

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: Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Повышение эффективности методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на «Х» нефтяном месторождении (Республика Саха (Якутия))</b>

УДК 622.276.72 (571.56)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Монастырев Александр Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Носова Оксана Владимировна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

**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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		И.УК(У)-3.3. Анализирует возможные последствия личных действий и планирует свои действия для достижения заданного результата
		И.УК(У)-3.4. Осуществляет обмен информацией, знаниями и опытом с членами команды; аргументирует свою точку зрения относительно использования идей других членов команды для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений
Коммуникация	УК(У)-4. Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)	И.УК(У)-4.1. Выбирает стиль делового общения, в зависимости от языка общения, цели и условий партнерства; адаптирует речь, стиль общения и язык жестов к ситуациям взаимодействия
		И.УК(У)-4.2. Осуществляет поиск необходимой информации для решения стандартных коммуникативных задач на государственном и иностранном языках
		И.УК(У)-4.3. Выполняет перевод профессиональных текстов с иностранного языка на государственный
		И.УК(У)-4.4. Ведет деловую переписку на государственном и иностранном языках с учетом особенностей стилистики официальных и неофициальных писем и социокультурных различий в формате корреспонденции
		И.УК(У)-4.5. Использует диалог для сотрудничества в академической коммуникации общения с учетом личности собеседников, их коммуникативно-речевой стратегии и тактики, степени официальности обстановки; формирует и аргументирует собственную оценку основных идей участников диалога (дискуссии) в соответствии с потребностями совместной деятельности
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах	И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития
		И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социальных групп
		И.УК(У)-5.3. Учитывает при социальном и профессиональном общении по заданной теме историческое наследие и социокультурные традиции различных

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>социальных групп, этносов и конфессий, включая мировые религии, философские и этические учения</p> <p>И. УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследования; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий</p> <p>И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции</p>
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни	<p>И.УК(У)-6.1. Контролирует количество времени, потраченного на конкретные виды деятельности; вырабатывает инструменты и методы управления временем при выполнении конкретных задач, проектов, целей;</p> <p>И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы</p> <p>И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний</p> <p>И.УК(У)-6.4. Анализирует основные возможности и инструменты непрерывного образования применительно к собственным интересам и потребностям с учетом условий, средств, личностных возможностей, этапов карьерного роста, временной перспективы развития деятельности и требований рынка труда</p> <p>И.УК(У)-6.5. Определяет задачи саморазвития, цели и приоритеты профессионального роста; распределяет задачи на долго-, средне- и краткосрочные с обоснованием актуальности и анализа ресурсов для их выполнения</p>
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)		И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма

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

**Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания	И.ОПК(У)-1.1. Применяет математический аппарат исследования функций, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, рядов, дифференциальных уравнений, теории функций комплексного переменного в инженерной деятельности

		И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.3. Демонстрирует понимание физических явлений и применяет законы механики, термодинамики, электричества и магнетизма, основ оптики, квантовой механики и атомной физики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии
		И.ОПК(У)-1.5. Демонстрирует знание основ теоретической механики, теории механизмов и машин, сопротивления материалов, деталей машин и основ конструирования и применяет их при решении практических задач
		И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов
		И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений	И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы
		И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные
		И.ОПК(У)-2.3. Оценивает сходимость результатов расчетов, получаемых по различным методикам
		И.ОПК(У)-2.4. Обладает навыками работы с ЭВМ, используя новые методы и пакеты программ
Когнитивное управление	ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента	И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции совершаются в условиях неопределенности
		И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента

		И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении
		И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства
Использование инструментов и оборудования	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные	И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве
		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно- исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы
		И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ
Исследование	ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств	И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач профессиональной деятельности
		И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа, основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства
		И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций
		И.ОПК(У)-5.4. Использует основные технологии поиска, разведки и организации нефтегазового производства в России и за рубежом, стандарты и ТУ, источники получения информации, массмедийные и мультимедийные технологии
Принятие решений	ОПК(У)-6. Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства, и технологии	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания сущности и значения информации в развитии современного информационного общества, опасностей и угроз, возникающих в этом процессе, основных требований информационной безопасности
		И.ОПК(У)-6.2. Решает стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением современных технологий и требований информационной безопасности

Применение прикладных знаний	ОПК(У)-7. Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами	И.ОПК(У)-7.1. Использует основные виды и содержание макетов производственной документации, связанных с профессиональной деятельностью
------------------------------	--	---

**Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
<b>Тип задач профессиональной деятельности: технологический</b>				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Формирование отчетности по добыче углеводородного сырья 2. Обеспечение технологического режима работы скважин	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ А «Документационное обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)–1. Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-1.1 Решает технические задачи и корректирует технологические процессы при эксплуатации скважин и линейных сооружений
	3. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту нефтепромыслового оборудования 4. Выполнение диагностического обследования оборудования по добыче углеводородного сырья	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)–2. Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-2.1 Проводит диагностику, текущий осмотр и ремонт технологического оборудования, используемого в процессах добычи нефти, газа и газового конденсата

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	<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>
	<p>8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации</p> <p>9. Составление геологических отчетов</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p>	<p>ПК(У)–5. Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин</p>	<p>И.ПК(У)-5.1 Обеспечивает заданные режимы, оперативный контроль за выполнением производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья</p>

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

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Нефтегазовое дело  
 УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Максимова Ю.А.

**ЗАДАНИЕ**  
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Г	Монастыреву Александру Александровичу

Тема работы:

Повышение эффективности методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на «Х» нефтяном месторождении (Республика Саха (Якутия))	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	09.03.2022 №68-66/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2022
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Состав о свойствах нефти и газа, параметры потоков, свойства пласта, диаметры скважины. Тексты научно-исследовательских работ по месторождениям, специальная и учебная литература.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Геологическое строение Талаканского нефтяного месторождения;</li> <li>2. Анализ существующих и применяемых методов борьбы с АСПО;</li> <li>3. Расчет места отложения парафина;</li> <li>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение;</li> <li>5. Социальная ответственность.</li> </ol>
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	Кащук Ирина Вадимовна
7. Социальная ответственность.	Гуляев Милий Всеволодович

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


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

--

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Носова Оксана Владимировна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Монастырев Александр Александрович		

## **Обозначения, определения и сокращения**

**АСПО** – асфальтосмолопарафиновые отложения

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы

**АСВ** – асфальто-смолистые вещества

**УЭЦН** – установка электроцентробежного насоса

**ГИС** – геофизические исследования скважин

**ДНС** – дожимная насосная станция

**КИН** – коэффициент извлечения нефти

**ТНКП** – температура начала кристаллизации парафина

**ВЗП** – внутреннее защитное покрытие

**АДПМ** – агрегат депарафинизации передвижной модернизированный

**ППУ** – передвижная парообразующая установка

**УПС** – установка прогрева скважин

**АМС** – активатор магнитный скважинный

**МДС** – механизм депарафинизации скважин

**АИС** – агрегат для исследования скважин

**СПО** – спуско-подъемные операции

**ЦДНГ** – цех добычи нефти и газа

**НГДУ** – нефтегазодобывающее управление

**МОП** – межочистной период

**МРП** – межремонтный период

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 114 страниц, в том числе 28 рисунков, 42 таблицы. Список использованных источников составляет 32 единицы.

Ключевые слова: нефть, асфальтены, парафины, смолы, асфальтосмолопарафиновые отложения, методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями.

Предметом являются методы предупреждения и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений на нефтепромысловых оборудованях.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ методов борьбы с АСПО и обоснование комплекса технологических операций для борьбы с отложениями на Талаканском месторождении.

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы были рассмотрены общие сведения об АСПО, механизм образования и факторы, влияющие на это. Приведено описание существующих технологий по борьбе с АСПО, в частности теплового метода с результатами опытно-промышленных испытаний на Талаканского месторождения.

В результате исследования выявлены наиболее эффективные технологии по предотвращению и удалению асфальтосмолопарафиновых отложений на месторождениях. На основании результатов лабораторных исследований в заключении сделан вывод об эффективности применяемых компанией теплового способа борьбы и выбран наиболее эффективный метод для нефти Талаканского месторождения.

В экономической части работы проведён расчёт прогнозирования места отложения парафина.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	18
1 ГЕОЛОГО-ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТАЛАКАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	20
1.1 Общие сведения о Талаканском месторождении .....	20
1.2 Геологическая характеристика .....	22
1.3 Свойства залежи .....	27
1.4 Свойства и состав пластовых флюидов.....	29
1.4.1 Свойства и состав нефти и растворенного газа .....	30
1.4.2 Химический состав и свойства пластовых вод .....	35
1.5 Разработка Талаканского месторождения.....	37
2 МЕТОДЫ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ.....	41
2.1 Асфальтосмолопарафиновые отложения и механизм их образования .....	41
2.2 Факторы, влияющие на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений .....	44
2.3 Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями .....	45
2.3.1 Применение гладких покрытий .....	46
2.3.2 Химические методы предотвращения отложений.....	46
2.3.3 Физические методы .....	48
2.3.4 Тепловые методы удаления АСПО.....	49
2.3.5 Механические методы.....	53
2.3.6 Химические методы .....	57
3 БОРЬБА С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА ПРИМЕРЕ ТАЛАКАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ...	59
3.1 Расчет места отложения парафинов в скважине.....	59

3.2 Эффективность применения греющего кабеля в скважинах Талаканского месторождения.....	67
3.3 Насосно-компрессорные трубы с внутренним защитным покрытием на Талаканском месторождении.....	70
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	75
4.1 Анализ конкурентных технических решений.....	75
4.1.2 SWOT-анализ .....	77
4.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	78
4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования .....	78
4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ .....	79
4.2.3 Разработка графика проведения исследования.....	80
4.3 Бюджет научного исследования .....	85
4.3.1 Сырье, материалы, покупные изделия .....	85
4.3.2 Специальное оборудование для научных работ .....	86
4.3.3 Расчет амортизации специального оборудования .....	86
4.3.4 Основная заработная плата .....	87
4.3.5 Дополнительная заработная плата.....	89
4.3.6 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления) .....	89
4.3.7 Накладные расходы .....	89
4.4 Определение ресурсоэффективности исследования.....	90
4.4.1 Интегральный показатель финансовой эффективности .....	90
4.4.2 Интегральный показатель ресурсоэффективности .....	91
4.4.3 Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки .....	92
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	96
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности..	97
5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	97
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны ....	98
5.2 Производственная безопасность.....	98

5.2.1 Анализ потенциальных вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия .....	100
5.2.2 Анализ потенциальных опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия .....	103
5.3 Экологическая безопасность.....	107
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	108
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	111
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	112

## ВВЕДЕНИЕ

С каждым годом борьба с осложнениями при эксплуатации нефтяных скважин становится более трудоемким. Одним из осложняющих факторов являются асфальтосмолопарафиновые отложения.

В процессе эксплуатации нефтяных скважин при понижении температуры и давления, которое ведет к разгазированию нефти, происходит резкое снижение растворимости парафинов, асфальтенов и смолистых веществ, что в купе с шероховатостью внутренней поверхности НКТ, ведет к интенсивному осаждению АСПО на поверхности НКТ [1]. Из-за этого идет сужение внутреннего диаметра НКТ, возникают проблемы в работе УЭЦН. В итоге дебит скважины и добыча нефти в целом падает. Следовательно, проблема образования АСПО на поверхностях скважинного оборудования и стенках трубопроводов является наиболее острой и требующей создания наиболее эффективного метода как для предупреждения образования АСПО, так и борьбы с уже имеющимися отложениями.

Наиболее широко распространенными методами борьбы являются механический и тепловой. Но также возможны химические и физические методы. Нельзя однозначно сказать, что какой-то из вышеперечисленных методов является более эффективным. Условия разработки и физико-химические свойства добываемой нефти везде разные, в зависимости от географического положения месторождения. Необходимо правильно подобрать метод борьбы с целью добиться максимальной эффективности и с другой стороны метод также должен быть экономически целесообразен.

Объектом исследования является Талаканское нефтяное месторождение. Предметом – методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на нефтепромысловых оборудованях.

Целью работы является анализ методов борьбы с АСПО и обоснование комплекса технологических операций для борьбы с отложениями на Талаканском месторождении.

Для достижения поставленной цели сформулированы следующие задачи:

- Изучить причины и механизмы образования парафиновых отложений;
- Рассмотреть существующие методы и способы предотвращения и удаления отложений;
- Предложить технологическое решение для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Талаканском месторождении.
- Провести расчет прогнозирования места отложения парафина.

# 1 ГЕОЛОГО-ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТАЛАКАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

## 1.1 Общие сведения о Талаканском месторождении

Талаканское месторождение расположено на территории Ленского улуса (района) Республики Саха (Якутия), в 210 км юго-западнее г. Ленска (рисунок 1.1). Месторождение открыто в 1987 году. С 2004 года после передачи прав на разработку месторождения ПАО «Сургутнефтегазу», разработка ведется нефтегазодобывающим управлением «Талаканнефть». Общее количество людей, привлеченных к проекту разработки Талаканского месторождения превышает 8 тыс. человек. Сбыт товара производится через магистральный нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий Океан», оператором которого является ПАО «Транснефть».

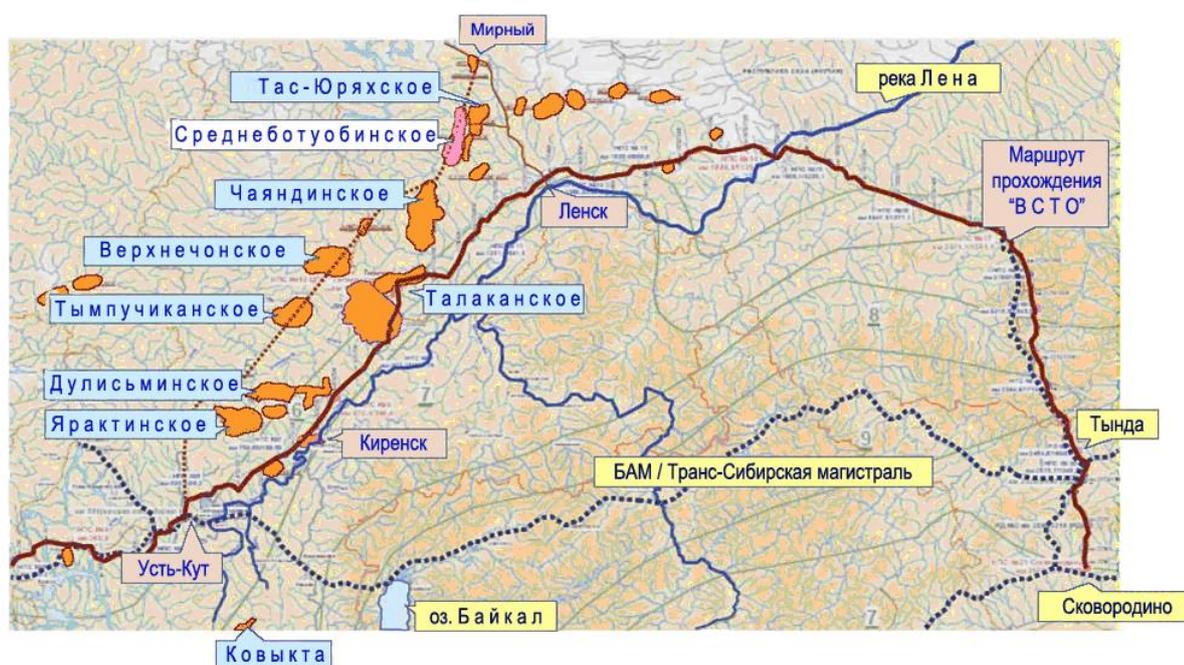


Рисунок 1.1 – Обзорная карта

Рядом есть маленькие села Толон и Иннялы с общим населением всего 320 человек. Крупные населенные пункты – Витим и Пеледуй расположены соответственно в 110 км и в 115 км от границ месторождения [2].

Основная часть грузов на месторождение завозится по зимнику, который начинает функционировать с установлением постоянных низких температур. Непосредственно на месторождении рядом с вахтовым городком в 2013 году

введен в эксплуатацию аэропорт «Талакан», через который налажено воздушное сообщение с городами Сургут, Новосибирск, Тюмень, Уфа, Иркутск и с ближайшим местным аэропортом в городе Ленск. Также воздушным путем перевозится часть грузов.

Энергоснабжение обеспечивается Талаканской газотурбинной тепловой электростанцией, построенной в 2008 году ПАО «Сургутнефтегаз». В качестве топлива используется попутный нефтяной газ. Для водоснабжения пробурены водозаборные скважины [3].

Территория месторождения расположена в междуречье рек Чана и Лена. Непосредственно на территории протекают их притоки Пеледуй и Нюя. Долины рек в среднем и нижнем течении узкие, часто сжатые крутыми высокими склонами, иногда со скальными выходами. Верховья долин со значительно меньшим продольным уклоном, широкие, с заболоченными поймами.

Климат Якутии отличается своей суровой зимой и жарким летом и является резко континентальным. Зимой в декабре-феврале максимально низкая температура может достигать  $-55^{\circ}\text{C}$ , летом в июне-июле максимум  $+35^{\circ}\text{C}$ . Норма количества годовых осадков в районе варьируется в пределах от 300 до 600 мм. Талаканское месторождение относится к зоне распространения многолетнемерзлых пород. Зимой грунт промерзает довольно глубоко. Устойчивые морозы начинаются во второй половине ноября и продолжаются до вплоть до конца марта.

