисунок 27 – Фильтр с гравийной набивкой забоя ГС

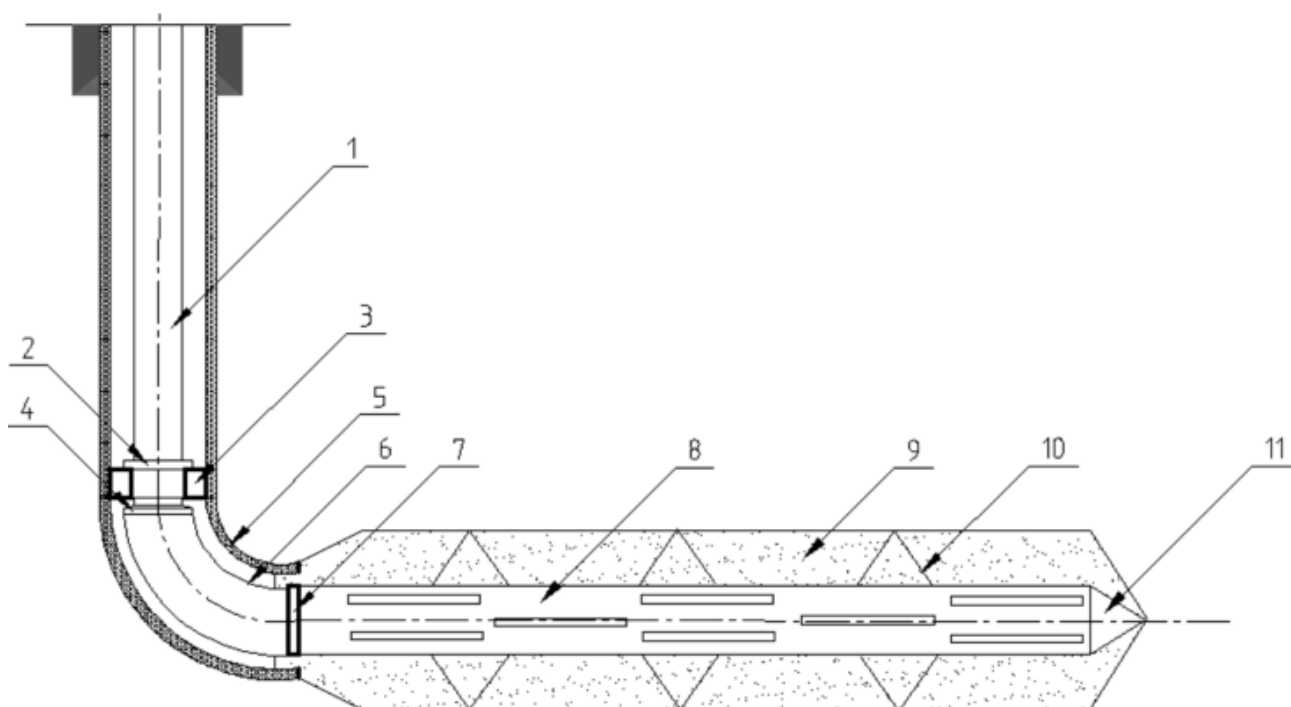


Рисунок 28 – Схема размещения гравийного фильтра в узле заканчивания ГС:

1 – лифтовая труба; 2 – переводник между лифтом и фиксирующим устройством; 3 – пакер; 4 – переводник между пакером и НКТ; 5 – обсадная труба; 6 – НКТ; 7 – муфта между НКТ и каркасом фильтра; 8 – каркас фильтра (фильтр); 9 – набивка гравийная; 10 – центрирующие устройства; 11 – направляющая головка (башмак)

Перед спуском хвостовика забой расширяется. После спуска фильтра в заколонное пространство намывается гравий или другой материал (кварцевый песок, проппант и т.д.).

Достоинства такого фильтра очевидны, это укрепление стенок скважины, хорошие фильтрующие свойства (двойной фильтр), высокий коэффициент продуктивности, снижение скорости флюида на входе.

К недостаткам можно отнести сложность установки гравийной набивки в ГС большой протяженности; дороговизну, отсутствие возможности последующей селективной изоляции и возможность обрушения породы и засорения фильтров во время намывки.

Технико-экономическая эффективность внедрения намывных гравийных фильтров обусловлена:

1. Отсутствием дополнительных затрат на чистку и промывку песчаных пробок.
2. Малым градиентом гидравлического сопротивления и низкой интенсивностью кольматационных процессов (при малом содержании илистых частиц).
3. Равномерностью свойств по длине и толщине, равномерностью притока по длине фильтра.
4. Высокой проницаемостью.
5. Неограниченной поверхностью фильтрации и любой формой заполнения гравием каверн.

При сооружении гравийных фильтров необходимо учитывать некоторые требования. Фильтр необходимо устанавливать сразу после бурения или заканчивания ствола скважины. Это объясняется тем, что если призабойная зона разрушена из-за выноса песка, то эффективность применения фильтра уменьшается. Жидкость, используемая для намыва гравия в кольцевое пространство опорного каркаса должна обеспечивать равномерное его распределение.

Данный метод, хоть и высокоэффективный, но очень дорогой, по сравнению с другими, в связи с высокой стоимостью установки и сложностью проведения операций.

Проанализировав гранулометрический, фракционный и минералогический составы, а также рассчитав значения коэффициентов отсортированности и однородности и проанализировав их по базовой матрице для подбора оптимального заканчивания, выбрали три эффективных метода и указали их преимущества и недостатки. В ходе анализа стало понятно, что оптимальным методом является использование проволочных фильтров. В экономическом плане проволочный и гравийный фильтры несоизмеримы, т.к. стоимость гравийного с установкой варьируется в пределах 150 млн руб., а стоимость проволочного от 200 тыс. руб.



Рекомендуется устанавливать гравийный фильтр на новых скважинах в качестве опытно-промышленного испытания (ОПИ), на которых по гранулометрическому составу наблюдается наименьшее содержание мелкодисперсных частиц, что снизит вероятность кольтматации.

Также, вследствие того, что в некоторых скважинах наблюдается солеотложение (в среднем 8,6 %) (кальцита – до 49,4 % и доломита – до 8,6 %), то рекомендуется применение слабоконцентрированного раствора соляной кислоты.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б8Д	Ермоленко Иван Сергеевич

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело/ Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, 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
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Отчисления во внебюджетные фонды 30 %

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

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

**Перечень графического материала**

1. Оценка конкурентоспособности НИ
2. Матрица SWOT
3. Диаграмма Ганта
4. Бюджет НИ
5. Основные показатели эффективности НИ

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б8Д	Ермоленко Иван Сергеевич		

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

Основная цель данной главы – экономическая оценка применения скважинных фильтров для борьбы с механическими примесями, а также обоснование их конкурентоспособности. Это решение в сочетании с остальными уже применяемыми методами обеспечит высокую эффективность защиты от механических примесей при относительно небольших затратах.

Данный раздел предусматривает рассмотрение следующих задач:

- оценка конкурентных технических решений;
- проведение SWOT-анализа;
- планирование исследовательской работы;
- расчет бюджета исследовательской работы;

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

#### **4.1.1 Анализ конкурентных технических решений**

В ходе исследования были рассмотрены три конкурирующие разработки скважинного фильтра: сетчатый, проволочный и гравийный.

Детальный анализ необходим, т.к. каждый тип фильтра имеет свои достоинства и недостатки. Сравнение показано в таблице А.3 приложения А.

Расчет конкурентоспособности, на примере стабильности срабатывания, определяется по формуле 2:

$$K = \sum V_i \cdot B_i, \quad (2)$$

где  $K$  – конкурентоспособность технологии;

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

$B_i$  – балл показателя.

Проведенный анализ конкурентных технических решений показал, что наиболее эффективным и конкурентоспособным является проволочный фильтр,

однако гравийный фильтр не намного хуже, поэтому его также следует применить в отдельных случаях.

