

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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Применение комплексных методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Федоровском нефтяном месторождении (ХМАО)</b>

УДК 622.276.72(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Колбышев Никита Анатольевич		

Руководитель ВКР

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

Консультант

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Маггерам Али оглы	Доктор экономических наук		

По разделу «Социальная ответственность»

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

## Результаты освоения образовательной программы

### Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>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</p> <p>И.УК(У)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений</p>
Коммуникация	УК(У)-4. Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)	<p>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</p> <p>И.УК(У)-4.2. Осуществляет поиск необходимой информации для решения стандартных коммуникативных задач на государственном и иностранном языках</p> <p>И.УК(У)-4.3. Выполняет перевод профессиональных текстов с иностранного языка на государственный</p> <p>И.УК(У)-4.4. Ведет деловую переписку на государственном и иностранном языках с учетом особенностей стилистики официальных и неофициальных писем и социокультурных различий в формате корреспонденции</p> <p>И.УК(У)-4.5. Использует диалог для сотрудничества в академической коммуникации общения с учетом личности собеседников, их коммуникативно-речевой стратегии и тактики, степени официальности обстановки; формирует и аргументирует собственную оценку основных идей участников диалога (дискуссии) в соответствии с потребностями совместной деятельности</p>
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах	<p>И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития</p> <p>И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социальных групп</p> <p>И.УК(У)-5.3. Учитывает при социальном и профессиональном общении по заданной теме историческое наследие и социокультурные традиции различных социальных групп, этносов и конфессий, включая мировые религии, философские и этические учения</p> <p>И.УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследования; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий</p> <p>И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения</p>

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		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
		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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения; оказывает первую помощь, участвует в восстановительных мероприятиях
Дополнительная компетенция университета	УК(У)-9. Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи	И.УК(У)-9.1. Выявляет проблему, ставит цель для оптимального решения проблемы, находит и распределяет ресурсы для достижения цели, и достигает эту цель, воспринимая изменения внешней среды и гибко реагируя на эти изменения
		И.УК(У)-9.2. Разрабатывает коммерчески перспективный продукт на основе научно-технической идеи и ведет проектную деятельность по направлению профессиональной деятельности

### Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания	И.ОПК(У)-1.1. Применяет математический аппарат исследования функций, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, рядов, дифференциальных уравнений, теории функций комплексного переменного в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.3. Демонстрирует понимание физических явлений и применяет законы механики, термодинамики, электричества и магнетизма, основ оптики, квантовой механики и атомной физики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии
		И.ОПК(У)-1.5. Демонстрирует знание основ теоретической механики, теории механизмов и машин, сопротивления материалов, деталей машин и основ конструирования и применяет их при решении практических задач
		И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов
		И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования

Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений	И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы
		И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные
		И.ОПК(У)-2.3. Оценивает сходимость результатов расчетов, получаемых по различным методикам
		И.ОПК(У)-2.4. Обладает навыками работы с ЭВМ, используя новые методы и пакеты программ
Когнитивное управление	ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента	И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции совершаются в условиях неопределенности
		И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента
		И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении
		И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства
Использование инструментов и оборудования	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные	И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве
		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы
		И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ
Исследование	ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств	И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач профессиональной деятельности
		И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа, основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства
		И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций
		И.ОПК(У)-5.4. Использует основные технологии поиска, разведки и организации нефтегазового производства в России и за рубежом, стандарты и ТУ, источники получения информации, массмедийные и мультимедийные технологии
Принятие решений	ОПК(У)-6. Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания сущности и значения информации в развитии современного информационного общества, опасностей и угроз, возникающих в этом процессе, основных

	технические средства и технологии	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	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

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	сырья			
	<p>5. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями по добыче нефти, газа и газового конденсата</p> <p>6. Обеспечение оперативного и инженерного безопасного сопровождения технологического процесса добычи нефти, газа и газового конденсата</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)–3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-3.1 Выполняет работы по контролю безопасности для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций в технологических процессах добычи нефти, газа и газового конденсата</p>
	<p>7. Организационно-техническое обеспечение добычи углеводородного сырья</p> <p>8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)–4. Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-4.1 Сочетает геолого- промысловую теорию и практику при совершенствовании технологических операций и осуществлении процессов нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа</p>
	8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда	ПК(У)–5. Способен обеспечивать и контролировать выполнение	И.ПК(У)-5.1 Обеспечивает заданные режимы, оперативный

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

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Максимова Ю. А.  
 (Подпись) (Дата)                      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СГ	Колбышев Никита Анатольевич

Тема работы:

<b>Применение комплексных методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Федоровском нефтяном месторождении (ХМАО)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	118-12 с от 28.04.2022

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

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Пакет геологической и геофизической информации по Федоровскому нефтегазоконденсатному месторождению, тексты и графические материалы проектных документов, фондовая, периодическая, специальная и учебная литература.
---------------------------------	--

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p>	<p><b>ВВЕДЕНИЕ</b></p> <p><b>1. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</b></p> <p>1.1 Общие сведения о месторождении</p> <p>1.2 Стратиграфия</p> <p>1.3 Тектоника</p> <p>1.4 Нефтегазоносность</p> <p>1.5 Физико-химические свойства нефти, газа, воды и коллекторов продуктивных горизонтов</p> <p><b>2. ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ</b></p> <p>2.1. Состав и свойства АСПО</p> <p>2.2 Механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений</p> <p>2.3 Факторы, влияющие на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений</p> <p><b>3. СПОСОБЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ</b></p> <p>3.1 Применение гладких покрытий</p> <p>3.2. Химические способы предотвращения образования АСПО</p> <p>3.3 Физические методы борьбы с АСПО</p> <p>3.4 Тепловые методы удаления АСПО</p> <p>3.5 Механические методы удаления АСПО</p> <p>3.6 Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, реализованные на Федоровском нефтяном месторождении</p> <p>3.7 Расчетно-техническая часть</p> <p><b>4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ</b></p> <p>4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности разработки проекта</p> <p>4.2 Технология QuaD</p> <p>4.3 SWOT-анализ</p> <p>4.4 Расчет приведенных затрат при использовании ингибитора СНПХ-7920</p> <p>4.5 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии</p> <p>4.6 Разработка графика анализа технологии</p> <p>4.7 Вывод по экономическому разделу.</p> <p><b>5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</b></p> <p>5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <p>5.2 Производственная безопасность</p>
--	---

	5.2.1 Анализ вредных производственных факторов 5.2.2 Анализ выявленных опасных факторов 5.3 Экологическая безопасность 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях <b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b>
--	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
1. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2. ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ 3. СПОСОБЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ	Гладких Марина Алексеевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Гасанов Маггерам Али оглы
Социальная ответственность	Мезенцева Ирина Леонидовна

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

1. Геологическая часть
2. Причины возникновения асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче нефти
3. Способы предотвращения и борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
5. Социальная ответственность

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	29.04.2022
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Колбышев Никита Анатольевич		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 103 страницы, 19 рисунков, 30 таблиц, 30 источников.

Ключевые слова: нефть, скважина, установка электроцентробежного насоса, асфальтосмолопарафиновые отложения, методы борьбы, добыча нефти.

Объектом исследования являются добывающие скважины Федоровского нефтяного месторождения, оборудованные УЭЦН, осложненные асфальтосмолопарафиновыми отложениями.

Целью данной работы является ознакомление с АСПО и предложение актуальных методов и технологий, направленных на борьбу с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в эксплуатационных скважинах, оборудованных электроцентробежными насосами на Федоровском месторождении.

Методы исследования: сравнительный анализ работы скважин, оборудованных УЭЦН, в условиях отложений асфальтосмолопарафинов.

В процессе исследования был проведен анализ методов предотвращения и удаления АСПО. Произведен расчет глубины отложений АСПО на примере скважины Федоровского НГКМ. Были выбраны решения по снижению АСПО, проведен расчет экономической эффективности мероприятий по внедрению ингибитора АСПО.

Область применения: фонд добывающих скважин нефтяных месторождений.

Экономический эффект от применения предложенного решения достигается за счет увеличения межремонтного периода подземного оборудования.

## **Обозначения и сокращения**

В настоящей работе применены следующие сокращения:

**АСПО** – асфальтосмолопарафиновые отложения;

**ПАВ** – поверхностно-активные вещества;

**КИН** – коэффициент извлечения нефти;

**УЭЦН** – электроцентробежная насосная установка;

**ЭЦН** – электроцентробежный насос;

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы;

**МРП** – межремонтный период;

**СНО** – средняя наработка на отказ;

**СИЗ** – средства индивидуальной защиты;

**АГЗУ** – автоматическая групповая замерная установка;

**НДПИ** – налог на добычу полезных ископаемых.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	18
1 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	20
1.1 Общие сведения о месторождении	20
1.2 Стратиграфия	21
1.3 Тектоника	23
1.4 Нефтегазоносность	24
1.5 Физико-химические свойства нефти, газа, воды и коллекторов продуктивных горизонтов	26
2 ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АСФАЛЬТО -СМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ	27
2.1 Состав и свойства АСПО	27
2.2 Механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений	31
2.3 Факторы, влияющие на процесс образования асфальто -смолопарафиновых отложений	33
3 СПОСОБЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ	36
3.1 Применение гладких покрытий	39
3.2 Химические способы предотвращения образования АСПО	40
3.3 Физические методы борьбы с АСПО	43
3.4 Тепловые методы удаления АСПО	45
3.5 Механические методы удаления АСПО	46
3.6 Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, реализованные на Федоровском нефтяном месторождении	47
3.7 Расчетно-технологическая часть	50
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСО - ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	68
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности разработки проекта	68
4.2 Технология QuaD	70
4.3 SWOT-анализ	71
4.4 Расчет приведенных затрат при использовании ингибитора СНПХ-7920	74

4.5	Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии	78
4.6	Разработка графика анализа технологии	80
4.7	Вывод по экономическому разделу	82
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	85
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	86
5.2	Производственная безопасность	87
5.2.1	Анализ вредных производственных факторов	87
5.2.2	Анализ выявленных опасных факторов	92
5.3	Экологическая безопасность	95
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	97
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	100
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	101

## **ВВЕДЕНИЕ**

Эксплуатация нефтяных скважин России сопровождается такими осложнениями, как увеличение обводнённости продукции, падение пластового давления, снижение темпа отбора жидкости, образование твёрдых асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Так как основная добыча нефти в Западной Сибири ведётся на истощенных месторождениях, вступивших в позднюю стадию разработки, вопрос о поддержании эксплуатационного фонда в работоспособном состоянии актуален и на современном этапе развития нефтяной промышленности.

При добыче и транспортировке нефти с высоким содержанием парафина в результате процесса отложения АСПО на внутренней поверхности внутрискважинного оборудования происходит износ, сужение диаметра насосно-компрессорных труб, возникают неполадки в работе УЭЦН, а также закупоривание капилляров продуктивного пласта и ухудшение фильтрационно-емкостных свойств горных пород. На протяжении всего процесса добычи нефтяники сталкиваются с этими проблемами, так как отложения бывают в скважинном оборудовании, выкидных линиях, а также в промысловых трубопроводах систем нефтесбора.

Существует несколько известных и широко применяемых технологий по предупреждению образования отложений, а также методов по их удалению. Но условия разработки месторождений и характеристики добываемой продукции разнообразны и часто требуют индивидуального подхода, либо разработки новых технологий. Однако многие современные методы борьбы с образованием АСПО лишь увеличивают межремонтный период скважин на некоторое время, и полностью избежать образования отложений не всегда удаётся. Необходимо знать состав отложений, их физико-химические свойства и причины образования. Внимание также должно уделяться правильному подбору методов, которые позволят добиться наибольшей эффективности при разных условиях эксплуатации, а также будут экономически целесообразны.

Целью данной курсовой работы является изучение механизма образования АСПО, анализ существующих и предложение актуальных методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на добывающих скважинах Федоровского месторождения.

Для достижения цели были поставлены задачи:

1. Раскрыть факторы и механизмы образования асфальтосмолопарафиновых отложений;
2. Рассмотреть существующие методы и технологии предотвращения и удаления отложений;
3. Определить влияние диаметров насосно-компрессорных труб и дебитов скважин на глубину залегания АСПО.

Объектом исследования являются добывающие скважины Федоровского нефтегазоконденсатного месторождения, оборудованные УЭЦН, осложненные высоким газовым фактором.

Практическая значимость данной работы обусловлена возможностью совершенствования дальнейшей эксплуатации месторождения в течение всего периода разработки, так как от данного выбора зависят практически все параметры эксплуатации, и чем эффективнее метод, тем менее затратным становится добыча.

Результаты исследования могут быть использованы как в научной деятельности, так и в практической, например, на нефтедобывающих предприятиях.

# 1 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

## 1.1 Общие сведения о месторождении

Административное расположение площади: Российская Федерация, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ, Сургутский район. Год ввода Федоровского месторождения в разработку 1973. Среднегодовая температура воздуха -2С, наибольшая летняя +35С, наименьшая зимняя -50С. Максимальная глубина промерзания грунта 1,5 м. Продолжительность отопительного сезона 257 суток. Преобладающее направление ветров зимой ЮЗ-З, летом С-СВ. Наибольшая скорость ветра 22 м/с. Многолетнемерзлые породы отсутствуют. Климат района характеризуется суровой, продолжительной зимой с сильными ветрами и метелями. Рельеф местности равнинный, слабо всхолмленный. Состояние местности заболоченное, с озерами и реками. Толщина снежного покрова 150-200 см, почвенного слоя 30см [1].

Лесная растительность представлена хвойно-лиственными породами, смешанным сосново-берёзовым лесом, кустарником. Высота деревьев не более 15 метров. Плодородный почвенный слой составляет около 40 см. Район месторождения обеспечен электроэнергией посредством линии электропередач.

От города Сургута до месторождений проложены насыпные дороги с асфальтным покрытием, которые пригодны для транспорта круглогодично. Вахты доставляются автобусами.

Связь с месторождением осуществляется при помощи радиостанции и «сотовой» связи.



Рисунок 1 - Обзорная карта месторождения

## 1.2 Стратиграфия

В геологическом строении Федоровского месторождения принимают участие породы доюрского фундамента, мезозойско-кайнозойских терригенных отложений платформенного чехла.

Геологический разрез Федоровского месторождения представлен мощной толщей (до 3000м) осадочных пород, залегающих на размытой поверхности складчатого фундамента. Отложения продуктивных горизонтов представляют собой толщу мелкозернистых, реже среднезернистых песчаников и алевролитов с прослоями глин. Приурочены они к нижнему отделу меловой системы (мегионская, вартовская и алымская свиты) общей толщиной 1330 метров. Продуктивные отложения находятся в меловой системе, которая представлена нижним и верхним отделами, сложенными морскими, прибрежно-морскими и континентальными осадками. Нижнемеловые отложения представлены на рассматриваемой территории породами мегионской, вартовской, алымской и покурской свит.

## **Меловая система К**

### **Мегионская свита К mg**

Мегионская свита по литологии делится на четыре части. Нижняя сложена аргиллитами серыми и темно-серыми. На них залегает ачимовская толща, представленная переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. В пределах площади пласты песчаников являются промышленно нефтеносными. Мощность толщи достигает 80м.

### **Вартовская свита К vr**

Вартовская свита, подразделяется на две подсвиты. В основании нижней подсвиты, залегает пачка аргиллитов, выше - толща переслаивания верхних песчаников, алевролитов и аргиллитов. Верхняя часть вартовской свиты включает продуктивные пласты. Общая мощность вартовской свиты - до 400м.

### **Алымская свита К alm**

Алымская свита состоит из двух частей. Верхняя подсвита делится на две пачки: верхняя - сложена аргиллитами темно-серыми с частыми тонкими прослоями алевролитов. Нижняя подсвита представлена, в основном, песчаниками и выделяется в разрезе как горизонт АВ<sub>1</sub>. Общая мощность отложений алымской свиты 67-84м.

## **Юрская система Y**

### **Тюменская свита Y<sub>1</sub> tm**

Нижний среднеюрский отдел представлен переслаиванием между собой серо-цветных песчаников, алевролитов и аргиллитов. Для свиты характерно ритмичное чередование аргиллитов темно-серых, серых со слабо-зеленоватым оттенком, алевролитов серых, крупнозернистых, сидеретизированных и песчаников серых, мелкозернистых, алевролитистых, аркозовых с многочисленными растительными остатками. В кровле свиты залегает нефтеносный пласт ЮС<sub>2</sub>, литологически представленный переслаиванием песчаников темно-серых, плотных тонко- и мелкозернистых крепко сцементированных. Общая толщина пласта до 20 м. Толщина Тюменской свиты достигает 250 м.

## **Васюганская свита**

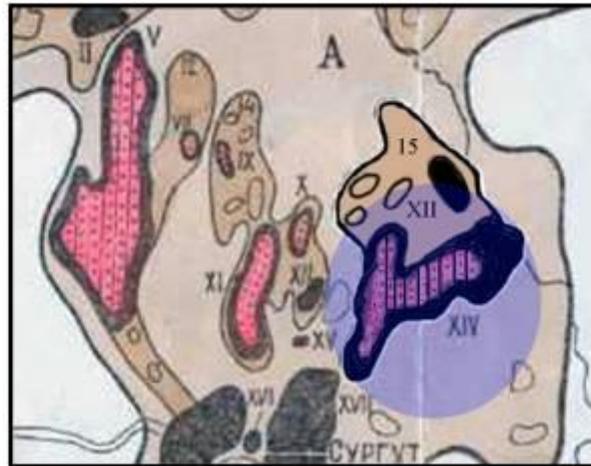
Вскрыта на различных участках месторождения, в основании которой залегают темные аргиллиты, тонко - отмученные, местами битуминозные. Верхняя часть представлена чередованием темно-серых песчаников, алевролитов и аргиллитов. В кровле свиты залегает песчаный пласт ЮС<sub>1</sub>. Толщина свиты достигает 103 м.

### **1.3 Тектоника**

В тектоническом отношении Федоровское месторождение расположено в пределах Сургутского свода. Сургутский свод принадлежит к числу наиболее крупных структур I порядка Западно-Сибирской платформы. Западно-Сибирская платформа возникла в послепротерозойское время и относится к молодым.

В геологическом строении Западно-Сибирской плиты, которая является одним из крупнейших структурных элементов земной коры, выделяется три структурно-тектонических этажа (фундамент, промежуточный этаж и чехол), различающиеся по степени изменчивости слагающих пород и тектоническим особенностям.