Рельеф слабоволнистый и грядово-увалистый, абсолютные отметки высот достигают 340-500 м. Водоразделы плоские или округлые. Склоны в верхней и средней части пологие или средней крутизны, в нижней части их крутизна увеличивается до 20-25 град., иногда до крутых (30-35 град.) и обрывистых [4].

Территория Ленского района, на которой расположено месторождение, входит в среднетаежную подзону тайги с наличием темнохвойных пород. Леса занимают большую часть всей площади. Преобладают лиственные леса. В нижних частях склонов водоразделов примешиваются береза, осина и ель.

Дороги на большей территории месторождения имеют твердое покрытие (асфальт). Передвижение в районе проектируемых работ возможно только на гусеничном транспорте или на машинах повышенной проходимости по заранее прорубленным просекам.

### **1.2 Геологическая характеристика**

Разделы 1.2-1.5 скрыты в связи с информацией, содержащей коммерческую тайну.

## **2 МЕТОДЫ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ**

### **2.1 Асфальтосмолопарафиновые отложения и механизм их образования**

АСПО – сложная углеводородная смесь, в состав которой входят органические и минеральные вещества. Отложения обычно темного цвета, являются густой, вязкой массой [7].

Большая часть АСПО состоит из асфальто-смолистых веществ и парафинов, а также незначительную часть состава занимают силикагелевая смола, битумоид и механические примеси, которые в свою очередь представлены обломками горной породы, песком, различными солями и водой. Иногда в малом количестве встречаются оксиды ванадия и железа. Состав АСПО сильно зависит от свойств нефти, региона, где идет добыча нефти, от геологических условий, гидродинамических и термодинамических факторов [8].

Как было описано выше, парафины вместе с асфальто-смолистыми веществами являются основной массой отложений. Но все же, основную долю отложений составляют именно парафины. Они являются углеводородными соединениями, состоящими из нефтяных парафинов и церезинов. В пластовых условиях, парафины обычно растворены в нефти. При движении нефти к устью скважины, когда меняются термобарические условия и давление, начинается процесс кристаллизации парафина и его отложение в скважине. По содержанию парафинов нефть классифицируют на:

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

Парафин не растворяется в кислотах, щелочах и других химических соединениях. Но хорошо растворяется в органических соединениях, коими являются бензол, ацетон, бензин, этиловый эфир и т.д. Также растворяется в

горячих нефтепродуктах. Температура плавления парафина колеблется в районе 45-65 °С [9].

Асфальтены – это наиболее высокомолекулярные соединения нефти. Преимущественно состоят из углерода, водорода, серы, азота и кислорода в небольшом количестве. Если нагреть до температуры выше 300 °С, асфальтены разлагаются и выделяют газ, жидкие вещества и твердый осадок. Асфальтены можно растворить бензолом, толуолом и другими ароматическими соединениями.

Смолы являются высокомолекулярными гетероатомными соединениями бурового и черного цвета. Так же, как и парафины хорошо растворяются в органических соединениях, кроме метилового и этиловых спиртов, а также могут растворяться в нефтепродуктах и в алканах при нагревании до 300 °С [10].

Тип АСПО определяется в зависимости от содержания асфальтенов, смол и парафинов. Есть 3 класса – асфальтеновый, смешанный и парафиновый. В таблице 2.1 приведена классификация АСПО.

Таблица 2.1 – Классификация типов АСПО [11]

Тип АСПО	Подтип АСПО (вид)	Отношение содержания парафинов (П) к сумме смол (С) и асфальтенов (А) $P/(C+A)$	Содержание механических примесей, %
Асфальтеновый	A <sub>1</sub>	<0,9	<0,2
	A <sub>2</sub>	<0,9	0,2-0,5
	A <sub>3</sub>	<0,9	>0,5
Смешанный	C <sub>1</sub>	0,9-1,1	<0,2
	C <sub>2</sub>	0,9-1,1	0,2-0,5
	C <sub>3</sub>	0,9-1,1	>0,5
Парафиновый	P <sub>1</sub>	>1,1	<0,2
	P <sub>2</sub>	>1,1	0,2-0,5
	P <sub>3</sub>	>1,1	>0,5

Механизм образования АСПО состоит в накоплении отложений в скважине. При этом выделяют два пути: сцепление со стенками НКТ образовавшихся в потоке твердых осадков АСПО или возникновение так

называемого центра кристаллизации парафина непосредственно на поверхности оборудования [12].

Образование АСПО объясняется тремя теориями.

Первая теория связывает выпадения АСПО с температурой кристаллизации парафинов. Парафины в нефти кристаллизуются при понижении температуры до определенного значения – температуры начала кристаллизации парафинов. ТНКП зависит от химического состава нефти и от молекулярной массы растворенных в этой нефти парафинов.

Согласно второй теории, выпадение АСПО объясняется влиянием асфальто-смолистых веществ. Как было выявлено в многочисленных исследованиях, смолы в нефти могут оказывать двойное влияние на выпадение АСПО: они способны предотвращать в какой-то степени, так и способствовать процессу парафинообразования. Совокупность процессов коагуляции и агрегации парафинов и асфальтенов описывает образование АСПО. Вязкость жидкости напрямую зависит от вышеописанного. Тем не менее, выпадение АСПО зависит не только от внутренних процессов в добываемой жидкости, но и связано со взаимодействием системы «жидкость-поверхность». В нефти, у которой вязкость небольшая, это взаимодействие не учитывается, что вызывает сомнения в правильности данной теории.

Последняя теория охватывает большинство возможных влияющих факторов, к которым относятся следующие:

- температура;
- обводненность добываемого флюида;
- разгазирование нефти;
- изменение режима течения жидкости;
- компонентный состав нефти;
- состояние внутренней поверхности НКТ и др.

Каждый фактор так или иначе влияет на выпадение АСПО. Но данная теория не рассматривает вышеперечисленные факторы в совокупности.

## **2.2 Факторы, влияющие на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений**

Основные факторы, влияющие на образование АСПО:

- нарушение гидродинамического равновесия из-за снижения давления по стволу скважины ниже давления насыщения нефти, что в свою очередь приводит к разгазированию нефти;
- снижение температуры нефти ниже ТНКП;
- состав нефти;
- обводненность продукции;
- режим течения флюида;
- шероховатость НКТ и механические примеси.

Как считает большинство ученых, основным фактором выпадения парафинов является температурный. При снижении температуры нефти до ТНКП, начинается кристаллизация парафинов. При движении нефти вверх по скважине, величина ТНКП уменьшается за счет понижения давления, однако при разгазировании нефти, наоборот увеличивается. Поэтому данная температура на поверхности всегда выше, чем в пласте. Так, понижение температуры и разгазирование ведет к насыщению нефти парафином.

Состав нефти играет немаловажную роль на образование АСПО. Наличие в нефти АСВ влияет на кристаллизацию парафина. ТНКП снижается по линейному закону: по мере увеличения концентрации АСВ по отношению к содержанию парафинов, температура начала кристаллизации снижается.

Наличие в добываемой продукции механических примесей также увеличивает интенсивность осаждения АСПО.

К гидродинамическим факторам, которые имеют наибольшее влияние на отложения парафина, отнесем скорость потока и шероховатость труб. Скорость потока влияет на темп охлаждения нефти и обеспечивает постоянный контакт нефти с твердыми углеводородами.

Когда режим течения жидкости ламинарный, АСПО образуется достаточно медленно. При увеличении скорости потока интенсивность выпадения вначале возрастает. Далее уже идет спад интенсивности за счет того, что большая скорость поддерживает парафин в нефти во взвешенном состоянии и выносит из скважины. Также при больших скоростях нефть охлаждается медленнее, что также уменьшает интенсивность отложений.

От шероховатости НКТ зависит интенсивность отложения АСПО, а также толщина, форма и плотность этих отложений. Любые неровности, трещины, даже самые незначительные, могут вызывать вихри в потоке, замедляют скорость потока, что вызывает образование в таких местах центры кристаллизации парафинов.

Обводненность добываемой продукции влияет на интенсивность отложения АСПО следующим образом. Высокая интенсивность наблюдается при малых дебитах и низкой обводненности. И наоборот, когда дебит достаточно большой и значение обводненности также высокое, внутренняя поверхность НКТ меньше подвергается отложению парафина [13].

### 2.3 Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями

Борьбу с АСПО условно можно разделить на два вида: это методы, предотвращающие отложения и способы борьбы с уже образовавшимися отложениями.



Рисунок 2.3 – Классификация методов борьбы с АСПО

Далее подробно рассмотрим каждый из методов.

### **2.3.1 Применение гладких покрытий**

Образование кристаллов парафина происходит при снижении температуры жидкости ниже температуры кристаллизации парафина. При образовании кристаллов АСПО начинает откладываться на неровных шероховатых поверхностях НКТ. Защитные покрытия позволяют сделать внутреннюю поверхность труб максимально гладкими, что позволяет свести к минимуму процесс образования АСПО на внутренней поверхности. Также стоит отметить, что некоторые покрытия, наносимые для предотвращения осаждения парафина, значительно повышают коррозионную стойкость НКТ к агрессивной среде добываемой жидкости. Внедрение НКТ с внутренним защитным покрытием является одним из новейших и перспективных методов предупреждения АСПО.



Рисунок 2.4 – НКТ с ВЗП MajorPack

### **2.3.2 Химические методы предотвращения отложений**

Данный метод основан на дозировании химических реагентов на забой скважины. Для предотвращения осаждения парафинов используют разнообразные ингибиторы. Принцип действия ингибиторов основан на

адсорбционном процессе, протекающих на границах разделов фаз «нефть-НКТ» и «нефть-дисперсная фаза» [14]. Классификация ингибиторов приведена в таблице 2.2.

Состав ингибиторов имеет довольно сложную структуру и меняется в зависимости от конкретного месторождения. Эффективность применения того или иного ингибитора оценивается в лабораторных условиях, затем проходит промышленное испытание и в случае положительного эффекта агент внедряется на постоянной основе.

Таблица 2.2 – Классификация ингибиторов

Смачивающие	Создают на внутренней поверхности НКТ и внутрискважинного оборудования гидрофильную пленку, что не позволяет кристаллам парафина откладываться на их поверхности и способствует их дальнейшему уносу с потоком добываемой жидкости
Модификаторы	Поддерживают кристаллы парафинов во взвешенном состоянии, не давая им увеличиваться в размерах, что противодействует на образование крупных сгустков парафина
Депрессаторы	Молекулы депрессаторов адсорбируют на молекулах парафина и значительно уменьшают способность парафина к скоплению и объединению, тем самым предупреждая образование центров кристаллизации
Диспергаторы	Принцип действия основан на создании химической оболочки вокруг мелкодисперсных частиц во внутренней структуре парафина; в результате парафин теряет способность коагулировать и прилипать к внутренней стенке НКТ
Реагенты комплексного действия	Они позволяют предотвращать отложения парафинов, также могут удалять уже образованные АСПО. Существенным недостатком является их высокая температура застывания, что осложняет использование в зимнее время

Основными ингибиторами комплексного действия являются реагенты марки «СНПХ». В таблице 2.3 приведены свойства двух основных ингибиторов: «СНПХ – 7215М» и «СНПХ – 7401».

Производством данной марки ингибиторов занимается АО «НИИнефтепромхим».

Таблица 2.3 – Свойства ингибитора СНПХ

	Состав	Растворимость в нефти	Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	t <sub>застывания</sub> , °С	t <sub>вспышки</sub> , °С	t <sub>самовоспламенения</sub> , °С
СНПХ – 7215М	Оксиалкилированные алкилфенолы в ароматическом растворителе с азотосодержащей добавкой	Растворяется в нефти, в воде диспергирует	957	40	49	411
СНПХ – 7401	Сополимер окисей этилена и пропилена в ароматическом растворителе с добавкой фосфата	Растворяется в нефти, в воде эмульгирует	956	40	50	398

### 2.3.3 Физические методы

К физическим методам относятся: воздействие магнитным и электрическим полями, акустические и вибрационные волны.

Магнитное поле, воздействуя на парафины, изменяет их структуру кристаллов, из-за чего вторые становятся мягкими и рыхлыми и теряют способность образовывать прочные корки, также уменьшается сцепляемость парафинов к стенке НКТ.

Чтобы создать магнитное поле, используют разного рода активаторы типа АМС (рисунок 2.5) и магнитные камеры МК-200П-40.

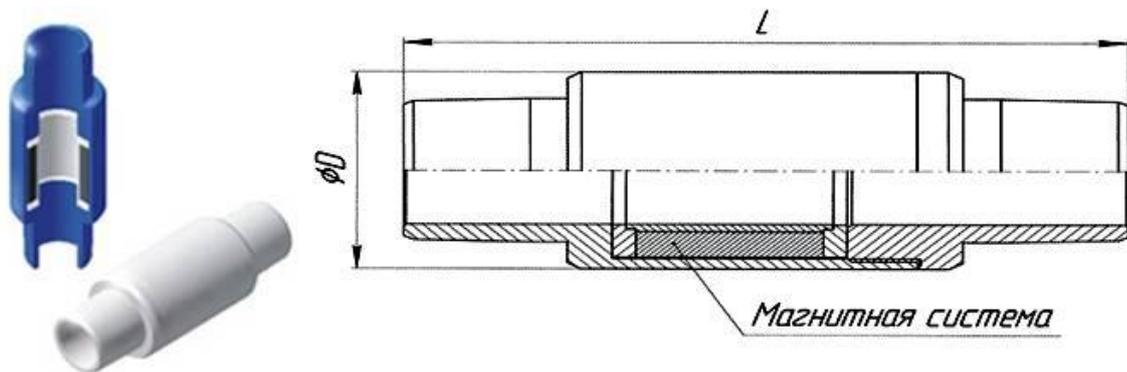


Рисунок 2.5 – Магнитный активатор АМС – 73М

Воздействие магнитным полем для предотвращения образования АСПО является простым с точки зрения эксплуатации. Также в купе может применяться для предотвращения выпадения солей и коррозии в НКТ [15].

Теперь перейдем к методам удаления АСПО.

### 2.3.4 Тепловые методы удаления АСПО

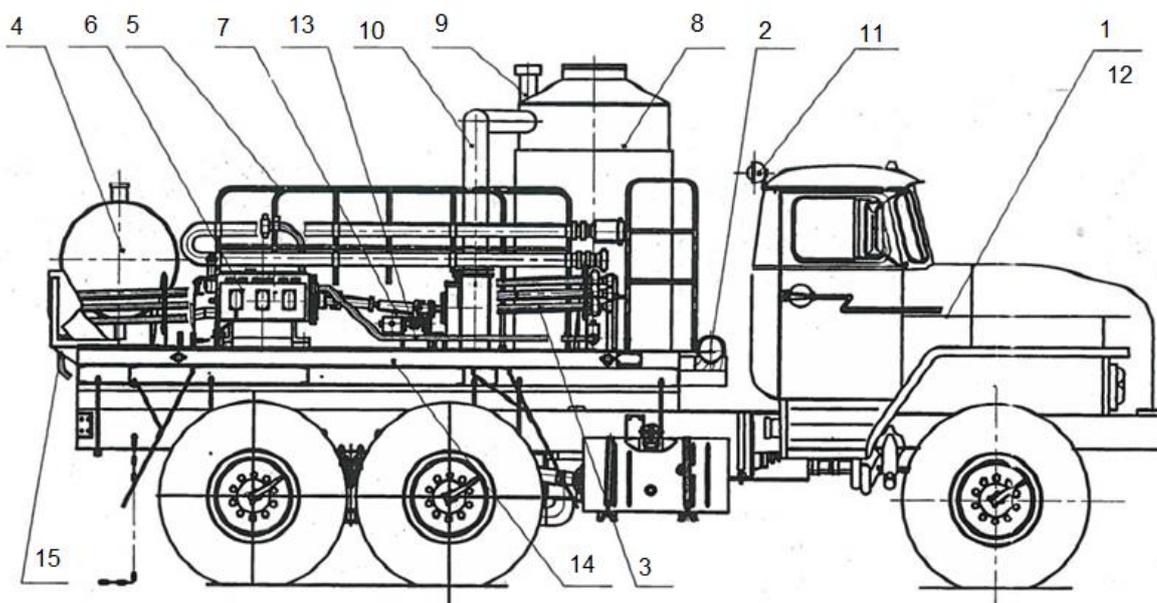
Тепловые методы борьбы основаны на свойствах парафина плавиться при определенной температуре. На АСПО, образовавшихся на поверхности внутрискважинного оборудования и на стенках НКТ, воздействуют теплоносителем, тем самым размягчая и расплавляя отложения. Далее АСПО выносятся из скважины потоком жидкости.

На сегодняшний день, известны следующие технологии:

- подача горячей нефти или воды, а также острого пара;
- использование электрических печей;
- закачка агентов, при взаимодействии с которыми в результате химической реакции выделяется тепло.

Основным и наиболее распространенным является промывка горячей нефтью с помощью агрегата депарафинизации АДПМ – 12/150. На рисунке 2.6 приведен перечень оборудования и узлов агрегата.