#### **4.1.2 SWOT-анализ**

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

На первом этапе составляется матрица SWOT, в которую внесены сильные и слабые стороны технологии, выявленные возможности и угрозы для ее реализации, которые проявились или могут появиться в ее внешней среде. Матрица приведена в таблице А.4 приложения А.

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 таблицах А.5-8 приложения А.

Результаты анализа представлены в итоговой матрице (таблица А.9 приложения А).

По результате SWOT-анализа видим, что у технологии проволочных фильтров больше преимуществ, чем недостатков. Это обуславливает эффективность и актуальность применения таких фильтров. Имеются недостатки, которые на данный момент на практике не устранены, но в теории уже есть возможности для их устранения. Наибольшая угроза – появление новых технологий – маловероятна.

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

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

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение количества исполнителей для каждой из работ;

- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

В данной работе использован метод линейного планирования и управления. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы, приведен в таблице 5. Таблица дает информацию о структуре проделанных работ в рамках данного исследования.

Таблица 5 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	Выбор темы и подготовка материала для исследования	Научный руководитель
	Календарное планирование выполнения ВКР	Инженер, научный руководитель
Выбор способа решения поставленной задачи	Обзор научной литературы	Инженер, научный руководитель
	Выбор методов исследования	Инженер, научный руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	Проведение исследования	Инженер
Обобщение и оценка результатов	Анализ и применение результатов	Инженер
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	Составление пояснительной записки и презентации	Инженер, научный руководитель

#### 4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

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 формула 3:

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

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

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

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

Продолжительность каждой  $i$ -ой работы в рабочих днях (формула 4):

$$T_{Pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}, \quad (4)$$

где  $T_{Pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -ой работы, рабочие дни;

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

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой 5:

$$T_{ki} = T_{Pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (5)$$

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

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

Структура исследования и расчет временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице А.10 приложения А.

На основе таблицы составлен календарный план-график выполнения проекта с использованием диаграммы Ганта (таблица А.11 приложения А).

Из таблицы видно, что оба работника выполняют примерно равное количество работы. Суммарное время работы – 64 календарных дня.

## **4.3 Бюджет исследования**

### **4.3.1 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 А.12 приложения А.

### 4.3.2 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.

Норма амортизации: рассчитывается по формуле 6:

$$H_A = \frac{1}{n}, \quad (6)$$

где  $n$  – срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация оборудования рассчитывается по формуле 7:

$$A = \frac{H_A \cdot I}{12} \cdot t, \quad (7)$$

где  $I$  – итоговая сумма, тыс. руб.;

$t$  – время использования, мес.

Расчитанные затраты на оборудование приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Затраты на оборудование

Наименование оборудования	Кол-во ед.	Срок полезного использования, лет	Время использования, дней	$H_A, \%$	Цена оборудования, руб.	Амортизация, руб.
ПЭВМ	1	3	64	33,3	80000	4675,8
Лицензия Adobe Reader DC	1	1	64	100	1199	210,2
Лицензия Microsoft Office	1	1	64	100	1590	278,8
Итого:	5164,8 рублей					

### 4.3.3 Основная и дополнительная заработная плата исполнителей

темы

Основная заработная плата одного работника рассчитывается по формуле 8:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (8)$$

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

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле 9:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (9)$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени, раб. дни;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года (для шестидневной рабочей недели  $M = 10,3$ ).

Инженер и научный руководитель работают по шестидневной рабочей неделе.

Должностной оклад работника за месяц вычисляется по формуле 10:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_d) \cdot k_p, \quad (10)$$

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

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

$k_d$  – коэффициент доплат и надбавок, равен 0,2;

$k_p$  – районный коэффициент, равен 1,3 (для г. Томска).

В таблице 7 представлен баланс рабочего времени исполнителей.

Таблица 7 – Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней (выходные /праздничные дни)	52/14	52/14
Потери рабочего времени (отпуск/невыходы по болезни)	48/5	48/5
Действительный годовой фонд рабочего времени	246	246

Дополнительная заработная плата определяется по формуле 11:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (11)$$

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

Результаты расчета основной и дополнительной заработной платы исполнителей представлен в таблице 8.



Таблица 8 – Расчет основной и дополнительной заработной платы исполнителей

Исполнители	$Z_{тс}$ , руб.	$k_{пр}$	$k_{д}$	$k_{р}$	$k_{доп}$	$Z_{м}$ , руб.	$Z_{дн}$ , руб.	$T_{р}$ , раб. дни	$Z_{осн}$ , руб.	$Z_{доп}$ , руб.
Руководитель	33664	0,3	0,2	1,3	0,15	65645	2749	19,6	53880	8082
Инженер	26300	0,3	0,2	1,3	0,15	51285	2147	52,8	113362	17004
Итого:									167242	25086

#### 4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле 12:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}), \quad (12)$$

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

В таблице 9 представлены результаты расчета отчислений во внебюджетные фонды.

Таблица 9 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнители	$Z_{осн}$ , руб.	$Z_{доп}$	$k_{внеб}$	$Z_{внеб}$ , руб.
Руководитель	53880	8082	0,3	18589
Инженер	113362	17004	0,3	39110
Итого:				57698

#### 4.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать, ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи и т.д.

Величина накладных расходов определяется по формуле 13:

$$Z_{накл} = Z_{сумм} \cdot k_{нр}, \quad (13)$$

где  $k_{нр}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы, равен 0,2;

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

В амортизационные расходы были включены лицензии на программное обеспечение. В расчете накладных расходов затраты на амортизацию лицензий будут учтены.

Полная плановая себестоимость исследования представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Себестоимость исследования

Наименование статьи	Сумма, руб.
Материальные затраты	5438
Затраты на специальное оборудование	5164,8
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	167242
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	25086
Отчисления во внебюджетные фонды	57698
Накладные расходы	52125,8
Бюджет затрат исследования	312754,6

Из таблицы видно, что суммарные затраты на исследование – 312754,6 руб. Большую часть их составляет основная заработная плата исполнителей.

#### 4.4 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 разработки рассчитывается по формуле 14:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (14)$$

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

$\Phi_{ri}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения технологии.

Затраты, рассчитанные выше – 312754,6 руб. – неизменны для любой технологии, поэтому расчет интегрального показателя финансовой эффективности не может быть проведен.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов выполнения исследования определен путем сравнительной оценки их характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (таблица А.13 приложения А).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вычислен по формуле 15:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (15)$$

где  $a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта технологии;

$b_i$  – балльная оценка  $i$ -го варианта технологии.

Из таблицы видно, что текущий вариант технологии (проволочный фильтр) превосходит аналоги по ресурсоэффективности, однако гравийный фильтр практически догнал проволочный, что снова говорит о возможности его применения в некоторых случаях.

Интегральный показатель эффективности вариантов технологии вычисляется по формуле 16:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{р-исп.i}}{I_{финр.имп.i}}. \quad (16)$$

Далее интегральные показатели эффективности каждой технологии сравнивались с интегральными показателями эффективности других вариантов с целью определения наиболее эффективной технологии (таблица 11).

Таблица 11 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Текущий проект	Сетчатый фильтр	Гравийный фильтр
Интегральный финансовый показатель разработки	1	1	1
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,3	2,5	3,2
Интегральный показатель эффективности	3,3	2,5	3,2
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,76	0,97

Исходя из результатов, приведенных в таблице, можно сделать вывод, что изначально рассматриваемый вариант применяемой технологии оказался наиболее эффективным по всем рассматриваемым показателям.

### **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 64 дня; общее количество дней, в течение которых работал инженер, составляет 53 дня; общее количество дней, в течение которых работал руководитель, составляет 20 дней.

3. Для оценки затрат на реализацию проекта разработан проектный бюджет, который составляет 312754,6 руб.

