

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА «Х» НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХМАО)

УДК 622.245.54(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Петлин Аркадий Игоревич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Маггерам Али оглы	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2022 г.

Результаты освоения образовательной программы

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде	И.УК(У)-3.1. Определяет свою роль в команде, исходя из стратегии сотрудничества для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.2. Формулирует и учитывает в своей деятельности особенности поведения групп людей, выделенных в зависимости от поставленной цели
		И.УК(У)-3.3. Анализирует возможные последствия личных действий и планирует свои действия для достижения заданного результата
		И.УК(У)-3.4. Осуществляет обмен информацией, знаниями и опытом с членами команды; аргументирует свою точку зрения относительно использования идей других членов команды для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений
Коммуникация	УК(У)-4. Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)	И.УК(У)-4.1. Выбирает стиль делового общения, в зависимости от языка общения, цели и условий партнерства; адаптирует речь, стиль общения и язык жестов к ситуациям взаимодействия
		И.УК(У)-4.2. Осуществляет поиск необходимой информации для решения стандартных коммуникативных задач на государственном и иностранном языках
		И.УК(У)-4.3. Выполняет перевод профессиональных текстов с иностранного языка на государственный
		И.УК(У)-4.4. Ведет деловую переписку на государственном и иностранном языках с учетом особенностей стилистики официальных и неофициальных писем и социокультурных различий в формате корреспонденции
		И.УК(У)-4.5. Использует диалог для сотрудничества в академической коммуникации общения с учетом личности собеседников, их коммуникативно-речевой стратегии и тактики, степени официальности обстановки; формирует и аргументирует собственную оценку

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		основных идей участников диалога (дискуссии) в соответствии с потребностями совместной деятельности
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах	И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития
		И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социальных групп
		И.УК(У)-5.3. Учитывает при социальном и профессиональном общении по заданной теме историческое наследие и социокультурные традиции различных социальных групп, этносов и конфессий, включая мировые религии, философские и этические учения
		И. УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследования; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий
		И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни	И.УК(У)-6.1. Контролирует количество времени, потраченного на конкретные виды деятельности; вырабатывает инструменты и методы управления временем при выполнении конкретных задач, проектов, целей;
		И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы
		И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		И.УК(У)-6.4. Анализирует основные возможности и инструменты непрерывного образования применительно к собственным интересам и потребностям с учетом условий, средств, личностных возможностей, этапов карьерного роста, временной перспективы развития деятельности и требований рынка труда
		И.УК(У)-6.5. Определяет задачи саморазвития, цели и приоритеты профессионального роста; распределяет задачи на долго-, средне- и краткосрочные с обоснованием актуальности и анализа ресурсов для их выполнения
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-7. Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности	И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма
		И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособности
		И.УК(У)-7.3. Соблюдает и пропагандирует нормы здорового образа жизни в различных жизненных ситуациях и в профессиональной деятельности
Безопасность жизнедеятельности	УК(У)-8. Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций	И.УК(У)-8.1. Анализирует факторы вредного влияния на жизнедеятельность элементов среды обитания (технических средств, технологических процессов, материалов, зданий и сооружений, природных и социальных явлений)
		И.УК(У)-8.2. Идентифицирует опасные и вредные факторы в рамках выполняемого задания
		И.УК(У)-8.3. Выявляет и устраняет проблемы, связанные с нарушениями техники безопасности на рабочем месте; разъясняет мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций
		И.УК(У)-8.4. Разъясняет правила поведения при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения; оказывает первую помощь, участвует

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

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

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

		стандартов
		И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений	И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы
		И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные
		И.ОПК(У)-2.3. Оценивает сходимость результатов расчетов, получаемых по различным методикам
		И.ОПК(У)-2.4. Обладает навыками работы с ЭВМ, используя новые методы и пакеты программ
Когнитивное управление	ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента	И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции совершаются в условиях неопределенности
		И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента
		И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении
		И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства
Использование инструментов и оборудования	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные	И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве
		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы
		И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ
Исследование	ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области профессиональной	И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное

	деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств	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
Тип задач профессиональной деятельности: технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Формирование отчетности по добыче углеводородного сырья 2. Обеспечение технологического режима работы скважин	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ А «Документационное обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)–1. Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-1.1 Решает технические задачи и корректирует технологические процессы при эксплуатации скважин и линейных сооружений
	3. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту нефтепромыслового оборудования 4. Выполнение диагностического обследования оборудования по добыче углеводородного сырья	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)–2. Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-2.1 Проводит диагностику, текущий осмотр и ремонт технологического оборудования, используемого в процессах добычи нефти, газа и газового конденсата
	5. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями по добыче нефти, газа и газового конденсата 6. Обеспечение оперативного и инженерного безопасного сопровождения технологического процесса добычи нефти, газа и газового конденсата	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)–3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-3.1 Выполняет работы по контролю безопасности для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций в технологических процессах 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>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>	ПК(У)–4. Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-4.1 Сочетает геолого-промысловую теорию и практику при совершенствовании технологических операций и осуществлении процессов нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа
	<p>8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации</p> <p>9. Составление геологических отчетов</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p> <p>ОТФ А «Комплексирование геолого-промысловых данных и построение моделей нефтегазовых залежей»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	ПК(У)–5. Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин	И.ПК(У)-5.1 Обеспечивает заданные режимы, оперативный контроль за выполнением производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	<p>10. Подготовка предложений по повышению эффективности процесса добычи и работы оборудования по добыче углеводородного сырья</p> <p>11. Составление текущих планов по проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</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>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	Тип задач профессиональной деятельности: проектный			
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Разработка плановой, проектной и методической документации для геолого-промысловых работ.	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p> <p>ОТФ С «Организационно-</p>	<p>ПК(У)-7. Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-7.1 Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</p>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>техническое сопровождение углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>		
	2. Выполнение работ по проектированию безопасности работ нефтегазового производства.	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p> <p>ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	ПК(У)–8. Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья	И.ПК(У)-8.1 Участствует в разработке предложений по повышению эффективности эксплуатации объектов добычи нефти и газа на основе знаний нормативно-технической документации и принципов производственного проектирования

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

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СГ	Петлин Аркадий Игоревич

Тема работы:

Анализ технологий предотвращения и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений при эксплуатации скважин на «Х» нефтяном месторождении (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 118-12/с от 28.04.2022
Срок сдачи студентом выполненной работы:	

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Общая характеристика АСПО. Механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений. Факторы, влияющие на интенсификацию образования асфальтосмолопарафиновых отложений. Методы удаления асфальтосмолопарафиновых отложений и предотвращение их образования. Технология борьбы АСПО в условиях «Х» месторождения. Технологический процесс повышения эффективности работы скважины применением тепловых методов. Расчет НКТ при закачке теплоносителя в пласт.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Гасанов Маггерам Али оглы
Социальная ответственность	Мезенцева Ирина Леонидовна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Анализ причин и условия образования асфальтосмолопарафиновых отложения в процессе добычи нефти	
Анализ технологий борьбы асфальтосмолопарафиновыми отложениями на примере «Х» месторождения	
Совершенствование технологии разработки в осложненных асфальтосмолопарафиновыми отложениями на примере «Х» месторождения	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.04.2022
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			29.04.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Петлин Аркадий Игоревич		29.04.2022

Реферат

Выпускная квалификационная работа 112 с., 28 рис., 15 табл., 20 источников.

Ключевые слова: асфальтосмолопарафиновые отложения, тепловые методы, скважина, метод, защита.

Актуальность темы работы заключается в том, что несмотря на большое разнообразие методов борьбы с АСПО, проблема еще далека от разрешения и остается одной из важнейших в отечественной нефтедобывающей отрасли. Применяемые в настоящее время технологии защиты скважин от асфальтосмолопарафиновых отложений не всегда обеспечивают эффективное предотвращение негативных процессов. Условия разработки месторождений и характеристики добываемой продукции разнообразны и часто требуют индивидуального подхода, либо разработки новых технологий. Однако многие современные методы борьбы с образованием АСПО лишь увеличивают межремонтный период скважин на некоторое время, и полностью избежать образования отложений не всегда удастся. Необходимо знать состав отложений, их физико-химические свойства и причины образования.