Агрегат с производительностью 12 м<sup>3</sup>/час и рабочим давлением до 16 МПа, способен нагревать нефть до 150 °С и предназначен для депарафинизации скважин горячей нефтью, а также для других технологических операций, где требуется подача продавочной жидкости под высоким давлением.



1-шасси автомобиля; 2-подвод инертного газа; 3-трубопроводы вспомогательные; 4-система топливная; 5-ограждения и лестницы; 6-насос 1.3ПТ-50Д2; 7-трансмиссия; 8-устройство нагревательное; 9-система выхлопа; 10-воздуховод; 11-электрооборудование; 12-огнетушитель; 13-трубопроводы; 14-платформа; 15-система сбора утечек.

Рисунок 2.6 – АДПМ – 12/150. Перечень оборудования и узлов агрегата

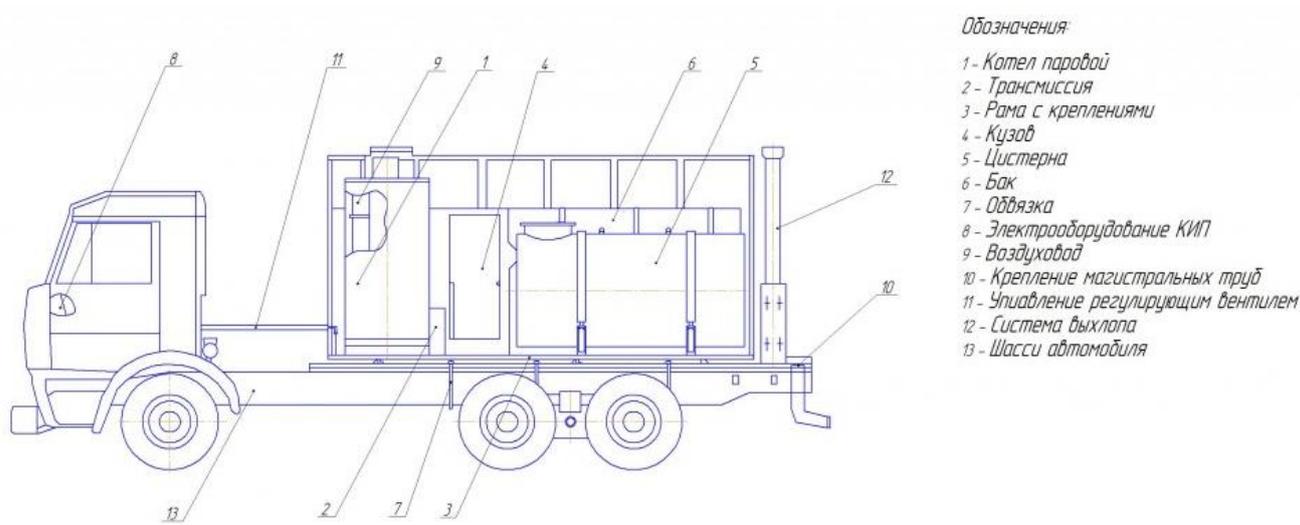
Принцип работы агрегата заключается в следующем – нефть, подвозимая автоцистернами к агрегату, забирается трехплунжерным насосом 1,3 ПТ-50 Д2 и прокачивается через нагреватель, после чего по трубопроводам нагнетается в скважину или нефтегазопромысловое оборудование где расплавляет АСПО и выносит их в нефтесборный коллектор.

Преимуществом является простота реализации и эффективность применения. К недостаткам можно отнести довольно высокие затраты и пожароопасность.

Острый пар использовать в качестве теплоносителя для промывки скважины неэффективно. Так как при подаче пара, он конденсируется, и температура падает то температуры скважины.

Наиболее целесообразно использовать горячий пар для очистки трубопроводов непосредственно рядом со скважиной, а также для промывки манифольдов и фонтанной арматуры.

Для этих целей привлекается передвижная парообразующая установка ППУ – 1600/100 (рисунок 2.7).



- Обозначения:
- 1 - Котел паровой
  - 2 - Трансмиссия
  - 3 - Рама с креплениями
  - 4 - Кузов
  - 5 - Цистерна
  - 6 - Бак
  - 7 - Обвязка
  - 8 - Электрооборудование КИП
  - 9 - Воздуховод
  - 10 - Крепление магистральных труб
  - 11 - Управление регулирующим вентилем
  - 12 - Система выхлопа
  - 13 - Шасси автомобиля

Технические характеристики:

Полная масса, кг	21350
Вместимость цистерны для воды, куб.м	5,2
Производительность по пару, кг/ч	1600 +/- 10%
Давление пара, МПа	9,81
Температура пара, С	310
Теплопроизводительность кДж/ч	3929200
Расход топлива паровым котлом кг/ч	110
Давление топлива в системе, МПа	1,47
Жесткость питательной воды мкг-экв/кг	10

Рисунок 2.7 – ППУ-1600/100.

Также ППУ можно применить для очистки поднятых на поверхность НКТ для очистки от АСПО, поместив их в специальную кассету (рисунок 2.8).

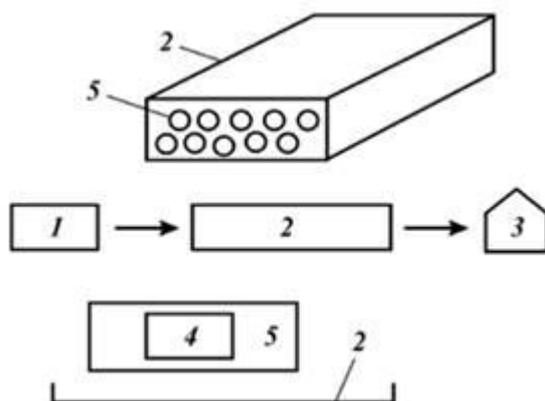


Рисунок 2.8 – Применение острого пара для очистки НКТ от АСПО:

1 – ППУ, 2 – кассета, 3 – емкость для слива, 4 – поршень, 5 – НКТ.

На промыслах, помимо вышеописанных методов, возможно использование скважинных электронагревателей, которые спускаются в НКТ в интервалы парафинообразования (рисунок 2.9).

Мощность нагревателя достигает 24 кВт и нагрев жидкости возможен до 75 °С.

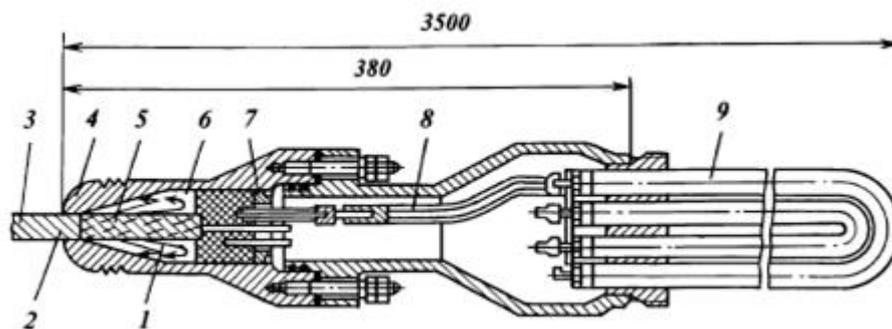


Рисунок 2.9 – Электронагреватель скважинный:

1 – крепление кабеля, 2 – проволочный бандаж, 3 – кабель, 4 – головка, 5 – асбестовая оплетка, 6 – свинцовая заливка, 7 – гайка, 8 – клеммник, 9 – нагреватель.

Его применение оказалось довольно эффективным, особенно в отдаленных скважинах, где проезд агрегатов трудоемкий процесс. Однако, с точки зрения безопасности не нашла широкого применения вследствие непродолжительного эффекта из-за воздействия и ненадежности серийных конструкций.

Для предупреждения АСПО в лифте НКТ широко применяются установки прогрева скважин УПС 150-00-80-МКД, УПС 150-06-100-МКМ и их аналоги. Другими словами, это тот же греющий кабель.

Данная установка состоит из следующих элементов: нагревательного кабеля, станции управления нагревом и защиты нагревательного кабеля.

УПС рассчитана на непрерывную работу в фонтанных скважинах и скважинах, оборудованных УЭЦН. Максимальная рабочая температура кабеля 100 °С. Конструкция кабеля предусматривает тяжелые режимы работы: высокое давление, радиальный градиент температур, вертикально подвешенное рабочее положение, наличие агрессивной среды.

Принцип работы заключается в поддержании температуры внутри НКТ выше температуры кристаллизации парафинов. Схема УПС приведена на рисунке 2.10.

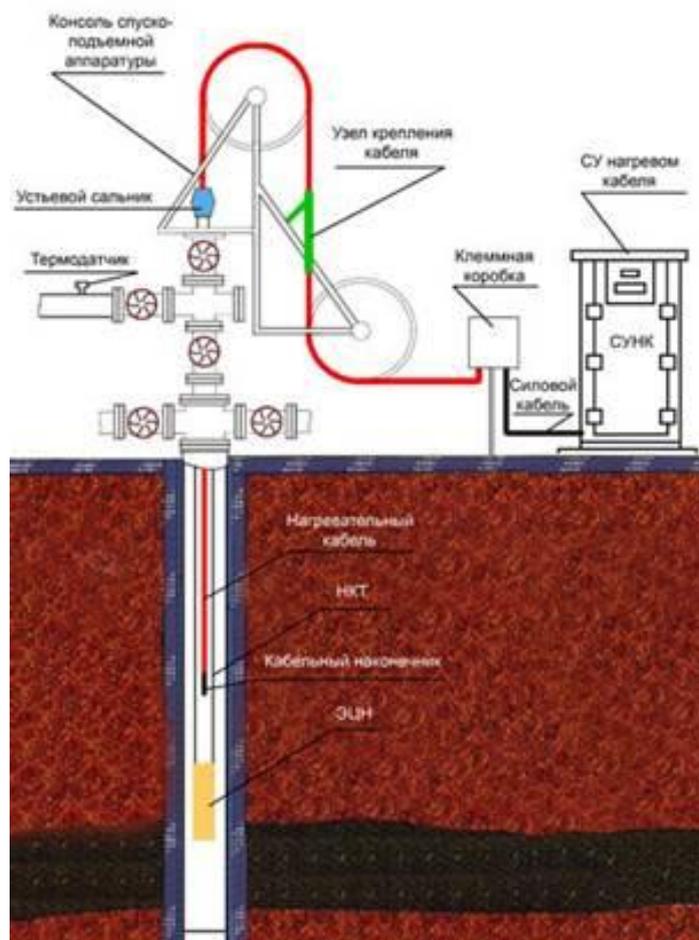


Рисунок 2.10 – Принципиальная схема УПС

### 2.3.5 Механические методы

Механические методы борьбы с АСПО осуществляются с помощью шаблонов с фрезой (скребков). Скребок спускается в скважину на стальной проволоке, через лубрикатор и соскабливает со стенок НКТ отложившийся парафин.

Частота очистки скребком зависит от дебита скважин. Чем больше дебит, тем часто прибегают к очистке.

К основным недостаткам относятся:

- заклинивание скребка в НКТ;
- обрыв проволоки;
- оставшиеся отложения будут служить дополнительными центрами парафинизации.

Однако есть и положительные стороны:

- малые затраты по сравнению с другими методами;
- увеличение дебита скважины, за счет увеличения поперечного сечения НКТ;
- увеличение межоперационного периода.



Скребок-пробойник СП-Техно  
используется при первичной чистке для пробивки парафиновых пробок



Скребок фрезовой СФ-Техно  
эффективно применяется при работе на высокодебитовых скважинах



Скребок лезвийный СЛ-Техно  
срезает слой парафина толщиной 2..5 мм и увеличивает проходное отверстие в трубе НКТ

\*Длина и компоновка скребка подбирается по заявке

### Рисунок 2.11 – Скребки разной конструкции

Скважинный лубрикатор (рисунок 2.12) предназначен для спускоподъемных операций в скважине, без разгерметизации устья. Располагается на верхнем фланце буровой задвижки. Лубрикаторы применяются при исследовании скважин, а также при проведении мероприятий по депарафинизации колонны НКТ. В условиях значительных показателей устьевого давления лубрикаторы позволяют осуществить спуск в скважину приборов для измерения давления, отбора проб и иных устройств.

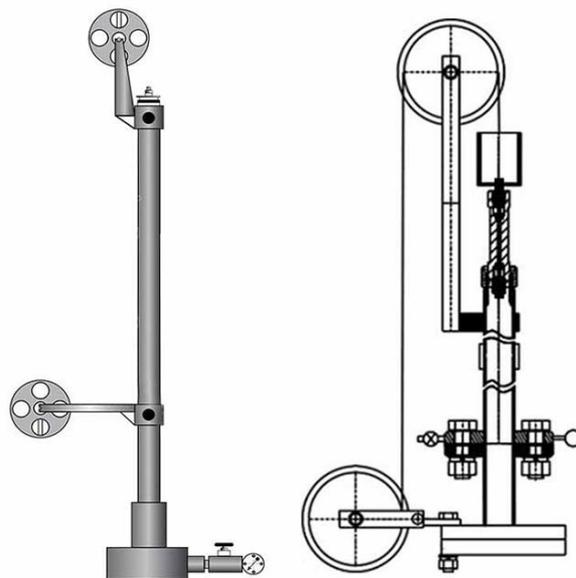


Рисунок 2.12 – Скважинный лубрикатор

Скребки могут спускаться в постоянном режиме автоматически или периодически, только тогда, когда требуется очистка. Для этих целей используются следующие технологии.

Механизм депарафинизации скважин (МДС или лебедка Сулейманова) предназначен для очистки внутренних поверхностей НКТ от АСПО с помощью шаблона-скребка. Лебедка выполнена в виде модульной конструкции, содержащей мотор-редуктор, барабан для проволоки, устройство контроля натяжения проволоки, стойку для установки лебедки на верхнюю часть лубрикатора, а также контроллер системы управления работой лебедки как в полуавтоматическом, так и в автоматическом режимах по заданной программе.

Лебедка МДС – 010 монтируется на устье скважины – на лубрикаторе, к которому крепится кронштейн с расположенным на нём оборудованием: сама лебедка и электродвигатель. Станция управления СУЛС-10 располагается возле устья скважины.



Рисунок 2.13 – Механизм депарафинизации скважин

Задачи исполняющие станции управления СУЛС-10

- процесс спуска скребка и подъема скребка;
- защита «препятствие вверх»;
- защита «препятствие вниз»;
- режим запуска от ЭЦН;
- автоматический повторный спуск.

Также возможны периодические очистки скважин скребком с помощью агрегата для исследования скважин АИС-1.

Основное предназначение АИС-1 – исследование скважин спускаемыми приборами. Для очистки НКТ от АСПО вместо приборов спускается шаблон с фрезой.

Спуск и подъем механического скребка осуществляется на проволоке лебедочным оборудованием, имеющим гидравлический привод, смонтированным в кузове агрегата.

### 2.3.6 Химические методы

Удаление АСПО химическим методом подразумевает использование различных растворителей.

Одним из наиболее эффективных растворителей является бентол. Это смесь бензола и толуола в разных концентрациях. Его получают в качестве побочного продукта при создании этилбензола.

В таблице 2.4 приведены основные растворители АСПО. Все они являются продуктами нефтегазопереработки и нефтехимии.

Таблица 2.4 – Перечень растворителей АСПО

Реагент	Техническое условие, ГОСТ
Бентол	ТУ 38-103-305-80
Толуол	ГОСТ 5789-78
Толуольная фракция	ТУ 38-30312-81
Гексановая фракция	ТУ 38-10381-77
Газовый бензин	ТУ 51-710-78
Газоконденсат	
Керосиновая фракция	ТУ 38-01-12-428-79
Легкая пиролизная смола	ТУ 6-01-18-37-78

Для того, чтобы повысить растворяющую способность реагентов, в них добавляют поверхностно-активные вещества. Они проникают в микротрещины и концентрируясь на границе раздела фаз и измельчают асфальтосмолопарафиновые вещества, ускоряя их растворение и вынос.

Как и остальные методы, химический метод имеет ряд достоинств и недостатков.

Плюсы применения:

- при удачном подборе растворителя отмечается высокая эффективность;
- универсальность;
- минимальное время на обработку.

К минусам относим:

- высокая стоимость;

- особые условия транспортировки и хранения;
- сложность подбора растворителя;
- высокая опасность.

В последнее время широкое применение получает капиллярная система подачи реагентов в скважину с помощью устьевого блока подачи.