4. Результат оценки эффективности исследовательской работы (ИР) показывает следующие выводы:

1) значение интегрального финансового показателя ИР составляет 1, что вызвано неизменностью затрат при проведении всех исследований;

2) значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 3,3, по сравнению с 2,5 и 3,2;

3) значение интегрального показателя эффективности ИР составляет так же 3,3, по сравнению с 2,5 и 3,2 вследствие неизменности интегрального финансового показателя ИР, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b> 2Б8Д		<b>ФИО</b> Ермоленко Иван Сергеевич	
<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

**Повышение эффективности добычи в осложненных механическими примесями условиях на X нефтегазоконденсатном месторождении (XX)**

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

**Введение**

- Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.
- Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации

*Объект исследования:* добывающие скважины, на которых присутствует повышенное содержание механических примесей.  
*Область применения:* нефтегазоконденсатные месторождения, характеризующиеся высоким содержанием механических примесей в добываемой продукции.  
*Рабочая зона:* полевые условия.  
*Климатическая зона:* особая.  
*Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:* контроль параметров и исправности ГНО, контроль КВЧ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

**1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:**

- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

ГОСТ 12.0.003-2015. «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»;  
 ГОСТ 12.1.007-76. «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»;  
 ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;  
 ГОСТ 12.1.003-2014. «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности»;  
 ГОСТ 12.1.012-90. «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования»;  
 ГОСТ 23000-78. «Система «человек-машина». Пульты управления. Общие эргономические требования»;  
 ГОСТ 12.4.011-89. «ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.»;  
 ГОСТ 12.2.003-91. «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности»;  
 ГОСТ Р 12.1.019-2017. «ССБТ. Электробезопасность Общие требования и номенклатура видов защиты»;  
 ГОСТ 12.2.049-80. «ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования».

**2. Производственная безопасность при эксплуатации:**

- Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов;
- Обоснование мероприятий по снижению воздействия опасных и вредных

**Вредные факторы:**

1. Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды.
2. Повышенный уровень шума и вибрации;
3. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;

<p>производственных факторов</p>	<p><b>Опасные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Струи жидкости, воздействующие на организм работающего при соприкосновении с ним;</li> <li>2. Движущиеся машины и механизмы;</li> <li>3. Оборудование и сосуды, работающие под давлением;</li> <li>4. Производственные факторы, связанные с электрическим током;</li> <li>5. Пожаровзрывоопасность.</li> </ol> <p><b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b> спецодежда, каска, наушники, защитные очки, защита органов дыхания, газоанализатор, защитная обувь, защитные перчатки, защитные ограждения, защитная система оповещения.</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</b></p>	<p><b>Воздействие на селитебную зону:</b> выброс углекислого газа при сжигании ПНГ на факельных установках, выброс нефтепродуктов и химических веществ в близко расположенные источник воды.</p> <p><b>Воздействие на литосферу:</b> выброс нефти, химических веществ и твердых отходов.</p> <p><b>Воздействие на гидросферу:</b> разлив нефти, химических веществ.</p> <p><b>Воздействие на атмосферу:</b> выброс природного газа, выброс углекислого газа и других вредных веществ при сжигании.</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</b></p>	<p><b>Возможные ЧС:</b> техногенные аварии (открытое фонтанирование нефти, разлив нефти и химических веществ, неконтролируемое возгорание фонтанирующей нефти или газа, взрыв емкостей, содержащих нефть или газ).</p> <p><b>Наиболее типичная ЧС:</b> разлив нефти.</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
2Б8Д	Ермоленко Иван Сергеевич		

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Рабочее место оператора находится на кустовой площадке нефтегазового промысла на открытом воздухе при любых погодных условиях и в любое время года. Из-за непрерывности нефтедобывающего производства они работают в ночные смены, в выходные и праздничные дни. Место их работы отличается достаточно высоким уровнем опасности, кроме того велика вероятность возникновения различных экстремальных ситуаций, которые создают угрозу здоровью работника. По этой причине мероприятия по оздоровлению и улучшению условий труда обязательны для проведения в производственном процессе. Необходимо создать наиболее благоприятные условия, необходимые для производительного труда и устранения причин профессиональных заболеваний и производственного травматизма, что возможно лишь при строгом следовании инструкциям по охране труда.

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

#### **5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства**

Рабочие смены оператора делятся на две, по 12 часов каждая, так как необходим постоянный контроль за состоянием скважин. Не допускаются к работе женщины, подростки и лица, не имеющие соответствующих допусков. Перед началом работы сотрудник должен быть снабжен спецодеждой в количестве двух комплектов.

В добавок важным является то, что людям работающим вахтовым методом в районах крайнего севера и приравненные к ним другие районы, предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в районах крайнего севера – 24 календарных дня; в местностях, приравненных к районам крайнего севера – 16 календарных дней.

Работникам выплачиваются льготы и компенсации в случае получения ими физического ущерба, т.к. работы на нефтяных и газовых промыслах являются вредными и опасными для здоровья. Это могут быть увеличение

оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазовым оборудованием, которое должно отвечать требованиям надежности и безопасности. Конструкция оборудования должна содержать защитные средства, и обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора для того, чтобы обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений. Рабочая область должна соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.049-80, которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя, стоя или в обоих положениях.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ 19605-74 и ГОСТ Р ИСО 6385-2016.

Компоновка рабочей зоны должна быть спроектирована для удобного выполнения трудовых обязанностей оператора. Так как основная рабочая зона оператора – это кустовая площадка, то расположение объектов на ней должно соответствовать утвержденной принципиальной схеме, разработанной с учетом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, входящим в нее.

### **5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей среды**

При организации рабочих мест операторов обязательно их обеспечение инструментами и расходными материалами, необходимыми для выполнения конкретных работ с соблюдением требований ГОСТ 12.2.049-80. К такой оснастке относятся слесарный инструмент, переносные прибор, обтирочный материал, техническая документация и другое в зависимости от поставленных задач. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, оборудование должно находиться в исправном состоянии. Организация рабочего места в соответствии с эргономическими требованиями регламентируется согласно ГОСТ Р ИСО 6385-2016. Оператор



должен иметь при себе газоанализатор, для определения степени загазованности закрытых помещений.

## **5.2 Производственная безопасность**

Во время выполнения технологических операций работник может быть подвержен опасным и вредным факторам, способным нанести существенный вред его здоровью. Во избежание последствий воздействия данных факторов на здоровье работника, его рабочая зона должна быть устроена максимально безопасно, и воздействие данных факторов должно либо отсутствовать полностью, либо должно быть сведено к минимуму, и оставаться в неких допустимых масштабах. Для этого опасные и вредные факторы должны быть своевременно выявлены и по мере возможности устранены. В таблице А.14 приложения А приведены опасные и вредные факторы для рассматриваемых в работе методов повышения эффективности очистки забоя скважины и ПЗП от механических примесей.

### **5.2.1 Анализ вредных производственных факторов**

*Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды.* В процессе производственных операций по креплению ПЗП для повышения эффективности эксплуатации скважин при пескопроявлении рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов, выделяемых различными транспортными средствами, которые также поднимают в воздух большое количество пыли, негативно влияющей на организм работника. Кроме того, рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов (попутный газ и испарения легких углеводородных соединений) источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов, а также разгерметизация элементов фонтанной арматуры, необходимых для проведения технологических операций.

В запыленном и загазованном воздухе дыхание становится затруднительным, доступ кислорода уменьшается, возникает вероятность возникновения легочных заболеваний.

Коллективные средства защиты – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Индивидуальные средства защиты: очки, защитные маски, противогазы.

В случае превышения запыленности и загазованности рабочей зоны необходимо проводить мероприятия по предупреждению их воздействия на организм работника. К таким мероприятиям можно отнести герметизацию оборудования, контроль воздушной среды рабочей зоны, и средства индивидуальной защиты: фильтрующие противогазы, защитные маски, респираторы.