Объектом исследования является процесс предотвращения и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений на «Х» нефтяном месторождении (ХМАО)

Предмет исследования – методы борьбы с парафиноотложениями при добычи нефти на примере «Х» месторождения.

Целью исследования является анализ современных способов и технологий разработки в осложненных АСПО на примере «Х» месторождения и разработка наиболее подходящего метода.

В процессе работы была изучена эффективность применяемых современных методов, а также было предложено внедрение новых технологий.

В результате работы выявлена теоретическая эффективность и необходимость проведения опытно-промышленных испытаний.

Предложение по внедрению перспективных методов по предупреждению образования АСПО обеспечит достаточный уровень безопасности и экологичности эксплуатации скважин.

Определение

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;
САВ – смолисто-асфальтеновые вещества;
ПУ – парафиновые углеводороды;
ПАВ – поверхностно-активные вещества;
ТНКП – температура начала кристаллизации парафинов;
НКТ – насосно-компрессорная труба;
ПЗС– призабойная зона скважины;
ПО – парафиновые отложения;
УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;
АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка;
АДПМ –агрегат для депарафинизации скважин;
СВЧ излучение – сверхвысокое частотное излучение;
УБПР – устьевой блок подачи реагента;
МОВ – метод отраженных волн.

Оглавление

Оглавление	18
Введение	20
1. АНАЛИЗ ПРИЧИН И УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ	22
1.1 Общая характеристика АСПО	22
1.2 Механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений	26
1.3 Факторы, влияющие на интенсификацию образования асфальтосмолопарафиновых отложений	28
1.4 Методы удаления асфальтосмолопарафиновых отложений и предотвращение их образования	33
1.4.1 Методы удаления АСПО	34
1.4.2 Методы предотвращения образования отложений АСПО	44
2. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА ПРИМЕРЕ «Х» МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	54
2.1 Общие сведения о месторождении.....	54
2.2 Технология борьбы АСПО в условиях «Х» месторождения.....	58
3. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ В ОСЛОЖНЕННЫХ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА ПРИМЕРЕ «Х» МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	62
3.1 Технологический процесс повышения эффективности работы скважины применением тепловых методов	62
3.2 Расчет НКТ при закачке теплоносителя в пласт.....	65
3.2 Расчет потери теплоты по стволу скважины при паротепловой обработки	70
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	74
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения мероприятий по удалению и предупреждению образования АСПО с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	74
4.1.1 Анализ конкурентных технических решений.....	74

4.1.1.1 Технология QuaD	76
4.1.2 Планирование научно-исследовательских работ	78
4.1.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	78
4.1.2.2 Определение трудоемкости выполнения.....	79
4.1.2.3 Разработка графика проведения научного исследования	80
4.1.3 Бюджет применения технологии обработки призабойной зоны горячим паром.....	85
4.1.3.1 Расчет затрат на материалы, специальное оборудование и суммы амортизационных отчислений	85
4.1.3.2 Основная заработная плата	87
4.1.3.3 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые взносы)	87
4.1.3.4 Накладные расходы	88
4.1.4 Определение экономической эффективности от внедрения метода....	89
4.1.5 Выводы по расчетам экономического раздела	92
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	95
5.1 Правовые и организационные вопросы	95
5.2 Производственная безопасность.....	97
5.3 Экологическая безопасность.....	104
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	105
Заключение	108
Список литературы	110

Введение

Нефть включает в себя огромное количество примесей, среди них наиболее распространенные – это асфальтосмолистопарафинистые (АСПО). При изменении термодинамических условий АСПО выделяются из нефти в твердом виде и осаждаются на всех частях оборудования, что приводит к снижению дебита или поломке оборудования, так же АСПО может закупоривать капилляры продуктивного пласта из-за чего происходит ухудшение фильтрационно-емкостных свойств горных пород. Борьбу с асфальтосмолопарафиновыми отложениями при добыче нефти ведут в двух направлениях. Во-первых, это профилактика возможности отложений и во-вторых, удаление уже существующих АСПО. В качестве предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений применяются различные химические, физические и механические средства борьбы. Эффективность использования методов борьбы с АСПО в нефтедобывающей промышленности зависит от комплексного подхода к данной проблеме. Для ее решения необходимо знать физико-химические процессы и причины, которые вызывают АСПО в различных условиях. Также важно умение спрогнозировать заранее выпадение АСПО, тщательно контролировать и вовремя предотвращать возможное осаждение АСПО при эксплуатации скважин. Именно поэтому АСПО являются одними из главных проблем при эксплуатации месторождения на данный момент.

Актуальность темы работы заключается в том, что несмотря на большое разнообразие методов борьбы с АСПО, проблема еще далека от разрешения и остается одной из важнейших в отечественной нефтедобывающей отрасли. Применяемые в настоящее время технологии защиты скважин от асфальтосмолопарафиновых отложений не всегда обеспечивают эффективное предотвращение негативных процессов. Условия разработки месторождений и характеристики добываемой продукции разнообразны и часто требуют индивидуального подхода, либо разработки новых технологий. Однако многие

современные методы борьбы с образованием АСПО лишь увеличивают межремонтный период скважин на некоторое время, и полностью избежать образования отложений не всегда удастся. Необходимо знать состав отложений, их физико-химические свойства и причины образования.

Объектом исследования является процесс предотвращения и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений на «Х» нефтяном месторождении (ХМАО)

Предмет исследования – методы борьбы с парафиноотложениями при добычи нефти на примере «Х» месторождения.

Целью исследования является анализ современных способов и технологий разработки в осложненных АСПО на примере «Х» месторождения и разработка наиболее подходящего метода.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Определить состав и механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений
2. Рассмотреть существующие методы удаления и технологии предотвращения асфальтосмолопарафиновых отложений
3. Провести анализ технологий борьбы АСПО на примере «Х» месторождения;

В процессе работы была изучена эффективность применяемых современных методов, а также было предложено внедрение новых технологий.

В результате работы выявлена теоретическая эффективность и необходимость проведения опытно-промышленных испытаний.

Предложение по внедрению перспективных методов по предупреждению образования АСПО обеспечит достаточный уровень безопасности и экологичности эксплуатации скважин.

1. АНАЛИЗ ПРИЧИН И УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ

При добыче и перевозке парафинистых и высокопарафинистых нефтяных систем на нефтепромысловом оборудовании происходит образование АСПО. В нефтяных сборных коллекторах и промысловых нефтепроводах, предназначенных для транспортировки нефтяных дисперсных систем (НДС) происходит наиболее интенсивное образование АСПО. Помимо этого, АСПО может формироваться в межпромысловых трубопроводах, в резервуарах товарных парков нефти и в установках для комплексной подготовки нефтей [1].

1.1 Общая характеристика АСПО

Согласно современным представлениям [2] нефтяные отложения представляют собой не простую смесь асфальтенов, смол и парафинов, а являются структурированной сложной системой, которая включает в себя ярко выраженное ядро из асфальтенов, окруженное сорбционно-сольватным слоем из полярных молекул парафинов и нефтяных смол. На изменение состава АСПО напрямую влияет природа и свойства НДС, условия формирования отложений и ряд геологических, термо- и гидродинамических факторов. В среднем в нефтяных отложениях содержание веществ составляет (% мас.): парафинов – 40÷60, смолисто-асфальтеновых веществ (САВ) – 10÷56. Также в составе отложений могут присутствовать связанная нефть (до 50 % мас.), вода (от долей до нескольких процентов), механические примеси в виде песка или глины (до 30 % мас.) и в незначительном количестве оксиды ванадия и железа. Причем оксиды данных металлов склонны к комплексообразованию с молекулами ПАВ, что приводит к укреплению сил межмолекулярного взаимодействия, протекающих внутри нефтяных отложений. Температура плавления АСПО изменяется в пределах от +25 до +150 °С [3].