В тектоническом плане Федоровское месторождение приурочено к одноименному куполовидному поднятию второго порядка, расположенному в центральной части Сургутского свода. По отражающему горизонту «Б» Федоровская структура представляет собой крупную брахиантиклинальную изометрическую складку с сильно изрезанными в структурном плане очертаниями. Структура осложнена куполовидными поднятиями третьего порядка: Федоровским, Моховым и Восточно-Моховым. Структурные планы по кровле продуктивных пластов в основном сходны между собой и отличаются лишь глубинами залегания, амплитудой поднятий и углами падения слоев.



Структуры I порядка

A - Сургутский свод

Список структур 2ого порядка

15 - Федоровское к.п.

Списко месторождение нефти и газа

XIV - Федоровское

Условные обозначения

	Положительные структуры I порядка		Локальные структуры
	Положительные структуры II порядка		Месторождение нефти
	Замкнутые, полузамкнутые депрессии		Месторождение нефти и газа
			Месторождение нефти, газа и конденсата

Рисунок 2 – Тектоническая карта

## 1.4 Нефтегазоносность

### Характеристика геологического строения продуктивного горизонта ЮС<sub>2</sub>

Продуктивный горизонт ЮС<sub>2</sub> стратиграфически приурочен к верхней части тюменской свиты, апт-келловайского яруса. Пласт ЮС<sub>2</sub> вскрыт на глубине 2750-2900 м, представлен чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов толщиной 12-25 м, проницаемые прослой залегают в виде тонкого переслаивания среди глинистых и плотных пород. Физико-литологическое строение толщи обусловило пятнистое, избирательное нефтенасыщение, которое контролируется связанностью прослоев коллекторов, а не гипсометрическим

положением на структуре. Поля нефтеносности разделены экранными зонами с участками пород неколлекторов или коллекторов с низкими коллекторскими свойствами [1].

Таблица 1 – Параметры продуктивного пласта

Продуктивный пласт	ЮС2
Глубина залегания пласта, м	2750-2900
Абсолютная отметка кровли пласта, м	2720-2870
Абсолютная отметка ВНК, м	-2749-2870
Общая толщина пласта, м	12.0
Эффективная толщина, м	2.5
Нефтенасыщенная толщина, м	2.5
Коэффициент песчанистости, доли, ед.	0.20

К настоящему времени в пределах Сургутского свода открыто более 40 месторождений нефти, из которых 16 находятся в разработке. Большинство месторождений – многопластовые, продуктивными являются отложения юры (тюменская, васюганская и баженовская свиты), меловые отложения (мегионская свита (ачимовская толща, пласты БС10`-14) и вартовская свита (пласты БС1-2 и АС4-9).

Промышленные скопления нефти Федоровского месторождения приурочены к среднеюрским отложениям (пласт ЮС2), отложениям валанжина (пласты БС16, БС10, БС101), готерива (пласты БС2. БС1), баррема (пласты АС9, АС7-8, АС61, АС5-8, АС4). Общий этаж нефтеносности составляет 1000 м.

## **1.5 Физико-химические свойства нефти, газа, воды и коллекторов продуктивных горизонтов**

Плотность нефти в поверхностных условиях колеблется в пределах 0.73-1.03г/см<sup>3</sup>(при t=200с). Вязкость нефтей (свойство их подвижности), измеряемая в паскалях на секунду(1Па\*с=10П), изменяется в широком диапазоне 0.001-0.15Па\*с и с повышением температуры снижается. Для характеристики пластовой нефти определяют газовый фактор(м<sup>3</sup>/т)-количество растворенного в пластовой нефти газа, выделяемого при t<sub>0</sub>=150с, давлении ~100 кПа из 1т нефти. Газовый фактор колеблется в широких пределах (от единиц до сотен куб.метров на 1т.) Давление, при котором начинается выделение из пласта растворённого газа, называют давлением насыщения. Как правило, они ниже пластового.

Объёмный коэффициент пластовой нефти – это отношение удельного объёма нефти в пластовых условиях к объёму этой же, но дегазированной на поверхность нефти в нормальных условиях. Значение объемного К в зависимости от газового фактора изменяется от 1.05 до 1.3. При гидродинамических исследованиях и других расчетах объём и дебит нефти пересчитывают на пластовые условия с помощью объемного коэффициента.

## 2 ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АСФАЛЬТО - СМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

### 2.1 Состав и свойства АСПО

Для того, чтобы выбрать наиболее подходящий способ борьбы с отложениями и соответственно химические реагенты, необходимо иметь представление о составе и свойствах АСПО. Сами отложения представляют собой твёрдую смесь углеводородов, схожую по структуре с густой мазеобразной субстанцией, тёмно-коричневого или чёрного цвета. Основными компонентами состава являются асфальто-смолистые вещества (АСВ) (20-40 % масс.) и парафины (20-70 % масс.), а также присутствуют силикалегева смола, связанная нефть и механические примеси в виде песка, глины, солей и воды [2]. Также в составе могут присутствовать оксиды металлов в незначительном количестве (ванадий, железо). Они способны образовывать комплексы с макромолекулами поверхностно-активных веществ, тем самым усиливая межмолекулярные взаимодействия, происходящие внутри отложений. На состав и процентное содержание компонентов влияет природа добываемой нефти в пределах нефтедобывающего региона, а также месторождения и твёрдых углеводородов, из которых они состоят, место отбора проб, и ряд других геологических, гидродинамических и термодинамических факторов.

Нефтяные парафины в АСПО являются основной долей отложений. Представляют собой углеводородные соединения метанового ряда. При высоких пластовых давлениях и температурах парафины в нефти находятся в растворённом состоянии. Также могут находиться во взвешенном или кристаллическом агрегатном состоянии при условиях транспортировки нефти, отличающихся от пластовых.

**Жидкие парафины** представляют собой в основном n-алканы с числом атомов углерода в молекуле от C<sub>9</sub> до C<sub>24</sub>, они выкипают в интервале температур от 180 до 360-370°C. **К твердым парафинам** относятся n-алканы с числом атомов углерода в молекуле от C<sub>20</sub> до C<sub>40</sub>, выкипающие в пределах 300-550°C.

Твердые парафины, получаемые из дистиллятного сырья, целесообразно разделить на низкоплавкие (tпл 28-45°C), среднеплавкие (tпл 45-60°C) и высокоплавкие (tпл выше 60°C). Все три категории твердых парафинов характеризуются крупнокристаллической структурой [2].

По существующей номенклатуре твердые углеводороды нефти делят на парафины и церезины. Такое деление основано на различии их кристаллической структуры, химических и физических свойств. При одинаковой температуре плавления церезины отличаются от парафинов большей молекулярной массой, плотностью и вязкостью.

**Микрокристаллические парафины (церезины)** представляют собой твердые углеводороды (рисунок 3), выделенные главным образом из остаточных продуктов и кипящие при температурах выше 450°C.



Рисунок 3 – Церезины

Согласно ГОСТ 11851-85 в зависимости от содержания парафинов нефть классифицируют на:

- малопарафиновую – менее 1,5% по массе.;
- парафиновую – от 1,5 до 6% ;
- высокопарафиновую – более 6%

В отдельных случаях содержание парафина может достигать 25%. Парафин обладает неактивной природой и поэтому не растворяется в кислотах, щелочах и других химических реагентах. Имеет преимущественно линейное строение и записывается химической формулой  $C_nH_{2n+2}$ , в которой

значение  $n$  находится в пределах от 16 до 64. Главными растворителями парафина являются органические, такие как бензол, бензин, ацетон, этиловый эфир и т.д. Также растворяется в нефтепродуктах при нагревании и маслах, содержащих минеральные компоненты. Температура плавления парафина в стандартных условиях составляет 45-65 °С [2].

Церезин является разновидностью парафина, который имеет число атомов углерода в составе от 36 до 55. Он представляет собой смесь парафиновых углеводородов. Имеет нормальное и изомерное строение. По сравнению с парафином обладает выраженной мелкокристаллической структурой и является мягким, аморфным продуктом, а температура плавления составляет 65-85 °С. Характеризуется большим молекулярным весом, чем парафин в связи с увеличенным составом углеродного компонента. Окислители способны оказывать воздействие на церезин, такие как азотная и хлорсульфоновая кислоты. Также церезины имеют изостроение и состоят из циклических радикалов: ароматических и нафтеновых.

Асфальто-смолистая часть нефти представляет собой вещество тёмного цвета. Эти гетероорганические соединения имеют гибридное сложное строение. Вещества обладают свойствами твёрдых аморфных тел. АСВ содержат преимущественно основное количество кислорода, серы и азота, которое есть в нефтяных отложениях, а также в них сконцентрирована большая часть микроэлементов нефти. В составе присутствуют металлы (железо, магний, ванадий, никель, кальций, медь, титан, молибден, хром и др.). Асфальто-смолистые вещества обладают высокой поверхностной активностью и являются природными стабилизаторами водонефтяных эмульсий. Это означает, что своим присутствием в нефти они оказывают значительное влияние на процесс кристаллизации парафиновых углеводородов. За счет своего сложного строения АСВ обладают высокой молекулярной массой [3].

На рисунке 4 изображены примеры химического строения битуминоидных (I) нейтральных и (II) кислых смол.

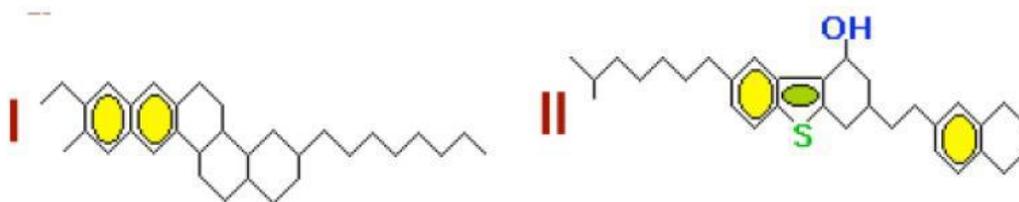


Рисунок 4 – Строение смол

Асфальтены, входящие в состав АСПО — это аморфные хрупкие углеводородные соединения тёмно-бурого и чёрного цвета. Содержат в своем составе преимущественно углерод (до 86%), водород (до 9%), серу (0,5-9%), азот (до 2%) и кислород (до 10%). Содержание самих асфальтенов в нефти варьируется от 1 до 20 % в зависимости от условий. При нагревании до 300 °С переходят в пластическое состояние, а при температуре свыше разлагаются с выделением газа, жидких веществ и твёрдого остатка. По сравнению со смолами обладают меньшей растворимостью, но ароматические углеводороды, такие как бензол, толуол, сероуглерод, хлороформ и тетрахлорметан способны растворять асфальтены. В парафиновых углеводородах (спирт, эфир, ацетон) не растворяются. Асфальтены обладают плотностью несколько больше единицы (1,2 г/см<sup>3</sup>) и соответственно являются более тяжелыми компонентами нефти. Молекулярная масса колеблется в районе 2000 – 4000 атомных единиц масс.

Асфальтены склонны к ассоциации с образованием надмолекулярных структур, представляющих собой стопку плоских молекул (рисунок 5).

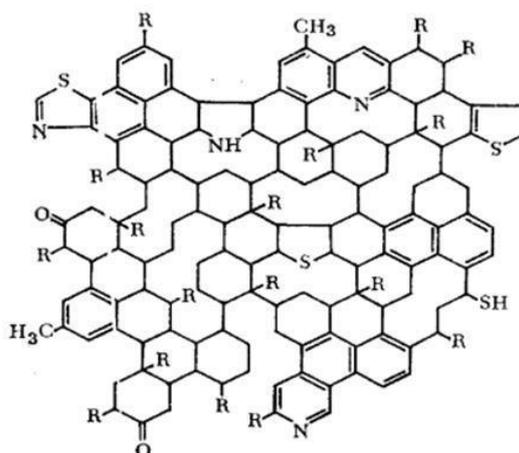


Рисунок 5 – Строение асфальтенов

Существенную роль в формировании АСПО влияет глубина, где происходят отложения. Результаты исследований показывают, что с увеличением глубины в АСПО увеличивается количество асфальтеносмолистых веществ, а наличие парафинов уменьшается. С уменьшением глубины отложений наблюдается снижение содержания асфальтеносмолистых веществ и асфальто-смоло-парафиновых отложений. В зависимости от содержания различных групп соединений АСПО делят на три класса:

- асфальтеновый ( $C_{\text{парафино-нафтенов}} / (C_{\text{асфальтенов}} + C_{\text{смола}}) < 1$ );
- парафиновый ( $C_{\text{парафино-нафтенов}} / (C_{\text{асфальтенов}} + C_{\text{смола}}) > 1$ );
- смешанный ( $C_{\text{парафино-нафтенов}} / (C_{\text{асфальтенов}} + C_{\text{смола}}) \approx 1$ ,

где  $C$  – концентрация веществ в АСПО в % масс.;

$C$  – концентрация веществ в АСПО в % масс. [1].

## **2.2 Механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений**

Механизм образования АСПО представляет собой совокупность физических и химических процессов, происходящих на внутренних поверхностях нефтепромыслового оборудования при транспортировке нефти и в призабойной зоне пласта, сопровождающихся выпадением и накоплением твёрдой органической фазы. Также эти процессы называются механизмом «парафинизации», так как источником возникновения отложений служат молекулы парафина, которые растворены в нефти, выстраивающие твёрдую кристаллическую решётку. На выпадение парафинов из нефти влияет множество факторов, основное действие которых заключается в снижении растворяющей способности нефти и в целом влияние на термодинамическое пластовое состояние.

Множество авторов в своих работах описывали механизмы образования отложений, так как существует несколько точек зрения на данный процесс формирования АСПО. Согласно нескольким литературным данным, существует три основных механизма [4, 5].

Первым механизмом является «осадочно-объемная теория», которая заключается в том, что кристаллы парафина зарождаются непосредственно в потоке флюида. Они пробивают слой движущейся жидкости и постепенно оседают на внутренней поверхности металлических труб, образуя слой органических соединений. По мере движения флюида от забоя к устью скважины температура окружающей среды, стенок трубопровода и соответственно нефтяного потока снижаются, как и давление. При снижении давления потока возникает эффект Джоуля-Томсона, который сопровождается выделением газа и снижением температуры. Когда температура нефти становится ниже температуры плавления твёрдых углеводородов, они начинают выделяться в виде кристаллов нормальных парафинов, то есть образовывать центры кристаллизации. При этом растворяющая способность нефти уменьшается и в системе образуются пространственные надмолекулярные структуры. Дальнейший их рост обусловлен дислокационной теорией А.И. Китайгородского, согласно которой на поверхности зародышей кристаллов находятся центры дислокации, отвечающие за дальнейший рост кристаллов. Каждый такой кристалл обладает запасом поверхностной энергии. Находясь в постоянном взаимодействии с окружающей средой и накапливая энергию, постепенно происходит взаимодействие дисперсной фазы с асфальто-смолистыми веществами, то есть дисперсионной средой. Дальнейшему росту будет способствовать наращивание сольватного адсорбционного слоя из молекулярных компонентов дисперсионной среды, так как согласно исследованиям В.П. Тронова [6] индивидуальные парафиновые кристаллы не способны к самостоятельному формированию плотных отложений, и в реальных условиях асфальтены и смолы выполняют роль цементирующего материала.

Вторым механизмом является кристаллизационно-поверхностный. Его суть заключается в том, что процесс кристаллизации парафиновых углеводородов и их накопления происходит непосредственно на стенках металлических поверхностей НКТ. Существенную значимость в осаждении кристаллов парафина на стенках нефтепромыслового оборудования имеют

газовые глобулы, транспортирующие кристаллы к стенкам труб с последующим разрушением самих глобул. Практически важным на нефтепромыслах остаётся не сам процесс выделения парафинов, а осаждение АСПО на поверхностях НКТ и нефтепромыслового оборудования по направлению теплопередачи. Соответственно существует третий механизм образования отложений, который является смешанным, сочетающим в себе особенности первых двух механизмов, протекающих параллельно.

### **2.3 Факторы, влияющие на процесс образования асфальто - смолопарафиновых отложений**

К настоящему моменту времени многолетние исследования ученых позволили выделить несколько основных факторов, влияющих на формирование парафиновых отложений и интенсивность их образования, которые могут меняться по глубине и времени [7].

1. Вследствие движения нефтяной системы от забоя скважины к её устью происходит снижение давления в самой скважине. В призабойной зоне пласта изменения происходят от периферии к центральной части. Это приводит к нарушению гидродинамического равновесия газожидкостной системы. Начинает увеличиваться объём газовой фазы, что сказывается на уменьшении стабильности жидкой фазы и образовании кристаллов парафиновых углеводородов. Парафины начинают выделяться из нефти, если давление насыщения нефти газом начинает превышать давление на забое, за счет этого происходит выделение лёгких углеводородных фракций.

2. Непрерывное снижение температуры потока происходит в стволе скважины и в НКТ вследствие теплоотдачи в горные породы, а также при транспортировке по трубопроводу по причине контакта с охлажденной металлической поверхностью, что приводит к выделению кристаллов парафиновых углеводородов. Градиент температур при этом направлен к центру трубы и по направлению теплопередачи происходит отложение образовавшихся кристаллов на поверхности под действием молекулярной диффузии. Чем больше

градиент температур между окружающей средой и нефтяным потоком, тем больше количество образовавшихся АСПО.

3. На интенсивность формирования отложений влияет скорость движения газожидкостной смеси. Ламинарный режим течения жидкости характеризуется низкими скоростями потока. Вследствие медленного переноса вещества, формирования АСПО происходит с меньшей интенсивностью. При турбулентном режиме течения, скорость движения потока возрастает, как и интенсивность осадкообразования и достигает своего максимума при критических значениях числа Рейнольдса. Но при достижении скорости значений максимума, скорость накопления убывает. Это связано с тем, что кристаллы парафина лучше удерживаются в нефти во взвешенном состоянии, а также возникает большая вероятность смыва парафиновых отложений.

4. Прочность сцепления ПУ со стенками труб зависит от свойств поверхности, её состояния, а также от материала, который был использован при изготовлении. На начальной стадии осадконакопления прослеживается основное влияние качества обработки металлических поверхностей. Шероховатости и микронеровности поверхности труб выступают в роли очагов вихреобразования, которые интенсифицируют перемешивание жидкости и замедление скорости потока. В результате чего начинает выделяться газ и парафин, увеличивается адгезия кристаллов парафиновых углеводородов на внутренней поверхности стенок.