***Повышенный уровень шума и вибраций.*** При проведении технологических операций на нефтегазовых промыслах оператор подвержен воздействию повышенного уровня шума и вибраций, способных навредить органам слуха. Длительное воздействие сильного шума может не только отрицательно повлиять на слух, но и вызвать другие вредные последствия – звон в ушах, головокружение, головную боль, повышенную усталость, нарушения нормальной деятельности сердечно-сосудистой и нервной системы, пищеварительных и кроветворных органов. При постоянном воздействии шума у работающих может возникнуть профессиональная болезнь – снижение слуха по типу кохлеарного неврита.

Предельно допустимый уровень шума на производственных объектах составляет 80 дБА. Значения для локальной вибрации отражены в таблице А.15 приложения А.

Для снижения воздействия повышенного уровня шума и вибраций на нефтегазовых промыслах необходимо рациональное планирование расположения технологических объектов, снижение уровня шума в его источнике, рациональное планирование режима труда и отдыха работников,

обеспечение работников средствами индивидуальной защиты: звукоизолирующие наушники, беруши, виброгасящая обувь, перчатки.

**Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.** Проведение различных технологических операций на кустовых площадках, рабочем месте оператора, может занимать достаточно много времени, по этой причине работы могут проводиться в вечернее и в ночное время, когда уровень естественной освещенности очень низок. Согласно приказу по охране труда, рабочие места, объекты, проезды и подходы к ним, проходы и переходы в темное время суток должны быть освещены.

Нормируемая освещенность, согласно СТО Газпром РД 1.14-127-2005. «Нормы искусственного освещения», представлена в таблице А.16 приложения А.

Недостаточное освещение вызывает зрительный дискомфорт, выражающийся в ощущении неудобства или напряженности. Длительное пребывание в условиях зрительного дискомфорта приводит к отвлечению внимания, уменьшению сосредоточенности, зрительному и общему утомлению. Кроме создания зрительного комфорта свет оказывает на человека психологическое, физиологическое и эстетическое воздействие. Неудовлетворительная освещенность в рабочей зоне может являться причиной снижения производительности и качества труда, получения травм.

Для освещения кустовых площадок используются прожекторы, подвешенные на определенной высоте, что необходимо для избегания их слепящего воздействия.

### **5.2.2 Анализ опасных производственных факторов**

**Струи жидкости, воздействующие на организм человека при соприкосновении с ним.** При выполнении различных технологических операций на кустовых площадках, при работе со скважинами, работники подвержены воздействию токсических и раздражающих веществ. Это могут быть легкие, летучие фракции нефти, испарения нефти, попутный газ.

Совместное воздействие углеводорода и сероводорода в первую очередь поражает нервную систему человека. Углеводороды могут влиять на сердечно-сосудистую систему, эндокринный аппарат, нарушать функции печени, приводят к снижению в крови содержания гемоглобина и эритроцитов. Отравление парами нефти обычно сопровождается удушьем, головокружением, тошнотой, общей слабостью организма. Нормы регламентируются ГН 2.1.7.2041-06.

Для снижения рисков заболеваний и отравлений работники нефтегазового промысла должны быть снабжены средствами индивидуальной защиты. Данные средства должны защищать органы дыхания, зрения, руки, лицо, голову. Для этих целей выдается спецодежда, специальная обувь, перчатки, фильтрующие противогазы, респираторы, защитные очки и прочие средства защиты.

***Движущиеся машины и механизмы.*** При проведении работ по снижению пескопроявления скважины, проводят различные операции, например, крепление призабойной зоны пласта путем закачивания крупнозернистого песка или цементно-песчаной смеси в пласт при давлении гидроразрыва пласта. Для этого используется большое количество различных транспортных средств и агрегатов на базе автомобилей, вследствие чего возникает вероятность травматизма для работников со стороны движущихся машин и механизмов.

Движущиеся машины и механизмы создают опасность защемления рабочего, нанесения ему механических повреждений, травм, увечий и т.д.

Техника безопасности при проведении производственных работ, правильное расположение рабочих агрегатов относительно скважин и относительно друг друга регулируется согласно ПБ 08-624-03.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов.

### *Производственные факторы, связанные с электрическим током.*

Объект – кустовая площадка – ограниченная территория месторождения, на которой подготовлена специальная площадка для размещения группы скважин, нефтегазодобывающего оборудования, служебных и бытовых помещений и т. п.

В соответствии с п.1.1.13. ПУЭ, помещения по опасности поражения электрическим током подразделяют на:

1. Помещения без повышенной опасности – помещения, в которых отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность.

2. Помещения с повышенной опасностью – помещения, характеризующиеся наличием в них одного из следующих условий, создающих повышенную опасность: сырость (относительная влажность воздуха превышает 75 %) или токопроводящая пыль, токопроводящие полы, высокая температура (более 35 °С), возможность одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землей металлоконструкциям зданий, технологическим аппаратам, механизмам и т.п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования, с другой.

3. Особо опасные помещения, характеризующиеся наличием одного из следующих условий, создающих опасность: особая сырость (относительная влажность воздуха близка к 100 %), химически активная или органическая среда, одновременно два или более условий повышенной опасности.

Согласно данной классификации, кустовая площадка по опасности поражения электрическим током относится к особо опасным объектам.

Основные требования к работникам, допускаемым к выполнению работ в электроустановках:

- работники обязаны проходить обучение безопасным методам и приемам выполнения работ в электроустановках;
- работники должны проходить обучение по оказанию первой помощи пострадавшему на производстве до допуска к самостоятельной работе;

- работники, относящиеся к электротехническому и электротехнологическому персоналу, а также должностные лица, осуществляющие контроль и надзор за соблюдением требований безопасности при эксплуатации электроустановок, специалисты по охране труда, контролирующие электроустановки, должны пройти проверку знания требований Правил и других требований безопасности, предъявляемых к организации и выполнению работ в электроустановках в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии, и иметь соответствующую группу по электробезопасности.

При возникновении каких-либо неисправностей электроэнергетического оборудования, электрических сетей, а также при несоблюдении персоналом правил электробезопасности существует опасность поражения электрическим током обслуживающего персонала, занятого в процессе добычи нефти и газа.

Защита от статического электричества на объекте обеспечивается путем присоединения всего электрооборудования к защитному контуру заземления. Паспорт контура заземления (заземляющей установки) хранится и ведется электромехаником промысла. К сетям заземления присоединены корпуса электродвигателей, аппаратов, каркасы щитов, шкафов, кабельные конструкции.

Изолирующие средства защиты от поражения электрическим током:

1. Диэлектрические перчатки (Защитные перчатки должны быть широкими и не менее 35 см в длину, чтобы их было удобно надевать поверх шерстяных перчаток, а сами они покрывали кисть и часть руки.)

2. Диэлектрическая обувь (Галоши и ботинки предназначаются для защиты от земного и шагового напряжений.)

3. Диэлектрические подставки (Подставки делают из стекла, фарфора или металла, металл нельзя использовать для соединения, минимальный размер – 0,75·0,75 м).

4. Указатели напряжения (для проверки техники с рабочим напряжением менее 500 Вольт).

5. Диэлектрические щиты (щиты для временных ограждений электрических установок делают из промасленного дерева или текстолита).

Молниезащита площадки куста скважин выполнена в соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» (СО 153-34.21.122-2003) с учетом РД 34.21.122-87. Защита от прямых ударов молнии осуществляется установленным на мачте ветрогенератора молниеотводом и использованием в качестве молниеприемника металлической кровли, каркасов и корпусов. Металлическая кровля блоков имеет надежную, долговечную и непрерывную электрическую связь с металлическим каркасом блока. В качестве естественных токоотводов используется металлический каркас модулей.

**Пожаровзрывоопасность.** Нефтегазовые промыслы особенно подвержены возникновению пожаров и опасных взрывов. Чтобы избежать опасных ситуаций территория нефтегазового комплекса должна быть всегда в чистоте и порядке, легковоспламеняющиеся предметы должны храниться в изоляции, бытовой мусор должен утилизироваться, не допускается хранение нефти и нефтепродуктов в открытом виде, в ямах и открытых резервуарах.