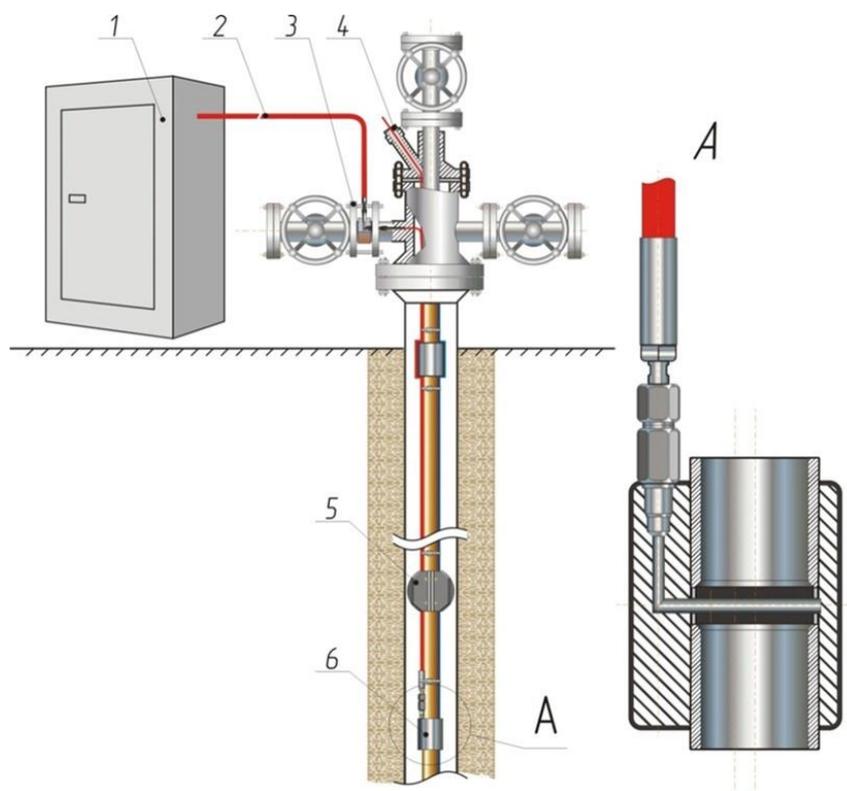


Рисунок 2.14 – Капиллярная система подачи реагентов

По скважинному капиллярному трубопроводу, который закреплён на внешней поверхности НКТ, химический реагент поступает в вводную муфту 6. Перед муфтой устанавливается центратор 5, который защищает концевую заделку и обратный клапан. С помощью устьевого блока подачи реагента 1 осуществляется регулирование подачи. Устройство ввода 3 обеспечивает герметичность прохождения капиллярного трубопровода через устьевую арматуру.

### 3 БОРЬБА С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА ПРИМЕРЕ ТАЛАКАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

#### 3.1 Расчет места отложения парафинов в скважине

Таблица 3.1 – Исходные данные для расчета

Параметры	Обозначение	Значение
Пластовая температура, °С	$T_{пл}$	12
Температура нейтрального слоя, °С	$T_{н.с}$	4
Глубина нейтрального слоя, м	$L_{н.с}$	15
Геотермический градиент, °С/м	$\Gamma_T$	0,02
Глубина скважины, м	$L_{ск}$	1400
Условный диаметр НКТ, м	$D$	0,073
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	$M$	0,85
Температура кристаллизации сепарированной нефти, °С	$T_{кр}^{сеп}$	12
Давление в скважине, МПа	$P$	см. табл. 3.2
Содержание растворенного газа, м <sup>3</sup> /т	$\Gamma_{ф}$	-
Давление насыщения, Мпа	$P_{нас}$	8,3
Газонасыщенность нефти, м <sup>3</sup> /т	$\Gamma_{ом}$	84
Плотность дегазированной нефти, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{i\bar{a}}$	846
Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{г}$	1,129
Содержание в газе азота, %	$Y_a$	5,34
Содержание метана в газе	$Y_m$	85,92

Таблица 3.2 – Распределение давления по стволу скважины

Параметры	Глубина $L_{\text{СКВ}}$ , м							
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400
Давление $P$ , МПа	1,125	2,25	3,375	4,5	5,625	6,75	7,875	9

1. Температура окружающей среды на забое скважины:

$$T_{\text{о.с.}}^{\text{пл}} = T_{\text{НС}} + \Gamma_{\text{T}} \cdot L_{\text{СКВ}}, \quad (3.1)$$

где  $T_{\text{о.с.}}^{\text{пл}}$  – температура окружающей среды на забое скважины, °С;

$T_{\text{НС}}$  – температура нейтрального слоя, °С;

$\Gamma_{\text{T}}$  – геотермический градиент, °С;

$L_{\text{СКВ}}$  – глубина скважины, м.

$$T_{\text{о.с.}}^{\text{пл}} = 4 + 0,02 \cdot 1400 = 32 \text{ °С}$$

2. Рассчитываем температуру потока в скважине:

$$T = T_{\text{о.с.}}^{\text{пл}} - \Gamma_{\text{T}} \cdot (L_{\text{СКВ}} - L) + \frac{\Gamma_{\text{T}} \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + (T_{\text{нач}} - T_{\text{о.с.}}^{\text{пл}} - \frac{\Gamma_{\text{T}} \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K}) \cdot \exp\left(-\frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} \cdot (L_{\text{СКВ}} - L)\right), \quad (3.2)$$

где  $T_{\text{о.с.}}^{\text{пл}}$  – температура окружающей среды на забое скважины, °С;

$T_{\text{НС}}$  – температура нейтрального слоя, °С;

$\Gamma_{\text{T}}$  – геотермический градиент, °С;

$L_{\text{СКВ}}$  – глубина скважины, м;

$C$  – коэффициент теплоемкости продукции скважины, Дж/(кг·°С);

$M$  – массовый дебит скважины, кг/с;

$D$  – условный диаметр НКТ, м;

$K$  – коэффициент теплопередачи, Вт/(м<sup>2</sup>·°С).

$T_{\text{нач}} = T_{\text{пл}} = 12 \text{ °С}$ ;

1-ая точка  $L=L_{\text{СКВ}}=1400 \text{ м}$ .

$$T = 32 - 0,02 \cdot (1400 - 1400) + \frac{0,02 \cdot 1700 \cdot 0,85}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} + \left(12 - 32 - \frac{0,02 \cdot 1700 \cdot 0,85}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5}\right) \cdot \exp\left(-\frac{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,85} \cdot (1400 - 1400)\right) = 12 \text{ °С}.$$

Остальные точки рассчитываем аналогично. Результаты сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Распределение температуры потока по скважине

Параметры	Глубина $L_{скв}$ , м							
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400
Температура потока $T$ , °С.	3,464	5,520	7,347	8,919	10,205	11,173	11,785	12

3. Вычисляем давление насыщение нефти газом при температуре потока [17]:

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

где  $P_{нас}$  – давления насыщения, МПа;

$t$  – температура потока, °С;

$t_{пл}$  – пластовая температура, °С;

$\Gamma_{ом}$  – газонасыщенность нефти, м<sup>3</sup>/т;

$y_m$  – содержание метана в газе, %;

$y_a$  – содержание азота в газе, %.

$$P_{наст} = 8,3 + \frac{12 - 12}{9,157 + \frac{701,8}{84 \cdot (0,8592 - 0,8 \cdot 0,0534)}} = 8,3 \text{ МПа}$$

Остальные значения вычисляются аналогично. Данные расчета приведены в таблице 3.4.

4. Рассчитываем объем выделившегося из нефти газа:

$$\left(\frac{G_{омi}}{\Gamma_{ом}}\right) = 1 - \left(\frac{p_i - 0,1}{p_{нас} - 0,1}\right)_t^f; G_{омi} = \Gamma_{ом} \left(1 - \left(\frac{p_i - 0,1}{p_{нас} - 0,1}\right)^f\right);$$

$$f = 0,32 + 1/(y_a^2 + 1,567).$$

$$f = 0,32 + \frac{1}{0,0534^2 + 1,567} = 0,957$$

$$G_{омi} = 84 \left(1 - \left(\frac{8,3 - 0,1}{8,3 - 0,1}\right)^{0,957}\right) = 0 \frac{\text{м}^3}{\text{т}}.$$

Остальные точки по аналогии. Данные расчета приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Суммирующие данные по скважине

Параметры	Глубина $L_{скв}$ , м							
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400
Давление насыщения нефти газом $P_{наст}$ , МПа	7,86	7,966	8,060	8,141	8,207	8,257	8,289	8,3
Объем выделившегося из нефти газа $G_{омi}$ , м <sup>3</sup> /т	4,32	3,279	2,35	1,558	0,907	0,418	0,108	0

5. Рассчитываем количество растворенного газа:

$$\Gamma_{\phi} = \Gamma_{ом} - G_{омi}$$

Точка 1.  $L=1400$  м.

$$\Gamma_{\phi} = 84 - 0 = 84 \text{ МПа}$$

Остальные точки аналогично. Результаты приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Количество растворенного газа в скважине

Параметры	Глубина $L_{скв}$ , м							
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400
Количество растворенного газа $\Gamma_{\phi}$ , м <sup>3</sup> /т	79,68	80,721	81,646	82,442	83,093	83,582	83,892	84

6. Расчет температуры кристаллизации парафина в скважине:

$$T_{кр} = T_{кр}^{сеп} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi}$$

Точка 1. Температура кристаллизации на забое скважины при  $L=1400$  м для соответствующих этой глубине значений  $P$  и  $\Gamma_{\phi}$ .

$$T_{кр} = 12 + 0,2 \cdot 9 - 0,1 \cdot 84 = 5,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Остальные точки рассчитываем аналогично. Результаты сведены в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Температура кристаллизации парафина

Параметры	Глубина $L_{СКВ}$ , м							
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400
Температура кристаллизации $T_{кр}$ , °С.	4,257	4,378	4,510	4,653	4,815	4,99	5,185	5,4

7. Рассчитываем температуру окружающей среды

$$T_{о.с.} = T_{нс} + \Gamma_T \cdot L_{СКВ}$$

Точка 1.  $L=1400$  м

$$T_{о.с.} = 4 + 0,02 \cdot 1400 = 32 \text{ °С}$$

Остальные точки по аналогии. Результаты расчета приведены в таблице

3.7.

Таблица 3.7 – Температура окружающей среды

Параметры	Глубина $L_{СКВ}$ , м							
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400
Температура окружающей среды $T_{о.с.}$ , °С.	4	8	12	16	20	24	28	32

Сведем температуры потока, кристаллизации парафина и окружающей среды в одну таблицу.

Таблица 3.8 – Сводная таблица температур

Параметры	Глубина $L_{СКВ}$ , м							
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400
Температура потока $T$ , °С.	3,464	5,520	7,347	8,919	10,205	11,173	11,785	12
Температура кристаллизации $T_{кр}$ , °С.	4,257	4,378	4,510	4,653	4,815	4,99	5,185	5,4
Температура окружающей среды $T_{о.с.}$ , °С.	4	8	12	16	20	24	28	32

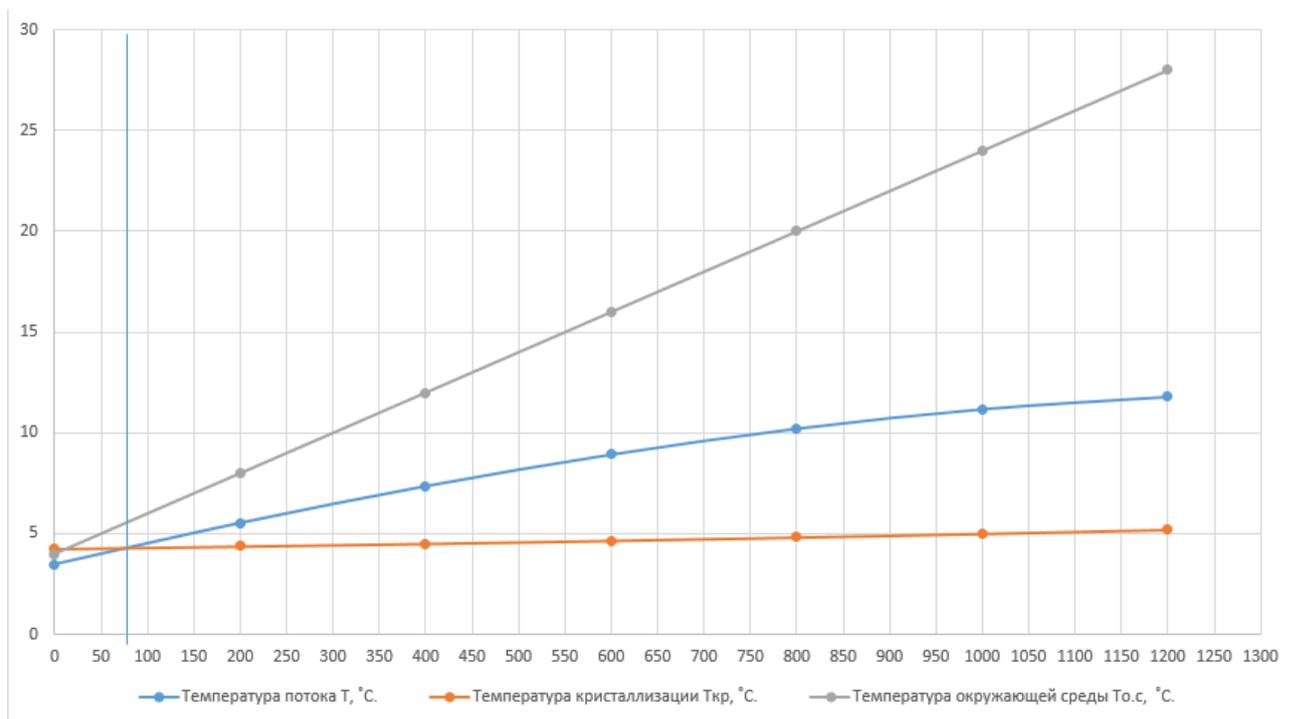


Рисунок 3.1 – Распределение температуры потока нефти, кристаллизации парафина и окружающей среды в скважине

**Вывод:** По графику видно, что на расстоянии 80 м от устья скважины начинается кристаллизация парафина.

Далее, аналогично рассчитал влияние условного диаметра НКТ на выпадение парафина в скважине.

При диаметре НКТ 60 мм результаты приведены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Сводная таблица температур при  $D=60$  мм

Параметры	Глубина $L_{скв}$ , м							
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400
Температура потока $T$ , °C.	4,69	6,48	8,058	9,405	10,497	11,31	11,82	12
Температура кристаллизации $T_{кр}$ , °C.	4,19	4,329	4,47	4,63	4,8	4,98	5,184	5,4
Температура окружающей среды $T_{о.с.}$ , °C.	4	8	12	16	20	24	28	32

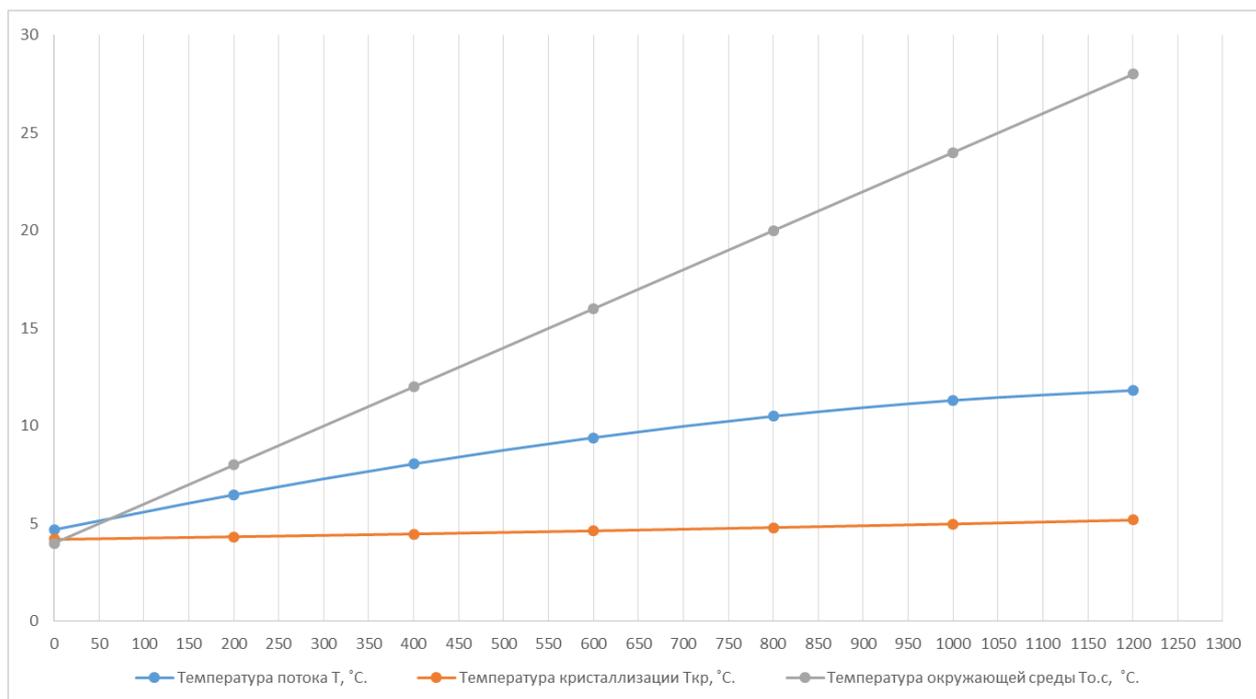


Рисунок 3.2 - Распределение температуры потока нефти, кристаллизации парафина и окружающей среды в скважине

Можно сделать вывод, что при диаметре НКТ 60 мм в скважине парафин не откладывается.