5. Интенсивность формирования и состав отложений во многом зависит от компонентного состава нефти и от содержания в ней асфальтенов, смол и парафинов. Благодаря различным исследованиям было установлено, что менее склонна к формированию прочных парафиновых отложений нефть с высоким содержанием в своем составе нафтеновых и ароматических углеводородов в отличие от нефти, где преобладают соединения нормального метанового ряда или парафинового.

Итак, на образование АСПО оказывают существенное влияние:

На образование АСПО оказывают существенное влияние:

- 1) нарушение гидродинамического равновесия флюида за счет снижения забойного давления;
- 2) обводненность нефти;
- 3) интенсивное газовыделение;
- 4) состав углеводородного в каждой фазе смеси;
- 5) состояние поверхности труб;
- 6) скоростной режим течения флюида;
- 7) уменьшение температуры в пласте и стволе скважине.

### 3 СПОСОБЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ

При добыче и транспортировке нефтепродуктов проводятся работы по борьбе с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, которые включают в себя предотвращение образования АСПО и удаление осадков, которые уже образовались и накопились на внутренних стенках нефтепромысловых труб и оборудования. (рисунок 6). Однако следует учитывать разнообразие условий разработки и геологических характеристик нефтяных месторождений и добываемой продукции, так как от этого зависит выбор метода предупреждения и удаления отложений [8].

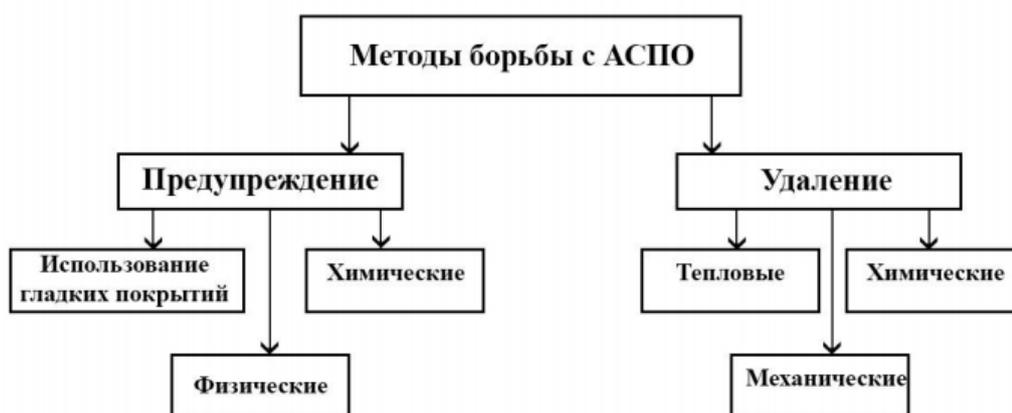


Рисунок 6 – Классификация методов борьбы с АСПО [8]

Методы предотвращения образования АСПО и удаления можно разделить по механизму воздействия на несколько основных групп.

1. Тепловые методы основаны на температуре плавления парафиновых углеводородов, которая составляет примерно 50 °С. Искусственное увеличение и поддержание температуры нефтяной системы выше температуры начала кристаллизации твёрдых углеводородов в стволе скважины и ПЗП применяется при добыче высоковязкой парафинистой и смолистой нефти. Метод осуществляется путем применения греющего кабеля и электронагревателей. В призабойной зоне пласта применяют термит, который способен нагреваться до 2400 оС при высокой температуре горения. Удаление отложений проводится

закачкой в пласт нагретого жидкого теплоносителя (нефть, вода), а также обработкой паром. Однако данные методы являются энергозатратными, пожароопасными и обладают низкой эффективностью.

2. Механические методы борьбы с АСПО предполагают периодическое удаление уже образовавшихся отложений. Для применения этого метода используют скребки разных конструкций и разной периодичности действия, эластичные резиновые шары (торпеды), устройства для перемешивания. Способы механической борьбы можно охарактеризовать, как малоэффективные и трудоёмкие.

3. Для предотвращения образования отложений используют физические методы борьбы, включающие в себя воздействие вибрационных и ультразвуковых колебаний, магнитных, электрических и электромагнитных полей, которые создают условия для разрушения структуры асфальтосмолопарафиновых веществ. Воздействие вибрационных и ультразвуковых колебаний вызывают в области образования отложений колебания, вследствие чего возникают их микроперемещения, препятствующие осаждению АСПО на стенках оборудования.

4. Одними из наиболее распространённых и перспективных методов предупреждения образования отложений, а также их удаления являются химические методы борьбы. Существуют различные виды закачки химических реагентов, которые основываются на дозировании в добываемую продукцию химических соединений, включающие ингибиторы, применяемые для предотвращения образования АСПО, и растворители – для удаления, сформированных отложений на внутренних поверхностях нефтепромыслового оборудования

5. Для предупреждения образования АСПО применяют защитные покрытия, которые используют на внутренних поверхностях НКТ и забойного оборудования.

6. Выделяют также микробиологические методы удаления АСПО, которые основаны на жизнедеятельности бактерий в углеводородной среде.

Данные методы можно сравнить с химическими, однако микробиологические являются более лёгкими в выполнении. Ограничениями использования способа очистки являются специфичные условия, в которых могут существовать микробы.

К мероприятиям по удалению АСПО относятся:

- тепловые методы (промывка горячей нефтью или водой в качестве теплоносителя, острый пар, электропечи, индукционные подогреватели, использование реагентов, при взаимодействии с которыми протекают экзотермические реакции);
- механические методы (скребки, скребки-центраторы);
- химические (растворители).

Практика показала, что предотвращение отложения тяжелых органических соединений является менее дорогостоящим методом, чем их постоянное удаление. При этом достигается наиболее устойчивая и безаварийная работа оборудования, снижаются затраты на перекачку углеводородного сырья, сокращаются простои оборудования. Перед проектированием систем транспортировки углеводородного сырья необходимо проводить комплекс лабораторных исследований и моделирование возможных процессов образования АСПО, полученные результаты которых следует учитывать для минимизации проблем, связанных с отложением тяжелых органических соединений [9].

Практически во всех трубопроводах, транспортирующих нефть без применения соответствующих мер, существует проблема образования асфальтосмолопарафиновых отложений и солеотложений.

Они существенно снижают пропускную способность трубопроводов, увеличивают энергозатраты на перекачку продукта и затрудняют внутритрубную диагностику. В процессе эксплуатации периодически проводится очистка внутренней поверхности трубопроводов от отложений.

### 3.1 Применение гладких покрытий

Для предотвращения парафиноотложения важно состояние внутренней поверхности труб.

Проблемы парафинообразования полностью или частично можно решить с помощью внутренних полимерных покрытий (ППК), которые в зависимости от назначения условно можно разделить на две группы: гладкостные и антикоррозионно-гладкостные [10].

Гладкостные покрытия на основе эпоксидных материалов предназначены для снижения шероховатости внутренней поверхности трубы и, как следствие, увеличения производительности трубопровода и снижения затрат на транспортировку перекачиваемого некоррозионно-активного продукта. Толщина гладкостных полимерных покрытий, как правило, составляет 60–150 мкм для эпоксидных материалов, и еще выше – для полиуретановых. История использования гладкостных полимерных покрытий при транспортировке некоррозионно-активных газов насчитывает более 50 лет. Доказано, что затраты на внутренние полимерные покрытия газопроводов многократно окупаются в процессе эксплуатации. Прекрасными материалами являются, в которых адгезия которых к парафину составляет при 200С составляет 30-35 кПа (стекло, различные стеклоэмали (рисунок 7), бакелитовый лак, эпоксидные смолы, бакелито-эпоксидные композиции и др.).



Рисунок 7 – Трубопроводы со стеклоэмалью

Антикоррозионно-гладкостные покрытия внутренней поверхности нефтепромысловых трубопроводов выполняют сразу несколько функций,

обеспечивая защиту от коррозионного воздействия эксплуатационных сред; защиту от гидроабразивного и коррозионно-механического износа; предотвращение или значительное снижение АСПО и солей; чистоту продуктов при их транспортировке.

Теплоизоляционные покрытия (теплоизолированные лифтовые трубы), с коэффициентом теплопроводности  $0,01 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{°К})$  и менее. Теплоизоляция труб колоссально уменьшает потери тепла, поддерживает температуру потока выше температуры кристаллизации парафинов (рисунок 8).



Рисунок 8 – Теплоизоляция трубопроводов

### **3.2 Химические способы предотвращения образования АСПО**

Одним из перспективных и выгодных способов борьбы с запарафиниванием трубопроводов является химический метод, так как он имеет высокую эффективность, несложную технологию проведения работ, эффект действия реагентов имеет пролонгированный характер [11].

Химические методы базируются на дозировании в продукцию химических соединений, уменьшающих, а иногда и полностью предотвращающих образование отложений. В основе действия ингибиторов парафиноотложений

лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела фаз: органическая жидкость – поверхность металла трубы, органическая жидкость – дисперсная фаза.

Для предотвращения парафиноотложения применяют разнообразные композиции химических веществ, существенно различающихся по механизму воздействия на образование смолопарафиновых отложений на поверхности оборудования.

В последнее время наметилась тенденция к разработке присадок комплексного действия, что достигается за счет создания композиции присадок с различным спектром действия. Химреагенты, используемые для предотвращения образования АСПО, во многих случаях комплексно выполняют следующие функции:

- разрушение устойчивых эмульсий;
- защита оборудования от коррозии;
- защита от солеотложений;
- формирование оптимальных структур газожидкостного потока.

Необходимость использования защитных покрытий и химических присадок в дополнение или вместо других методов защиты оборудования от парафинового осадка целесообразно определить в процессе эксплуатации трубопроводов с учетом уточненных данных по свойствам образующихся АСПО и технологических характеристик эксплуатируемого нефтепровода.

Исходя из состава АСПО, который зависит от состава нефти, прежде всего ее высокомолекулярной части, и гидро- и термодинамических условий формирования отложений производится выбор химических реагентов, удаляющих или предупреждающих отложения (табл. 2).

Таблица 2 - Классификация химических реагентов, предотвращающих АСПО

Группа ингибитора	Основной компонент	Основной принцип действия
Смачиватели	Полиакриламид; кислые органические фосфаты; силикаты щелочных металлов; водные растворы синтетических полимерных ПАВ	Адсорбируются на поверхности и образуют гидрофильную пленку, препятствующую адгезии гидрофобных кристаллов парафина к внутренней поверхности труб
Диспергаторы	Соли металлов; соли высших СЖК; силикатно-сульфенольные растворы; сульфатированный щелочной лигнин	Воздействуют на процесс кристаллизации твердых компонентов нефти на макромолекулярном уровне с образованием адсорбционного слоя из молекул реагента на мелких зародышевых кристаллах углеводородов, препятствуя их слипанию
Модификаторы	Атактический полипропилен (ММ = 2000–3000); низкомолекулярный полиизобутилен (ММ = 2000–3000); сополимеры этилена и сложных эфиров; тройной сополимер этилена с винилацетатом и винилпирролидоном	Изменяют форму и поверхностную энергию кристаллов парафина, в результате этого снижается склонность кристаллов к взаимному объединению или налипанию к стенкам оборудования
Депрессоры	Сополимеры этилена с винилацетатом (ВЭС); поли(алкил)метакрилаты (ПМА«Д»); парафлоу; алкилфенолы	Адсорбируются на кристаллах парафинов, что затрудняет способность последних к агрегации и накоплению. Молекулы депрессора в углеводородной среде сцепляются своими полярными концами, образуя мицеллы
Реагенты комплексного действия	Реагенты марки СНПХ, комплексные реагенты бинарного действия	Комплексное действие

Поверхностно-активные вещества. Композиции, состоящие из ПАВ, являются смачивателями поверхности оборудования и диспергаторами АСПО. При постоянной дозировке такого химпродукта на поверхности оборудования создается гидрофильная пленка, препятствующая формированию на ней отложений. Одновременно такой реагент оказывает диспергирующее действие

на твердую фазу асфальтосмолопарафиновых веществ, что способствует беспрепятственному выносу их потоком жидкости.

**Депрессоры.** Для предупреждения отложений парафина применяются химреагенты-депрессоры, предотвращающие рост кристаллов и образование структур с плотной упаковкой молекул твердых углеводородов.

**Модификаторы.** Отложениям парафина препятствуют также химреагенты-модификаторы, изменяющие кристаллическую структуру парафинов в процессе их фазового перехода. Основное требование успешного применения экспериментально подобранных химреагентов – подача реагента в поток продукции до места начала кристаллизации парафина.

Каждый способ предотвращения отложений парафина в процессе добычи нефти имеет свою область эффективного применения.

### **3.3 Физические методы борьбы с АСПО**

Методы, относимые к физическим, основаны на воздействии механических и ультразвуковых колебаний (вибрационные методы), а также электрических, магнитных и электромагнитных полей на добываемую и транспортируемую продукцию [12].

Акустические способы борьбы с отложениями представлены вибрационными методами, используемыми на практике как для предотвращения, так и для удаления АСПО; они позволяют создавать высоко- (ультразвуковые) и низкочастотные колебания в области парафинообразования, которые, воздействуя на кристаллы парафина, вызывают их микроперемещение, что препятствует осаждению парафина на стенках труб. Так автономное электрическое устройство (АЭУ) – виброакустическая установка производства НПП «ЭНЕРГОМАГ» Акустического института им. Академика Н.Н. Андреева – используется для предотвращения и ликвидации отложений на металле, ликвидации пробок, восстановления и интенсификации потока нефти. Рабочие частоты находятся в пределах 40–60 Гц. Механическая мощность составляет 600–1000 Вт.

Для очистки резервуаров акустическим способом также предлагается применять технологию виброструйной магнитной активации (ВСМА) жидких сред, при которой воздействие на придонный осадок осуществляется мощными акустическими облучениями, создаваемыми специальной аппаратурой. После завершения этого процесса можно осуществить откачку нефти для дальнейшей переработки [8]. Новизна предлагаемого метода заключается в замене прямого механического воздействия на извлекаемый осадок воздействием акустического поля.

Технология ВСМА используется на установке активации нефти (УАН, рис. 9), которая подсоединяется к основному трубопроводу по байпасной схеме к имеющимся у него фланцевым ответвлениям. Подача нефти из основного трубопровода осуществляется открытием задвижек 31 и 32, при этом задвижка основного трубопровода 33 должна быть перекрыта.

Установка активации нефти способна обрабатывать до 5 тыс. т нефти в сутки. Удельные затраты электроэнергии при этом составляют 0,15 кВт·ч/т. Учитывая способность обработанной нефти сохранять низкую эффективную вязкость в течение не менее 60 ч и скорости перекачки нефти по трубопроводу не менее 1 м/с, появляется возможность сократить количество тепловых станций, а также снизить мощность промежуточных насосных станций магистральных трубопроводов.

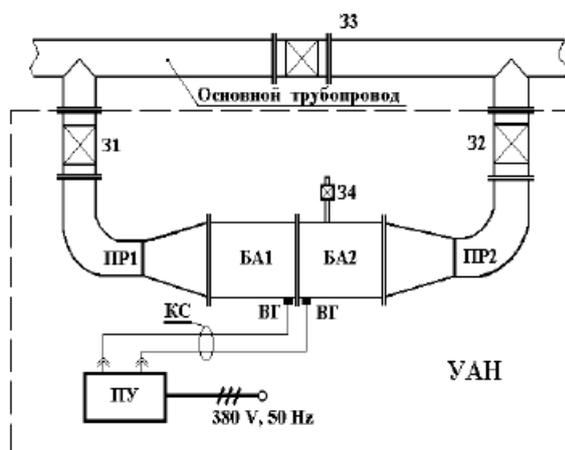


Рисунок 9 - Установка УАН:

блок активации БА; пульт управления и контроля ПУ; задвижки 3; переходы трубопровода ПР; кабель силовой КС [9]

Технология магнитной защиты (предотвращения и / или удаления нефтяного осадка) от АСПО является безреагентным средством (устройством) многократного использования без каких-либо энергетических, технических или технологических затрат [9].

Многолетний опыт эксплуатации магнитных аппаратов, разработанных в России в последнее десятилетие на уровне мировых стандартов, показал, что коэффициент успешности их использования достаточно высок – достигает 90%. Предельная простота и удобство применения магнитных аппаратов на промыслах, высокие средние показатели технологической эффективности работы каждой скважины с магнитными аппаратами, а также рост этих показателей с каждым последующим годом их работы позволяют оценить экономию средств на содержание скважин от внедрения технологии магнитной обработки и являются гарантией получения значительной прибыли в целом по всем месторождениям в течение многих лет. Наряду с низкой стоимостью эти аппараты отличаются надежной конструкцией, обеспечивающей их многолетнюю эксплуатацию в скважинных условиях при высокой эффективности действия. На сегодняшний день магнитные аппараты широко используют для борьбы с соле- и парафиноотложениями не только при добыче нефти, но и при транспорте нефти и нефтепродуктов по наземным трубопроводам.

### **3.4 Тепловые методы удаления АСПО**

В нефтяной промышленности используют тепловые методы удаления АСПО. Тепловые методы основаны на способности парафина плавиться при температурах выше 50°C и стекать с нагретой поверхности. Для создания необходимой температуры требуется либо специальный источник тепла, который может быть помещен непосредственно в зону отложений, либо теплоагент [6].

В настоящее время часто используют технологии с применением:

- горячей нефти или воды в качестве теплоносителя;

- острого пара;
- электропечей;
- электродепарафинизаторов (индукционных подогревателей), осуществляющих подогрев нефти;
- реагентов, при взаимодействии которых протекают экзотермические реакции.

Основным недостатком методов, основанных на протекании экзотермических реакций, являются их высокая энергоемкость, электро- и пожароопасность. Это выражается в неконтролируемости процессов из-за выделения огромного количества тепла и образования азота из азотсодержащих реагентов в виде пены с хлористыми солями, негативно сказывающихся на товарных свойствах нефтепродуктов. Этот метод обычно используют на месторождениях для очистки небольших по объему открытых резервуаров, содержащих обводненные нефте-шламы, так как в данном случае образовавшийся солевой раствор можно утилизировать, например, повторно закачав в нагнетающую скважину.