Для предупреждения пожаров все нефтегазопромысловые объекты должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, современными автоматическими средствами сигнализации, автоматическими стационарными системами тушения пожаров, первичными средствами пожаротушения. Данные правила безопасности регламентируются согласно ГОСТ 12.2.003-91.

Согласно СП 12.13130.2009, существует 5 категорий помещений по взрывопожарной и пожарной опасности:

1. А – повышенная взрывопожароопасность. Горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа, и (или) вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха

или друг с другом, в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа.

2. Б – взрывопожароопасность. Горючие пыли или волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28 °С, горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа.

3. В1-В4 – пожароопасность. Горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они находятся (обращаются), не относятся к категории А или Б.

4. Г – умеренная пожароопасность. Негорючие вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени, и (или) горючие газы, жидкости и твердые вещества, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива.

5. Д – пониженная пожароопасность. Негорючие вещества и материалы в холодном состоянии.

При небольших возгораниях первичные средства пожаротушения такие как пожарные стволы, действующие от внутреннего пожарного трубопровода, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла и др. При крупных возгораниях применяют стационарные установки пожаротушения, в которых все элементы смонтированы и постоянно находятся в готовности к действию. Они могут быть автоматическими или дистанционными (приводятся в действие людьми). Не менее распространены спринклерные установки. Они представляют собой сеть водопроводных труб, расположенных под перекрытием. В трубах постоянно



находится вода. В них через определенные расстояния вмонтированы оросительные головки – спринклеры.

### **5.3 Экологическая безопасность**

**Защита атмосферы.** Большая часть выбросов на нефтегазовых промыслах, порядка 70-75 %, 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 факельное хозяйство, предназначенное для сжигания газа при работе оборудования. Также влияние на загрязнение атмосферы оказывают выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания автомобилей промысла, и различных технологических установок.

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.

**Защита гидросферы.** 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.

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.

Для предотвращения выбросов нефти и нефтепродуктов в водоемы 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 надежно герметизирована. Переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществляться подземно. Отсыпка кустовых площадок осуществляется с учетом поверхностной системы стока. Сбор разлившихся нефтепродуктов необходимо проводить в аварийную емкость с последующей перекачкой на УПН. Необходимо осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков, при ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

*Защита литосферы.* При освоении и прокладки новых дорог, соединяющих технологические комплексы месторождений, обустройство новых трубопроводов и другие организационные работы оказывают влияние на поверхностный слой почвы, заставляя его разрушаться под колесами и гусеницами автотранспорта, под весом колон труб и высоких буровых мачт, а также другой строительной техники и оборудования. Для почв предусмотрены предельно-допустимые значения концентраций вредных химических соединений, основные из которых представлены в таблице А.17 приложения А.

Планирование экологической защиты литосферы начинается на стадии проектирования строительства нефтегазового комплекса согласно СНиП 11-01-95. Если все же загрязнение почвы неизбежно, то необходима ее последующая рекультивация.

#### **5.4 Безопасность в 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. Все 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 НПБ 88-2001.

В случае возникновения открытого огня необходимо его ликвидировать средствами первичного пожаротушения: огнетушителями, струей 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 согласно ГОСТ Р 22.3.03-94, 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.

Чтобы снизить вероятность возникновения ЧС необходим комплекс по предупреждению подобных ситуаций. К нему можно отнести повышение надежности технологического оборудования, совершенствование рабочих процессов, своевременное обновление используемых материалов, агрегатов и установок, применение высококачественного сырья и материалов, участие в работах высококвалифицированного персонала.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Снижение проявления механических примесей может значительно облегчить процесс эксплуатации скважин за счет увеличения межремонтного периода. В результате работы был проведен анализ существующих методов борьбы с механическими примесями, их разновидности, технологии, позволяющие их осуществлять с целью определения наиболее эффективной из них для исследуемого месторождения.

Для максимальной нейтрализации последствий проявления механических примесей в этой работе предложено использование совместное использование нескольких различных методов борьбы. На основании проведенного анализа сделан вывод, что на X НГКМ следует применить проволочные скважинные фильтры на уже имеющихся скважинах, которые имеют наибольшую эффективность, в сравнении с остальными фильтрами, а также намывные гравийные фильтры на новых скважинах, которые способствуют укреплению призабойной зоны. Применение данных методов с уже используемыми технологиями борьбы с механическими примесями увеличит эффективность защиты оборудования, а значит и межремонтный период оборудования. Также в связи со значительным отложением солей в некоторых скважинах предложено применение слабоконцентрированного раствора соляной кислоты.

Комбинации различных методов позволяют практически полностью нейтрализовать последствия проявления механических примесей, что и было предложено в данной работе.

В финансовой части проведен расчет экономической эффективности трех вариантов скважинных фильтров, вследствие чего был отобран наилучший. В разделе «Социальная ответственность» приведены меры безопасности при проведении мероприятий.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Коррозия скважинного оборудования [Электронный ресурс] URL: <https://infopedia.su/23xd3a0.html#:~:text=Отказ%20насосного%20оборудования%20в%20результате,предметов%20и%20негерметичного%20закрытия%20клапан> а (дата обращения 20.04.2022).
2. Влияние мехпримесей [Электронный ресурс] URL: [https://studbooks.net/1769735/geografiya/vliyanie\\_mehprimesey](https://studbooks.net/1769735/geografiya/vliyanie_mehprimesey) (дата обращения 20.04.2022).
3. Применение ЭЦЕ износостойкого исполнения [Электронный ресурс] URL: [https://studbooks.net/2517375/tovarovedenie/primenenie\\_iznosostoykogo\\_ispolneniya#:~:text=Применение%20ЭЦН%20износостойкого%20исполнения.%20В,шайбы%20служит%20стальная%20термообработанная%20штулка](https://studbooks.net/2517375/tovarovedenie/primenenie_iznosostoykogo_ispolneniya#:~:text=Применение%20ЭЦН%20износостойкого%20исполнения.%20В,шайбы%20служит%20стальная%20термообработанная%20штулка) (дата обращения 20.04.2022).
4. Анализ эффективности фильтров для защиты погружного оборудования для добычи нефти от механических примесей [Электронный ресурс] URL: <https://pandia.ru/text/80/264/28162.php> (дата обращения 20.04.2022).
5. Оборудование забоя скважины и перфорация [Электронный ресурс] URL: [https://studopedia.ru/5\\_55465\\_oborudovanie-zaboja-skvazhin-i-perforatsiya.html](https://studopedia.ru/5_55465_oborudovanie-zaboja-skvazhin-i-perforatsiya.html) (дата обращения 20.04.2022).
6. Крепление призабойной зоны способом коксования нефти [Электронный ресурс] URL: <https://thelib.info/tehnologii/1376740-kreplenie-prizabojnoj-zony-sposobom-koksovaniya-nefti/> (дата обращения 20.04.2022).
7. Михайлов А. Г. и др. Комплексная защита скважинного оборудования при пескопроявлении в ООО «РН-Пурнефтегаз» // Территория нефтегаз. – 2010. – №. 12. – С. 84-89.
8. Бабаев С.Г. Надёжность нефтепромыслового оборудования. – М.: Недра, 1987. – 264 с.
9. Фильтр модульный гравитационный (десендер) для скважин, оборудованных УЭЦН [Электронный ресурс] URL:

<http://tskavto.ru/produksiya/filtry-modulnye-gravitatsionnye-skvazhinnye/fms-01-dlya-uetsn> (дата обращения 20.04.2022).

10. Справочник инженера по бурению / под ред. В.И. Мищевича, М.А. Сидорова. – Т. 1. – М.: Недра, 1973. – 520 с.

11. Шламоуловитель модульный (ШУМ) [Электронный ресурс] URL: <https://www.novomet.ru/rus/products-and-services/artificial-lift/solids-management/modular-sand-trap/> (дата обращения 20.04.2022).