Среди всех компонентов нефтяных отложений парафиновые углеводороды (ПУ) занимают наиболее значительную часть. ПУ представлены смесью насыщенных алканов ($C_{16}-C_{80}$) и церезинов (микрористаллические парафины $C_{36}-C_{55}$), находясь в нефтяных системах в растворенном либо кристаллическом состоянии. В соответствии с классификацией нефтей по содержанию парафинов нефти делятся на три класса (% мас.) [4]: малопарафинистые – 1,5; среднепарафинистые – от 1,5 до 6; парафинистые – более 6. Также в составе углеводородной части нефтяных отложений присутствуют в меньшей мере нафтеновые углеводороды (чаще всего это циклопентаны и циклогексаны с длинными боковыми алкильными радикалами) и ароматические углеводороды – алкилпроизводные бензолов, нафталинов, флуоренов, фенантронов и бифенилов [4].

Некоторые данные по химическому составу твердых предельных углеводородов нефти представлены в монографии [4]:

- в образцах парафина с температурой плавления $40\div 60\text{ }^{\circ}\text{C}$ преобладают парафины нормального строения с числом атомов углерода $C_{24}-C_{30}$;
- по мере увеличения молекулярной массы твердых предельных углеводородов в их составе возрастает доля нафтеновых и ароматических структур.

Другой составляющей АСПО являются смолы, представляющие собой конденсированные циклические соединения из ароматических, нафтеновых и гетероатомных систем. Гетероатомы азота, кислорода и серы в смолах образуют соединительные кольца, тем самым выступают в качестве связующего звена. В литературном источнике [5] имеются сведения о том, что в основе структуры молекул смол лежит плоская конденсированная поликарбоциклическая сетка, состоящая из преимущественно бензольных колец. В зависимости от химической природы исходной нефтяной системы количество и положение нафтеновых и гетероциклических колец, содержащихся в данной структурной сетке, могут меняться. Строение молекул

нефтяных смол можно представить в виде модельных структурных формул (Рисунок 1).

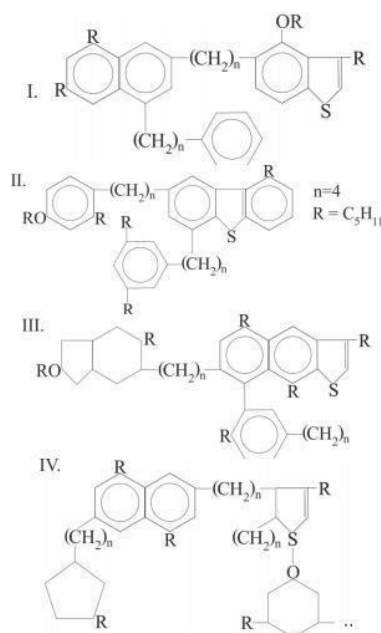


Рисунок 1 – Модельные структурные формулы нефтяных смол [5]

Соединения асфальтенов в АСПО представляют собой наиболее высокомолекулярные полярные компоненты, при нагреве и освещении которых протекают реакции конденсации с образованием карбенов или карбоидов – нерастворимых продуктов с еще большей молекулярной массой. Отличительной чертой асфальтенов в отличие от других компонентов нефтяных отложений является наличие в их фрагментах трех ароматических или гетероароматических колец и содержание в молекуле от 4 до 5 фрагментов (Рисунок 2), благодаря чему молекулы асфальтенов имеют практически плоское пространственное строение.

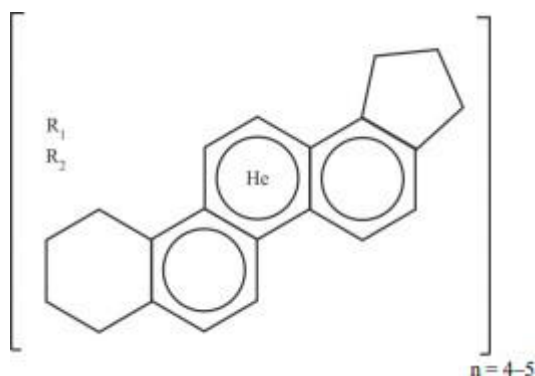


Рисунок 2 – Модельная структурная формула фрагмента асфальтена, где $R_1 = 0 \div 1 \text{ CH}_3$, $R_2 = \text{C}_3\text{H}_7 - \text{C}_{12}\text{H}_{25}$ [6]

Все нефтяные отложения подразделяются на три типа (Таблица 2), в зависимости от содержания асфальтенов, смол и парафинов, а также соотношения:

$$\beta = \frac{A + C}{П}$$

где А, С, П – асфальтены, смолы и парафины, соответственно.

Таблица 1 – Классификация типов нефтяных отложений

Тип нефтяных отложений	Отношение $\beta = \frac{A+C}{П}$
Асфальтовый	$\geq 1,1$
Парафиновый	$\leq 0,9$
Смешанный	$\approx 0,9 \div 1,1$

Соединения смол и асфальтенов родственны по природе, поэтому обычно их рассматривают в качестве единого остатка – САВ, при этом доказано, что смолы стабилизируют диспергированное состояние асфальтенов в нефти. САВ – это конденсированные гетероциклы, в состав которых кроме углерода и водорода входят гетероатомы О, N, S, а также некоторые металлы Fe, Mg, V, Ni, Ca, Cu, Ti, Mo, Cr. В зависимости от природы нефти САВ составляют 40÷70 % мас. тяжелого нефтяного остатка (гудроны, битумы). Больше всего САВ содержат молодые нефти нафтено-ароматического или ароматического основания (до 50 % мас.), а старые парафинистые нефти метанового основания, как правило, содержат небольшое количество смол – до 1÷4 % мас.

Наличие в нефти САВ в большинстве случаев существенно влияет на процесс образования кристаллов парафина, несмотря на их незначительную долю в составе АСПО. К примеру, по мере увеличения концентрации в нефтяной системе смол, может происходить как замедление роста кристаллов твердых углеводородов, так и деформация поверхности кристаллов, способствующее возникновению на них новых центров кристаллизации. Степень проявления той или иной тенденции определяется природой смол и обуславливает соответствующую форму и размер кристаллов парафина.

1.2 Механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений

Существует три коренные версии механизма парафинизации. Согласно первой «осадочно-объемной» теории кристаллы твердых углеводородов формируются в потоке движущейся нефти, затем плавно оседают и закрепляются на металлической поверхности, образуя слой осадка из органических отложений. По второй теории, получившей название «кристаллизационно-поверхностная», кристаллы парафина образуются непосредственно на металлической поверхности, постепенно формируя целые кристаллические комплексы. В таком случае процесс протекает за счет постоянной подпитки из нефтяного флюида. Вероятно также, что при запарафинивании поверхности, контактирующей с нефтью в условиях подготовки, действует каждый из двух факторов одновременно. Это обуславливает наличие третьей теории, представляющей собой смешанный механизм, который сочетает все особенности первых двух. При этом состояние и природа поверхности значительно влияют на протекание процесса парафинизации.

Характер кристаллизации твердых углеводородов при снижении температуры нефти зависит от скоростей протекания двух процессов: зарождение кристаллизационных центров и рост кристаллов. Кроме того, наблюдается зависимость данных процессов от температуры. Чем температура ниже, тем выше скорость зарождения центров кристаллизации, но меньше скорость роста кристаллов. Это обуславливает образование большого количества мелких кристаллов парафина при низких температурах и небольшого числа крупных кристаллов при относительно высоких температурах. При этом структура, форма, а также количество кристаллической фазы зависят от ряда параметров: температура и теплота плавления кристаллизующихся компонентов, их растворимость; вязкость среды; наличие ПАВ и различных примесей; скорость охлаждения; степень перемешивания.