### **3.5 Механические методы удаления АСПО**

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся отложений АСПО в скважине и на нефтепроводе. Для этой цели разработана целая гамма скребков различной конструкции. По конструкции и принципу действия скребки подразделяют на следующие типы [13]:

- пластинчатые со штанговращателем, имеющие две режущие пластины, способные отчищать АСПО только при вращении. Для этого используют штанговращатели, подвешенные к головке балансира станка-качалки. Вращение колонны штанг и, следовательно, скребков происходит только при движении вниз. Таким путем скребок срезает АСПО с поверхности НКТ;
- спиральные, возвратно-поступательного действия.

Скребки, предназначенные для очистки внутренних поверхностей трубопроводов от парафиносодержащих отложений, мусора, металлических предметов и продуктов коррозии, помещаются в очищаемый трубопровод и двигаются вместе с потоком перекачиваемого продукта, производя очистку внутренней поверхности трубопровода.

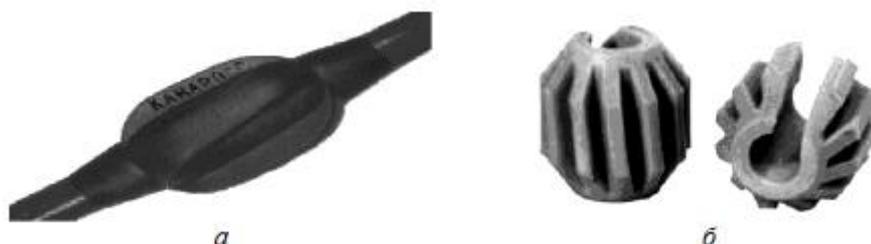


Рисунок 10 - Скребки-центраторы: *а* – неподвижные скребки «Канаросс»;  
*б* – скребки-центраторы завода «Радиоприбор» (Альметьево) [9]

### **3.6 Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, реализованные на Федоровском нефтяном месторождении**

На Федоровском нефтяном месторождении ХМАО нашли широкое применение два метода борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями: тепловой и механический.

Тепловой метод основан в прогреве призабойной зоны пласта (ПЗП) и ствола скважины с целью расплавления парафиноотложений. Чаще всего в скважину нагнетают теплоносители, такие как горячая нефть или вода, водяной пар и т.д.

Нагрев теплоносителя происходит в специальных передвижных агрегатах, оснащенных насосами, которые развивают давление до 15-16 МПа и котлами, подогревающие требуемый теплоноситель до 150°C. Закачку в пласт совершают так прямым так и обратным способом промывки. Обвязка наземного оборудования показана на рисунках 11-12.

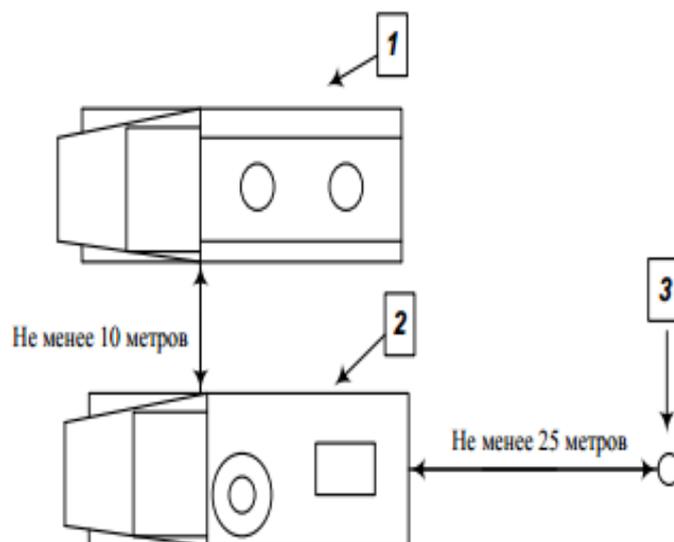


Рисунок 11 – Схема обвязки наземного оборудования  
(1–автоцистерна, 2– АДПМ, 3– устье скважины)

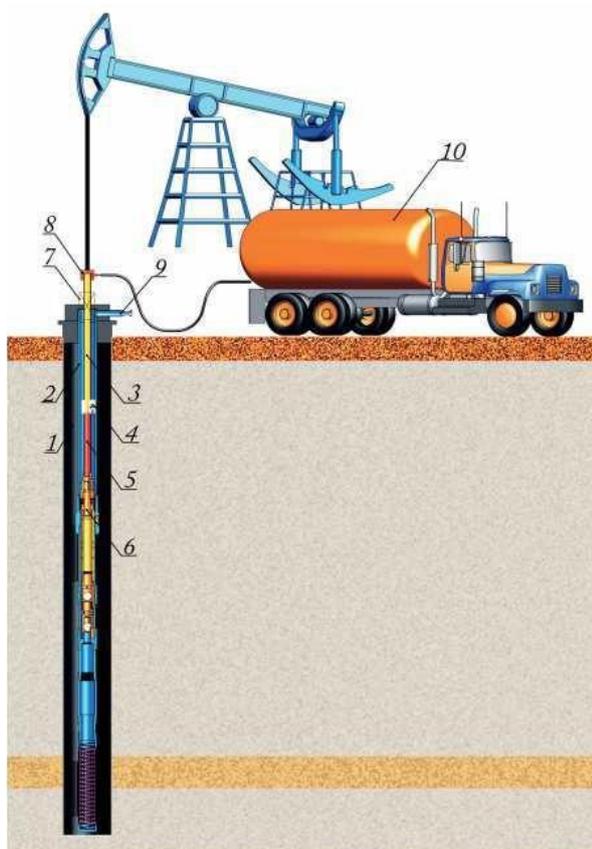


Рисунок 12 – Схема установки для тепловой обработки скважины горячим теплоносителем:

1–эксплуатационная колонна; 2–колонна НКТ; 3–колонна полых штанг; 4–перепускная муфта; 5 - колонна штанг; 6 – насос; 7 –устьевой сальник; 8–обратный клапан; 9–выкид в систему сбора продукции; 10–АДПМ.

Простота технологического процесса делает данный метод одним из самых распространенных, однако имеет свои недостатки. К примеру, теплоноситель теряет огромное количество тепла на нагрев трубы и горных пород, в результате которого нагреваются только верхние зоны, а парафиноотложения находящиеся на больших глубинах не расплавляются.

Механическим же способом удаления АСПО на местождении является использование лебедки Сулейманова. Применение лебедки Сулейманова (рисунок 13) эффективно как при удалении уже образовавшихся отложений, так и при их предупреждении. Устройство выполнено в виде модульной конструкции, содержащей редуктор, барабан для проволоки, устройство контроля натяжения проволоки, контроллера системы управления работой лебедки по заданной программе. Ею предусмотрена работа, как в автоматическом, так и в ручном режиме [3].



Рисунок 13 – Лебедка Сулейманова

Работает лебедка Сулейманова очень просто. Подвешенный на проволоку скребок опускается в скважину на заданную глубину, после чего поднимается вверх. С помощью этой несложной операции и очищаются стенки

НКТ от парафина, и скважина начинает свободно «дышать». Работа лебедки может выполняться и непрерывно, и периодически, она монтируется на лубрикаторе устьевой арматуры скважины, а станция управления — в непосредственной близости. Состояние лебедки, т.е. находится ли она в работе либо остановлена, выводится на систему телемеханики ЦДНГ. Здесь специалисты следят за работой данного оборудования.

Необходимость использования механической депарафинизации скважины (МДС) вызвана большей трудоемкостью ручного производства спуска и подъема скребков на скважинах с активными парафиноотложениями, а также отдаленностью кустовых площадок от цеха. Метод лебедки Сулейманова обеспечивает продолжительный период работы скважин, позволяет не допускать снижения подачи глубинно-насосного оборудования (ГНО) из-за отложений АСПО [3].

Эффективность применяемых на месторождении методов предотвращения и очистки АСПО невысока. Большое количество добывающих осложнено данным типом отложений и необходимо внедрение новых способов их предотвращения и удаления, таких как:

1. Прокладывание греющего кабеля в скважине для предотвращения образования АСПО;
2. Закачка специально подобранных химических ингибиторов АСПО в скважину;
3. Правильный подбор оборудования и режима работы скважин.

### **3.7 Расчетно-технологическая часть**

#### **Расчётная часть**

Необходимо определить зону выпадения парафина в скважине №118 Федоровского НГКМ, осложненной наличием АСПО.

Исходные данные представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Исходные данные по скважине № 118

Параметры	Обозначение	Значение
Пластовая температура, °С	$T_{пл}$	104
Температура нейтрального слоя, °С	$T_{н.с}$	5
Глубина нейтрального слоя, м	$L_{н.с}$	4
Геотермический градиент, °С/м	$\Gamma_T$	0,01
Глубина скважины, м	$L_{ск}$	3200
Условный диаметр НКТ, м	$D$	0,06
Коэффициент теплоемкости продукции скважины, Дж/(кг*°С)	$C$	1700
Коэффициент теплопередачи, Вт/(м <sup>2</sup> *°С)	$K_s$	3,5
Дебит скважины массовый, кг/с	$M$	0,58
Температура окружающей среды на глубине заложения трубопровода, °С	$T_{о.с}$	-0,2
Длина трубопровода, м	$L_{тр}$	1480
Диаметр трубопровода, м	$D_{тр}$	0,114
Температура кристаллизации сепарированной нефти, °С	$T_{кр}^{сеп}$	56
Давление в скважине, МПа	$P$	Табл. 4
Содержание растворенного газа, м <sup>3</sup> /т	$\Gamma_{\phi}$	Табл. 8
Давление насыщения, Мпа	$P_{нас}$	13,3
Газонасыщенность нефти, м <sup>3</sup> /т	$\Gamma_{ом}$	156
Плотность дегазированной нефти, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_n$	815
Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_g$	1,356
Содержание в газе азота, %	$Y_a$	0,25
Содержание метана в газе, %	$Y_m$	53,2

В таблице 4 представлено распределение давления по глубине скважины.

Таблица 4 - Распределение давления по глубине скважины:

Параметры	Глубина L <sub>скв</sub> , м												
	0	300	600	900	1000	1200	1500	1800	2100	2400	2700	3000	3200
Давление P, МПа	0,8	1,8	2,9	4,1	5,4	6,8	8,3	9,9	11,5	13,2	14,9	16,5	18,2

Все расчеты, проводимые в данном разделе, проводились в ПО Excel.

**Алгоритм решения:**

1. Температура окружающей среды на забое скважины.

$$T_{\text{пл о.с.}} = T_{\text{нс}} + \Gamma_T \cdot L_{\text{ск}} = 5 + 0,01 \cdot 3200 = 37 \text{ }^\circ\text{C}$$

2. Расчет температуры потока в скважине.

Точка 1.  $L = L_{\text{ск}}$ ;  $T_{\text{нач}} = T_{\text{пл}} = 104 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Точка 2.  $L = 3000 \text{ м}$ .

Расчет температуры потока в скважине на заданной глубине производился по формуле 1.

$$T = T_{\text{ос}}^{\text{пл}} - \Gamma_T \cdot (L_{\text{ск}} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left( T_{\text{нач}} - T_{\text{ос}}^{\text{пл}} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \cdot \exp\left( -\frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} (L_{\text{ск}} - L) \right) \quad (1)$$

$$T = 104 - 0,01 \cdot (3200 - 3000) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} + \left( 104 - 37 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp\left( -\frac{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,58} (3200 - 3000) \right) = 95,5 \text{ }^\circ\text{C}$$

Точка 3.  $L = 2700 \text{ м}$ .

$$T = 104 - 0,01 \cdot (3200 - 2700) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} + \left( 104 - 37 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp\left( -\frac{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,58} (3200 - 2700) \right) = 84,2 \text{ }^\circ\text{C}$$

Точка 4.  $L = 2400 \text{ м}$ .

$$T = 104 - 0,01 \cdot (3200 - 2400) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} + \left( 104 - 37 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp\left( -\frac{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,58} (3200 - 2400) \right) = 74,4 \text{ }^\circ\text{C}$$

Точка 5. L=2100 м.

$$T = 104 - 0,01 \cdot (3200 - 2100) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} + \left( 104 - 37 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \left( - \frac{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,58} (3200 - 2100) \right) = 65,9 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 6. L=1800 м.

$$T = 104 - 0,01 \cdot (3200 - 1800) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} + \left( 104 - 37 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \left( - \frac{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,58} (3200 - 1800) \right) = 58,3 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 7. L=1500 м.

$$T = 104 - 0,01 \cdot (3200 - 1500) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} + \left( 104 - 37 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \left( - \frac{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,58} (3200 - 1500) \right) = 51,6 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 8. L=1200 м.

$$T = 104 - 0,01 \cdot (3200 - 1200) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} + \left( 104 - 37 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \left( - \frac{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,58} (3200 - 1200) \right) = 45,6 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 9. L=1000 м.

$$T = 104 - 0,01 \cdot (3200 - 1000) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} + \left( 104 - 37 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \left( - \frac{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,58} (3200 - 1000) \right) = 41,9 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 10. L=900 м.

$$T = 104 - 0,01 \cdot (3200 - 900) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} + \left( 104 - 37 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \left( - \frac{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,58} (3200 - 900) \right) = 40,1 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 11. L=600 м.

$$T = 104 - 0,01 \cdot (3200 - 600) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} + \left( 104 - 37 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \left( - \frac{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,58} (3200 - 600) \right) = 35,1 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 12. L=300 м.

$$T = 104 - 0,01 \cdot (3200 - 300) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} + \left( 104 - 37 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \left( - \frac{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,58} (3200 - 300) \right) = 30,4 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 13. L=0 м.

$$T = 104 - 0,01 \cdot (3200 - 0) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} + \left( 104 - 37 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \left( - \frac{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,58} (3200 - 0) \right) = 26,1 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Полученную температуру сведем в таблицу 5.

Таблица 5 - Рассчитанная температура потока в скважине

Параметры	Глубина Lскв, м												
	0	300	600	900	1000	1200	1500	1800	2100	2400	2700	3000	3200
Температура потока T, °C.	26,1	30,4	35,1	40,1	41,9	45,6	51,6	58,3	65,9	74,4	84,2	95,5	104,0

3. Вычислим давление насыщения нефти газом при температуре потока по формуле 2:

$$P_{наст} = P_{нас} + \frac{t - t_{пл.}}{9,157 + \frac{701,8}{\Gamma_{ом} \cdot (y_M - 0,8 \cdot y_a)}} \quad (2)$$

Точка 1. t=104 °C

$$P_{\text{наст}} = 13,3 + \frac{104 - 104}{9,157 + \frac{701,8}{156 \cdot (53,2 - 0,8 \cdot 0,25)}} = 13,3 \text{ МПа}$$

Точка 2.  $t=95,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$

$$P_{\text{наст}} = 13,3 + \frac{104 - 95,5}{9,157 + \frac{701,8}{156 \cdot (53,2 - 0,8 \cdot 0,25)}} = 12,4 \text{ МПа}$$

Точка 3.  $t=84,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$

$$P_{\text{наст}} = 13,3 + \frac{104 - 84,2}{9,157 + \frac{701,8}{156 \cdot (53,2 - 0,8 \cdot 0,25)}} = 11,2 \text{ МПа}$$

Точка 4.  $t=74,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$

$$P_{\text{наст}} = 13,3 + \frac{104 - 74,4}{9,157 + \frac{701,8}{156 \cdot (53,2 - 0,8 \cdot 0,25)}} = 10,1 \text{ МПа}$$

Точка 5.  $t=65,9 \text{ }^{\circ}\text{C}$

$$P_{\text{наст}} = 13,3 + \frac{104 - 65,9}{9,157 + \frac{701,8}{156 \cdot (53,2 - 0,8 \cdot 0,25)}} = 9,2 \text{ МПа}$$

Точка 6.  $t=58,3 \text{ }^{\circ}\text{C}$

$$P_{\text{наст}} = 13,3 + \frac{104 - 58,3}{9,157 + \frac{701,8}{156 \cdot (53,2 - 0,8 \cdot 0,25)}} = 8,4 \text{ МПа}$$

Точка 7.  $t=51,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$

$$P_{\text{наст}} = 13,3 + \frac{104 - 51,6}{9,157 + \frac{701,8}{156 \cdot (53,2 - 0,8 \cdot 0,25)}} = 7,6 \text{ МПа}$$

Точка 8.  $t=45,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$

$$P_{\text{наст}} = 13,3 + \frac{104 - 45,6}{9,157 + \frac{701,8}{156 \cdot (53,2 - 0,8 \cdot 0,25)}} = 7,0 \text{ МПа}$$

Точка 9.  $t=41,9 \text{ }^{\circ}\text{C}$

$$P_{\text{наст}} = 13,3 + \frac{104 - 41,9}{9,157 + \frac{701,8}{156 \cdot (53,2 - 0,8 \cdot 0,25)}} = 6,6 \text{ МПа}$$

Точка 10.  $t=40,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$

$$P_{\text{наст}} = 13,3 + \frac{104 - 40,1}{9,157 + \frac{701,8}{156 \cdot (53,2 - 0,8 \cdot 0,25)}} = 6,4 \text{ МПа}$$

Точка 11.  $t=35,1 \text{ }^\circ\text{C}$

$$P_{\text{наст}} = 13,3 + \frac{104 - 35,1}{9,157 + \frac{701,8}{156 \cdot (53,2 - 0,8 \cdot 0,25)}} = 5,8 \text{ МПа}$$

Точка 12.  $t=30,4 \text{ }^\circ\text{C}$

$$P_{\text{наст}} = 13,3 + \frac{104 - 30,4}{9,157 + \frac{701,8}{156 \cdot (53,2 - 0,8 \cdot 0,25)}} = 5,3 \text{ МПа}$$

Точка 13.  $t=26,1 \text{ }^\circ\text{C}$

$$P_{\text{наст}} = 13,3 + \frac{104 - 26,1}{9,157 + \frac{701,8}{156 \cdot (53,2 - 0,8 \cdot 0,25)}} = 4,9 \text{ МПа}$$

Сведем полученные значения давления насыщения нефти газом в таблицу

6.