При диаметре НКТ 89 мм результаты приведены в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Сводная таблица температур при D=89 мм

Параметры	Глубина $L_{\text{скв}}$ , м							
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400
Температура потока Т, °С.	2,092	4,432	6,53	8,35	9,86	11	11,74	12
Температура кристаллизации $T_{\text{кр}}$ , °С.	4,326	4,433	4,55	4,684	4,833	5	5,188	5,4
Температура окружающей среды $T_{\text{о.с}}$ , °С.	4	8	12	16	20	24	28	32

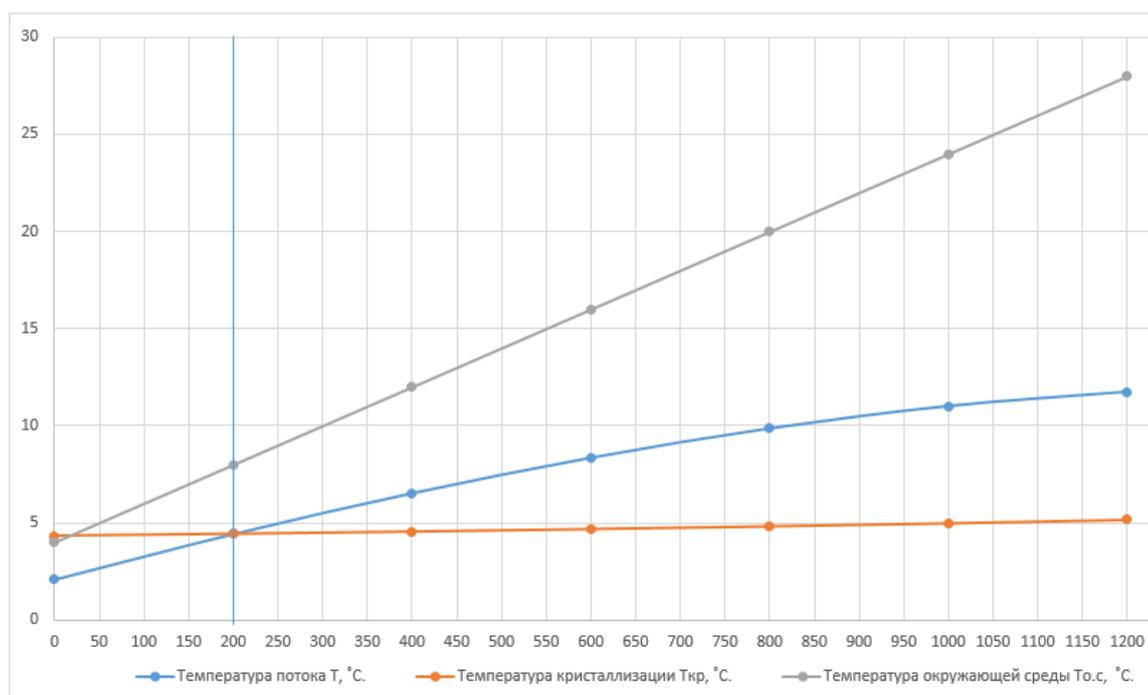


Рисунок 3.3 – Распределение температуры потока нефти, кристаллизации парафина и окружающей среды в скважине

По графику видно, что на расстоянии 200 м от устья начинает кристаллизоваться парафин в НКТ диаметром 89 мм.

Таблица 3.11 – Сводная таблица отложения парафина при различных диаметрах НКТ

Условный диаметр, мм	60	73	89
Глубина отложения парафина, м	–	80	200

При увеличении условного диаметра НКТ, парафин начинает кристаллизоваться поглубже по стволу скважины.

### 3.2 Эффективность применения греющего кабеля в скважинах Талаканского месторождения

В качестве установок применяются следующие модификации: УПС 150-00-80-МКД, УПС 150-06-100-МКМ, УПС 150-06-100-МКМ-60С.

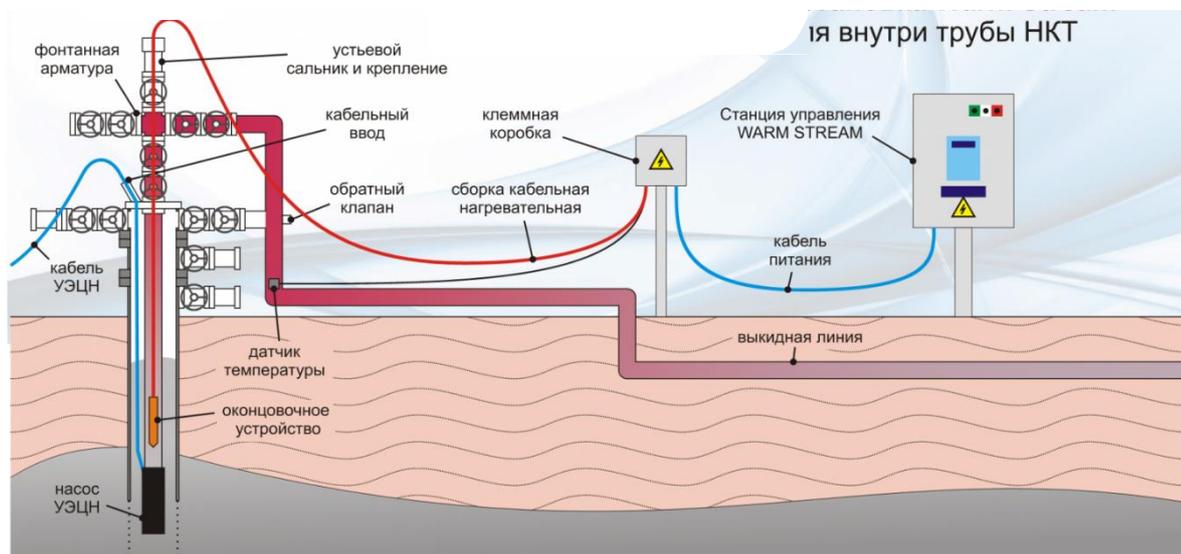


Рисунок 3.4 – Принципиальная схема УПС

Данные кабеля разрабатываются ООО «Псковгеокабель».

Расшифровка условного обозначения:

УПС-XXX-XX-XXX-X — схема выпрямителя М – мостовая Н – нулевая  
 \_\_\_\_\_ максимальная установленная мощность, кВт  
 \_\_\_\_\_ класс высоковольтного трансформатора по напряжению  
 \_\_\_\_\_ максимальный постоянный ток, А  
 \_\_\_\_\_ Установка прогрева скважин

Установка прогрева скважин состоит из нагревательного кабеля, станции управления нагревом и высоковольтного трансформатора.

Нагревательная часть кабеля имеет изоляционную оболочку, на которую затем накладываеься броня из стальной оцинкованной проволоки в два повива, и на сталь накладываеься еще одна защитная оболочка. Материал изоляции – сополимер пропилена.

Таблица 3.12 – Технические данные греющего кабеля

№	Технические характеристики	УПС 150-00-80-МКД	УПС 150-06-100-МКМ	УПС 150-06-100-МКМ
1	Напряжение питания, В	380	380	380
2	Частота питающей сети, Гц	50	50	50
3	Мощность, кВт	80	100-135	40
4	Максимальная температура, °С	100	100	100
5	Температура окружающей среды, °С	-40 – +40	-40 – +40	-40 – +40
6	Максимальное напряжение выхода по постоянному току, В	500	800-900	250
7	Максимальный ток выхода, А	150	150	150

Максимальная рабочая температура кабеля – 100 °С. Диаметр кабеля – 21-26 мм. Кабель спускается в скважину с помощью геофизического каротажного подъемника согласно отраслевому стандарту ОСТ 153-39.1-005-00 «Кабели грузонесущие геофизические бронированные».

На Талаканском месторождении диаметр НКТ в основном составляет 73 мм. В разделе 3.1 было рассчитано место отложения парафина в скважине и изменение температуры кристаллизации парафина по стволу скважины. Парафин начинает откладываться при 12°С, т.е. надо поддерживать температуру потока нефти выше данного значения.

По состоянию на 30.04.2022 парк установок прогрева скважин в ЦДНГ-1 на Талаканском месторождении составлял 35 единиц.

Средняя потребляемая мощность за сутки одной установки составляет 659 кВт/час. То есть, весь парк за сутки в среднем потребляет 146 298 кВт/час.

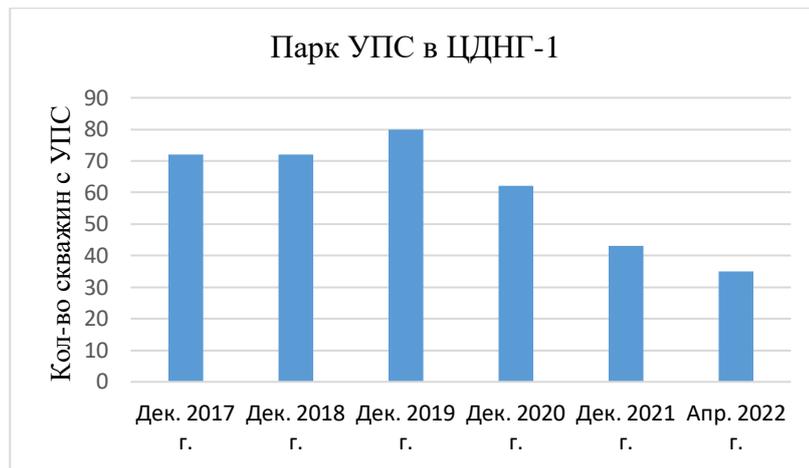


Рисунок 3.4 – Динамика изменения фонда скважин с УПС

По данной диаграмме видно, что парк УПС с декабря 2019 года стремительно сокращается. Всего по ЦДНГ-1 в ближайшие месяцы планируется вывод из эксплуатации 27 установок.

В связи с ежегодным ростом фонда добывающих скважин и в необходимости их защиты от АСПО, также требуется увеличение парка УПС. Греющий кабель за многолетнюю практику пользования зарекомендовал себя как достаточно эффективный метод предупреждения АСПО, но в виду своей большой потребляемой мощности, соответственно большого расхода электроэнергии, дальнейшее использование УПС признано нерентабельным. С 2017 года в НГДУ «Талаканнефть» активно начали внедрять НКТ с внутренним защитным покрытием. Динамику роста можно проследить на рисунке 3.5.

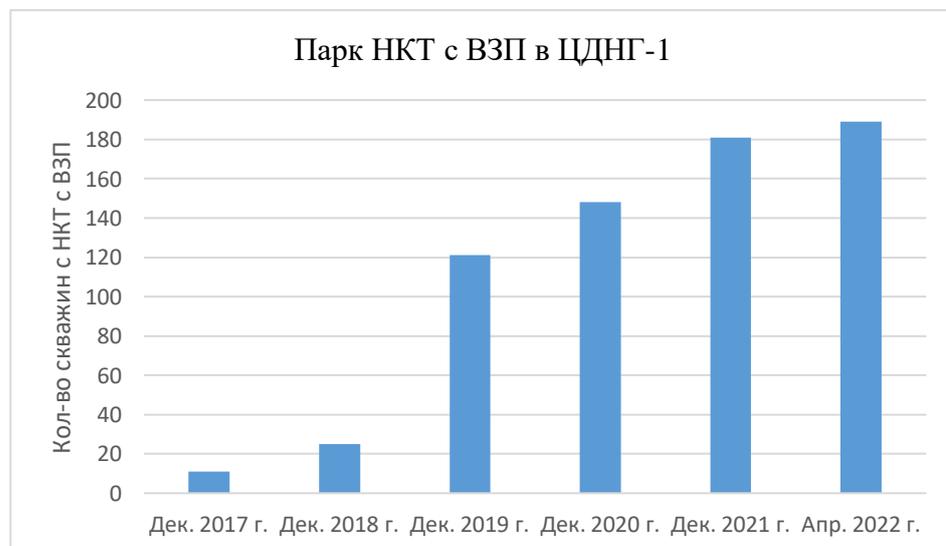


Рисунок 3.5 – Динамика роста парка НКТ с ВЗП

### 3.3 Насосно-компрессорные трубы с внутренним защитным покрытием на Талаканском месторождении

В качестве внутреннего защитного покрытия на Талаканском месторождении применяют Nilong TC3000F и MajorPack MPLAG 17T.

Покрытие TC3000F разработано международной компанией Nilong и наносится в заводах на территории России Nilong Russia.



Рисунок 3.6 – Внутренняя поверхность НКТ с покрытием TC3000F

Покрытие является эпоксидно-фенольным и представляет собой смесь их 70% эпоксидных и 30% фенольных смол. Наносится на НКТ тонким слоем в 150-250 мкм. Имеет высокую коррозионную стойкость в различных средах, также отличается высокой адгезией и устойчивостью к растворам, содержащим CO<sub>2</sub>. Рабочая температура может достигать до 200 °С.

Покрытие MajorPack MPLAG 17T производится ЗАО «Торговый дом НПО», на основе эпоксидно-фенольного полимера. Толщина полимерного слоя 140-350 мкм. Рабочая температура не более 130 °С.

Данное покрытие состоит из двух защитных слоев (рисунок 3.7). Первый слой обеспечивает протекторную защиту, т.е. придает НКТ коррозионную стойкость. Активный металл наносится на всю поверхность трубы: на внутреннюю и внешнюю. Вторым слоем – многокомпонентный полимер наносится сверху первого на внутреннюю поверхность НКТ и обеспечивает барьерную защиту, не давая откладываться парафинам.

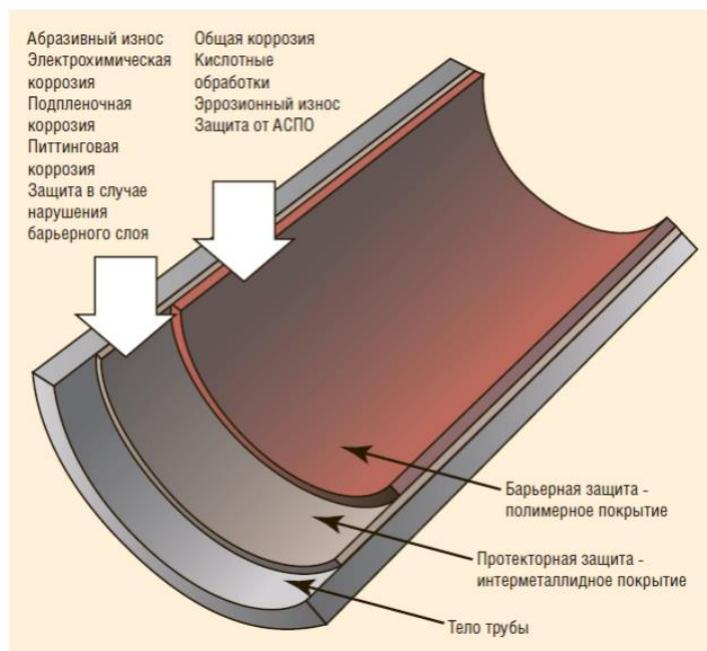


Рисунок 3.7 – Защитное покрытие MajorPack

Применение НКТ с ВЗП на Талаканском месторождении оказалось весьма эффективным. Покрытие имеет гладкую поверхность, которая обладает антиадгезионными свойствами. Благодаря этому, парафин не откладывается в НКТ и выносится из скважины потоком нефти. За счет этого, удалось существенно уменьшить межочистной период скважин, соответственно, сократились затраты на обработку скважин. Также после внедрения вышеописанных НКТ, в НГДУ стали массово выводить из эксплуатации греющие кабели, значительно сократился расход электроэнергии.

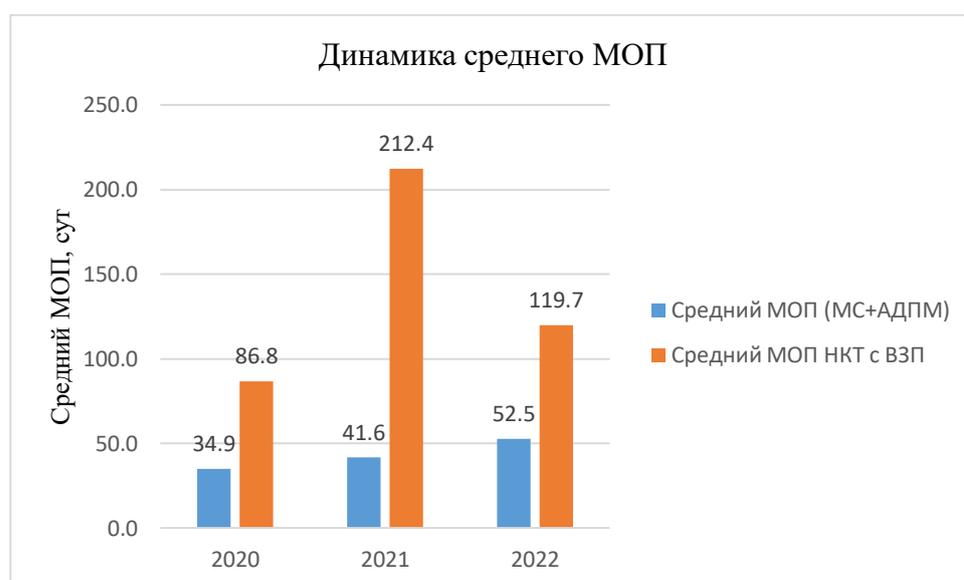


Рисунок 3.8 – Динамика среднего МОП

Рассмотрим эффективность внедрения защитного покрытия на примере скважины №100 Центрального блока Талаканского месторождения. Межочистной период составлял 7 суток, в год требовалось 52 обработки механическим скребком с привлечением АИС. При средней стоимости одной скважино-операции по удалению АСПО в 15 068 руб. затраты в год составили бы 783 536 руб.