При протекании процессов кристаллизации нефть теряет свою растворяющую способность, что приводит к выделению ПУ в виде кристаллов и образованию дисперсной фазы. Начальная стадия кристаллизации сопровождается выделением из перенасыщенного раствора мельчайших частиц кристаллизующегося вещества, называемых зародышами кристаллов. Следуя дислокационной теории А.И. Китайгородского [7], на поверхности зародышей кристаллов расположены центры кристаллизации – дислокации, за счет которых происходит их дальнейший рост. В результате роста зародышей кристаллов могут образовываться структуры парафинов различной формы: пластины, иглы, либо сферолиты – крупные сферические образования (Рисунок 3).

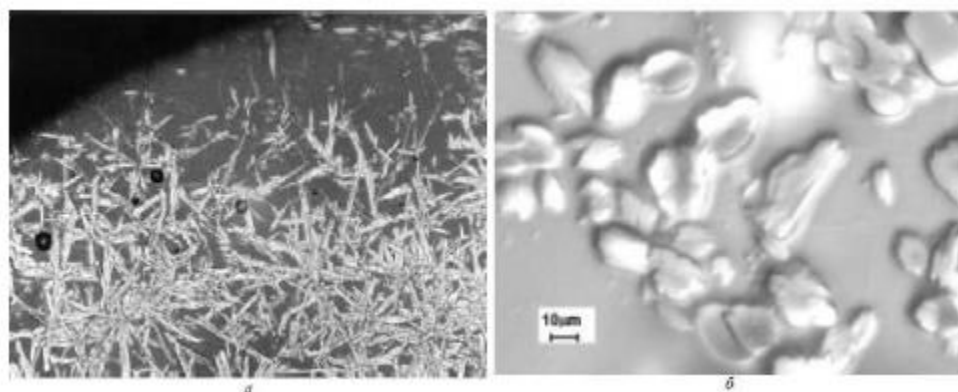


Рисунок 3 – Кристаллы парафиновых углеводородов, где *а* – игольчатая форма, *б* – пластинчатая [7]

Образование парафиновых отложений происходит в результате сцепления с поверхностью уже образовавшихся в потоке частиц или возникновения и роста кристаллов на поверхности оборудования. Практически важным является отложение АСПО на поверхности труб или оборудования. При этом их формирование соблюдает ряд условий:

- существование высокомолекулярных соединений в нефти, в основном, метановых углеводородов (парафинов);
- уменьшение температуры потока до начала выделения твердой фазы из нефти;
- уменьшение пластового давления до значения давления насыщения; – существование подложки с пониженной температурой, на которой

кристаллизующие высокомолекулярные вещества весьма прочно сцепляются с поверхностью оборудования.

Образование АСПО может выделить на две стадии:

1) Зародыши парафиновых кристаллов зарождаются и растут на контактирующей с нефтью поверхности;

2) Более крупные кристаллы осаждаются на покрытую парафином поверхность. В то время асфальтены осаждаются плотным и стойким осадком, и смолы помогают усиливать их действие. Смолы являются поверхностно-активными веществами и могут адсорбироваться на поверхности парафиновых кристаллов и ингибировать процесс их кристаллизации. Асфальтены в виде мелких частиц диспергируют кристаллы парафинов. Однако при наличии смоло-асфальтовых компонентов в парафиновых осадках, на стенках трубопровода будут образоваться твердые жесткие парафины, которые тяжело выносятся потоком нефти.

1.3 Факторы, влияющие на интенсификацию образования асфальтосмолопарафиновых отложений

Во многих литературных источниках стирается разница между понятиями нефтяные и парафиновые отложения, а накопление отложений на поверхностях нефтепромыслового оборудования именуется как «парафинизация» по причине преобладания в отложениях ПУ. Однако одни лишь парафиновые отложения характеризуются хрупкостью и низкой сцепляемостью с поверхностью промыслового оборудования и в основном не представляют существенной проблемы. Наличие САВ способствует образованию плотных АСПО, которые прочно сцепляются с металлической поверхностью, формируя подложку для отложения парафинов. Поверхность такой подложки обладает повышенной шероховатостью, выполняя роль фундамента для отложений парафинов. При небольших концентрациях САВ нефтяные отложения представляют собой слой с рыхлой структурой и низкими механическими характеристиками. Таким образом, присутствие

САВ, как поверхностно-активной составляющей нефти, играет важную роль в процессах адсорбции и адгезии твердых компонентов, поэтому при изучении механизма образования нефтяных отложений необходимо рассматривать и парафиновую, и смолисто-асфальтеновую составляющие АСПО.

Однако все же решающую роль в вопросах механизма образования и роста нефтяных отложений играет транспорт частиц парафина в пограничном ламинарном слое под действием молекулярной диффузии. В результате естественного остывания транспортируемого сырья под воздействием более низких температур окружающей среды в тонком пристенном слое возникает радиальный температурный градиент, наличие которого способствует образованию градиента концентрации парафина и движению растворенных частиц парафина к стенкам нефтепромыслового оборудования. При этом предельные значения температур (t_{max}) располагаются над осью трубопровода, по мере удаления от нее показатели уменьшаются. Снижение температуры происходит в соответствии с изотермами: $t_1 < t_2 < t_3$ (Рисунок 4).

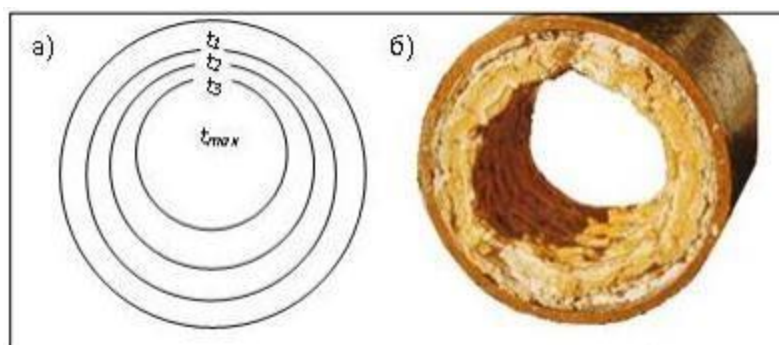


Рисунок 4 – Распределение температурного слоя по сечению трубопровода (а), нефтяные отложения на стенках трубопровода (б) [8]

Вследствие действия броуновского движения в пограничном слое, парафиновые частицы соударяются со стенкой трубы, и при условии, что силы, отвечающие за удержание частицы на поверхности, превышают инерционные, частица закрепляется на поверхности и начинаются процессы кристаллизации. В первую очередь кристаллизации подвергаются наименее растворимые углеводороды с относительно большой молекулярной массой.

Известно, что процесс образования АСПО в системе транспорта, сбора и подготовки нефти интенсифицируется многими факторами, основными из которых являются:

- снижение давления на забое и по стволу скважины;
- снижение температуры потока нефти до температуры ниже, чем ТНКП;
- гидродинамический режим течения скважинной продукции;
- компонентный нефтяной состав;
- обводненность нефти и соотношение объемов фаз;
- электрокинетические явления;
- состояние поверхности труб.

Также интенсивность образования нефтяных отложений зависит от преобладания из приведенного выше перечня одного или нескольких факторов, которые могут изменяться по времени и глубине, в результате чего количественный и качественный составы АСПО не являются постоянными.

При установлении забойного давления ниже, чем давление насыщения нефти газом происходит нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы с последующим интенсивным разгазированием нефти. В результате объем газовой фазы увеличивается, а жидкая фаза дестабилизируется, что приводит к выделению из нее кристаллов парафинов. Поскольку состояние равновесия системы нарушается в пласте, выпадение парафинов возможно как в пласте, так и в скважине, начиная от забоя.

Наибольшую значимость в процессах интенсификации образования АСПО присваивают температурному фактору. По мере снижения температуры нефти уменьшается свобода действия молекул (расстояние между ними уменьшается).

В результате возникает большое количество групп связанных молекул, показатель плотности нефти увеличивается, а ее растворяющая способность снижается. Характер распределения температуры по стволу скважины зависит от 2 факторов [9]:

- интенсивности теплопередачи от движущейся по стволу скважинной продукции окружающим породам;
- расширения газожидкостной смеси и ее охлаждения, вызванного работой газа по подъему жидкости.