Таблица 6 - Давление насыщения нефти газом при температуре потока в скважине

Параметры	Глубина Лскв, м												
	0	300	600	900	1000	1200	1500	1800	2100	2400	2700	3000	3200
Давление насыщения нефти газом $P_{\text{наст}}$ , МПа	4,9	5,3	5,8	6,4	6,6	7,0	7,6	8,4	9,2	10,1	11,2	12,4	13,3

4. Рассчитываем объем выделившегося из нефти газа по формулам 3-5:

$$\left(\frac{G_{OMi}}{\Gamma_{OM}}\right)_t = 1 - \left(\frac{p_i - 0,1}{p_{\text{наст}} - 0,1}\right)_t^f; \quad (3)$$

$$G_{OMi} = \Gamma_{OM} \cdot \left(1 - \left(\frac{p_i - 0,1}{p_{\text{наст}} - 0,1}\right)^f\right) \quad (4)$$

$$f = 0,32 + 1/(Y_a^2 + 1,567) \quad (5)$$

$$f = 0,32 + 1/(0,25^2 + 1,567) = 0,93$$

Точка 1. P=7,0 Мпа; P<sub>нас</sub>=13,3 Мпа.

$$G_{OM1} = 156 \cdot \left( 1 - \left( \frac{7,0 - 0,1}{13,3 - 0,1} \right)^{0,93} \right) = 3,8 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 2. P=6,6 Мпа; P<sub>нас</sub>=13,3 Мпа.

$$G_{OM2} = 156 \cdot \left( 1 - \left( \frac{6,6 - 0,1}{13,3 - 0,1} \right)^{0,93} \right) = 26,7 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 3. P=6,4 Мпа; P<sub>нас</sub>=13,3 Мпа.

$$G_{OM3} = 156 \cdot \left( 1 - \left( \frac{6,4 - 0,1}{13,3 - 0,1} \right)^{0,93} \right) = 53,7 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 4. P=5,8 Мпа; P<sub>нас</sub>=13,3 Мпа.

$$G_{OM4} = 156 \cdot \left( 1 - \left( \frac{5,8 - 0,1}{13,3 - 0,1} \right)^{0,93} \right) = 76,2 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 5. P=5,3 Мпа; P<sub>нас</sub>=13,3 Мпа.

$$G_{OM5} = 156 \cdot \left( 1 - \left( \frac{5,3 - 0,1}{13,3 - 0,1} \right)^{0,93} \right) = 101,5 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 6. P=4,9 Мпа; P<sub>нас</sub>=13,3 Мпа.

$$G_{OM6} = 156 \cdot \left( 1 - \left( \frac{4,9 - 0,1}{13,3 - 0,1} \right)^{0,93} \right) = 130 \text{ м}^3/\text{т}$$

Сведем полученные данные в таблицу 7.

Таблица 7 - Рассчитанный объем выделившегося из нефти газа:

Параметры	Глубина ЛСКВ, м												
	0	300	600	900	1000	1200	1500	1800	2100	2400	2700	3000	3200
Объем выделившегося из нефти газа G <sub>омі</sub> , м <sup>3</sup> /т	130	101,5	76,2	53,7	26,7	3,8	0	0	0	0	0	0	0

5. Рассчитываем количество растворенного газа по формуле 6.

$$\Gamma_{\phi} = \Gamma_{OM} - G_{OMi} \quad (6)$$

Точка 1. L=3200м.

$$\Gamma_{\phi 1} = 156 - 0 = 156 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 2. L=3000м.

$$\Gamma_{\phi 2} = 156 - 0 = 156 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 3. L=2700м.

$$\Gamma_{\phi 3} = 156 - 0 = 156 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 4. L=2400м.

$$\Gamma_{\phi 4} = 156 - 0 = 156 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 5. L=2100м.

$$\Gamma_{\phi 5} = 156 - 0 = 156 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 6. L=1800м.

$$\Gamma_{\phi 6} = 156 - 0 = 156 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 7. L=1500м.

$$\Gamma_{\phi 7} = 156 - 0 = 156 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 8. L=1200м.

$$\Gamma_{\phi 8} = 156 - 3,8 = 152,2 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 9. L=1000м.

$$\Gamma_{\phi 9} = 156 - 26,7 = 129,3 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 10. L=900м.

$$\Gamma_{\phi 10} = 156 - 53,7 = 102,3 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 11. L=600м.

$$\Gamma_{\phi 11} = 156 - 76,2 = 79,8 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 12. L=300м.

$$\Gamma_{\phi 12} = 156 - 101,5 = 54,5 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 13. L=0м.

$$\Gamma_{ф13} = 156 - 130 = 26 \text{ м}^3/\text{т}$$

Полученные значения количества растворенного газа сведем в таблицу 8.

Таблица 8 – Рассчитанное количество растворенного газа

Параметры	Глубина Lскв, м												
	0	300	600	900	1000	1200	1500	1800	2100	2400	2700	3000	3200
Количество растворенного газа Гф, м3/т	26	54,5	79,8	102,3	129,0	152,2	156	156	156	156	156	156	156

6. Расчет температуры кристаллизации парафина в скважине осуществляется по формуле 7.

$$T_{\text{кр}} = T_{\text{кр}}^{\text{сеп}} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\text{ф}} \quad (7)$$

Точка 1. Температура кристаллизации на забое скважины при L=3200 м для соответствующих этой глубине значений P и Гф.

$$T_{\text{кр}} = 56 + 0,2 \cdot 18,2 - 0,1 \cdot 156 = 44,0 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 2. Температура кристаллизации на забое скважины при L=3000 м для соответствующих этой глубине значений P и Гф.

$$T_{\text{кр}} = 56 + 0,2 \cdot 16,5 - 0,1 \cdot 156 = 43,7 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 3. Температура кристаллизации на забое скважины при L=2700 м для соответствующих этой глубине значений P и Гф.

$$T_{\text{кр}} = 56 + 0,2 \cdot 14,9 - 0,1 \cdot 156 = 43,4 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 4. Температура кристаллизации на забое скважины при L=2400 м для соответствующих этой глубине значений P и Гф.

$$T_{\text{кр}} = 56 + 0,2 \cdot 13,2 - 0,1 \cdot 156 = 43 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 5. Температура кристаллизации на забое скважины при L=2100 м для соответствующих этой глубине значений P и Гф.

$$T_{\text{кр}} = 56 + 0,2 \cdot 11,5 - 0,1 \cdot 156 = 42,7 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 6. Температура кристаллизации на забое скважины при  $L=1800$  м для соответствующих этой глубине значений  $P$  и  $\Gamma\phi$ .

$$T_{\text{кр}} = 56 + 0,2 \cdot 9,9 - 0,1 \cdot 156 = 42,4 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 7. Температура кристаллизации на забое скважины при  $L=1500$  м для соответствующих этой глубине значений  $P$  и  $\Gamma\phi$ .

$$T_{\text{кр}} = 56 + 0,2 \cdot 8,3 - 0,1 \cdot 156 = 42,1 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 8. Температура кристаллизации на забое скважины при  $L=1200$  м для соответствующих этой глубине значений  $P$  и  $\Gamma\phi$ .

$$T_{\text{кр}} = 56 + 0,2 \cdot 6,8 - 0,1 \cdot 152,2 = 42,1 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 9. Температура кристаллизации на забое скважины при  $L=1000$  м для соответствующих этой глубине значений  $P$  и  $\Gamma\phi$ .

$$T_{\text{кр}} = 56 + 0,2 \cdot 5,4 - 0,1 \cdot 129 = 44,2 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 10. Температура кристаллизации на забое скважины при  $L=900$  м для соответствующих этой глубине значений  $P$  и  $\Gamma\phi$ .

$$T_{\text{кр}} = 56 + 0,2 \cdot 4,1 - 0,1 \cdot 156 = 46,6 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 11. Температура кристаллизации на забое скважины при  $L=600$  м для соответствующих этой глубине значений  $P$  и  $\Gamma\phi$ .

$$T_{\text{кр}} = 56 + 0,2 \cdot 2,9 - 0,1 \cdot 156 = 48,6 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 12. Температура кристаллизации на забое скважины при  $L=300$  м для соответствующих этой глубине значений  $P$  и  $\Gamma\phi$ .

$$T_{\text{кр}} = 56 + 0,2 \cdot 1,8 - 0,1 \cdot 156 = 50,9 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 13. Температура кристаллизации на забое скважины при  $L=0$  м для соответствующих этой глубине значений  $P$  и  $\Gamma\phi$ .

$$T_{\text{кр}} = 56 + 0,2 \cdot 0,8 - 0,1 \cdot 26 = 53,6 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Полученные данные сведем в таблицу 9.

Таблица 9 - Рассчитанные значения кристаллизации парафина

Параметры	Глубина Лскв, м												
	0	300	600	900	1000	1200	1500	1800	2100	2400	2700	3000	3200
Температура кристаллизации Ткр, °С.	53,6	50,9	48,6	46,6	44,2	42,1	42,1	42,4	42,7	43	43,4	43,7	44

7. Рассчитаем температуру окружающей среды по формуле 8:

$$T_{o.c.} = T_{nc} + \Gamma_T \cdot L_{ск} \quad (8)$$

Точка 1. L=3200 м

$$T_{o.c.} = 5 + 0,01 \cdot 3200 = 37 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 2. L=3000 м

$$T_{o.c.} = 5 + 0,01 \cdot 3000 = 35 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 3. L=2700 м

$$T_{o.c.} = 5 + 0,01 \cdot 2700 = 32 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 4. L=2400 м

$$T_{o.c.} = 5 + 0,01 \cdot 2400 = 29 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 5. L=2100 м

$$T_{o.c.} = 5 + 0,01 \cdot 2100 = 26 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 6. L=1800 м

$$T_{o.c.} = 5 + 0,01 \cdot 1800 = 23 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 7. L=1500 м

$$T_{o.c.} = 5 + 0,01 \cdot 1500 = 20 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 8. L=1200 м

$$T_{o.c.} = 5 + 0,01 \cdot 1200 = 17 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 9. L=1000 м

$$T_{o.c.} = 5 + 0,01 \cdot 1000 = 15 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 10. L=900 м

$$T_{o.c.} = 5 + 0,01 \cdot 900 = 14 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 11. L=600 м

$$T_{o.c.} = 5 + 0,01 \cdot 600 = 11 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 12. L=300 м

$$T_{o.c.} = 5 + 0,01 \cdot 300 = 8 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 13. L=0 м

$$T_{o.c.} = -0,2 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Сведем полученные значения в таблицу 10.

Таблица 10 – Рассчитанные значения температуры окружающей среды

Параметры	Глубина Lскв, м												
	0	300	600	900	1000	1200	1500	1800	2100	2400	2700	3000	3200
Температура окружающей среды T <sub>o.c.</sub> , °C.	-0,2	8	11	14	15	17	20	23	26	29	32	35	37

В таблице 11 представлены итоговые значения данных по скважине.

Таблица 11 – Итоговые данные по скважине:

Параметры	Глубина Lскв, м												
	0	300	600	900	1000	1200	1500	1800	2100	2400	2700	3000	3200
Температура потока T, °C.	26,1	30,4	35,1	40,1	41,9	45,6	51,6	58,3	65,9	74,4	84,2	95,5	104,0
Температура кристаллизации T <sub>кр</sub> , °C.	53,6	50,9	48,6	46,6	44,2	42,1	42,1	42,4	42,7	43,0	43,4	43,7	44,0
Температура окружающей среды T <sub>o.c.</sub> , °C.	-0,2	8	11	14	15	17	20	23	26	29	32	35	37

8. Построим сводные графики по полученным нами значениям для определения влияния диаметра насосно-компрессорных труб на выпадение АСПО:

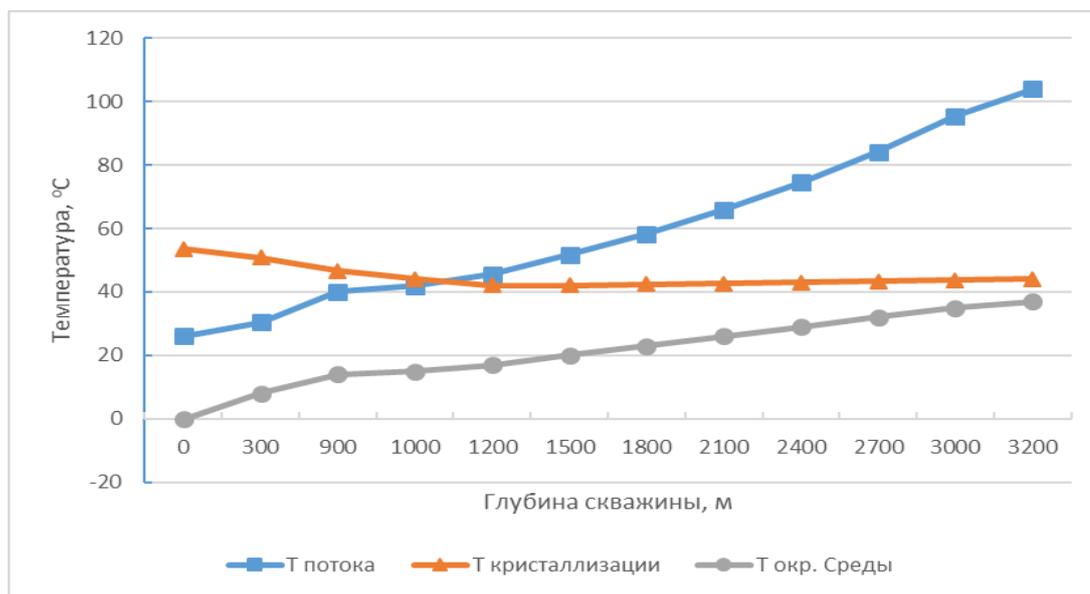


Рисунок 14 – Сводный график зависимости температуры от глубины скважины для D<sub>нкт</sub>=0,06 м

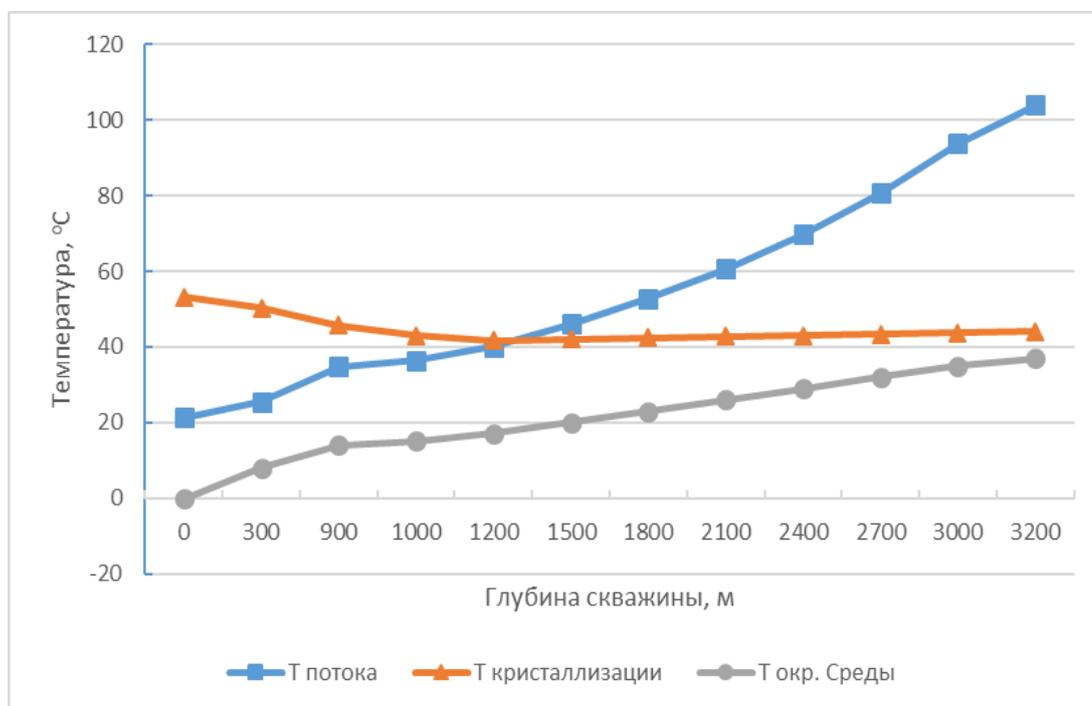


Рисунок 15 – Сводный график зависимости температуры от глубины скважины для D<sub>нкт</sub>=0,073 м

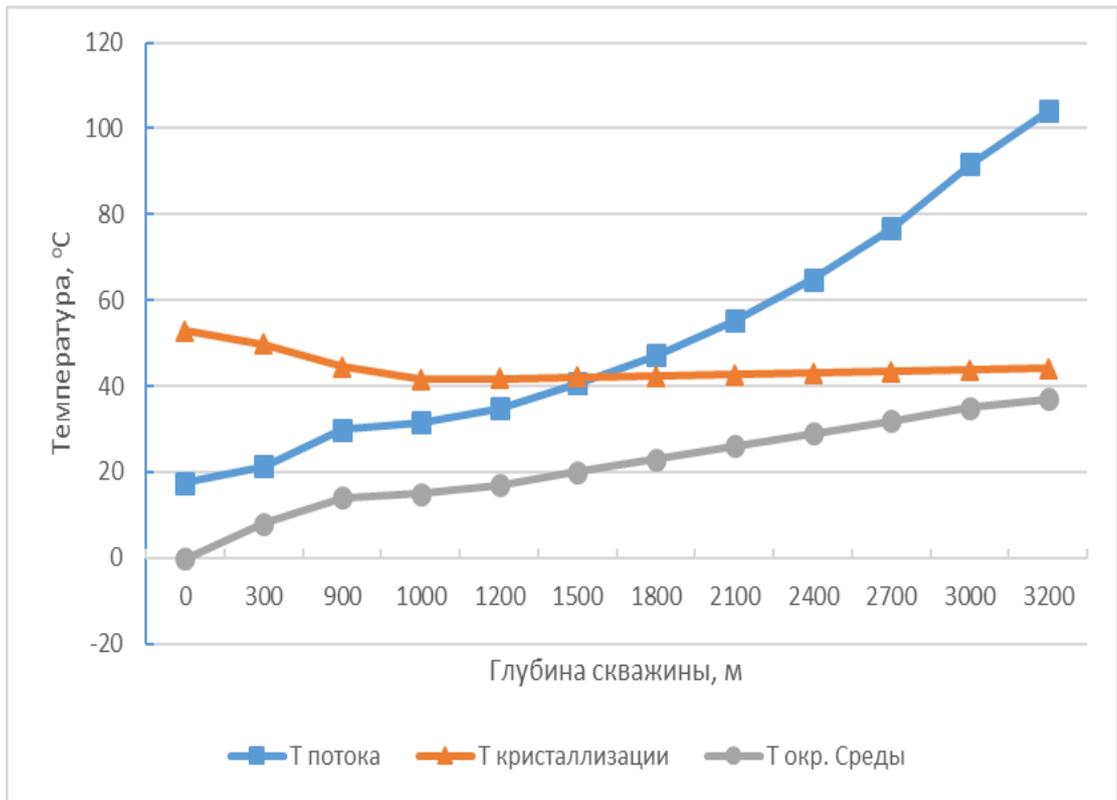


Рисунок 16 – Сводный график зависимости температуры от глубины скважины для  $D_{нкт}=0,089$  м