12. Шлеин Г. А. Использование колтубинга для капитального ремонта скважин / Г. А. Шлеин, А. А. Глущенко. – Текст: непосредственный // Молодой ученый. – 2018. – № 49 (235). – С. 58-60.

13. Депрессия скважины, пласта [Электронный ресурс] URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/ngk/147462-depressiya-skvazhiny-plasta/#:~:text=Депрессия%20скважины%20-%20разность%20между,депрессии%20возрастает%20дебит%20эксплуатационной%20скважины> (дата обращения 20.04.2022).

14. Промывка забоя скважины [Электронный ресурс] URL: [https://studopedia.ru/18\\_66878\\_promivka-zaboaya-skvazhini.html](https://studopedia.ru/18_66878_promivka-zaboaya-skvazhini.html) (дата обращения 20.04.2022).

15. Причины и условия отложения неорганических солей [Электронный ресурс] URL: [http://www.corrosion.su/the\\_reasons\\_and\\_conditions\\_of\\_adjournment\\_of\\_inorganic\\_salts.php](http://www.corrosion.su/the_reasons_and_conditions_of_adjournment_of_inorganic_salts.php) (дата обращения 20.04.2022).

16. Причины солеотложения и коррозии в нефтегазопромысловом оборудовании [Электронный ресурс] URL: [https://studme.org/201331/ekologiya/prichiny\\_oleotlozheniya\\_korrozii\\_neftegazopromyslovom\\_oborudovanii#:~:text=Выделяют%20следующие%20причины%20солеотложения%20в,составов%20нагнетаемых%20и%20пластовых%20вод](https://studme.org/201331/ekologiya/prichiny_oleotlozheniya_korrozii_neftegazopromyslovom_oborudovanii#:~:text=Выделяют%20следующие%20причины%20солеотложения%20в,составов%20нагнетаемых%20и%20пластовых%20вод) (дата обращения 20.04.2022).

17. Зорин В.А. Основы работоспособности технических систем. – М.: Издательский центр «Академия», 2009. – 208 с.

18. Кузьмичев Н.П. «Кратковременная эксплуатация скважин – эффективный способ эксплуатации скважин, осложненных выносом мехпримесей», Инженерная практика №2, 2010г. с. 107-110.

19. Каушанский Д.А. химические методы ограничения выноса песка в нефтяных и газовых скважинах. Научная статья / Цицорин А.И., Демьяновский В.Б., Каушанский Д.А., 2013. – 8 с.
20. Цицорин А. И., Демьяновский В. Б., Каушанский Д. А. Химические методы ограничения выноса песка в нефтяных и газовых скважинах // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2014. – №. 2 (10). – С. 22.
21. Середа Н. Г., Муравьев В. М. Основы нефтяного и газового дела. – Недра, 1980.
22. Маслов И.И. Методы борьбы с выносом песка из нефтяных скважин // Серия «Нефтепромысловое дело» М.: 1980. – 64с.
23. Шлеин, Г. А. Использование колтубинга для капитального ремонта скважин / Г. А. Шлеин, А. А. Глущенко. – Текст : непосредственный // Молодой ученый. – 2018. – № 49 (235). – С. 58-60. – URL: <https://moluch.ru/archive/235/54606/> (дата обращения: 10.04.2022).
24. Ершов В.В. Минеральный состав солевых отложений в нефтепромысловом оборудовании / В.В. Ершов, С.С. Потапов, Б.В. Чесноков. – Свердловск: УрО АН СССР, 1989. – 56 с.
25. Кащавцев В.Е. Солеобразование при добыче нефти / В.Е. Кащавцев, И.Т. Мищенко. - М.: Орбита-М, 2004. – 200 с.
26. Кащавцев В.Е. Предупреждение солсобразования при добыче нефти / В.Е. Кащавцев, Ю.П. Гаттенберг, С.Ф. Люшин. – М.: Недра, 1985 – 215 с.
27. Каталог оборудования НПК ООО «Нефтеспецтехника», 2008 г.
28. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022);
29. ГОСТ 12.2.049-80. «Оборудование производственное. Общие эргономические требования»;
30. ГОСТ 19605-74. «Организация труда. Основные понятия. Термины и определения»;
31. ГОСТ Р ИСО 6385-2016. «Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем»;

32. ГОСТ 12.0.003-2015. «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»;
33. ПБ 08-624-03. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
34. ГОСТ 12.1.019-2017. «ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»;
35. ГОСТ 12.2.003-91. «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности»;
36. СТО Газпром РД 1.14-127-2005. «Нормы искусственного освещения».
37. ГН 2.1.7.2041-06. «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве. Гигиенические нормативы»;
38. СНиП 11-01-95 «Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации»;
39. НПБ 88-2001. «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования»;
40. ГОСТ Р 22.3.03-94. «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения»;
41. ГОСТ 12.1.007-76. «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»;
42. ГОСТ 12.1.010-76. «ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования»;
43. СП 112.13330.2011. «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
44. СП 12.13130.2009. «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».
45. ГОСТ 12.1.005-88. «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;
46. ГОСТ 12.1.003-2014. «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности»;



47. ГОСТ 12.1.012-90. ССБТ. «Вибрационная безопасность. Общие требования»;

48. ГОСТ 23000-78. «Система «человек-машина». Пульты управления. Общие эргономические требования»;

49. ГОСТ 12.4.011-89. «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»;

50. СанПиН 1.2.3685-21. «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»;

## Приложение А

Таблица А.1 – Данные по анализу твердых отложений

№ п/п	Место отбора пробы	Отложения солей, %	Основной компонент	Основной компонент породы пласта	Гранулометрические фракции, % объемные										Описание отложения
					Песчаные					Пелитовые (0-10 мкм)	Алевритовые (10-100 мкм)	Песчаные (100-2000 мкм)	Разделение фракции		
					Тонкозернистые (100-125 мкм)	Мелкозернистые (125-250 мкм)	Среднезернистые (250-500 мкм)	Крупнозернистые (500-1000 мкм)	Грубозернистые (1000-2000 мкм)				Менее 300 мкм, %	Более 300 мкм, %	
1	РО ЭЦН	12,1	Кальцит – 12,1 %	Кварц – 66,6 %	21,9	75,0	3,1	0,0	0,0	4,0	31,6	64,4	98,1	1,9	Отложения пород пласта с вкраплениями кальцита
2	Задиафр. полость ГЗ	2,5	Доломит – 1,4 %	Кварц – 78,3 %	2,3	33,9	58,1	2,6	3,1	1,0	8,3	90,7	42,2	57,8	Отложения пород пласта с вкраплениями солей
3	Газосепаратор	9,8	Кальцит – 9,8 %	Кварц – 51,9 %	18,2	65,8	16,0	0,0	0,0	11,0	38,2	50,8	91,9	8,1	Отложения пород пласта с вкраплениями кальцита
4	Задиафр. полость ГЗ	3	Доломит – 1,4 %	Кварц – 84,8 %	2,1	27,0	64,3	6,6	0,0	1,2	5,4	93,4	33,7	66,3	Отложения пород пласта с вкраплениями солей
5	ЭЦН	12,2	Кальцит – 8,8 %	Кварц – 68,8 %	7,8	68,6	23,6	0,0	0,0	24,2	46,2	29,6	97,6	2,4	Отложения пород пласта с вкраплениями солей
6	ЭЦН	3,9	Доломит – 1,7 %	Кварц – 47,4 %	3,3	24,1	57,6	13,0	2,0	11,0	28,8	60,2	64,1	35,9	Отложения пород пласта с вкраплениями солей
7	РО ВС	29,9	Кальцит – 27,2 %	Кварц – 45,5 %	5,3	66,5	28,2	0,0	0,0	29,8	26,9	43,3	4,2	95,8	Отложения пород пласта с вкраплениями солей
8	Верхний подшипник ЭЦН	53,5	Кальцит – 49,4 %	Кварц – 23,8 %	22,0	27,3	13,3	36,7	0,7	17,9	53,5	28,6	85,5	14,5	Отложения солей с вкраплениями пород пласта
9	ГЗ	4,8	Кальцит – 1,7 %	Кварц – 75,4 %	1,6	19,3	46,5	28,5	4,1	3,2	8,1	88,7	38,9	61,1	Отложения пород пласта с вкраплениями солей