Также интенсивность образования нефтяных отложений во многом зависит от гидродинамического режима течения потока. При ламинарном режиме скорость образования АСПО достаточно мала. По мере турбулизации потока до определенной скорости интенсивность отложений сначала возрастает, но дальнейший рост скорости движения газожидкостной смеси ведет к уменьшению интенсивности отложений. Таким образом, высокие скорости движения смеси позволяют удерживать парафин во взвешенном состоянии и уносить их из скважины. Кроме того, большая скорость движения смеси может обеспечить отрыв кристаллов парафина с поверхности. Но среди некоторых исследователей есть мнение, что интенсивность образования нефтяных отложений необходимо связывать не с переходом одного гидродинамического режима в другой, а со скоростью потока, характерной для данного типа нефти.

Состав нефти также определяет интенсивность образования АСПО. Увеличение соотношения САВ: парафины приводит к снижению ТНКП. При больших концентрациях асфальтенов проявляется их депрессорное действие. То есть асфальтены могут выступать зародышами центров кристаллизации и в результате совместной кристаллизации с парафинами образовывать не сплошную, а точечную структуру, благодаря которой парафин перераспределяется между множеством мелких центров, что существенно замедляет процессы выделения парафинов на поверхности. Однако смолы, напротив, способствуют формированию ленточных агрегатов парафиновых кристаллов и их прилипанию к поверхности, препятствуя воздействию асфальтенов на парафин.

На сегодняшний день не изучен в полной мере вопрос механизма образования АСПО в случае высокообводненной нефти. Имеются довольно

противоречивые данные, указывающие как на увеличение, так и на снижение интенсивности формирования нефтяных отложений с увеличением обводненности НДС. В результате исследования Коробова Г.Ю. [10] выяснилось, что седиментационная устойчивость безводной нефти при увеличении содержания САВ остается практически без изменений и никак не влияет на количество нефтяных отложений. Однако при исследовании обводненных нефтей наблюдается рост количества осадка по мере увеличения содержания САВ. Это связано с образованием бронирующих оболочек на за счет природных ПАВ, концентрирующихся на границе раздела фаз вода-нефть, что приводит к повышению устойчивости водонефтяной эмульсии. Вероятно, в случае образования нефтью устойчивой эмульсии эмульгированная вода вовлекается в формирование отложений и, как следствие, наблюдается значительное увеличение массы образующихся АСПО.



Рисунок 5 – Асфальтосмолопарафиновые отложения в НКТ

Электрокинетические явления, вызывающие электризацию как поверхности стенок труб, так и поверхности самих кристаллов ПУ, также относят к факторам, влияющим на образование нефтяных отложений. В силу того, что процесс образования АСПО носит адсорбционный характер, неизбежны процессы возникновения ДЭС на поверхности контакта парафина с потоком нефти. Когда происходит механическое нарушение состояния равновесия ДЭС, на трубной поверхности или парафиновом слое возникают

нескомпенсированные электрические заряды, что усиливает адгезию парафина к металлической поверхности труб.

Состояние внутренней поверхности труб, а также материал, из которого их изготавливают, определяет скорость формирования отложений. Мельчайшие неровности и шероховатости служат очагами вихреобразования, способными усиливать перемешивание жидкости и замедлять скорости движения жидкости стенки трубопровода. Эти процессы являются причиной образования центров кристаллизации ПУ, обладающих повышенной адгезией на внутренней поверхности стенок.

Влияние материала оборудования сказывается следующим образом: чем больше значение полярности материала, тем меньше интенсивность образования АСПО (за счет снижения адгезии кристаллов парафинов) и меньше скорости, при которых будет происходить смыл нефтяных отложений.

Появление в НДС песка и других механических примесей не оказывает существенного влияния на степень накопления нефтяных отложений.

1.4 Методы удаления асфальтосмолопарафиновых отложений и предотвращение их образования

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



Рисунок 6 – Борьба с АСПО

1.4.1 Методы удаления АСПО

Методы удаления предполагают очистку уже образовавшихся ПО на насосно-компрессорных трубах. Для этой цели разработана целая гамма различных технологических способов по ее ликвидации. Чтобы подобрать эффективный способ борьбы, следует подробно изучить состав, структуру, свойства отложений, при этом не должны забывать о технологической и экономической выгоде. В настоящее время различают следующие методы: тепловые, химические, механические, биологические.

Тепловой метод удаления. Метод относится к физическому методу. Однако традиционно его выделяют в самостоятельную группу – тепловой (термический) метод. Он основан на способности парафина плавиться при температуре выше 50°C. Удаление ПО из труб в процессе проведения тепловой обработки осуществляется за счет снижения сил сцепления отложений на поверхности. Дозирование через затрубное пространство контакта с металлической трубой, отделения массы ПО и последующий вынос ее с потоком прокачиваемой горячей жидкости, плюс ко всему, происходит расплавление и последующее растворения массы ПО в потоке горячей нефти

при повышении температуры. Для создания необходимой температуры требуется специальный источник тепла, который можно помещать непосредственно в зону отложений или на устье скважины, где он будет вырабатывать теплосодержащий агент.

В настоящее время используют технологии с применением:

- горячей нефти, пара или воды в качестве теплоносителя;
- электропечей наземного и скважинного оборудования;
- индукционных электродепарафинизаторов;
- реагентов, при взаимодействии которых протекают экзотермические реакции;

- применение кабельных систем электропрогрева. Наиболее распространенной технологией удаления ПО является закачка горячей нефти. При этом кроме расплавления ПО происходит растворение их в нефти. Преимущества технологии:

- простота реализации технологии;
- минимизация затрат на закупку химических реагентов. Недостатки технологии:

- зависимость качества обработки от температуры нефти;
- достаточные расходы на проведение обработок;
- пожароопасность.

Сущность технологии заключается в нагреве нефти специальным агрегате для депарафинизации скважин (АДПМ) и закачке разогретой нефти в скважину. При этом разогретая нефть может закачиваться как непосредственно в НКТ, так в затрубное пространство. Наиболее предпочтительным методом является закачка горячей нефти в затруб. Обязка наземного оборудования производится по следующей схеме, представленной на (рисунках 7 и 8).

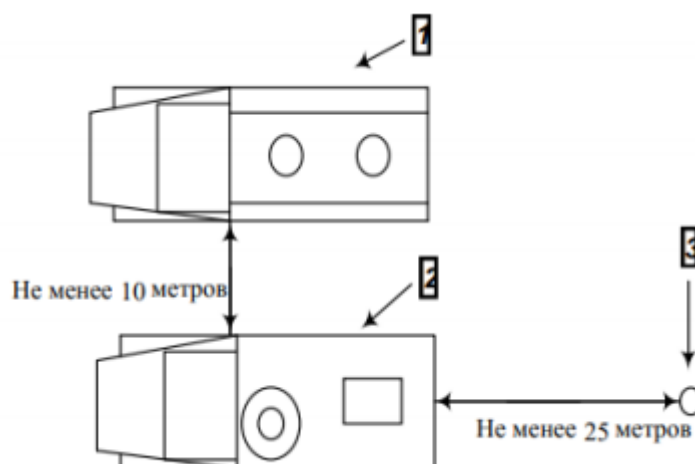


Рисунок 7 – Схема обвязки наземного оборудования (1 – автоцистерна, 2 – агрегат типа АДПМ, 3 – устье скважины)