Таблица 3.13 – Сравнение затрат на депарафинизацию

Показатели	Использован ие АИС	Внедрение УПС	Промывка гор. нефтью	Внедрение НКТ с ВЗП
Наименование оборудования	АИС-1	УПС 150- 00-80-МКД	АДПМ	Majorpack MPLAG17
Рассматриваемый период, сут	365			
Межочистной период скважины, сут	7			
Дебит рассматриваемой скважины, т/сут	30,00			
Затраты на одну обработку механическим скребком, руб.	15 068		41 683	
Затраты на внедрение одного греющего кабеля УПС, руб.		112 407		
Цена 1 метра НКТ с ВЗП, руб.				718,17
Глубина подвески, м		1000		1000
Количество обработок за рассматриваемый период, всего, ед.	52		57	
Затраты на проведение операций по обработке, всего, руб.	783 536		2 375 931	
Затраты на электроэнергию, руб.		1 838 699		
Амортизация, руб.		293 814		
Внедрение кабеля, руб.		112 407		
Затраты на использование НКТ с ВЗП, руб.				718 170
Итого затрат при реализации вариантов, руб.	783 536	2 244 920	2 375 931	718 170

По таблице 3.13 можно сделать следующий вывод:

Затраты по внедрению НКТ с ВЗП значительно меньше по сравнению с греющим кабелем и промывкой горячей нефтью. Расходы на очистку механическим скребком с помощью АИС-1 примерно сопоставимы, но стоит отметить, НКТ с ВЗП внедряется один раз, а затраты на АИС-1 будут продолжаться с течением времени.

Опыт эксплуатации НКТ с ВЗП в добывающих скважинах Талаканского месторождения, осложненных АСПО, подтверждает, что применение НКТ с ВЗП позволяет исключить образование АСПО на внутренней поверхности НКТ и их коррозию и, соответственно, сократить затраты на депарафинизацию скважин механическим скребком АИС, а также отказаться от установок по прогреву скважин, снизить количество промывок горячей нефтью. В том числе за счет сокращения количества задействованных в этих работах спецтехники и людей.

Перспектива внедрения технологии насосно-компрессорных труб с внутренним защитным покрытием как основного метода предупреждения АСПО очень высока по причине высокой технико-экономической эффективности.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б8Г	Монастырев Александр Александрович

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление</b>	21.03.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

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

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

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

**Перечень графического материала**

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

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Монастырев Александр Александрович		

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

Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Это важно для разработчиков, которые должны представлять состояние и перспективы проводимых научных исследований.

Помимо превышения технических параметров над предыдущими разработками необходимо понимать коммерческую привлекательность научного исследования. Достижение цели обеспечивается решением задач:

- оценка коммерческого потенциала разработки;
- планирование научно-исследовательской работы;
- расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

Основной целью данного раздела является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Цель работы – повышение эффективности борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Талаканском нефтяном месторождении путем подбора химического реагента (ингибитора).

### **4.1 Анализ конкурентных технических решений**

В ходе исследования будут рассматриваться два конкурентных решения:

- ингибитор комплексного действия марки «СНПХ-7215М»;
- ингибитор содержащий карбоксильную группу «Периндоприл-престариум»

Сравнение конкурентных технических решений с точки зрения ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку эффективности научного исследования и определить направления для ее повышения.

В таблице 4.1 приведено сравнение разработок-конкурентов и данного НИ. Оценка проводится по 5 балльной шкале, где 1 – самая низкая оценка, а 5 – максимальная.

Таблица 4.1 – Сравнение конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Вар.1	Вар.2	Вар.1	Вар.2
<i>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</i>					
Простота в эксплуатации	0,05	5	5	0,25	0,25
Надежность	0,1	5	5	0,5	0,5
Функциональная мощность	0,2	5	4	1,0	0,8
Стойкость реагента к транспортировке, длительному хранению	0,1	5	3	0,5	0,3
Безопасность	0,2	5	5	1,0	1
Повышение производительности	0,2	5	4	1,0	0,8
<i>Экономические критерии оценки</i>					
Конкурентоспособность	0,05	5	4	0,25	0,2
Цена сырья	0,1	4	3	0,4	0,3
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>39</b>	<b>33</b>	<b>4,9</b>	<b>4,15</b>

Под «простотой эксплуатации» имеется в виду то, насколько быстрее и проще проходит применение в действии ингибиторов и сколько людей для этого привлекается.

«Функциональная мощность» показывает возможность применения данных ингибиторов в других целях, например, для борьбы с солеотложением.

Расчет конкурентоспособности, на примере функциональной мощности определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i = 0,2 \cdot 5 = 1,$$

где K – конкурентоспособность проекта,  $B_i$  – вес показателя,  $B_i$  – балл показателя.

Проведенный анализ конкурентных технических методов показал, что первый вариант технического решения является наиболее предпочтительным и является наиболее эффективным методом борьбы с АСПО.

### 4.1.2 SWOT-анализ

SWOT-анализ применяют для определения и описания сильных и слабых сторон проекта, выявление возможностей и угроз.

Таблица 4.2 – SWOT-анализ

<b>Сильные стороны</b>	<b>Слабые стороны</b>
S1. Повышение эффективности производственных процессов; S2. Снижение энергозатрат; S3. Повышение межоперационного периода по удалению АСПО в скважинах; S4. Повышение стойкости скважин к коррозии; S5. Простота в применении.	W1. Сильный химический реагент. При неосторожном обращении возможны отравления и химические ожоги; W2. Серия испытаний перед пуском в постоянное пользование; W3. Ограниченное количество производителей в России.
<b>Возможности</b>	<b>Угрозы</b>
O1. Увеличение спроса на нестандартные виды ингибиторов для удаления АСПО; O2. Увеличение количества оборудования, для которых возможно применение реагента;	T1. Развитая конкуренция между аналогичными производителями; T2. Возможные непредвиденные осложнения на месторождении, вызванные применением реагента; T3. Отсутствие спроса на ингибиторы.

На втором этапе на основании матрицы SWOT строятся интерактивные матрицы возможностей и угроз, позволяющие оценить эффективность проекта, а также надежность его реализации. Соотношения параметров представлены в таблицах 4.3–4.6.

Таблица 4.3 – Связь сильных сторон с возможностями

	S1	S2	S3	S4	S5
O1	+	+	+	+	-
O2	+	-	+	-	+

Таблица 4.4 – Связь слабых сторон с возможностями

	W1	W2	W3
O1	-	-	+
O2	-	+	-

Таблица 4.5 – Связь сильных сторон с угрозами

	S1	S2	S3	S4	S5
T1	+	+	+	-	+
T2	-	-	-	-	-
T3	-	-	-	-	-

Таблица 4.6 – Связь слабых сторон с угрозами

	W1	W2	W3
T1	-	-	+
T2	+	+	-
T3	-	+	+

Таким образом, можно сделать вывод, что проект необходимо развивать, применяя наиболее новые и оптимизированные методы и оборудование, что позволит создать наиболее конкурентоспособную разработку технологии.

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

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

Комплекс предполагаемых работ включает в себя следующие задачи:

- определить структуру работ в рамках исследования;
- определить участников каждой работы;
- установить продолжительность работ;
- построить график проведения отдельных этапов исследования.

Для выполнения данного исследования (проекта) необходимо сформировать рабочую группу, в состав которой входят руководитель и инженер. Для каждой из запланированных работ, необходимо выбрать исполнителя этой работы.

Этапы и содержания работ в рамках научного исследования представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Список производимых работ и их исполнители

Основные этапы	№	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка тех. задания	1	Постановка задачи	Руководитель
	2	Разработка и утверждение технического задания	Руководитель
			Инженер
3	Календарное планирование работ по проекту	Руководитель	
		Инженер	
Выбор направления исследований	4	Выбор направления исследований	Руководитель
			Инженер
	5	Анализ предметной области (актуальность, цель, назначение, обл-ть применения)	Инженер
	6	Анализ технических требований к ингибиторам «СНПХ»	Инженер
Проведение экспериментальных работ	7	Изучение литературы	Инженер
	8	Подготовка образцов к исследованиям	Инженер
	9	Выполнение и наблюдение за химической реакцией между реагентом и парафином	Руководитель
Обобщение и оценка результатов	10	Проведение исследовательских работ	Инженер
	11	Обработка полученных результатов	Инженер
Оформление отчета по работе	12	Визуализация (анализ результатов исследования, выводы по проделанной работе)	Руководитель
			Инженер
13	Составление отчетной документации проекта	Инженер	
		14	Сдача проекта

#### 4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Основная часть стоимости разработки НИ составляется из трудовых затрат, поэтому важно определить трудоемкость работ всех участников разработки проекта.

Несмотря на то, что трудоемкость зависит от трудно учитываемых параметров, т.е. носит вероятностный характер, ее можно определить экспертным путем, в «человеко-днях». Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости  $t_{ожi}$  определяется по формуле:

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

где  $t_{\min i}$  – минимально возможное время выполнения поставленной задачи исполнителем, чел-дн;  $t_{\max i}$  – максимально возможное время выполнения поставленной задачи исполнителем, чел-дн.

На основании расчетов ожидаемой трудоемкости работ, необходимо определить продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ :

$$T_{pi} = \frac{t_{ожи}}{Ч_i},$$

где  $Ч_i$  – количество исполнителей, одновременно выполняющих поставленную задачу, чел.

По всем работам результаты расчета продолжительности в рабочих днях представлены в таблице 4.8.

### 4.2.3 Разработка графика проведения исследования

Диаграмма Ганта является наиболее удобным и наглядным способом представления графика проведения работ.

Диаграмма Ганта представляет собой отрезки, размещенные на горизонтальной шкале времени. Каждый отрезок соответствует отдельной задаче или подзадаче. Начало, конец и длина отрезка на шкале времени соответствуют началу, концу и длительности задачи.

Для построения графика Ганта, следует, длительность каждой из выполняемых работ из рабочих дней перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki.рук} = T_{pi} \cdot k_{кал},$$

$$T_{ki.инж} = T_{pi} \cdot k_{кал},$$

где  $k_{кал}$  – календарный коэффициент.

Календарный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{кал.рук} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}},$$

$$k_{кал.инж} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}},$$

где  $T_{кал}$  – общее количество календарных дней в году;  $T_{вых}$  – общее количество выходных дней в году;  $T_{пр}$  – общее количество праздничных дней в году.

Расчет трудоемкости и продолжительности работ, на примере задачи «Составление и утверждение технического задания»:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5} = \frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 4}{5} = 2,8 \text{ чел-дн};$$

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{ч_i} = \frac{2,8}{1} = 2,8 \text{ раб. дн.}$$

Расчет календарного коэффициента для пятидневной рабочей недели (рабочая неделя инженера):

$$k_{\text{кал.инж}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48.$$

Расчет календарной продолжительности выполнения работы, на примере задачи «Выбор направления исследований»:

$$T_{ki.инж} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} = 2,4 \cdot 1,48 = 3,55 \approx 4 \text{ кал.дн.}$$

Расчет календарного коэффициента для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя):

$$k_{\text{кал.рук}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 66 - 14} = 1,28.$$

Расчет календарной продолжительности выполнения работы, на примере задачи «Выбор направления исследований»:

$$T_{ki.инж} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} = 2,1 \cdot 1,28 = 2,69 \approx 3 \text{ кал.дн.}$$

Все полученные значения в календарных днях округляются до целого числа, а затем сводятся в таблицу 4.8.

Таблица 4.8 – Временные показатели проектирования

Название работы	Трудоемкость работ						Длительность работ в рабочих днях, $T_{pi}$		Длительность работ в календарных днях, $T_{ki}$	
	$t_{\min}$ , чел-дни		$t_{\max}$ , чел-дни		$t_{ожі}$ , чел-дни		Рук-ль	Инж-р	Рук-ль	Инж-р
	Рук-ль	Инж-р	Рук-ль	Инж-р	Рук-ль	Инж-р				
Постановка задачи	1	-	2	-	1,4	-	1,4	-	3	-
Разработка и утверждение технического задания	1	1	4	4	2,2	2,2	1,1	1,1	2	2
Календарное планирование работ по проекту	1	1	3	3	1,8	1,8	0,9	0,9	2	2

Продолжение таблицы 4.8

Выбор направления исследований	4	4	7	7	5,2	5,2	2,6	2,6	4	4
Анализ предметной области (актуальность, цель, назначение, область применения)	-	3	-	6	-	4,2	-	2,01	-	3
Анализ технических требований к ингибиторам «СНПХ»	-	4	-	7	-	5,2	-	2,6	-	4
Изучение литературы	-	16	-	19	-	17,2	-	17,2	-	26
Подготовка образцов к исследованиям	-	1	-	3	-	1,4	-	1,4	-	2
Выполнение и наблюдение за химической реакцией между реагентом и парафином	4	-	7	-	5,2	-	5,2	-	7	-
Проведение исследовательских работ	7	14	10	17	8,2	15,2	4,1	7,6	10	12
Обработка полученных результатов	-	23	-	26	-	24,2	-	24,2	-	36
Визуализация (анализ результатов исследования, выводы по проделанной работе)	-	5	-	8	-	6,2	-	6,2	-	9
Составление отчетной документации проекта	-	9	-	12	-	10,2	-	10,2	-	15
Сдача проекта	-	1	-	2	-	1,4	-	1,4	-	2
Итого					24	94,4	15,3	77,4	28	117

После расчета и сведения в таблицу временных показателей проектирования, на основе полученной таблицы строится диаграмма Ганта.

Таблица 4.9 – Диаграмма Ганта

Название работы	Исполнитель	Длительность работ в календарных днях	Продолжительность выполнения работ														
			Февр.		Март			Апр.			Май			Июнь			
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2		
Постановка задачи	Руководитель	3															
Разработка и утверждение технического задания	Руководитель инженер	2															
Календарное планирование работ по проекту	Руководитель инженер	2															
Выбор направления исследований	Руководитель и инженер	4															
Анализ предметной области (актуальность, цель, назначение, обл-ть применения)	инженер	3															
Анализ технических требований к ингибиторам «СНПХ»	инженер	4															
Изучение литературы	Инженер	26															
Подготовка образцов к исследованиям	Инженер	2															

Продолжение таблицы 4.9

Выполнение и наблюдение за химической реакцией между реагентом и парафином	Руководитель	7														
Проведение исследовательских работ	Руководитель и инженер	12														
Обработка полученных результатов	Инженер	36														
Визуализация (анализ результатов исследования, выводы по проделанной работе)	Инженер	9														
Составление отчетной документации проекта	Инженер	15														
Сдача проекта	Инженер	2														

Руководитель – 

Инженер – 

В результате выполнения подраздела был разработан план-график выполнения этапов работ для руководителя и инженера.

### 4.3 Бюджет научного исследования

#### 4.3.1 Сырье, материалы, покупные изделия

Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (3 – 5 % от цены). В эту же статью включаются затраты на оформление документации (канцелярские принадлежности, тиражирование материалов). Результаты по данной статье заносятся в таблицу 4.10.

Таблица 4.10 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб
Гуминовая кислота	л	0,5	230	115
Керосин технический	л	0,5	130	65
Газовый конденсат	л	0,5	500	250
Ингибитор СНПХ-7215М	л	0,5	200	100
Ложки одноразовые	шт.	20	2	40
Сита	шт.	6	20	120
Итого				690

### 4.3.2 Специальное оборудование для научных работ

Для проведения научно-исследовательской работы требуются следующие виды оборудования: манометры «Манотомь» МП4-У, газоанализатор «Дельта НПП 005 Н», растворитель «Арикон Р-5 А», шланг дозатора «Pharmed SR – 10/50», дозировочный блок ZME-3.

Таблица 4.11 – Стоимость специального оборудования

Наименование	Срок полезного использования, лет	Количество	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Манометры «Манотомь» МП4-У	5	5 шт.	2 500	12 500
Газоанализатор «Дельта НПП 005 Н»	4	1 шт.	50 000	50 000
Растворитель «Арикон Р-5 А»	1	5 шт.	2 000	10 000
Шланг дозатора «Pharmed SR – 10/50»	3	3 шт.	5 800	17 400
Дозировочный блок ZME-3	10	1 шт.	11 000	11 000
Итого				100 900

### 4.3.3 Расчет амортизации специального оборудования

Расчёт амортизации производится на находящееся в использовании оборудование, стоимостью более 40 тыс. руб. В итоговую стоимость проекта входят отчисления на амортизацию за время использования оборудования в статье накладных расходов.

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации:

$$H_A = \frac{1}{n},$$

где n – срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация:

$$A = \frac{H_A I}{12} \cdot m,$$

где  $I$  – итоговая сумма, тыс. руб.;  $m$  – время использования, мес.

Общую сумму амортизационных отчислений находим следующим образом:

Газоанализатор «Дельта НПП 005 Н»:

$$A = \frac{H_A I}{12} \cdot m = \frac{0,25 \cdot 50\,000}{12} \cdot 3 = 3\,125 \text{ руб.}$$

Суммарные затраты амортизационных отчислений:

$A=3\,125$  руб.

#### 4.3.4 Основная заработная плата

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

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p,$$

где  $Z_{\text{дн}}$  – среднедневная заработная плата, руб.;  $T_p$  – продолжительность работ, выполняемых работником, раб.дн. (таблица 4.8).