Продолжение таблицы А.1

10	Фильтр	11	Кальцит – 6,1 %	Кварц – 60,3 %	14,1	62,8	23,1	0,0	0,0	10,4	44,2	45,4	95,1	4,9	Отложения пород пласта с вкраплениями солей
11	Задифф. полость ГЗ	0,9	Доломит – 0,9 %	Кварц – 91,7 %	1,5	12,5	51,6	34,4	0,0	3,8	14,3	81,9	63,5	36,5	Отложения пород пласта с вкраплениями доломита
12	ЛГ ВС ЭЦН	2,1	Кальцит – 1,1 %	Кварц – 82,2 %	8,3	47,9	42,7	1,1	0,0	5,0	11,1	83,9	78,3	21,7	Отложения пород пласта с вкраплениями солей
13	РО ВС	29,4	Кальцит – 25,4 %	Кварц – 33,6 %	46,1	53,9	0,0	0,0	0,0	13,2	69,0	17,8	0,0	100,0	Отложения пород пласта с вкраплениями солей
14	РО	5,0	Доломит – 4,0 %	Кутнагорит – 92,1 %	27,7	49,2	23,1	0,0	0,0	3,9	43,3	52,8	3,3	96,7	Отложения пород пласта с вкраплениями солей

Таблица А.2 – Данные по анализу твердых отложений с индексом агрессивности КВЧ (АІ)

№ п/п	Место отбора пробы	Отложения солей, %	Основной компонент	Основной компонент породы пласта	Гранулометрические фракции, % объемные										Описание отложения	Индекс агрессивности КВЧ (АІ)
					Песчаные					Пелитовые (0-10 мкм)	Алевритовые (10-100 мкм)	Песчаные (100-2000 мкм)	Разделение фракции			
					Тонкозернистые (100-125 мкм)	Мелкозернистые (125-250 мкм)	Среднезернистые (250-500 мкм)	Крупнозернистые (500-1000 мкм)	Грубозернистые (1000-2000 мкм)				Менее 300 мкм, %	Более 300 мкм, %		
1	Верхний подшипник ВС	15,6	Доломит – 8,6 %	Кутнагорит – 36,1 %	25,7	62,2	12,1	0,0	0,0	24,0	53,0	23,0	2,8	97,2	Отложения пород пласта с вкраплениями солей	55,01
2	Головка ВС	11,3	Доломит – 6,4 %	Кварц – 75,1 %	5,1	39,5	48,2	7,2	0,0	3,7	12,1	84,2	46,0	54,0	Отложения пород пласта с вкраплениями солей	70,30
3	РО ЭЦН	4,2	Кальцит – 2,9 %	Кварц – 79,1 %	5,0	44,6	47,0	3,4	0,0	4,2	5,3	90,5	45,0	55,0	Отложения пород пласта с вкраплениями солей	72,10
4	РО ВС	5,3	Кальцит – 2,7 %	Кварц – 73,4	6,1	38,7	47,5	7,7	0,0	16,2	25,1	58,7	32,0	68,0	Отложения пород пласта с вкраплениями солей	68,13

Продолжение таблицы А.2

5	РО ВС	7,2	Доломит – 4,4 %	Кварц – 54,1 %	19,2	63,0	17,8	0,0	0,0	21,5	30,1	48,4	8,4	91,6	Отложения пород пласта с вкраплениями солей	73,95
6	РО ВС	1,3	Доломит – 0,8 %	Кварц – 82,4 %	29,0	36,5	7,5	0,0	0,0	10,6	57,3	32,1	2,4	97,6	Отложения пород пласта с вкраплениями солей	84,38
7	ЛГ	11,4	Кальцит – 9,4 %	Кварц – 48,4 %	4,7	0,0	0,0	32,4	62,9	11,2	57,0	31,8	1,5	98,5	Отложения пород пласта с вкраплениями солей	72,65
8	Диафраг- ма ГЗ	2,9	Кальцит – 2,7 %	Кварц – 92,0 %	45,0	44,3	2,3	0,7	7,7	0,6	1,8	97,6	83,1	16,9	Отложения пород пласта с вкраплениями солей	60,44

Таблица А.3 – Сравнение конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкуренто-способность		
		С	П	Г	С	П	Г
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Качество фильтрации	0,15	5	4	5	0,24	0,48	0,48
2. Входные сопротивления	0,12	2	4	4	0,5	0,1	0
3. Сложность очистки	0,1	5	1	0	0,09	0,09	0,09
4. Ремонтопригодность	0,09	1	1	1	0,25	0,2	0,2
5. Простота изготовления	0,05	5	4	4	0,24	0,24	0,18
6. Простота установки фильтра	0,06	4	4	3	0,16	0,4	0,4
7. Прочность и надежность	0,08	2	5	5	0,24	0,48	0,48
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Цена	0,15	3	5	1	0,45	0,75	0,15
2. Срок службы	0,1	3	4	5	0,3	0,4	0,5
3. Частота очисток	0,1	1	2	5	0,1	0,2	0,5
Итого	1	31	34	33	3,08	3,46	3,25

Таблица А.4 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны	Слабые стороны
1) Высокое качество фильтрации частиц; 2) Достаточно низкие входные сопротивления; 3) Достаточно простое изготовление; 4) Простота установки; 5) Прочность и надежность; 6) Приемлемая цена	1) Достаточно сложная очистка; 2) Низкая ремонтопригодность; 3) Вероятность необходимости частых очисток
Возможности	Угрозы
1) Снижение выноса взвешенных частиц из пласта; 2) В случае неэффективности фильтра имеется возможность его извлечения (в отличие от гравийной набивки); 3) Низкое входное сопротивление почти не препятствует поддержанию стабильной планируемой добычи; 4) При правильном подборе размера фильтра будет достигнут баланс эффективной фильтрации, низких входных сопротивлений и продолжительной работы без необходимости в частых очистках	1) Изобретение новых более дешевых и эффективных фильтров или усовершенствование старых; 2) Неправильный подбор размеров фильтра, вследствие чего он покажет низкую эффективность

Таблица А.5 – Интерактивная матрица №1

Сильные стороны							
Возможности технологии		C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>4</sub>	C <sub>5</sub>	C <sub>6</sub>
	B <sub>1</sub>	+	-	-	-	-	-
	B <sub>2</sub>	-	-	-	-	-	-
	B <sub>3</sub>	-	+	-	-	-	-
	B <sub>4</sub>	+	+	-	-	-	-

Таблица А.6 – Интерактивная матрица №2

Сильные стороны							
Угрозы технологии		C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>4</sub>	C <sub>5</sub>	C <sub>6</sub>
	У <sub>1</sub>	+	+	+	+	+	+
	У <sub>2</sub>	-	-	-	-	-	-

Таблица А.7 – Интерактивная матрица №3

Слабые стороны				
Возможности технологии		Сл <sub>1</sub>	Сл <sub>2</sub>	Сл <sub>3</sub>
	B <sub>1</sub>	-	-	-
	B <sub>2</sub>	-	-	-
	B <sub>3</sub>	-	-	-
	B <sub>4</sub>	+	-	+

Таблица А.8 – Интерактивная матрица №4

Слабые стороны				
Угрозы технологии		Сл <sub>1</sub>	Сл <sub>2</sub>	Сл <sub>3</sub>
	У <sub>1</sub>	-	-	-
	У <sub>2</sub>	+	-	-