9. Построим сводные графики для определения влияния дебита скважины на выпадение АСПО:

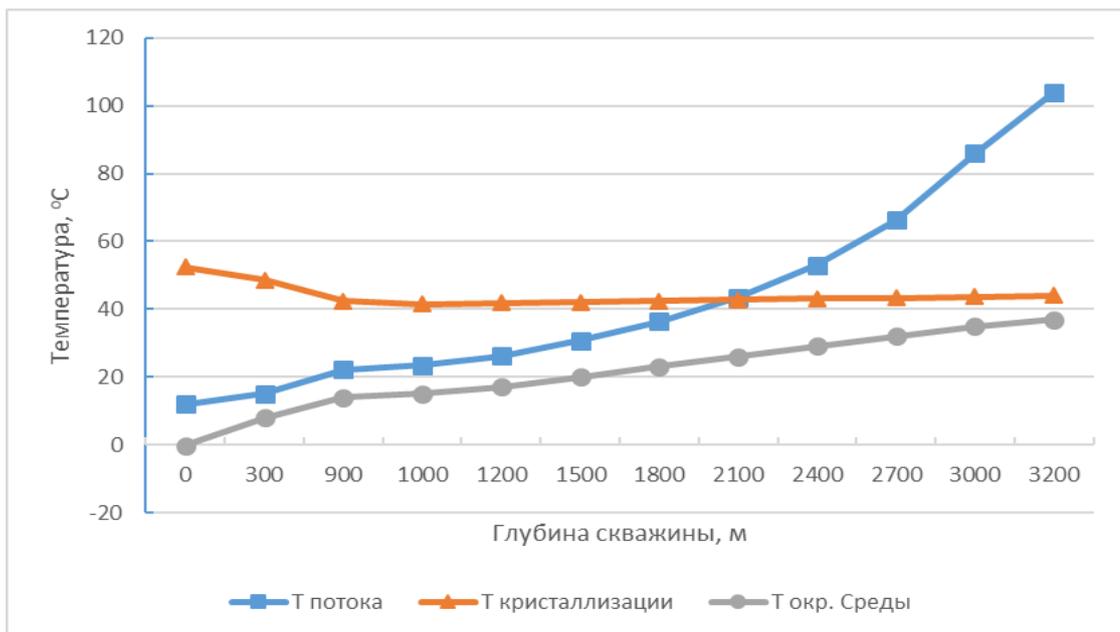


Рисунок 17 – Сводный график зависимости температуры от дебита при  $Q=0,25$  кг/с

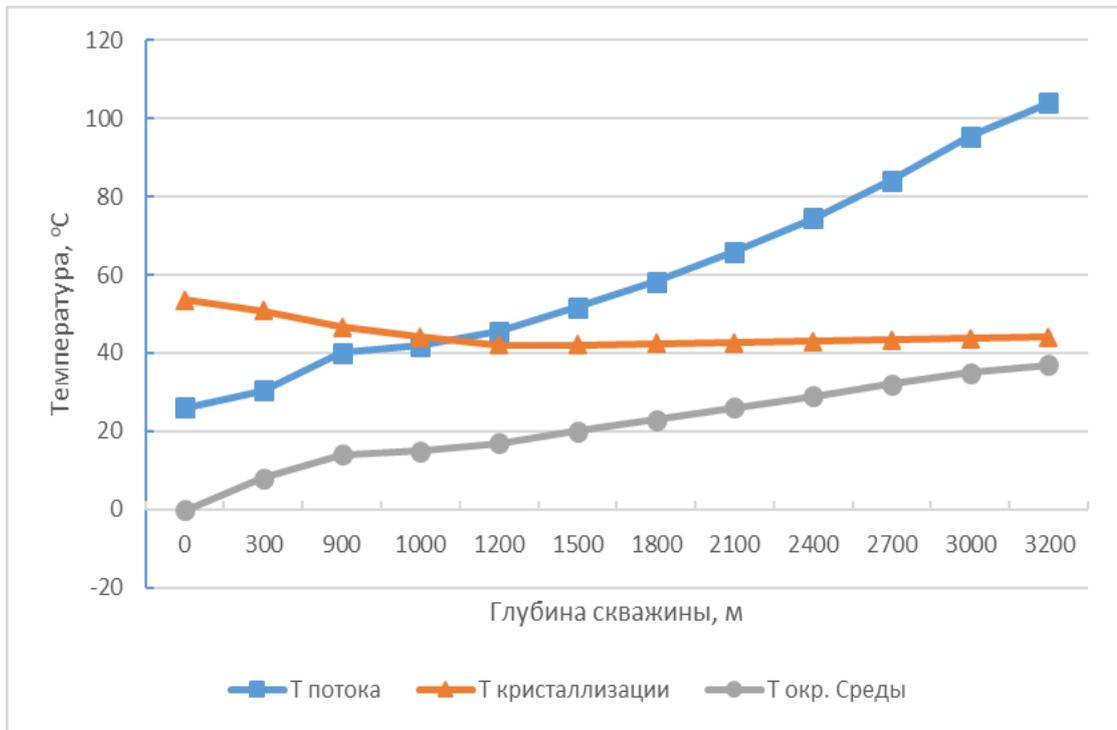


Рисунок 18– Сводный график зависимости температуры от дебита при  $Q=0,58$  кг/с

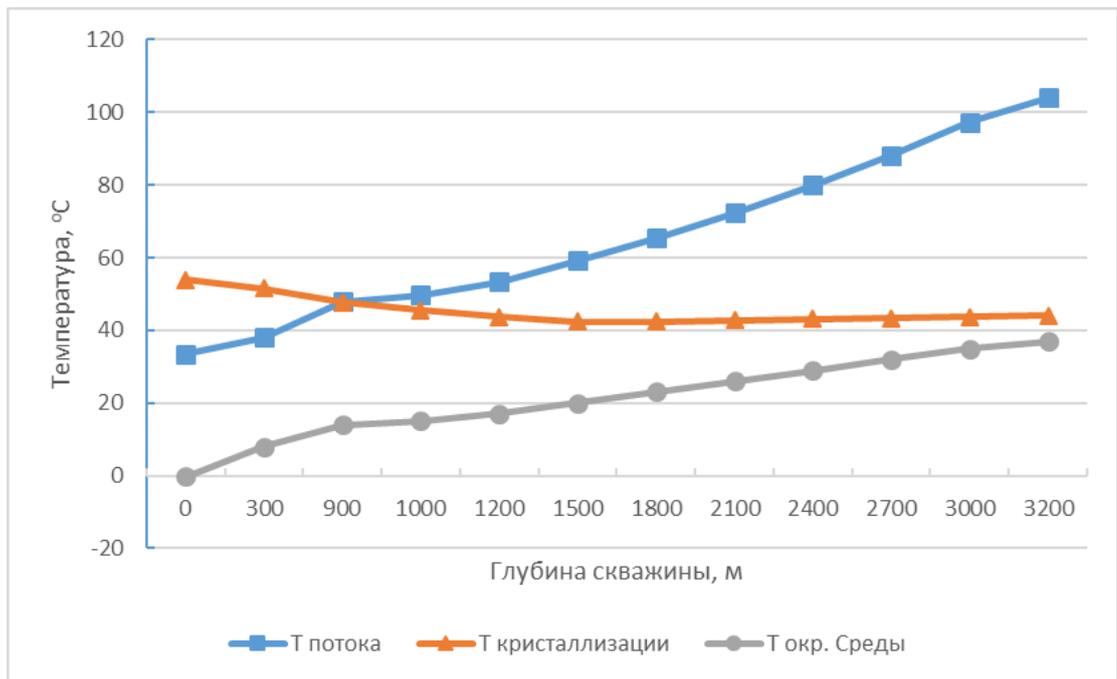


Рисунок 19 – Сводный график зависимости температуры от дебита при  $Q=0,75$  кг/с

## **Вывод**

Проанализировав представленные выше графики, можно сделать вывод, что с увеличением диаметра НКТ и/или уменьшения дебита, увеличивается глубина залегания АСПО. Рекомендуется использовать диаметр трубы  $d=0,06$  м, дебит  $Q=0,75$  кг/с, тогда уменьшается глубина залегания АСПО.

Также возможно использование дополнительное оборудование для подогрева восходящего потока, а также добавки ингибиторов АСПО при эксплуатации скважины для уменьшения глубины залегания АСПО.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б8СГ	Колбышеву Никите Анатольевичу

<b>Школа</b>		<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело. Профиль: «Разработка нефтяных и газовых месторождений»

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	1. Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Ханты-Мансийска
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	1. Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	1. Амортизационные отчисления по спец. технике 2. Отчисления на социальные нужды

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

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Анализ конкурентных технических решений, QuaD анализ.</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Расчет затрат на оборудование, материалы, амортизационные отчисления, заработную плату, накладные расходы. Составление сметы затрат.</i>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Оценка экономической эффективности применения технологии.</i>

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Оценка конкурентоспособности технических решений</li> <li>2. Оценка качества и перспективности по технологии QuaD</li> <li>3. График проведения и бюджет НИ</li> <li>4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ</li> </ol>
--

**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>
Профессор	Гасанов Маггерам Али оглы	Доктор экономических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б8СГ	Колбышев Никита Анатольевич		

## **4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСО - ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Наиболее перспективными и технологичными методами борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) являются специально разрабатываемые химические реагенты. Применение ингибиторов позволяет предупредить образование АСПО как в скважине, так и в выкидной линии и промышленном трубопроводе. Практика показала, что предотвращение отложения тяжелых органических соединений является менее дорогостоящим методом, чем их постоянное удаление.

В данном разделе проведён расчёт мероприятий по закачке ингибитора парафинотложений СНПХ-7920 компании АО «НИИнефтепромхим» в скважину для удаления образовавшихся АСПО, а также дана оценка перспективности химических методов борьбы с отложениями АСПО [14].

### **4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности разработки проекта**

Данная технология может представлять интерес для организаций, работающих в сфере добычи нефти. Нефтяные компании играют немаловажную роль в добыче полезных ископаемых. Поэтому можно говорить о том, что проект имеет высокий коммерческий потенциал.

АО «НИИнефтепромхим» разработаны и внедрены более 150 наименований химпродуктов и технологий. Все они допущены к применению в нефтегазодобывающей промышленности и подтверждены нормативнотехнической документацией. применением.

Химические решения под маркой СНПХ и технологии их применения успешно используются на нефтяных месторождениях России, Азербайджана, Беларуси, Казахстана, Киргизии, Таджикистана, Узбекистана.

Компания поставляет реагенты в различные нефтяные компании, в том числе в самые крупные: ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпромнефть», ПАО

«ЛУКОЙЛ», ПАО «Тат - нефть», АО «РИТЭК», ПАО НК «РуссНефть». Для анализа потребителей необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Сегментирование проводится по двум основным критериям: размер потребителя и вид выпускаемой продукции. Карта сегментирования приведена в таблице 12.

В качестве конкурирующих методов, которые включены в карту сегментации рынка выбраны: механический, тепловой, биологический.

- Механический метод: очистка скребками различной конструкции;
- Тепловые методы: нагрев паром, заливка горячей нефтью, водой и т.д;
- Биологический заключается в подаче в скважину или призабойную зону пласта биоценоза углеводород окисляющих бактерий в стимулирующей их рост среде.

Таблица 12 – Карта сегментирования рынка

		Метод удаления АСПО			
		Механический метод	Химический метод	Тепловой метод	Биологический метод
Размер потребителя	Крупные				
	Средние				
	Мелкие				
		Часто используются		Редко используются	

По карте сегментирования (таблица 12) видно, что у выпускаемой продукции есть свой целевой потребитель это – крупные компании нефтегазового комплекса. В процессе работы с фондом скважин предлагается применять широкий спектр методов борьбы с отложениями. Так как каждая скважина является индивидуальной, имеет свои особенности и характеристики работы, то технологии борьбы должны быть различными. С экономической точки зрения необходимо грамотно систематизировать на каких скважинах

следует применять конкретный вид той или иной технологии предупреждения или удаления.

## 4.2 Технология QuaD

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

В таблице 13 приведена оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений.

Таблица 13 – Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневзвешенное значение
<b>Показатели оценки качества проведения технологии</b>					
1. Энергоэффективность	0,03	75	100	0,75	2,25
2. Помехоустойчивость	0,02	60	100	0,6	1,2
3. Надежность	0,1	85	100	0,9	8,5
4. Унифицированность	0,01	70	100	0,7	0,7
5. Уровень материалоемкости разработки	0,01	80	100	0,8	0,8
6. Уровень шума	0,01	70	100	0,7	0,7
7. Безопасность	0,05	95	100	0,95	4,75
8. Потребность в ресурсах памяти	0,02	50	100	0,5	1
9. Функциональная мощность	0,1	70	100	0,9	7
10. Простота эксплуатации	0,02	50	100	0,5	1
11. Качество интеллектуального интерфейса	0,05	60	100	0,6	3
12. Ремонтопригодность	0,1	70	100	0,8	7
<b>Показатели оценки коммерческого потенциала разработки</b>					
13. Конкурентоспособность технологии	0,1	90	100	1	9
14. Уровень проникновения на рынок	0,1	80	100	0,9	8
15. Перспективность рынка	0,05	80	100	1	4
16. Цена	0,05	80	100	0,9	4
17. Послепродажное обслуживание	0,05	80	100	0,9	4
18. Финансовая эффективность технологии	0,05	100	100	1	5
19. Срок выхода на рынок	0,03	80	100	0,8	2,4
20. Наличие сертификации разработки	0,05	90	100	0,9	4,5
<b>Итого</b>	1				

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot \bar{B}_i \quad (9)$$

где  $P_{cp}$  – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности технологии;

$B_i$  – вес показателя;

$\bar{B}_i$  – средневзвешенное значение  $i$ -го показателя.

$P_{cp} = 81,8$ , что говорит о том, что технология имеет перспективность выше среднего, что соответствует необходимым требованиям.

### 4.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. SWOT-анализ используется для определения слабых и сильных сторон проекта (таблица 14).

Таблица 14 – SWOT-анализ

	Сильные стороны	Слабые стороны
	С1. Высокая степень поддержки государством С2. Высокая ресурсоэффективность С3. Удобное использование технологии С4. Квалифицированный персонал	Сл1. Текучесть кадров; Сл2. Ограниченность используемой продукции; Сл3. Отсутствие дополнительных улучшений Сл4. Сложность транспортировки продукции
Возможности		

Продолжение таблицы 14

	Сильные стороны	Слабые стороны
В1. Увеличение дохода предприятия за счет ввода инноваций В2. Использование новых технологий В3. Определение целевой аудитории В4. Привлечение рынка покупателей	Повышение конкурентоспособности за счет разработки новых технологий и применения новых источников очистки. Выход на новые рынки или сегменты рынка	Качественная работа с потенциальными потребителями. Расширение сетевых активов. Работа с потенциальными инвесторами.
Угрозы (У)		
У1. Новые игроки на рынке; У2. Нестабильная ситуация в экономике У3. Быстрое устаревание оборудования У4. Ограничение экспорта продукции	Анализ деятельности новых игроков на рынке. Своевременное обучение и повышение квалификации персонала.	Своевременное обновление оборудования. Решение проблем с транспортной логистикой

Для выявления соответствия сильных и слабых сторон внешним условиям строится интерактивная матрица проекта (таблица 15). Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT.

Таблица 15 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
		С1	С2	С3	С4
Возможности	В1	+	+	-	-
	В2	+	+	+	+
	В3	-	-	-	+
	В4	+	-	-	-
Результат	В1С1С2; В2С1С2С3С4; В3С4; В4С1				
Угрозы	У1	+	-	+	-
	У2	+	+	-	0
	У3	+	0	-	-
	У4	0	-	+	-
Результат	В1С1С2; В2С1С2С3С4; В3С4; В4С1				

Продолжение таблицы 15

Слабые стороны проекта					
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
Возможности	B1	-	+	-	+
	B2	-	+	+	0
	B3	-	+	+	+
	B4	-	+	+	+
Результат	B1Сл2Сл4; B2Сл2Сл3; B3Сл2Сл3Сл4; B4Сл2Сл3Сл4				
Возможности	У1	0	0	+	-
	У2	-	+	-	-
	У3	-	+	0	0
	У4	-	+	-	+
Результат	У1Сл3; У2Сл2; У3Сл2; У4Сл2Сл4				

В результате проведения SWOT анализа были выявлены основные проблемы, с которыми сталкивается или может столкнуться в будущем технология, применяемая на предприятие. А также способы их решения. Для уменьшения угроз необходимо:

- производить анализ деятельности новых игроков на рынке и действовать на опережение, расширяя ассортимент и повышая качество продукции;

- для уменьшения влияния мировой экономической рецессии необходимо делать упор на поставки сырья и комплектующих российского производства;

- своевременно обновлять технологическое оборудование;

- для уменьшения ограничения экспорта продукции необходимо делать упор на внутренний рынок.

Для борьбы со слабыми сторонами необходимо:

- качественно решать вопросы внутренней политики предприятия

- повышать квалификацию сотрудников, обеспечивать социальные потребности, поощрять, обеспечивать профессиональный рост;

- расширять ассортимент, в расчете как на крупных потребителей, так и на мелких, включая физических лиц;

- решать вопросы логистики для доставки оборудования.

#### 4.4 Расчет приведенных затрат при использовании ингибитора СНПХ-7920

##### Расчёт продолжительности выполнения работ

Предлагаемое мероприятие заключается в периодической (1 раз в 15 суток) обработке скважины нефтяным раствором ингибитора парафиноотложения СНПХ- 7920, с предварительной очисткой НКТ от АСПО. Для осуществления технологической операции проводятся подготовительные работы по установке оборудования. Затем проводится закачка химического реагента в скважину изаключительные работы. Нормативное время выполнения работ представлено в таблице 16 и выбрано согласно ЕНиР.