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя):

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = 52907,4 \cdot 10,4 / 251 = 2192,2 \text{ руб}$$

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя инженера):

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = 37440 \cdot 10,4 / 251 = 1551,3 \text{ руб}$$

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

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня  $M=11,2$  месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней  $M=10,4$  месяца, 6-дневная неделя;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 4.12 – Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	66	66
- выходные дни		
- праздничные дни		
Потери рабочего времени	48	48
- отпуск		
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	251	251

Должностной оклад работника за месяц:

$$Z_M = Z_{TC} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p$$

где  $Z_{TC}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$  – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от  $Z_{TC}$ );

$k_d$  – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от  $Z_{TC}$ );

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

Для руководителя:

$$Z_M = 27\,132 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 52\,907,4 \text{ руб.}$$

Для инженера:

$$Z_M = 19\,200 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 37\,440 \text{ руб.}$$

Таблица 4.13 – Расчет основной заработной платы исполнителей

Исполнители	$Z_{оклад}$ , руб.	$k_{пр}$	$k_d$	$k_p$	$Z_M$ , руб.	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , раб. дн.	$Z_{осн}$ , руб.
Руководитель	27 132	30%	20%	30%	52 907,4	2 192,2	15,3	33 540,66
Инженер	19 200	30%	20%	30%	37 440	1 551,3	77,4	120 070,62
Итого								153 611,28

### 4.3.5 Дополнительная заработная плата

Дополнительная заработная плата определяется по формуле:

Для руководителя:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 33540,66 = 5031,1 \text{ руб}$$

Для инженера:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 120070,62 = 18010,6 \text{ руб}$$

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

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле:

Для руководителя:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) = 0,3 \cdot (33540,66 + 5031,1) = 11571,5 \text{ руб}$$

Для инженера:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) = 0,3 \cdot (120070,62 + 18010,6) = 41424,4 \text{ руб}$$

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

### 4.3.7 Накладные расходы

Накладными расходами учитываются прочие затраты организации, такие как: печать и ксерокопирование проектировочных документов, оплата услуг связи.

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 6) \cdot k_{\text{нр}}$$

$k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,16.

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составляется калькуляция плановой себестоимости НИ по форме, приведенной в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Группировка затрат по статьям

№	Наименование статьи	Сумма, руб.	
		Текущий проект	Примечание
1	Материальные затраты НИР	690	Пункт 4.3.1
2	Затраты на специальное оборудование	54 025	Пункт 4.3.2
3	Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	153 611,28	Пункт 4.3.3
4	Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	23 041,7	Пункт 4.3.4
5	Отчисления во внебюджетные фонды	52 995,9	Пункт 4.3.5
6	Накладные расходы	45 498,22	Пункт 4.3.6
Бюджет затрат НИР		329 862,1	Сумма ст. 1- 6

#### 4.4 Определение ресурсоэффективности исследования

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

##### 4.4.1 Интегральный показатель финансовой эффективности

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

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

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

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

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп 1}} = \frac{\Phi_{p1}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{329\,862,1}{389\,237,3} = 0,84$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп 2}} = \frac{\Phi_{p1}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{389\,237,3}{389\,237,3} = 1$$

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

#### 4.4.2 Интегральный показатель ресурсоэффективности

В данном разделе необходимо произвести оценку ресурсоэффективности проекта, определяемую посредством расчета интегрального критерия, по следующей формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го варианта исполнения разработки;  $a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;  $b_i$  – бальная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 4.15 – Сравнительная оценка характеристик проекта

Объект исследования	Весовой коэффициент	Вариант 1	Вариант 2
<b>Критерии</b>			
1. Простота в эксплуатации	0,2	5	5
2. Надежность	0,1	5	5
3. Функциональная мощность	0,2	5	4
4. Повышение производительности	0,3	5	3
5. Безопасность	0,2	5	5
Итого	1	5	4,4

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_{p1} = 0,2 \cdot 5 + 0,1 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 = 5$$

$$I_{p2} = 0,2 \cdot 5 + 0,1 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,3 \cdot 3 + 0,2 \cdot 5 = 4,2$$

#### **4.4.3 Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки**

Данный показатель определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр}}$$

$$I_{исп1} = \frac{5}{0,84} = 5,95$$

$$I_{исп1} = \frac{4,2}{1} = 4,2$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных (таблица 4.16). Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{cp}$ ):

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}}$$

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{5,95}{4,2} = 1,41$$

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{4,2}{5,95} = 0,71$$

Таблица 4.16 – Сводная таблица показателей оценки ресурсоэффективности

№	Показатели	Вариант 1	Вариант 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,84	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	5	4,2
3	Интегральный показатель эффективности	5,49	4,2
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,31	0,77

В итоге можно сделать следующие выводы:

1. Были определены: общее количество календарных дней для выполнения работы – 127 дней, общее количество календарных дней, в течение которых работал инженер – 117 и общее количество календарных дней, в течение которых работал руководитель - 28;
2. Составлен бюджет проектирования, позволяющий оценить затраты на реализацию проекта, которые составляют 329 862,1руб;
3. По факту оценки эффективности ИР, можно сделать выводы:
  - Значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,84, что является показателем того, что ИР является финансово выгодной, по сравнению с аналогами;
  - Значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 5, по сравнению с 4,2;
  - Значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 5,92, по сравнению с 4,2, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>		<b>ФИО</b>	
2Б8Г		Монастырев Александр Александрович	
<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление</b>	21.03.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Повышение эффективности методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на «Х» нефтяном месторождении (Республика Саха (Якутия))	
<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> Кустовые площадки нефтяных месторождений</p> <p><i>Область применения:</i> для выбора метода борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями</p> <p><i>Рабочая зона:</i> производственное помещение/полевые условия</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/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>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 34, ст.212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда;</li> <li>2. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.</li> <li>3. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности</li> </ol>

<p><b>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</li> <li>– Обоснование мероприятий по снижению воздействия</li> </ul>	<p>2.1 Анализ вредных факторов:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе;</li> <li>2. Превышение уровней шума и вибрации;</li> <li>3. Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения;</li> <li>4. Производственные факторы химической природы действия</li> </ol> <p>2.2 Анализ опасных факторов:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1.1. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением</li> <li>2.2. Производственные факторы, связанные с электрическим током;</li> <li>3.3. Пожаровзрывобезопасность</li> </ol>
<p><b>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации</b></p>	<p>Оценка и анализ влияния выброса в атмосферу загрязняющих веществ по причине не плотности соединений. Влияние воздействия углеводородного сырья и химических реагентов на гидросферу.</p> <p>Оценка влияния на литосферу нефтепродуктов, разлитых на поверхность почв и загрязнения химическими реагентами горизонта грунтовых вод</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения/при эксплуатации</b></p>	<p>Природного характера (паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы и т.д.)</p> <p>Техногенного характера (разгерметизация трубопроводов; пожары, взрывы и т.д.)</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Монастырев Александр Александрович		

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Одним из национальных приоритетов для сохранения человеческого капитала является обеспечение безопасности жизни и здоровья работников во время трудовой деятельности, что требует постоянного улучшения и соблюдения условий и охраны труда, промышленной и экологической безопасности.

В данной работе будут рассматриваться методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями. Данные отложения негативно влияют на объемы добычи из-за того, что они откладываются на стенках труб, сужая тем самым проходной диаметр трубы. Все эти работы по борьбе выполняются непосредственно на месторождении в условиях, приравненных к условиям Крайнего Севера, также на нефтегазовом промысле имеют место быть различные вредные и опасные факторы, поэтому соблюдение техники безопасности и охраны труда крайне важно в данной отрасли.

Рабочее место оператора добычи нефти и газа располагается на кустовых площадках непосредственно вблизи скважины. Рабочая зона представляет собой открытую площадку (куст). В этой зоне располагаются скважины, электрические приборы, компрессорные установки, которые работают под высоким давлением, генераторы, замерные установки и системы контроля и автоматизации, которые включают в себя различные компьютеры.

В данном разделе дипломной работы проведен анализ возможных опасных и вредных факторов при работе оператора добычи нефти и газа. Рассмотрены мероприятия для обеспечения благоприятных, безопасных условий труда и повышения его производительности, а также уделены особое внимание охраны окружающей среды. При разработке раздела учитывались действующие нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

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

### **5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Трудовое законодательство РФ должно регулировать отношения между работником и организацией-работодателем. Статья 212 ТК РФ [Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда] обязует работодателя обеспечить безопасными условиями и охраной труда работников, что включает в себя безопасность при работе с оборудованием, сырьем и материалами, а также при выполнении технологических процессов. Продолжительность рабочего дня, согласно трудовому кодексу, составляет до 40 часов в неделю и до 36 часов в неделю для персонала, работающего на местах, где условия труда определены как вредные 3 и 4 степени. Установлено предоставление ежегодного отпуска длительностью 28 календарных дней, а также дополнительного отпуска для работников, выполняющих трудовой договор на местах с опасными или вредными условиями. В течение рабочего дня работнику предоставляется перерыв, не превышающий 2 часа, а также перерыв 30 минут, не включаемый в регламентированное рабочее время.

Для выполнения работ по обслуживанию кустовых площадок и ремонту скважин работник осуществляет деятельность в составе бригады. Операции по добыче нефти относятся к перечню тяжёлых работ персоналом, работающим вахтовым методом, работы которого регулируются Трудовым Кодексом [23]. Вахтовый метод подразумевает работы в условиях крайнего Севера. Работникам, выезжающим в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности: устанавливается районный коэффициент, предусматривающий надбавки к заработной плате; ежегодно предоставляется дополнительный оплачиваемый отпуск 24 дня лицам, выполняющих работы в условиях крайнего севера, 16 дней – в местностях, приравненный к районам крайнего Севера; социальный пакет, включающий лечение, медицинское страхование и выплаты в пенсионный фонд.

Работники, которые подвержены вредным и опасным условиям труда, должны проходить обязательные предварительные и периодические 5

медосмотры, определяющие их пригодность для выполняемых работ. Трудовым Кодексом [23] установлено обязательное прохождение психиатрического обследования не реже 1 раза в 5 лет для лиц, работающих в условиях, связанных с повышенной опасностью.

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

Компоновка рабочей зоны и допуск бригады к работам производится после получения разрешения оперативного персонала, в управлении которого находится эксплуатационное оборудование. Должны соблюдаться предусмотренные нарядом меры по подготовке рабочего места, включающие проведение технических мероприятий, направленных на предотвращение воздействия опасных производственных факторов.

Компоновка рабочей зоны должна быть спроектирована для удобного выполнения трудовых обязанностей оператора. Так как основная рабочая зона оператора - это кустовая площадка, то расположение объектов на ней должно соответствовать утверждённой принципиальной схеме, разработанной с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, а также правил пожарной безопасности [24].

## **5.2 Производственная безопасность**

Обслуживание и ремонт добывающих скважин в процессе их эксплуатации, а также нефтепромыслового оборудования производит оператор по добычи нефти и газа (ДНГ). Рабочее место оператора представляет собой кустовую площадку, на которой находятся скважины, электрическое оборудование и приборы, компрессорные установки, работающие под высоким давлением, а также генераторы, блоки автоматики и замерные установки. Перечень работ, выполняемых оператором ДНГ:

Оператор ДНГ подвержен воздействию вредных и опасных факторов, находясь на производственной территории, классификация которых осуществляется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [25] (Таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Перечень возможных вредных и опасных факторов при выполнении работы на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе	+	+	+	Трудовой кодекс – ТК РФ – Глава 18, ст. 109. Специальные перерывы для обогрева и отдыха [26]
2. Повышенный уровень шума и вибрации	-	-	+	ГОСТ 12.1.003-2014 (Шум) [27]; СП 51.13330.2011 (Защита от шума) [28]; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ (Вибрация) [29]
3. Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения	+	+	+	СП 52.13330.2016 (Естественное и искусственное освещение) [30]
4. Производственные факторы химической природы действия	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ (Воздух рабочей зоны) [31]; ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ (Вредные вещества) [32]
5. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	-	-	+	ГОСТ 25215-82 (Аппараты высокого давления) [33]
6. Производственные факторы, связанные с электрическим током	-	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 (Заземление, зануление) [34]; ГОСТ 12.1.019-2017 (Электробезопасность) [35]
7. Пожаровзрывоопасность веществ	-	+	+	СНиП 2.09.04-87 (Строительные нормы и правила) [36]

## **5.2.1 Анализ потенциальных вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия**

### **Отклонение показателей климата на открытом воздухе**

Сложные климатические условия работы, особенно в районах крайнего Севера, негативно влияют на самочувствие рабочего. Основные параметры, учитываемые при работе на открытых площадках: время года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха (температура), скорость ветра, относительная влажность и давление.

Длительное нахождение человека на открытом воздухе при высоких температурах вызывает перегрев организма, что приводит к тепловому удару и потере сознания. Высокая влажность воздуха (70-85%) воздействует на потоотделение и затрудняет охлаждение организма. При низкой температуре воздуха и длительном нахождении рабочего на открытых площадках возможно переохлаждение организма. При высокой влажности и скорости ветра в холодных условиях человеку тяжело дышать и повышается вероятность переохлаждения.

При нахождении работника на открытом воздухе при температуре ниже минус 25°C ежечасно предоставляется пункт обогрева, оборудованный в соответствии с инструкцией предприятия, температура воздуха которого должна составлять не менее плюс 25°C. Выход за пределы жилой и производственной зоны допускается только в составе группы из двух и более человек с письменного разрешения (запись в журнале).

Средством индивидуальной защиты является спецодежда, изготавливаемая из хлопчатобумажной ткани, льна или грубошерстного сукна, свободного кроя. Для защиты головы применяются алюминиевые, фибровые и войлочные каски, шляпы; для защиты лица - маски, имеющие откидной прозрачный экран; для защиты глаз – темные или с прозрачным слоем металла очки. Защита при холодных пониженных температурах осуществляется путём использования теплой спецодежды, при осадках – непромокаемых плащей. Средством коллективной защиты является рациональное размещение 8

технологического оборудование, применение теплоизоляции, автоматизации и дистанционного управления процессами производства, а также перерывы на обогрев и отдых работников [27].

### **Повышенный уровень шума и вибрации**

Выполнение технологических операций оператором ДНГ производится на рабочем месте, в непосредственной близости которого находятся компрессорные установки и генераторы, обеспечивающие бесперебойную работу оборудования. Постоянными источниками шума являются машины, трансформаторы, механизмы и агрегаты. Источниками вибраций являются генераторы и компрессорные установки.

Беспорядочные звуковые колебания снижают слух и ухудшают работоспособность человека, ослабляют память и внимание, а также нарушают артериальное давление и ритм сердца. Вибрации при выполнении спускоподъемных операций, вызывают нарушения сердечно-сосудистой и нервной систем, появление грыж и ревматизма.

Работающие компрессорные установки рядом с оператором ДНГ создают уровень звукового давления (дБА), которое не превышает допустимые нормы шума, согласно требованиям. Согласно ГОСТ 12.1.003- 2014 [28], предельно допустимый уровень звука, не влияющий на органы слуха, составляет 80 децибел. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 гигиеническая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте 63 Гц [29]. На рабочем месте оператора по добычи нефти и газа уровень вибрации – 30 дБ, что не превышает норму, согласно требованиям.

Устранение повышенного уровня шума производится путём устранения неисправностей работающего технологического оборудования. К индивидуальным средствам защиты от шума согласно СП 51.13330.2016 относятся беруши или вкладыши, наушники и шлемы [30]. Коллективными средствами защиты являются использование звукопоглощающих материалов в конструкциях шумящих механизмов и оборудования, а также организация режима труда и отдыха рабочих.

Методами защиты от вибрации являются мероприятия по усовершенствованию техники, установка прокладок под работающим оборудованием. К индивидуальным средствам защиты относится использование виброгасящих ковриков, обуви на резиновой подошве, специальных резиновых перчаток, снижающих воздействие вибрации.

### **Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения**

Оператор ДНГ при работе в ночное время суток подвержен получению травм, поэтому объект должен быть освещен. Согласно СП 52.13330.2016 [30] норма освещенности составляет не ниже 10 люксов. При работах на открытых площадках в качестве осветительных приборов применяются прожектора и фонари.

### **Производственные факторы химической природы действия**

Проведение технологических операций с химическими реагентами подразумевает воздействие на оператора ДНГ вредных веществ, таких как нефть, газ, оксид углерода, ингибиторы и диэмульгаторы, ПАВ, кислоты и спирты. Контакт с веществом может вызвать ухудшение здоровья, а также летальный исход при попадании в организм высоких дозировок химических реагентов, а также испарений веществ. В организм работника реагенты могут попасть через дыхательные пути, кожу и желудочно-кишечный тракт, вызывая аллергические реакции, осложнения в легких, головные боли, химические ожоги и т.д. Основным источником вредных веществ является АГЗУ и фонтанная арматура на кустовых площадках.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [31] содержание вредных химических веществ в воздухе рабочей зоны определяется предельно допустимой концентрацией веществ (ПДК): для нефти – 100 мг/м<sup>3</sup>, бензола – 10 мг/м<sup>3</sup>, сероводорода – 10 мг/м<sup>3</sup>, хлора – 1 мг/м<sup>3</sup>.