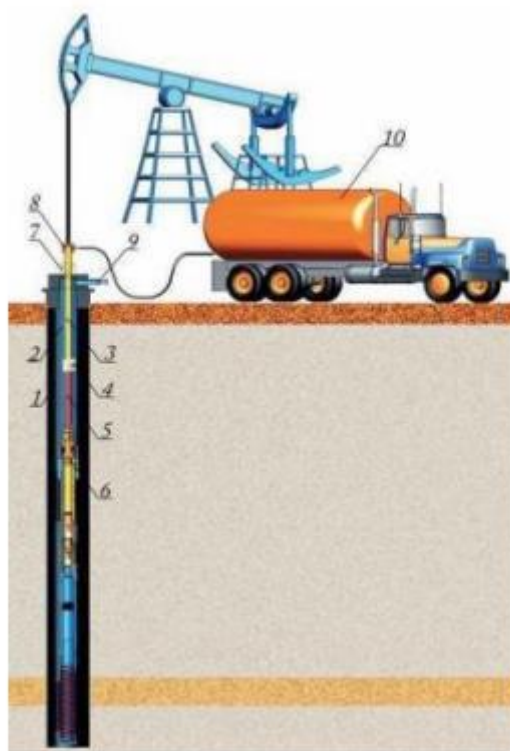


Рисунок 8 – Схема установки для тепловой обработки скважины горячим теплоносителем: 1–эксплуатационная колонна; 2–колонна НКТ; 3– колонна полых штанг; 4–перепускная муфта; 5 - колонна штанг; 6 – насос; 7 – устьевой сальник; 8– обратный клапан; 9–выкид в систему сбора продукции; 10–АДПМ

Существуют различные варианты сочетания обработки скважин теплоносителями с добавками различных химических реагентов повышающих

моющую способность теплоносителей и снижающих, тем самым, их расход и необходимую температуру нагрева. Сочетание магнитной обработки теплоносителя с тепловой обработкой скважины этим теплоносителем тоже дает определенный эффект, однако, в целом, тепловая обработка теплоносителем является устаревшим, дорогостоящим и малоэффективным методом борьбы с ПО [11].

Одним из видов тепловой обработки скважин является использование электрических нагревательных кабельных линий. Принцип их действия относительно прост: к кустам подводится высоковольтная линия, к которой через понижающий трансформатор, подключается кабель с реактивным сопротивлением. Этот кабель спускается в скважину и за счет преобразования электрической энергии в тепловую, поддерживает температуру насосно-компрессорной трубы на уровне 80°C, для предотвращения отложений ПО.

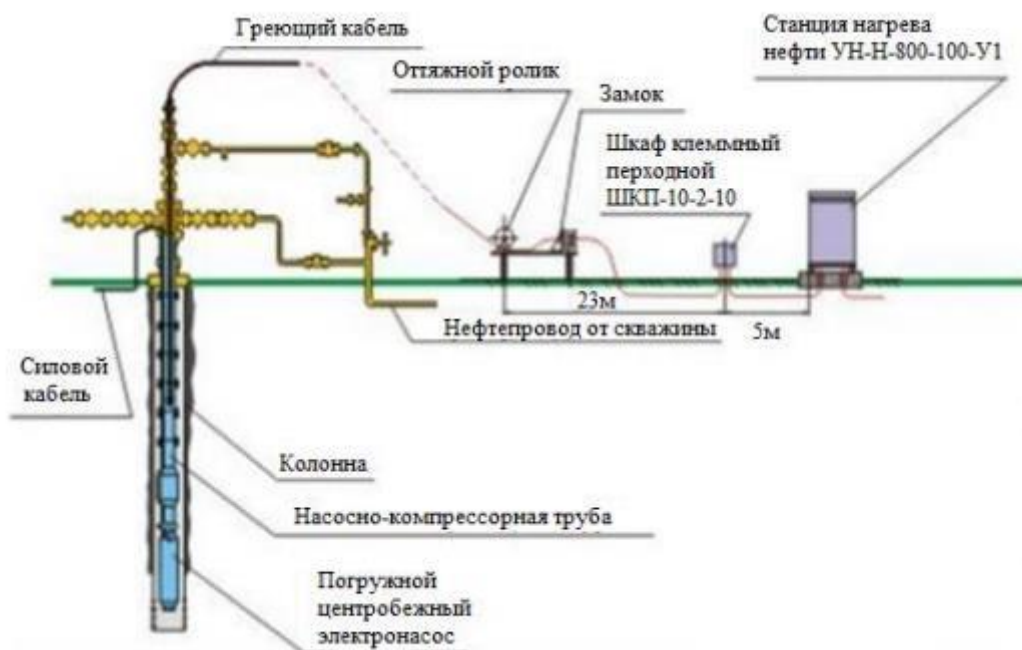


Рисунок 9 – Установка для спуска нагревательного кабеля и депарафинизации

Данный способ обеспечивает 100% предотвращение образования ПО в скважине, но вместе с тем он очень дорог. Если нефтедобывающее предприятие приобретает электроэнергию у сторонних поставщиков по рыночным ценам, то затраты на реализацию данной схемы предотвращения

ПО, практически сведут на нет рентабельность нефтедобычи. Однако, при наличии избытка собственных генерирующих мощностей, газотурбинных установок, работающих на добываемом попутном газе, реализация данной схемы представляется наиболее оптимальным решением.

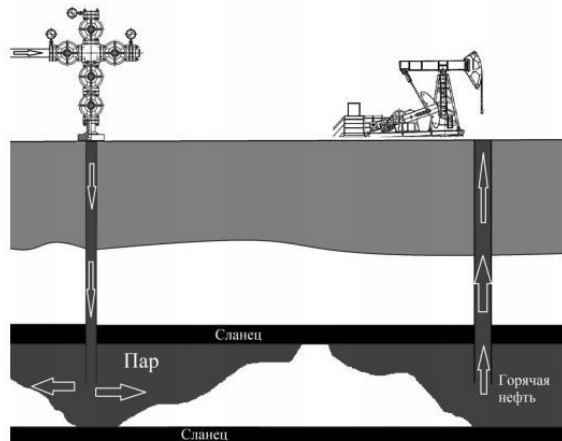


Рисунок 10 – Схема вытеснения и прогрева нефти водяным паром

Тепловым методом обработки является и закачка водяного пара, вместо воды под высоким давлением через систему ППД (рисунок 10). Благодаря повышенной температуре (около 300°C) пар разогревает нефть и обеспечивает приток в призабойную зону подогретой нефти, благодаря этому уровень различных отложений, в том числе и ПО, значительно снижается.

Механический метод. Скребок является одним из самых простых и дешевых методов очистки НКТ от АСПО

Скребок (Рис. 11) спускается на проволоке или тонком стальном тросе. Скребки соскабливают со стенок НКТ отложившийся парафин. Вниз скребки двигаются под действием их веса и подвешиваемых грузов (до 10 килограмм). Вверх их поднимают лебедкой.



Рисунок 11 – Скребок лезвийный СЛ-73

Размеры и число режущих головок подбирают в зависимости от диаметра труб, типа, толщины и протяженности интервала отложений. Размеры режущих головок приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Размеры режущих головок

Диаметр НКТ, мм	Диаметр фрезы, мм	Максимально возможный диаметр фрезы, мм
73	55	55
89	55-65	68
102	61-84	80
114	61-92	92

Для механизации и автоматизации спуска и подъема скребков изготавливается автоматизированная депарафинизационная установка АДУ-3 (Рис.12).