Таблица А.9 – Итоговая таблица SWOT-анализа

	<p><b>Сильные стороны научного исследования</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Высокое качество фильтрации частиц;</li> <li>2) Достаточно низкие входные сопротивления;</li> <li>3) Достаточно простое изготовление;</li> <li>4) Простота установки;</li> <li>5) Прочность и надежность;</li> <li>6) Приемлемая цена</li> </ol>	<p><b>Слабые стороны научного исследования</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Достаточно сложная очистка;</li> <li>2) Низкая ремонтпригодность;</li> <li>3) Вероятность необходимости частых очисток</li> </ol>
<p><b>Возможности</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Снижение выноса взвешенных частиц из пласта;</li> <li>2) В случае неэффективности фильтра имеется возможность его извлечения (в отличие от гравийной набивки);</li> <li>3) Низкое входное сопротивление почти не препятствует поддержанию стабильной планируемой добычи;</li> <li>4) При правильном подборе размера фильтра будет достигнут баланс эффективной фильтрации, низких входных сопротивлений и продолжительной работы без необходимости в частых очистках.</li> </ol>	<p><b>Направления развития</b></p> <p>В<sub>1</sub>С<sub>1</sub>. Высокий уровень очистки позволяет добиться главного – снижения влияния механических примесей на оборудование;</p> <p>В<sub>3</sub>С<sub>2</sub>. Одно из важных условий применимости технологии – возможность поддержания стабильной планируемой добычи, поэтому снижение входных сопротивлений также нужно развивать.</p> <p>В<sub>4</sub>С<sub>1</sub>С<sub>2</sub>. Создание методики подбора размера фильтра позволит достичь наибольшей эффективности</p>	<p><b>Сдерживающие факторы</b></p> <p>В<sub>4</sub>Сл<sub>1</sub>Сл<sub>3</sub>. При отсутствии правильной методики подбора размера фильтра вероятность снижения эффективности повышается, поэтому важно ее создать</p>
<p><b>Угрозы</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Изобретение новых более дешевых и эффективных фильтров или усовершенствование старых;</li> <li>2) Неправильный подбор размеров фильтра, вследствие чего он покажет низкую эффективность</li> </ol>	<p><b>Угрозы развития</b></p> <p>У<sub>1</sub>С<sub>1-6</sub>. Несмотря на достоинства других фильтров, проволочные фильтры лучшие основные показатели и больше перспектив развития.</p>	<p><b>Уязвимости:</b></p> <p>У<sub>2</sub>Сл<sub>1</sub>. Внедрение программного обеспечения, способного анализировать необходимые данные для наиболее точного подбора подходящих размеров фильтра</p>

Таблица А.10 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ						Длительность работ в рабочих днях $T_{Pi}$	Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$
	$t_{min}$ , чел-дни		$t_{max}$ , чел-дни		$t_{ожи}$ , чел-дни			
	Рук.	Инж.	Рук.	Инж.	Рук.	Инж.		
Выбор темы и подготовка материала для исследования	5	-	10	-	5	-	5	7
Календарное планирование выполнения ВКР	1	1	2	4	1,4	2,2	1,8	3
Обзор научной литературы	5	15	10	25	7	19	13	19
Выбор методов исследования	1	1	2	2	1,4	1,4	1,4	2
Проведение исследования	-	2	-	3	-	2,4	2,4	4
Анализ и применение результатов	-	3	-	5	-	3,8	3,8	6
Составление пояснительной записки	5	20	10	30	7	24	15,5	23
Итого:	14	42	28	69	19,6	52,8	36,2	64



Таблица А.11 – Диаграмма Ганта

Вид работ	Исп	$T_{ki}$ , кал. дн.	Продолжительность работ								
			март	апрель			май				
			3	1	2	3	1	2	3		
Выбор темы и подготовка материала для исследования	Рук	7,4	■								
Календарное планирование выполнения ВКР	Рук Инж	2,7		■							
Обзор научной литературы	Рук Инж	19,2		■							
Выбор методов исследования	Рук Инж	2,1				■					
Проведение исследования	Инж	3,6					■				
Анализ и применение результатов	Инж	5,6						■			
Составление пояснительной записки	Рук Инж	22,9						■			

Примечание:

■ – научный руководитель, ■ – инженер

Таблица А.12 – Материальные затраты

Наименование приспособления	Количество, ед.	Цена за ед., руб.	Итого затраты, руб.
Комплект канцелярских принадлежностей	1	340	340
Картридж лазерного принтера	1	4499	4499
Пачка бумаги	1	599	599
Итого:			5438

Таблица А.13 – Сравнительная оценка ресурсоэффективности технологий

Объект исследования / Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Сетчатый фильтр	Гравийный фильтр
Входные сопротивления	0,12	4	2	4
Сложность очистки	0,12	1	5	0
Ремонтопригодность	0,08	1	1	1
Прочность и надежность	0,08	5	2	5
Срок службы	0,2	4	3	5
Частота очисток	0,2	2	1	5
Цена	0,2	5	3	1
<b>ИТОГО</b>	<b>1</b>	<b>3,3</b>	<b>2,5</b>	<b>3,2</b>

Таблица А.14 – Основные факторы, воздействующие на персонал при увеличении эффективности очистки забоя и ПЗП скважины согласно ГОСТ 12.0.003-2015

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работы			Нормативные документы
	Разработка	Приготовление	Эксплуатация	
1. Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды	+	+	+	ГОСТ 12.0.003-2015. «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»; ГОСТ 12.1.007-76. «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»;
2. Повышенный уровень шума и вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;
3. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014. «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности»; ГОСТ 12.1.012-90. «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования»;
4. Струи жидкости, воздействующие на организм работающего при соприкосновении с ним	+	+	+	ГОСТ 23000-78. «Система «человек-машина». Пульты управления. Общие эргономические требования»;
5. Движущиеся машины и механизмы	+	+	+	ГОСТ 12.4.011-89. «ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.»; ГОСТ 12.2.003-91. «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности»;
6. Оборудование и сосуды, работающие под давлением	+	+	+	ГОСТ Р 12.1.019-2017. «ССБТ. Электробезопасность Общие требования и номенклатура видов защиты»;
7. Производственные факторы, связанные с электрическим током	+	+	+	ГОСТ 12.2.049-80. «ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования».
8. Пожаровзрывоопасность		+	+	

Таблица А.15 – Предельно допустимые значения производственной локальной вибрации

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	Предельно допустимые значения по осям X, Y, Z			
	виброускорения		виброскорости	
	м/с <sup>2</sup>	дБ	м/с·10 <sup>-2</sup>	дБ
8	1,4	123	2,8	115
16	1,4	123	1,4	109
31,5	2,8	129	1,4	109
63	5,6	135	1,4	109
125	11	141	1,4	109

Таблица А.16 – Нормы освещенности рабочих поверхностей при искусственном освещении производственных зданий и площадок в нефтяной промышленности

Наименование объекта	Нормируемая освещенность, лк	
	при разрядных лампах	при лампах накаливания
Резервуары, буллиты, нефтеловушки	50	50
Пульт управления	200	100
Рабочая площадка	50	30
Роторный стол	100	100
Приборы контроля	50	50
Превенторная площадка	50	50
Диспетчерские, операторные	200	150
Лестничные марши, площадки, сходни, сходы с рабочей площадки	5	5

Таблица А.17 – Нормы и показатели классов опасности вредных веществ

Наименование показателя	Нормы для класса опасности			
	1-го	2-го	3-го	4-го
ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны, мг/м <sup>3</sup>	Менее 0,1	0,1-1,0	1,1-10,0	Более 10,0
Средняя смертельная зона при введении в желудок, мг/кг	Менее 15	15-150	151-5000	Более 5000
Средняя смертельная доза при нанесении на кожу, мг/кг	Менее 100	150-500	501-2500	Более 2500
Средняя смертельная концентрация в воздухе, мг/м <sup>3</sup>	Менее 500	500-5000	5001-50000	Более 50000
Коэффициент возможности ингаляционного отравления	Более 300	300-30	29-3	Менее 3
Зона острого действия	Менее 6,0	6,0-18,0	18,1-54,0	Более 54,0
Зона хронического действия	Более 10,0	10,5-5,0	4,9-2,5	Менее 2,5