Степень воздействия вредных веществ на организм человека определяется согласно ГОСТ 12.1.007-76 [32]. Вредные вещества подразделяются на классы опасности, в зависимости от норм и показателей:

1 – вещества чрезвычайно опасные; 2 – вещества высоко опасные; 3 – вещества умеренно опасные; 4 – вещества малоопасные.

При превышении концентрации вредных веществ в воздухе и загазованности рабочей зоны, операторам выдаются изолирующие противогазы или респираторы, очки и защитные маски. Средства индивидуальной защиты от химических реагентов включают также каску, спецодежду. К коллективным средствам защиты относится ограждение рабочей зоны, препятствующее появлению лиц без специальных средств защиты.

### **5.2.2 Анализ потенциальных опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия**

#### **Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением**

Аппараты и оборудование, внутри которого давление газа или жидкости превышает атмосферное, относятся к сосудам, работающим под давлением. При выходе из строя регулирующих и предохранительных клапанов, а также превышение максимально допустимого рабочего давления оборудования приводят к его разрушению и нанесению травм работникам, находящимся на кустовой площадке или в помещении.

Осколки оборудования от взрыва могут травмировать работника. Оператор ДНГ подвержен также воздействию вредных и опасных химических веществ, которые при разгерметизации аппаратов могут попасть на работника. Для предупреждения таких ситуаций Приказом Ростехнадзора № 116 от 25.03.2014 г. утверждены «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением».

Работа компрессорной установки, как аппарата под давлением, регламентируется нормативным документом [33]. Работающие под давлением сосуды выбираются и контролируются согласно ГОСТ Р 25215-82 [33].

Коллективным средством защиты является оснащение оборудования системами взрывозащиты, устройствами аварийного сброса давления. Для личной защиты персонала, операторы должны использовать специальные

костюмы из хлопчатобумажных материалов, комбинированные рукавицы и резиновые сапоги.

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

Электробезопасность – это система организационных, технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного действия электрического тока, электрической дуги и так далее. ГОСТ 12.1.038-82 «СББТ. Электробезопасность. Предельные допустимые уровни напряжения прикосновения и токов» устанавливает нормы предельно допустимых для человека значений напряжений прикосновения и токов [35].

На нефтегазовых объектах возможны следующие причины поражения электрическим током: монтаж и ремонт электроустановок под напряжением; поврежденность изоляции и доступность токоведущих частей; случайные прикосновения к оборванным концам и оголенным проводам, находящимся под напряжением; неисправность или отказ средств индивидуальной защиты. Проходя через организм человека, он вызывает электролитическое (разложение крови), термическое (ожоги), биологическое (раздражение тканей, нарушение кровообращения и дыхания) и механическое воздействие (разрывы кожи, сосудов, судороги, переломы костей). Поэтому важно, чтобы все электрическое оборудование было заземлено.

К средствам индивидуальной защиты на случай электроопасных ситуаций относятся защитные пластиковые каски и очки, изолирующие рукавицы и обувь, а также термостойкие костюмы. Также применяется защитное заземление.

На кустовых площадках источниками поражения оператора ДНГ электрическим током служат неизолированные токопроводящие части элементов оборудования, металлические конструкции под напряжением. При контакте человека с электрическим током возникают термические ожоги, разложение крови, раздражение тканей, нарушение дыхания и кровообращения, судороги, переломы костей.

Все оборудования, находящееся под напряжением, а также электроинструменты согласно ГОСТ 12.1.030-81 должны иметь заземление и зануление отдельной жилой кабеля с таким же сечением жилы, как и сечение рабочих жил [34].

Мероприятия по защите электрооборудования от пробоя изоляции состоят в установке устройств защитного отключения на приборах и ограничение напряжения до 12-36В при использовании переносных электроприборов, а также освещения.

### **Пожаровзрывоопасность**

Категория производственного объекта и помещений, в которых осуществляются технологические процессы, связанные с выделением горючих газов, легковоспламеняющихся жидкостей с температурой вспышки паров до 28 °С относится к категории Б.

Один из наиболее вероятных опасных факторов на производстве, где имеются горючие, взрывоопасные вещества и источники зажигания, являются пожары и взрывы. Существует нижний предел взрываемости, это концентрации нефтяного газа или паров нефти, ниже которой не происходит взрыв. Предел, выше которого смесь перестает быть взрывоопасной, называется верхним пределом взрываемости. Чем больше для конкретного вещества разница между этими пределами, тем более взрывоопасно вещество [36].

Таблица 5.2 – Пределы взрываемости веществ

<b>Вещество</b>	<b>Нижний предел взрываемости, %</b>	<b>Верхний предел взрываемости, %</b>
Метан	5,0	15
Бензины	От 0,76 до 1,48	От 4,96 до 8,12
Ацетилен	2,0	81,0
Сероводород	4,3	46
Водород	4,0	75,0
Окись углерода	12,5	74,0

Данный производственный участок относится к категории Б производства по взрывопожарной опасности согласно ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.

Взрывоопасная зона относится ко 2-му классу – это зоны, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей с воздухом только в результате аварии или повреждения технологического оборудования по ГОСТ 12.1.002–84.

Степень взрывозащиты электрооборудования относится к уровню взрывозащиты 0, то есть взрывозащищенное электрооборудование, в котором по отношению к взрывобезопасному электрооборудованию приняты дополнительные средства взрывозащиты, предусмотренные стандартами на виды взрывозащиты, используют искрогасители, взрывонепроницаемую оболочку дополнительную и т. д.) согласно СП 12.13130.2009.

Степень взрывозащиты электрооборудования относится к уровню взрывозащиты 0, то есть взрывозащищенное электрооборудование, в котором по отношению к взрывобезопасному электрооборудованию приняты дополнительные средства взрывозащиты, предусмотренные стандартами на виды взрывозащиты, используют искрогасители, взрывонепроницаемую оболочку дополнительную и т. д.) согласно СП 12.13130.2009.

К противопожарному инвентарю относят бочки с водой, ящики с песком, ломы, топоры, лопаты, багры, ведра и другие приспособления. Противопожарный инвентарь окрашивают в красный цвет. Ящики с песком должны рассчитываться на хранение 0,5 м<sup>3</sup> песка, а на складах горючих жидкостей - до 1 м<sup>3</sup>.

Комплект первичных средств тушения пожара собирают на щитах, которые вывешивают на видных и легкодоступных местах.

Значительную роль в обеспечении пожарной безопасности объектов нефтяной промышленности и персонала играет автоматизация взрывопожароопасных технологических процессов, внедрение комплекса мероприятий по противопожарной и противовзрывной защите.

Наиболее частыми причинами пожаров на кустовой площадке являются: нарушение требований пожаробезопасности при эксплуатации

технологического оборудования и систем; неисправность и нарушение правил эксплуатации электрооборудования, электросетей; разряды статического электричества и грозовые разряды; несоблюдение правил пожарной безопасности.

### **5.3 Экологическая безопасность**

Депарафинизация скважин происходит на стадии эксплуатации месторождения. Техногенному воздействию в процессе борьбы с АСПО подвергаются атмосферный воздух, грунтовые и поверхностные воды, почва.

#### **Охрана атмосферного воздуха**

При работах по депарафинизации скважин, добываемая продукция вместе с отложениями выносятся в специальный отстойник. Добытая газожидкостная смесь содержит парафины, смолы, асфальтены и азот. Негерметичность фланцевых соединений, запорной арматуры и уплотнений подвижных соединений насосов, а также работа электродвигателей за счёт дизельной установки являются источниками выбросов вредных веществ в атмосферу.

Мероприятиями по защите от выбросов загрязняющих веществ являются: установка прокладок на фланцевых соединениях оборудования; соблюдение нормативов выбросов вредных веществ при эксплуатации стационарного оборудования; утилизация добываемого попутного нефтяного газа.

#### **Охрана гидросферы**

При эксплуатации месторождения в процессе депарафинизации скважин химическое воздействие на водные объекты может возникнуть за счёт поступления углеводородного сырья и химических реагентов, применяемых для борьбы с АСПО. Также возможен разлив масел и топлива при несоблюдении регламента технического обслуживания дизельных установок.

Для предотвращения попадания углеводородного сырья и сточной воды в водоёмы, необходимо устанавливать в этих местах нефтеловушки, боновые заграждения, а также специальные биологические пруды. Каждый год проводится осмотр и ремонт установленных нефтеулавливающих узлов, а также

биологических прудов. Сбор нефтепродуктов осуществляется при помощи автоцистерны вакуумным насосом.

### **Охрана литосферы**

Почвы в районе нефтедобычи подвержены негативному воздействию при разливе нефтепродуктов на поверхности, а также химическому загрязнению горизонта грунтовых вод различными группами загрязняющих веществ. Токсичные химические реагенты при попадании в почву способны мигрировать на большие расстояния, а также проникать за пределы участка работ к водозаборным сооружениям. Последствиями загрязнения являются газовые оболочки из углеводородов, которые образуются над поверхностью подземных вод.

При разливе нефти на поверхности земли с возможным попаданием её в водоисточники, она должна быть убрана техническими средствами и утилизирована. На загрязненном участке земли должно быть проведено работы по сбору или нейтрализации загрязнений с последующей рекультивацией земли. В случае разлива реагентов через соединения трубопроводов необходимо немедленно остановить дальнейшие работы по закачке их в скважину, снизить давление до атмосферного, принять меры по предотвращению утечек реагента, засыпать песком, произвести повторную опрессовку нагнетательных трубопроводов агрегата и возобновить закачку.

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

Чрезвычайные ситуации, согласно ГОСТ Р 22.0.01-2016, при проведении производственных работ могут иметь природный, биологический, социальный, экологический или техногенный характер [38].

При осуществлении работ по депарафинизации скважин на кустовой площадке, возможны 2 вида аварийных и чрезвычайных ситуаций:

1. Природного характера: лесные и торфяные пожары, паводковые наводнения, ураганы, метели, снежные заносы, аномально низкие температуры в зимний период.

2. Техногенного характера: взрывы, пожары, выброс газа и розлив нефти в окружающую среду, загазованность территории, поражение людей продуктами сгорания, порыв технологических трубопроводов, прорыв лишнего объёма закачки в скважину.

Наиболее вероятная аварийная ситуация, которая может возникнуть на кустовых площадках при борьбе с парафиноотложениями, техногенная - розлив горячей нефти из агрегата для депарафинизации скважин (АДПМ), загазованность рабочей зоны, возникновение пожара. Источниками аварии являются разгерметизация ёмкости для хранения горячей нефти в АДПМ, запорной арматуры, фланцевых соединений, а также облом или заклинивание оборудования в скважине, негерметичность межколонного пространства скважины.

Для предотвращения чрезвычайной ситуации необходимо: проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов; размещать потенциально опасные звенья технологической линии в герметичных отсеках производственного здания; разделять отдельные части технологического оборудования несгораемыми перегородками; предусматривать резервное электропитание для всех звеньев технологической линии; оперативно блокировать работу агрегатов и оборудования при возникновении потенциально опасных аварийных ситуаций; использовать надёжное и современное противовыбросовое оборудование для герметизации устья скважины.

При первых признаках ЧС следует сообщить начальству о произошедшем, остановить все производственные работы, вывести людей из опасной зоны, если есть пострадавшие, то оказать первую помощь. Если произойдет порыв – сбросить давление с участка с порывом, закрыть задвижки на скважине, устранить дефект, вызвать ремонтную бригаду. При пожаре отключить электроэнергию от технологического блока, воспользоваться имеющимися средствами пожаротушения для ликвидации пожара.

### **Выводы по разделу**

Таким образом, в данном разделе были рассмотрены правовые вопросы обеспечения безопасности для лиц, работающих на кустовых площадках, приведены организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. Также были проанализированы опасные и вредные производственные факторы, обоснованы мероприятия по их устранению; изучены вопросы, касающиеся влиянию работ на экологическую безопасность и безопасность в чрезвычайных ситуациях.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Часть месторождений по России подходит к поздней стадии разработки. Добыча нефти падает, обводненность скважин увеличивается и пластовое давление значительно снижается. В купе с этим, проблема АСПО становится одной из главных задач, которую необходимо решить, чтобы облегчить и без того трудоемкую добычу нефти и сократить расходы. Этого можно достичь, увеличив межоперационный период очистки скважин от отложений парафина. В этих целях, применяются различные методы по предупреждению и удалению АСПО.

В данной работе были рассмотрены методы удаления и предотвращения АСПО в скважине на примере Талаканского месторождения и проанализирована эффективность применения греющего кабеля.

Основными технологиями по очистке скважин от АСПО на Талаканском месторождении являются механический скребок и промывка горячей нефтью. Несмотря на довольно высокую эффективность, данные методы несут за собой большие затраты.

Разработка нового, наименее затратного и эффективного метода борьбы с АСПО на сегодняшний день остается актуальной. На Талаканском месторождении широкое применение нашли НКТ с полимерным покрытием. За счет гладкой внутренней поверхности, парафин не откладывается в лифте НКТ и уносится потоком нефти, за счет этого сокращаются затраты на депарафинизацию скребком и тепловой обработкой. Также, вследствие успешных промысловых испытаний НКТ с ВЗП, на месторождении массово выводят из эксплуатации установки прогрева скважин. Поэтому за последние годы, в НГДУ «Талаканнефть» значительно сократились расходы электроэнергии.

Несмотря на это, все рассмотренные методы не позволяют свести к минимуму отложения парафина в скважинах, и проблема останется актуальной еще ближайшие несколько лет.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Е. И. Грушова, доцент; М. В. Рафальская, студент; А. И. Юсевич, доцент Утилизация асфальто-смолисто-парафиновых отложений: анализ состояния проблемы // Труды БГТУ. Серия 2: Химические технологии, биотехнология, геоэкология. - 2009. - №4. - С. 61-63.
2. Талаканское нефтегазоконденсатное месторождение // Neftegaz.ru URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/141903-talakanskoe-neftegazokondensatnoe-mestorozhdenie/> (дата обращения: 29.03.2022).
3. Талаканская ГТЭС // Википедия URL: [https://ru.wikipedia.org/wiki/Талаканская\\_ГТЭС](https://ru.wikipedia.org/wiki/Талаканская_ГТЭС) (дата обращения: 29.03.2022).
4. Батурин А.Ю. Батурин Ю.Е., Горгоц В.Д., и др. Технологическая схема опытно-промышленной разработки Центрального блока Талаканского месторождения. - 1-е изд. - Сургут: СургутНИПИнефть, 2009. - 159 с.
5. Арчegov В.Б., Степанов В.А. История нефтегазогеологических работ на территории Сибирской платформы и сопредельных структур // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2009. - №4. - С. 7-9.
6. Петрушин Е. О., Арутюнян А.С. Анализ эффективности проведения оптимизации добывающих скважин, оборудованных УЭЦН, на талаканском месторождении // Наука. Техника. Технологии (Политехнический вестник). - 2019. - №2. - С. 201-223.
7. Акрамов, Н.Р. Яркеева Борьба с отложениями парафиновых, асфальтосмолистых компонентов нефти // Нефтегазовое дело. - 2017. - №4. - С. 67-72.
8. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. - 1-е изд. - М.: ООО «НедраБизнесцентр», 2000. - 656 с.
9. Петрова Л.М., Форс Т.Р., Юсупова Т.Н., Мухаметшин Р.З., Романов Г.В. Влияние отложения в пласте твердых парафинов на фазовое состояние нефтей в процессе разработки месторождений // Нефтехимия. - 2005. - №3. - С. 189-195.

10. Иванова, Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Электронный научный журнал “Нефтегазовое дело”. - 2011. - №1. - С. 268-284.
11. Абашев Р.Г. О классификации асфальто-смоло-парафиновых отложений на нефтепромысловом оборудовании // Нефтяное хозяйство. - 1984. - №6. - С. 48-49.
12. Зевакин Н.И., Мухаметшин Р.З. Парафиноотложения в пластовых условиях горизонта Д1 Ромашкинского месторождения // Сборник научных трудов ТатНИИПИНефть. - М.: ЗАО "Издательство "Нефтяное хозяйство", 2015. - С. 328.
13. Зозуля, Г. П. Осложнения и аварии при эксплуатации и ремонте скважин: учебное пособие. - 1-е изд. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. - 372 с.
14. Мастобаев Б.Н. Химические средства и технологии в трубопроводном транспорте нефти. - 1-е изд. - М.: Химия, 2002. - 296 с.
15. Апасов Т.К. Применение магнитных активаторов для борьбы с отложениями АСПО, солей и коррозией // Современные проблемы науки и образования. - 2015. - №2. - С. 66.
16. Ибрагимов Н.Г., Артемьев В.Н. и др. Техника и технология добычи и подготовки нефти и газа: Учебное пособие. - 1-е изд. - М.: МГОУ, 2005. - 243 с.
17. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа. - 1-е изд. - М.: Нефть и газ, 2008. - 296 с.
18. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда.
19. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
20. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.

21. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
22. Трудовой кодекс – ТК РФ – Глава 18, ст. 109. Специальные перерывы для обогрева и отдыха.
23. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
24. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.
25. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ, 1990. – 20 с.
26. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*
27. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
28. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
29. ГОСТ 25215-82 Сосуды и аппараты высокого давления. Обечайки и днища. Нормы и методы расчета на прочность.
30. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
31. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
32. СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания. Строительные нормы и правила.