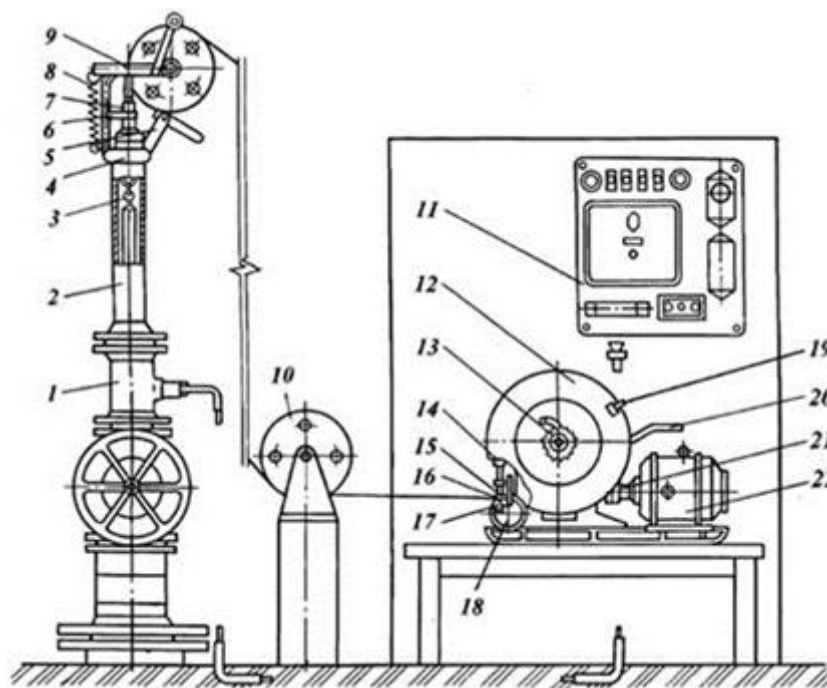


Рисунок 12 – Автоматизированная депарафинизационная установка АДУ-3

Принципиальная схема депарафинизации установки АДУ-3: 1 - индуктивный датчик ДИ-3; 2 - лубрикатор; 3 - скребок; 4 - хомут; 5 - кронштейн; 6 - грундбукса; 7 - уплотнитель; 8 - пружина; 9 - рычаг ролика; 10 - оттяжной ролик; 11 - блок управления; 12 – барабан лебедки; 13 – храповик; 14 – укладчик; 15 – кольца; 16 – пружина; 17 – головка; 18 – червяк; 19 – узел счетчика; 20 – рукоятка тормоза; 21 – муфта; 22 – электродвигатель

Химический метод. Химическим методом депарафинизации нефтепромыслового оборудования путем удаления образовавшихся отложений является применение растворителей. Использование растворителей ускоряет процесс растворения и диспергирование АСПО и увеличивает МОП скважин, за счет эффективной и полной очистки внутренней поверхности НКТ и оборудования, а также ее гидрофилизации.

Ассортимент растворителей, которые используются на отечественных месторождениях и зарубежных представляет собой несколько классов составов и включает:

- органические растворители, выступающие в качестве индивидуальных (толуол, сернистый углерод, дихлорпропан);
- природные органические растворители (газоконденсат, газовый бензин, пироконденсат);
- органические смеси, включающие несколько классов соединений, производимых на нефтеперерабатывающих заводах (легкая нефть, керосиновая фракция, уайтспирит, абсорбент, нефтяной сольвент);
- смесь органических соединений с ПАВ;
- растворители и удалители на водной основе, а также многокомпонентные смеси.

Закачка химических реагентов производится в трубное пространство скважин, либо через затрубное пространство с дальнейшей продавкой растворителя через прием насоса ЭЦН до интервала отложений.

Степень запарафинивания НКТ влияет на расход реагентов растворителей. Для скважин с большим количеством отложений закачку производят непосредственно в НКТ на интервал запарафинивания с остановкой на протекание процесса реагирования. В скважины с умеренным запарафиниванием растворитель можно закачивать как в затрубное пространство, так и в НКТ. При закачке через затрубное пространство расход реагентов рассчитывается из условия 20-30% от объема НКТ. При закачке растворителя в НКТ расход рассчитывается по интервалу образования АСПО и составляет 20-30% от объема НКТ при средней степени запарафинивания и 30-40% - при высокой.

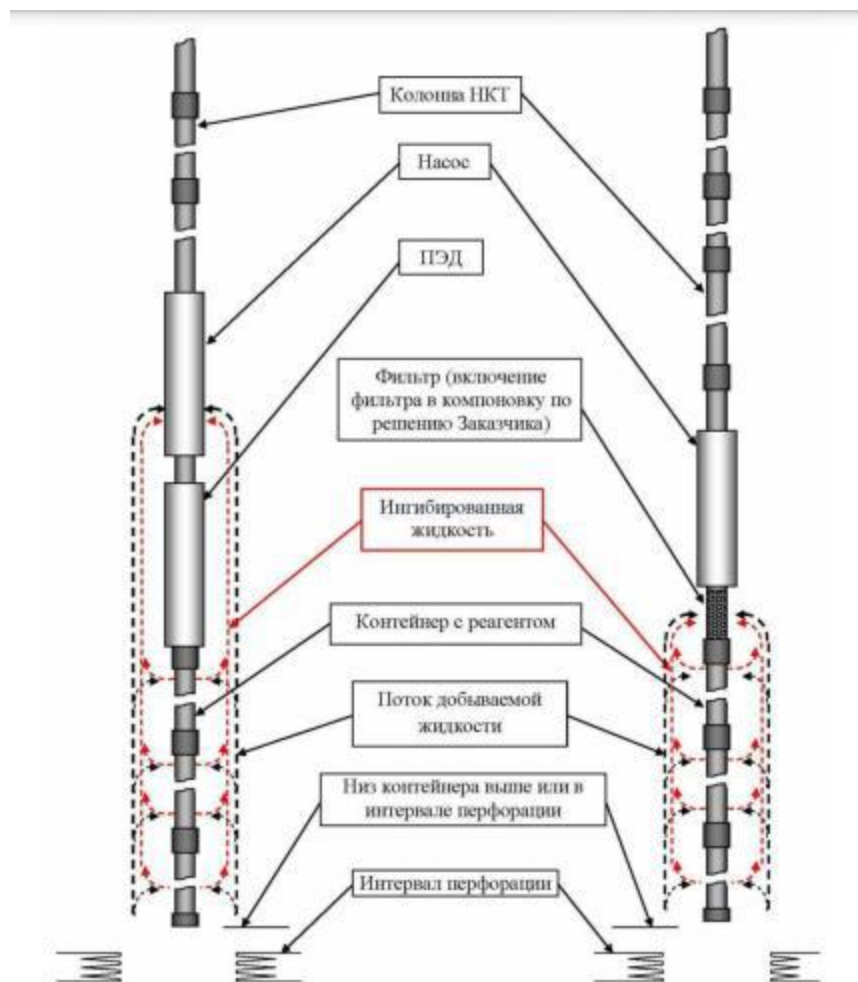


Рисунок 13 – Схема размещения ПСК в скважинах, оборудованных ЭЦН и ШГН

Максимальная эффективность борьбы с АСПО достигается путем правильной закачки химических реагентов в скважину. Дозирование ингибиторов и растворителей отложений может осуществляться с помощью погружного скважинного контейнера (ПСК).

Конструктивная особенность ПСК заключается в том, что секции контейнера регулируются и настраиваются под параметры работы скважины, которая вышла в ремонт. Регулирование осуществляется в течение 5-10 минут перед спуском устройства. Использование контейнера позволяет дозировать ингибитор в требуемых минимальных концентрациях. Химический реагент при этом будет совместим с попутно добываемой жидкостью, минерализация

которой может меняться. На рисунке 13 представлена схема установки ПСК в скважине.

Доставка ингибиторов на забой скважины при применении химической технологии предотвращения формирования отложений может осуществляться с помощью устьевых блоков подачи реагента (УБПР) (рисунок 16) [10]. Использование УБПР позволяет с высокой точностью производить дозирование любого химического состава, оценить эффективность выбранного ингибитора, определить необходимую концентрацию. В настоящее время 30,3 % скважин оснащено данным оборудованием. Практика показала, что использование УПБР с различными химическими составами в среднем увеличивает наработку на отказ почти в 2,5 раза.

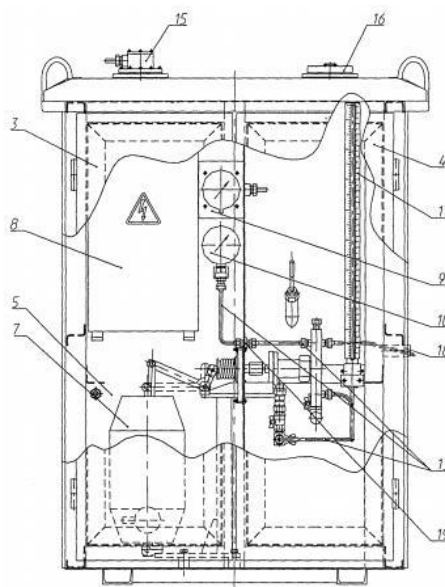


Рисунок 13 – Схема УБПР [10]:

3 и 4 – двери блока; 5– герметичные отсеки; 7 – насос-дозатор; 8 – электрошкаф; 9 – датчик температуры реагента; 10 – манометр; 12 – датчик уровня (ДУ); 13 – система гидравлики; 15 – горловина (Г) для установки ДУ; 16 – Г для заливки реагента; 18 – патрубок; 19 – разделитель сред

К числу методов по борьбе с гидратно-парафиновыми пробками, применяемым на предприятии, относятся: спуск-подъем скребков, горячая обработка скважин нефтью. Данные методы требуют значительных

материальных затрат и затрат трудовых ресурсов, а также не всегда оказываются эффективными, что приводит к длительным простоям скважин.