Таблица 16 – Нормативное время выполнения работ

№ п/п	Перечень работ	Продолжительность работ, ч	Состав бригады
1	Расстановка оборудования	1	2
2	Обвязка устья скважины иагрегата ЦА-320	1,2	2
3	Опрессовка	1,3	2
4	Закачка технических жидкостей	3,5	2
5	Заключительные работы	1	2
<b>Общая продолжительность работ:</b>		<b>8</b>	

##### Расчёт сметной стоимости работ

Смета затрат рассчитывается на основании затрат на материалы и спецтехнику необходимых для проведения мероприятия и времени затраченного на внедрение мероприятия. Помимо химических реагентов дополнительно используется техническая вода, а также для реагента к приему насоса используют дополнительно нефть. Стоимость необходимого сырья приведена в таблице 17.

Таблица 17– Расчёт стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала на 1 операцию, нат. ед.	Цена за единицу, руб./ нат. ед	Стоимость материалов, руб.
Химический реагент	0,02 т	410000	8200
Нефть	7 т	25000	175000
Электроэнергия	94 кВт/ч	2,2	1654,4
<b>Итого</b>			<b>184858,4</b>

Норма расхода материала выбрана в соответствии с усреднёнными

расходами материалов предприятий Западной Сибири. А цена за единицу на основании средней стоимости закупки материалов предприятиями Западной Сибири. Финансирование и планирование работ, и расчёты заказчиков производятся на основе сметных расчётов, по всем статьям затрат. В таблице 18 представлена нормативная база сметных расчётов, которая используется в выпускной квалификационной работе.

Таблица 18 - Нормативная база сметных расчётов, используемая в выпускной квалификационной работе

Вид норматива, нормативная база	Характеристика	Источник
1	Норма амортизации	Зависит от класса основных средств по сроку полезного использования
		НК РФ Статья 258. Амортизационные группы; ПБУ №6
2	Страховые взносы	30% от фонда оплаты труда
		Глава 34 Налоговый кодекс РФ
3	Налог на добавленную стоимость	Ставка 20%
		Глава 21 Налоговый кодекс РФ
4	Районный коэффициент	Ставка 50%
5	Надбавка за вахтовый метод работы	Ставка 16%
		Статья 217 Налоговый кодекс РФ

К расходам на оплату труда относят суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции в соответствии с принятыми на предприятии системами и формами оплаты труда. Премии и надбавки, а также начисление компенсации в районах крайнего Севера выплачиваются в зависимости от районного коэффициента.

Мероприятие проводит одна бригада капитального ремонта, в которую входят один бурильщик 6 разряда и один помощник 5 разряда. Внутренним трудовым распорядком рабочего дня в организации определяется продолжительность рабочей смены 11 часов. Заработная плата бригады определяется исходя из тарифных ставок работников, коэффициентов премирования и территориального коэффициента по времени на проведение

ГТМ. За вахтовый метод работы добавляется процентная надбавка в 16%. Федоровское месторождение находится в Ханты-Мансийском автономном округе, районный коэффициент к заработной плате составляет в округе 50 - 70%. Также выплачивается ежемесячная премия в размере 30%. Расчет заработной платы представлен в таблице 19.

Таблица 19 – Расчёт заработной платы

Должность	Кол-во	Часовая тариф-ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч	Премия	Районный коэффициент, руб.	Надбавка за вахтовый метод работы, руб.	Заработная плата с учетом надбавок, руб
Бурильщик 6 разряда	1	98,24	8	29,47	49,12	15,72	1540,4
Помощник бурильщика	1	71,18	8	21,35	35,59	11,39	1116,1
<b>Итого</b>							2656,51

Согласно Налоговому кодексу РФ определяются страховые взносы. Страховые взносы включают взносы в Пенсионный фонд РФ, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев при проведении работ на кустовой площадке. Расчёт страховых взносов представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Расчёт страховых взносов

	Заработная плата, руб	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР РФ (22%)	Страхование от несчастных случаев (0,4%)	Всего, руб.
Затраты	2656,51	77,04	135,48	584,43	106,26	903,21

Для закачки ингибитора в скважину используют агрегат цементирующий ЦА-320, который предназначен для нагнетания различных жидких сред при цементировании скважин в процессе бурения и капитального ремонта, а также при проведении других промывно-продавочных работ в

нефтяных и газовых скважинах.

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Расчет амортизационных отчислений можносвести в таблицу 21.

Таблица 21 – Расчёт амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Балансовая стоимость, руб.	Период работы агрегата за одну операцию, ч	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб./закачку
ЦА-320	4 950 000	8	10	452,05

Таким образом суммируя все посчитанные затраты на проведение одной операции по закачке ингибитора СНПХ-7920 в скважину, составим общую таблицу затрат.

Таблица 22 – Затраты на проведение ГТМ

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	184858,4
2. Затраты на оплату труда	2656,51
3. Страховые взносы	903,21
4. Амортизационные отчисления	452,05
<b>Итого</b>	<b>188870,17</b>

Общая сумма затрат на проведение одной операции по закачке химического реагента в скважину составила 188870,17 рубля при расходе ингибитора 0,02тонны, нефти – 7 тонн. При этом оплата бригады за 8 часов

работы составила 2656,51 рубля.

#### 4.5 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии

Рассчитаем интегральный финансовый показатель по формуле 9:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{\text{р}i}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (10)$$

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

технологии;  $\Phi_{\text{р}i}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

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

Сравниваются две организации, обеспечивающие проведение технологии по закачке ингибитора АСПО с одинаковым исполнением, отличаются лишь суммы затрат, где 188870,17 рублей – затраты по закачке ингибитора АСПО, рассчитанные выше, 195470,50 – затраты по закачке ингибитора АСПО другой организации со схожим исполнением, 201076,61 – максимальное найденное значение затрат на проведение данного вида работ.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{188870,17}{201076,61} = 0,93$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = \frac{195470,50}{201076,61} = 0,97$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{р}i} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (11)$$

где  $I_{\text{р}i}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го вариантисполнения технологии;

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

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

Для расчета построим сравнительную оценку характеристик

вариантовисполнения технологии в таблице 23.

Таблица 23– Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения технологии

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,25	5	4
2. Удобство в эксплуатации	0,15	3	3
3. Энергосбережение	0,2	4	4
4. Надежность	0,25	4	4
5. Материалоемкость	0,15	3	2
ИТОГО	1		

$$I_{p-исп1} = 5*0,25+3*0,15+4*0,2+4*0,25+3*0,15 = 4,3;$$

$$I_{p-исп2} = 4*0,25+3*0,15+4*0,2+4*0,25+2*0,15 = 3,6.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения технологии ( $I_{исп.i}$ ) рассчитывается по формуле 12:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр.1}}, \quad I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр.2}} \quad (12)$$

$$I_{исп.1} = 4,3/0,93 = 4,65;$$

$$I_{исп.2} = 3,6/0,97 = 3,71.$$

Сравнительная эффективность проекта вычисляется по формуле 13:

$$\mathcal{E}_p = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}} \quad (13)$$

$$\mathcal{E}_p = 4,65/3,71 = 1,25.$$

Составим таблицу сравнительной эффективности технологий.

Таблица 24 – Сравнительная эффективность технологии

№	Показатели	Исп. 1	Исп. 2
1	Интегральный финансовый показатель технологии	0,93	0,97
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности технологии	4,3	3,6
3	Интегральный показатель эффективности	4,65	3,71

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

#### 4.6 Разработка графика анализа технологии

В рамках планирования выпускной квалификационной работы необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы 25.

Таблица 25 – Календарный план выполнения работы

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
Ознакомление с темой работы	10	1.02.2022	3.02.2022	Студент
Описание общей теоретической части по теме	24	4.02.2022	15.02.2022	Студент, Научный руководитель

Продолжение таблицы 25

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников(ФИО ответственных исполнителей)
Изучение нормативно – технической базы	22	16.02.2022	20.02.2022	Студент
Изучение методов разработки низкопроницаемых коллекторов	19	21.02.2022	12.03.2022	Студент, Научный руководитель
Финансовый менеджмент	15	13.03.2022	01.04.2022	Студент
Социальная ответственность	17	02.04.2022	01.05.2022	Студент
Заключение	1	02.05.2022	25.05.2022	Студент, Научный руководитель
Презентация	4	26.05.2022	10.06.2022	Студент

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады, таблица 26.

Таблица 26. Календарный план-график проведения анализа по теме

Вид работ	Исполнители	Раб	Продолжительность работ														
			февраль			март			апрель			май			июнь		
			1-11-20	11-20-28	21-28	1-10	11-20	21-31	1-11	11-21	21-31	1-11	11-21	21-31	1-11	11-21	21-31
Ознакомление с темой исследования	Бакалавр	10	■														
Описание общей теоретической части по теме	Бакалавр Руководитель	24	■	■													
Изучение нормативно – технической база	Бакалавр	22		■	■												
Изучение методов	Бакалавр Руководитель	19			■	■											
Финансовый менеджмент	Бакалавр	15				■	■										
Социальная ответственность	Бакалавр	17						■	■	■							
Заклучение		1										■	■				

#### **4.7 Вывод по экономическому разделу**

На основании полученных данных можем сделать вывод о том, что обработка скважины ингибитором позволит не только повысить эффективность работы скважины, но и принести дополнительный доход предприятию.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б8СГ		Колбышеву Никите Анатольевичу	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» / «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема ВКР:

<b>Применение комплексных методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Федоровском нефтяном месторождении (ХМАО)</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>	<p><i>Объект исследования:</i> Федоровское нефтяное месторождение.</p> <p><i>Рабочая зона</i> оператора ДНГ располагается на специально оборудованных кустовых площадках.</p> <p><i>Климатическая зона:</i> районы с умеренным и холодным климатом.</p> <p><i>Область применения объекта:</i> предприятия нефтегазовой отрасли.</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> добыча нефти из продуктивных пластов.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022). ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.</p>
<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</li> </ul>	<p><b>Вредные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны;</li> <li>– отклонение показателей климата на открытом воздухе;</li> <li>– повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте;</li> <li>– токсическое и раздражающее воздействие на организм человека токсических веществ;</li> </ul> <p><b>Опасные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– сосуды, работающие под избыточным давлением;</li> <li>– электрический ток;</li> <li>– пожароопасный фактор;</li> <li>– механические повреждения.</li> </ul>

	<p><b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b> нормирование рабочего времени на открытом воздухе, система обогрева и мероприятий по обеспечению обогрева, использование средств защиты органов дыхания и кожных покровов (перчатки, очки, спецодежда), защитные наушники, предупредительные вывески и сигналы при работе оборудования, соблюдения условий и правил эксплуатации оборудования и электрических приборов.</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</b></p>	<p><b>Воздействие на селитебную зону:</b> отходы производства.  <b>Воздействие на литосферу:</b> утечка вредных веществ в почву, нарушение естественного залегания пород.  <b>Воздействие на гидросферу:</b> утечка нефти, горючесмазочных материалов.  <b>Воздействие на атмосферу:</b> выбросы вредных паров веществ.</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</b></p>	<p><b>Возможные ЧС:</b>  Пожароопасность;  Аварии с выбросом опасных веществ;  Метеорологические и агрометеорологические опасные явления.  <b>Наиболее типичная ЧС:</b> аварии с выбросом опасных веществ.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Колбышев Никита Анатольевич		

## 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

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

Сущностью проекта ВКР является выбор и обоснование комплексных методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Федоровском нефтяном месторождении.

Областью применения разрабатываемых решений являются эксплуатационные скважины. Объектом исследования выступают методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в нефтегазопромысловом оборудовании. Потенциальные потребители - компании, специализирующиеся на добыче углеводородного сырья.

Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: монтаж и расстановка оборудования капитального ремонта скважин; спускоподъемные операции; закачка ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений.

Количество и наименование оборудования рабочей зоны: лубрикатор, капельный инжектор, фонтанная арматура.

Работы выполняются круглогодично в особой климатической зоне (IV).

Технологические операции по обработке добывающих скважин ингибиторами асфальтосмолопарафиновых отложений выполняются в полевых условиях, на кустовой площадке вблизи скважин, на открытом воздухе.

Нефтегазопромыслы отличаются высоким уровнем опасности и возможностью возникновения экстремальных ситуаций, угрожающих здоровью рабочего персонала. По этой причине, на данных производствах необходимо постоянное улучшение и соблюдение условий и охраны труда, разработка мероприятий по предупреждению травматизма и заболеваемости, а также выполнение требований промышленной и экологической безопасности. По этой причине роль социальной направленности в работе крайне важна и актуальна.

В данной работе описывается несколько мероприятий по улучшению охраны и условий труда, охраны окружающей среды, предложены возможные чрезвычайные ситуации и их предотвращение.

При разработке раздела учитывались действующие нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

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

Федоровское нефтяное месторождение расположено в Ханты-Мансийском автономном округе. Данный район относится к местности, приравненной к району Крайнего Севера. Работа сотрудниками осуществляется вахтовым методом. Согласно трудовому кодексу РФ (гл.47, ст.302), лица, работающие вахтовым методом в районах Крайнего Севера или местности, приравненной к району Крайнего Севера, имеют соответствующие компенсации и гарантии. [15]

Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

- Устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях.

- Предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и 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.

- За работу во вредных условиях предоставляется дополнительный отпуск в размере 9 календарных дней.

## 5.2 Производственная безопасность

При проведении операции по обработке добывающих скважин ингибиторами асфальтосмолопарафиновых отложений работающие могут подвергаться воздействию различных опасных и вредных производственных факторов, подразделяемых по ГОСТ 12.0.003-2015 на следующие классы: физические, химические, биологические и психофизиологические. [16]

В данном разделе будут проанализированы вредные и опасные факторы, которые могут возникать при работе оператора добычи нефти и газа. В таблице 27 приведены опасные и вредные факторы.

Таблица 27 – Возможные опасные и вредные факторы при работе оператора добычи нефти и газа

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ [16] ГОСТ 12.1.005 – 88 [17]
Отклонение показателей климата на открытом воздухе	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [18] ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [19]
Повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ [20] ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ [21]
Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека токсических веществ	ГОСТ 12532-88 [22] ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ [23]
Сосуды, работающие под избыточным давлением	СНиП 2.01.02–85 [24]
Электрический ток	ГОСТ 12.1.004–76 [26] НПБ 105–03 [27]
Пожароопасный фактор	ГОСТ 12.1.004–76 [28]
Механические повреждения	

### 5.2.1 Анализ вредных производственных факторов

#### Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Одна из главных особенностей условий труда операторов по добыче нефти – это работа, в основном, на открытом воздухе (на кустах скважин), а также работа, связанная с перемещениями на территории объекта и между объектами (кустами), частыми подъемами на специальные площадки,

находящиеся на высоте. Поэтому в условиях сурового климата Западной Сибири и Крайнего Севера с низкими температурами и высокой влажностью (летом до 100%) большую роль играют метеорологические факторы.

Низкая температура и большие скорости движения воздуха при длительном воздействии приводят к расстройству кровообращения, способствуют заболеванию ревматизмом, гриппом и болезнями дыхательных путей.

При высокой температуре снижаются внимание и скорость реакции работающего, что может послужить причиной несчастного случая и аварии. При работе в летнее время при высокой температуре возможны перегревания организма, солнечные и тепловые удары. При температуре воздуха выше 30 °С все работы прекращаются. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются, в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны определены в ГОСТ 12.1.005 – 88. [17]

Работы приостанавливают при определенных температурах и скоростях ветра в холодное время года. Таблица 28 отражает метеорологические условия, при которых останавливают работы.

Таблица 28 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

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

Рабочие должны обеспечиваться необходимой спецодеждой, которая имеет или высокие теплозащитные свойства, или высокую

воздухопроницаемость, в зависимости от времени года. Летом – роба х/б, сапоги, каска, солнцезащитные очки, рукавицы, а также средства защиты от кровососущих насекомых. Зимой – шапка-ушанка, обувь, ватные штаны, ватные рукавицы.

### **Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны**

Куст скважин характеризуется наличием пожаро - взрывоопасных веществ и ядовитых газов: природный газ, метанол, газовый конденсат. В процессе производственных операций оператор может подвергаться воздействию этих газов, а также паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов. При сильном ветре может происходить попадание газов, паров нефти в носовую полость сотрудников, обслуживающих скважины на кустовой площадке. Данные вещества, попадающие в лёгкие, вызывают их раздражение, повреждение слизистых покровов вплоть до обструкции легких.

Предельно допустимые концентрации веществ согласно ГОСТ 12.1.007-76: азота диоксид – 2 мг/м<sup>3</sup>, бензол – 10 мг/м<sup>3</sup>, углерода оксид – 20 мг/м<sup>3</sup>. [18]

Обязательно должны быть предусмотрены средства индивидуальной защиты: респираторы противогазного типа и противогазы со специальными нейтрализующими данный газ насадками, очки закрытого типа, перчатки, рукавицы, спецобувь, изолирующие костюмы, мази и пасты.

### **Превышение уровня шума**

Шум на рабочем месте оказывает раздражающее влияние на работника, повышает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания. Длительное воздействие шума влечет тугоухость работника вплоть до его полной глухоты.

Согласно п.3.2.1 ГОСТ 12.1.003-2014, оценка уровня шума проводится сравнением значения показателя шумового воздействия, полученного в

результате измерения, с гигиеническим нормативом по шуму [19]. Гигиенический норматив (по шуму — это законодательно установленное предельно допустимое значение нормируемой характеристики шумового воздействия на работника на его рабочем месте.

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

В целях борьбы с уровнем шума на нефтегазопромыслах предусмотрена комплексная целевая программа, которая включает в себя снижение уровня шума в источнике его возникновения с помощью технологического оборудования (шумоглушитель), рациональную планировку производственных объектов и технологических установок, рациональное планирование режимов труда и отдыха, обеспечение работников средствами индивидуальной защиты органов слуха: вкладыши, наушники, шлемы. [20]

### **Превышение уровня вибрации**

Воздействие вибрации на организм человека на нефтепромысле происходит при осуществлении работ на спецтехнике, при спуске и подъеме труб и регулировании расхода воды, закачиваемой в пласт. Из – за действия вибрации на организм человека, могут быть нарушены его физиологические функции, что может проявиться в виде головных болей, плохого сна, снижения работоспособности, нарушения сердечной деятельности. В таблице 29 приведены нормы уровней вибрации [21].

Таблица 29 – Гигиенические нормы уровней вибрации по ГОСТ 12.1.012-90

Вид вибрации	Допустимый уровень колебательных скоростей, дБ											
	100	108	99	93	92	92	92	92	109	109	109	109
Общая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-	-	-
Локальная вибрация	-	-	-	115	109	109	109	109	109	109	109	109

К методам защиты от вибрации относятся: усовершенствование техники и оборудования, виброизоляция машин и поиск наилучших материалов, поглощающих вибрационное воздействие. Для индивидуальной защиты

работника от воздействия вибрации предусмотрены антивибрационные рукавицы и сапоги с толстой резиновой подошвой.

### **Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека токсических веществ**

Основной продукцией скважин являются нефть и попутный газ, которые могут содержать в своем составе серу и сероводород.

Контакт с предельными углеводородами вызывает покраснение, пигментацию кожи и зуд. При вдыхании в течение 5-10 мин. концентрация паров нефти от 100 мг/л и выше опасно для жизни, опасность представляет оксид углерода, ПДК которого составляет в воздухе рабочей зоны 20 мг/м<sup>3</sup>, а на месторождении - 8 мг/м<sup>3</sup>. Тяжелое отравление при воздействии в течение 1-5 мин. вызывает концентрация СО 1860 мг/м<sup>3</sup>. По ГОСТ 12.1.005-88 [17] установлены предельно допустимые концентрации вредных веществ, указанные в таблице 30.

Таблица 30 – Предельно-допустимые (ПДК) вредных веществ в воздухе на рабочих местах

Наименование вещества	Класс опасности	ПДК, мг/м <sup>3</sup>
Сероводород	II	10
Сероводород в смеси с углеводородами C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	III	3
Углеводороды алифатические предельные C <sub>1</sub> -C <sub>10</sub>	IV	300
Углерода оксид*	IV	20
Диоксид серы	III	10

\* При длительности работы в атмосфере, содержащей оксид углерода, не более 1 ч, предельно допустимая концентрация оксида углерода может быть повышена до 50 мг/м<sup>3</sup>, при длительности работы не более 30 мин – до 100 мг/м<sup>3</sup>, при длительности работы не более 15 мин – 200 мг/м<sup>3</sup>. Повторные работы при условиях повышенного содержания оксида углерода в воздухе рабочей зоны могут производиться с перерывом не менее чем в 2 ч.

Превышение допустимой концентрации углеводородов и сероводорода приводят к нарушению работы нервной системы, что проявляется в виде бессонницы, брадикардии, повышенной утомляемости и функциональных неврозов.

При высокой концентрации однократное вдыхание сероводорода может вызвать мгновенную смерть. При небольших концентрациях довольно быстро возникает адаптация к неприятному запаху «тухлых яиц», и он перестаёт ощущаться. Во рту возникает сладковатый металлический привкус, а при большой концентрации ввиду паралича обонятельного нерва запах сероводорода не ощущается.

Кроме всего прочего, работники на нефтегазопромислах в целях безопасности труда и профилактики заболеваний должны быть снабжены и другими средствами индивидуальной защиты (СИЗ). Они должны предусматривать защиту органов дыхания, слуха, рук, лица и головы, поэтому работникам должны выдаваться спецодежда и специальная обувь, респираторы или противогазы, специальные очки и другие средства, защищающие при выполнении тех или иных технологических операций.

### **5.2.2 Анализ выявленных опасных факторов**

#### **Сосуды, работающие под избыточным давлением**

Специфическая особенность условий эксплуатации нефтяных скважин – высокое давление на устье, которое доходит до 30 МПа. В связи с этим любое ошибочное действие оператора при выполнении работ на устье скважины может привести к опасной аварии. Для измерения буферного давления и давления в затрубном пространстве на скважинах, оборудованных УЭЦН должны быть установлены стационарные манометры с трехходовыми кранами.

При выходе из строя арматуры нагнетательных трубопроводов может произойти неконтролируемый выброс жидкости или газа, находящегося под высоким давлением, что может повлечь за собой травмы работников вплоть до летального исхода.

Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру. Конструкция устьевого оборудования должна обеспечить возможность снижения давления в затрубном пространстве, а также закачку жидкости для

глушения скважины. На случай превышения давления сверх предусмотренного технологическим режимом оборудование оснащено предохранительными клапанами. Вся принятая запорная арматура, устанавливаемая на трубопроводах, транспортирующих газ, конденсат, метанол, ДЭГ, 107 соответствует 1 классу герметичности затвора, а предохранительная аппаратура по 1 классу по ГОСТ 12532-88 [22].

### **Электрический ток**

Эксплуатация скважин с УЭЦН характеризуется с наличием высокого напряжения в силовом кабеле. Причем станция управления и скважина оборудования ЭЦН обычно не находятся в непосредственной близости друг от друга и часть кабеля проходит по поверхности, что увеличивает зону поражения электротоком, а, следовательно, и вероятность несчастного случая. К монтажу (демонтажу) погружного агрегата УЭЦН и его обслуживанию допускается электротехнический персонал, знающий схемы, применяемые станций управления, трансформаторов, подстанций погружных насосов (КТПН), конструкции по их эксплуатации, прошедший производственное обучение и стажировку на рабочем месте, а также проверку знаний с присвоением квалификационной группы по электробезопасности.

Протекание электрического тока через органы человека может вызвать остановку сердца, дыхания; разрывы мышц, поражение мозга, ожоги. Такие повреждения характерны для поражающего тока величиной более 10 миллиампер, однако даже ток ощущения (1-2 мА) способен напугать человека, вследствие чего не исключены механические травмы (например, вследствие падения с высоты).

На промысле предусмотрены следующие средства защиты: обеспечение недоступности токоведущих частей (кожухи), СИЗ (диэлектрические коврики, перчатки), заземление. Основные требования к электробезопасности на предприятиях представлены в ГОСТ Р 12.1.019-2017 [23].

## **Пожароопасный фактор**

Опасными факторами пожара, воздействующими на людей и материальные ценности, помимо открытого пламени, повышенной температуры, являются также токсические продукты горения и термического разложения и их вторичные проявления: осколки, движущиеся части разрушившихся аппаратов, электрический ток, взрыв.

Пожарная профилактика на производстве достигается правильным проектированием, эксплуатации и обеспечением средствами пожаротушения. Противопожарные мероприятия технологической части проекта выполняются в соответствии со следующими нормативными документами:

- СНиП 2.01.02–85 «Противопожарные нормы»; [25]
- СНиП 2.09.07–85 «Производственные помещения»; [25]
- ГОСТ 12.1.004–76 «Пожарная безопасность. Общие требования»; [26]
- НПБ 105–03 «Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной опасности». [27]

Пожарный инвентарь: мотопомпы; огнетушители (ОП – 50, ОХП – 10, ОХ 13П – 10, ОПШ – 10, углекислотные); пеногенератор (ГПС – 200, ГПС – 600); рукава с гайками и без гаек; запас воды; пожарные щиты; ящики с песком; кошма, вёдра, лопаты.

## **Механические повреждения**

Механические опасности на предприятиях представляют собой движущиеся машины и механизмы, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования, передвигающиеся изделия; заготовки, материалы, разрушающиеся конструкции, острые кромки, стружка, заусенцы и шероховатости на поверхности заготовок, инструментов и оборудования.

Механические повреждения обычно связаны с нарушением анатомической целостности кожных покровов и (или) слизистых оболочек. В зависимости от характера изменений различают ссадины и раны, разделение тела

на части. В преобладающем большинстве случаев травм наружные повреждения сочетаются с внутренними (кровоизлияния; переломы костей; вывихи суставов; растяжения, разрывы, размоложения тканей и органов).

Для защиты от этих опасных факторов на предприятиях применяются козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства, сигнализации. Работникам должны выдаваться средства индивидуальной защиты – спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. Также необходимо проводить инструктажи персоналу по технике безопасности и регулярно проверять состояния оборудования.

### **5.3 Экологическая безопасность**

#### **Защита селитебной зоны**

Предприятия, группы предприятий, их отдельные здания и сооружения с технологическими процессами, являющиеся источниками негативного воздействия на среду обитания и здоровье человека, необходимо отделять от жилой застройки санитарно-защитными зонами.

Санитарно-защитная зона (СЗЗ) отделяет территорию промышленной площадки от жилой застройки, ландшафтно-рекреационной зоны, зоны отдыха, курорта с обязательным обозначением границ специальными информационными знаками.

Предприятия по добыче нефти при выбросе сероводорода от 0,5 до 1 т/сутки, а также с высоким содержанием летучих углеводородов относятся к классу I согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1200-03 [28]. Санитарно-защитная зона для объектов данного класса составляет 1000 м.

#### **Защита атмосферы**

Загрязняющие воздух вещества на объектах бурения, добычи, подготовки и транспорта нефти поступают в атмосферу в виде организованных и неорганизованных выбросов. Источниками организованных выбросов являются

факельные установки для сжигания попутного нефтяного газа, печи подогрева нефти, котельные, ДЭС, ГПЭС, системы вентиляции производственных помещений, двигатели внутреннего сгорания.

Вещества, выбрасываемые в атмосферу при добыче нефти, относятся к 1 - 4 классу опасности.

Для минимизации негативного воздействия выбросов загрязняющих веществ на атмосферный воздух на территории разработки Федоровского месторождения проводятся следующие мероприятия: полная герметизация всего технологического оборудования; контроль швов сварных соединений трубопроводов; защита оборудования от коррозии; оснащение предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное; сброс газа с предохранительных и дыхательных клапанов на факел или на свечу рассеивания; откачка нефти и продуктов переработки при аварийной ситуации в дренажные емкости; испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа; утилизация попутного нефтяного газа на нужды промысла.

### **Защита гидросферы**

При эксплуатации нефтяных скважин, сборе и подготовке нефти основными загрязнителями водоемов являются нефть и горюче смазочные материалы.

Нефть, как загрязнитель водной среды, характеризуется сложным составом, включающим широкий спектр углеводородных соединений, каждое из которых может рассматриваться как самостоятельный токсикант. Влияние нефти выражается в образовании на поверхности воды, нефтяной пленки, отложении на дно водоемов тяжелых фракций, появлении в воде керосинового запаха. Вода образует с нефтью стойкие эмульсии, которые сохраняются в течении длительного времени. Полное ее разрушение происходит под действием биохимических процессов окисления, которые при низких температурах (характерных для данного района), протекают крайне медленно.

Мероприятия по рациональному использованию и охране природных вод включают: размещение объектов с учетом водоохраных зон; ограничения, предусмотренные для водоохраных зон; полную герметизацию оборудования и трубопроводов; минимизацию потребления свежей воды и контроль за ее расходом; создание гидроизоляционного слоя и обваловывающей дамбы по периметру кустовых площадок эксплуатационных скважин; применение сорбентов для борьбы с возможными разливами нефти на земную поверхность.

### **Защита литосферы**

При бурении, обустройстве нефтегазовых месторождений, сооружений подземных хранилищ происходят изменения почвенной среды и ландшафта. Возможна утечка вредных веществ в почву.

Негативное воздействие объектов разработки нефтегазовых месторождений на литосферу выражается в: вырубке леса на изымаемых под строительство землях; сведении растительности при отсыпке минеральным грунтом площадок строительства скважин; возможных аварийных разливах нефти, приводящих к изменению физико-химического состава почвы и оказывающих на неё негативное влияние.

Для снижения негативного влияния разработки месторождения на почву и растительность необходимо: использовать древесину, вырубаемую на отводимой территории, для нужд строительства; выполнять строительные работы строго в полосе отвода; проводить рекультивацию загрязненных земель в соответствии с ГОСТ 17.5.3.04-83, предусматривать ликвидацию отходов производства. [29]

### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

На месторождении при проведении операции по обработке добывающих скважин ингибиторами асфальтосмолопарафиновых отложений могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации:

а) Природного характера: паводковые наводнения; лесные и торфяные пожары; ураганы, метели и снежные заносы.

б) Техногенного характера: прекращение подачи электроэнергии; пожар на объекте; нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, утечки нефтепродуктов, возможности отравления продуктами горения, пожару, взрыву.

Наиболее часто встречается пропуск газа и нефти по обвязке фонтанной арматуры на устье скважины, из-за нарушения герметичности.

Возможные причины аварии: механические повреждения; коррозия, износ, утоньшение стенок оборудования, трубопроводов; некачественные сварные соединения; заводские дефекты; износ и негерметичность уплотнительных соединений; нарушение (прогар) изоляции нефтепогружного кабеля.

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

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

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности. [30]

План ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. Согласно графику с работниками предприятия, каждый месяц проводятся занятия по ликвидации возможных аварий. Результаты занятий заносятся в журнал с подписью ответственного лица из числа инженерно – технических работников.

## **Вывод по разделу**

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

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

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

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

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

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

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

Категория тяжести труда – III.

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

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В геологической части диплома рассмотрели общие сведения о Федоровском нефтегазоконденсатном месторождении Ханты-Мансийского автономного округа. Изучили тектонику, нефтегазоносность продуктивных пластов, также охарактеризовали коллекторы по результатам геофизических исследований скважин и систематизировали в виде таблицы состав и свойства пластовых вод, привели запасы углеводородов.

На основе промысловых данных, произвели расчет в программе Excel. Определили зону скопления АСПО в скважине №118 Федоровского нефтегазоконденсатного месторождения, при диаметре равном 0,06 м, массовый дебит 0,58 кг/с. Было выявлено, что место выпадения АСПО варьируется с 1100 до 0 м (устье скважины). Также в расчетах наглядно представлено, что при увеличении диаметра насосно-компрессорных труб увеличивается глубина залегания АСПО, что приводит к существенным экономическим потерям. Исследовали зависимость глубины залегания отложений от дебита скважинной продукции, было выявлено, что с увеличением дебита снижается количество выпавших АСПО. Парафинобезопасным дебитом для скважины №118 является 0,75 кг/с. Рекомендуется использовать различные методы повышения нефтеотдачи для увеличения притока.

Предложенная технология закачки ингибитора АСПО в скважину повышает эффективность удаления отложений, а также снижает расход реагентов и затраты на проведение мероприятий, что показано в экономическом разделе.

Были рассмотрены вопросы, касающиеся производственной безопасности при выполнении работ на кустовой площадке. Проведен анализ вредных и опасных производственных факторов, действующих на оператора добычи нефти и газа. Рассмотрены вопросы об экологической безопасности, мероприятия по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций, а также правовые нормы трудового законодательства.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дополнение к технологической схеме разработки Федоровского месторождения. – ПАО «Сургутнефтегаз», 2021 г.
2. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М.Н. Персиянцев // ООО «НедраБизнесцентр», 2000. – 653 с.
3. Петрова Л.М. Влияние отложения в пласте твердых парафинов на фазовое состояние нефтей в процессе разработки месторождений / Л.М. Петрова, Т.Р. Форс, Т.Н. Юсупова, Р.З. Мухаметшин, Г.В. Романов // Нефтехимия. 2005. Т.45. №3. С. 189-195.
4. Иванова, Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л.В. Иванова, Е.А. Буров, В.Н. Кошелев // Электронный научный журнал “Нефтегазовое дело”. - 2011. - №1. – С. 268 – 284.
5. Коробов Г.Ю. Исследование влияния асфальто-смолистых компонентов в нефти на процесс образования асфальтеносмолопарафиновых отложений / Г.Ю. Коробов, М.К. Рогачев // Нефтегазовое дело. – 2015. – №3. – С. 162-173.
6. Кирбижекова Е.В. Зависимость состава асфальтосмолопарафиновых отложений от степени обводненности нефти / Е.В. Кирбижекова, И.В. Прозорова, Н.А. Небогина, А.А. Гринько, Н.В. Юдина // Нефтехимия. – 2016. – Т. 56, № 5. – С. 539–544.
7. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними/ В. П. Тронов – М.: Недра, 1969. - 192 с.
8. Каюмов М.Ш. Учет особенностей образования асфальтеносмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / М.Ш. Каюмов, В.П. Тронов, И.А. Гуськов, А.А. Липаев // Нефтяное хозяйство. – 2006. – №3. – С. 48-49.
9. Лоскутова Ю.В. Улучшение структурно-реологических свойств высокопарафинистой нефти с помощью химических реагентов и вибрационной обработки / Ю.В. Лоскутова, И.В. Прозорова, Н.В. Юдина // Химия и технология топлив и масел. 2011. № 5. С. 21–23.

10. Шайдаков В.В. Результаты применения магнитной обработки на скважинах, имеющих осложнения по АСПО и эмульсии / В.В. Шайдаков, А.Б. Лаптев, Р.В. Никитин // Проблемы нефти и газа : материалы III конгресса нефтегазопромышленников. Уфа, 2001. С. 121–122.
11. Сорокин С.А., Хавкин С.А. Особенности физико-химического механизма образования АСПО в скважинах // Бурение и нефть. 2007. №10. С. 30-31.
12. Марьин В.И., Акчурин В.А., Демахин А.Г. Химические методы удаления и предотвращения образования АСПО при добыче нефти: аналитический обзор. Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2001. 156 с.
13. Рагулин В.В., Смолянец Е.Ф., Михайлов А.Г., Латыпов О.А., Рагулина И.Р. Исследование свойств асфальтосмолопарафиновых отложений и разработка мероприятий по их удалению из нефтепромысловых коллекторов // Нефтепромысловое дело. 2001. №5. С. 33-36 с.
14. РД 39-0147035-202-86. Методические указания по определению экономической эффективности новой техники, изобретений и рационализаторских предложений в нефтедобывающей промышленности.
15. Гл.47, ст.302 «Трудовой кодекс РФ» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021).
16. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
17. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей среды.
18. ГОСТ 12.1.007-76 ВРЕДНЫЕ ВЕЩЕСТВА. Классификация и общие требования безопасности.
19. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
20. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.

21. ГОСТ 12.1.012-90 ВИБРАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ. Общие требования. Санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
22. ГОСТ 12532-88 КЛАПАНЫ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЕ ПРЯМОГО ДЕЙСТВИЯ. Основные параметры.
23. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
24. СНиП 2.01.02–85 «Противопожарные нормы».
25. СНиП 2.09.07–85 «Производственные помещения».
26. ГОСТ 12.1.004–76 «Пожарная безопасность. Общие требования».
27. НПБ 105–03 «Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной опасности».
28. СанПиН 2.2.1/2.1.1200-03
29. ГОСТ 17.5.3.04-83 Охрана природы. ЗЕМЛИ. Общие требования к рекультивации земель.
30. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. — 288 с.