1.4.2 Методы предотвращения образования отложений АСПО

Профилактические методы по замедлению образования и накопления отложений необходимы для достижения безаварийной работы нефтепромыслового оборудования. На выбор наиболее подходящего метода влияют свойства нефтяного пласта, а также режим работы скважины. Практика показывает, что применение методов по предупреждению образования АСПО оказывает положительное влияние на стабильность работы внутрискважинного оборудования. При этом экономические показатели улучшаются в связи с уменьшением затрат на разработку.

Применение защитных покрытий. Применение специальных защитных покрытий для поверхностей труб является технологическим методом предупреждения АСПО, который применяется на многих месторождениях. Различными исследованиями ученых было установлено, что шероховатость поверхности труб обсадных и подъемных колонн способствует образованию и накоплению отложений.



Рисунок 15 – Трубопроводы со стеклоэмалью

При изменении свойств поверхности эффект снижения скорости образования отложений достигается по двум механизмам: непосредственное

снижение шероховатости поверхности труб, а также изменение полярности материала стенки.

Стекло и стеклоэмали представляют собой полярные материалы, обладающие высокой адгезией к материалам из стали, а также низкой сцепляемостью к парафинам. Применение НКТ с покрытием из фритты ЭСБТ9 (эмалевое) было использовано на сложных месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», и после эксплуатации в течение более 400 суток, удовлетворительная средняя наработка труб составила 416-740 суток, НКТ без покрытия – 91-187 суток [10].

НКТ подвергаются ударным, растягивающим, сжимающим и изгибающим нагрузкам как в скважинах, так и при транспорте и спускоподъемных операциях оборудования. Поэтому покрытие из стекла разрушается из-за хрупкости и отсутствия сцепления с металлической поверхностью трубы. Данным условиям больше соответствуют трубы с эпоксидными и эмалевыми покрытиями. Однако сдерживающим фактором для широкого применения данных покрытий является недостаточная термостойкость и морозостойкость.

На месторождениях «Газпромнфеть-Восток» и «Лукойл-Западная Сибирь» успешно применялась технология Majorpack для защиты погружного оборудования от коррозии и парафиновых отложений в скважинах. Антикоррозионные покрытия состоят из интерметаллидного слоя, который является протекторной защитой и наносится на НКТ методом диффузионного цинкования. Поверх протектора наносится многокомпонентный полимер (барьерная защита), который обладает гидрофобными свойствами и снижает вероятность отложения парафинов на стенках НКТ. При использовании защитного покрытия на месторождениях на рабочей поверхности труб не было выявлено механических повреждений, следов коррозии, а также отложений АСПО. На месторождениях предприятия «Лукойл-Западная Сибирь» технология Majorpack позволила увеличить МРП до 1400 суток, также не было зафиксировано случаев отказа оборудования.

Химические методы предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений. В настоящее время метод, основанный на применении химических реагентов, считается одним из самым перспективных при борьбе с образованием АСПО на стенках оборудования. Такой способ устранения и предотвращения образования АСПО является высокоэффективным и имеет пролонгированный эффект.

Основу данного метода представляет добавление различных полимерных присадок в добываемую нефть. Такие присадки называют ингибиторами образования АСПО [12]. По механизму действия полимерные присадки делятся на 4 группы:

1. К Реагентам депрессорного действия можно отнести химические вещества, обладающие поверхностно-активными свойствами, не диссоциирующие в водных растворах на ионы с молекулярной массой до 5000. Депрессоры препятствуют кристаллам агрегировать и предотвращают их дальнейший рост путем модификации сольватной оболочки кристаллов ПУ.

2. Реагенты модифицирующего действия за счет своего взаимодействия с молекулами ПУ изменяют форму и поверхностную энергию образующихся кристаллов, следовательно, минимизируют их адгезионные и агрегационные свойства. Благодаря модификаторам образовавшиеся кристаллы остаются незначительных размеров, что при движении нефтяного потока способствует удержанию образовавшихся кристаллы в объеме среды во взвешенном состоянии.

3. Реагенты диспергирующего действия разрушают структуру образовавшихся АСПО и переводят их компоненты в нефтяную систему. Такие реагенты чаще всего применяются для удаления АСПО и в качестве компонентов композиционных ингибиторов.

4. Реагенты смачивающего типа способны образовывать на металлической поверхности оборудования защитную пленку, вследствие чего гидрофобные кристаллы ПУ не способны оседать на внутренних стенках

оборудования. Реагенты данного типа схожи по механизму действия с ингибиторами коррозии [12].

На сегодняшний день существует большое разнообразие ингибирующих присадок, но из-за значительных различий в свойствах и в составах НДС подбор присадок и дозировка для каждого месторождения проводится экспериментально.

Механизм действия химических реагентов. Исследованием механизма действия ингибирующих присадок занимаются уже на протяжении 50 лет, но, несмотря на это на данный момент не создано единой теории, описывающей поведение химических реагентов.

Проведя анализ литературных данных о механизме действия присадок, можно сделать вывод, что при температуре выше или равной началу кристаллизации ПУ действие присадок основано на влиянии на процесс ассоциации ПУ и на образование ассоциативных комплексов присадка - ПУ. При температуре ниже температуры начала кристаллизации парафиновых углеводородов взаимодействие н-алканов с молекулами присадок происходит за счет адсорбции и совместной кристаллизации. Принято, что полярные группы полимеров способствуют адсорбции, а алкильные боковые цепи образованию смешанных кристаллов. При этом структурообразование ПУ предотвращается вследствие стерического фактора, т.е. большого объема алкильных групп присадок, обращенных к углеводородной среде, или ее полярных групп, которые затрудняют рост кристаллов, их сближение и образование пространственного каркаса.

Растворители парафиновых отложений. Прогнозируемых рекомендаций для применения отдельных составов для удалений тех или иных типов ПО и универсальных удалителей нет, несмотря на большое количество публикаций в России и за рубежом по химическим методам удаления парафина с нефтепромыслового оборудования и ПЗС (призабойной зоны скважины). Это можно объяснить тем, что состав ПО по месторождениям очень различен, также эти отложения изменяются как во время движения

нефти, так и в разработке месторождения, еще сказывается отсутствие каких-либо теоретических разработок о взаимодействии твердых УВ и реагентов [13].

Последний тип можно рассматривать как моющие смеси, потому что они в большей степени не растворяют составляющие ПО, а диспергируют и отмывают. Моющие вещества, в большинстве своем, имеют в составе спирты, щелочи, электролиты, оксиалкилированные продукты, кислоты и др. Много составов имеет ряд преимуществ перед органическими удалителями. Они более технологичны, менее пожароопасны и взрывоопасны, способствуют созданию гидрофилизирующих пленок на твердых поверхностях [13]. Подача ингибитора производится в затрубное пространство скважины. Закачка ингибитора может быть осуществлена двумя способами: периодическим и постоянным.

Периодический способ заключается в том, что по мере необходимости очистки приезжает бригада и закачивает большой объем ингибитора в скважину. Применение технологии периодической закачки реагента в скважину с последующей циркуляцией с помощью агрегатов химической обработки включает в себя проведение следующих работ.

- 1) выполнение расстановки спецтехники, согласно технике безопасности;
- 2) произвести замеры необходимых параметров перед началом обработки скважины (дебит жидкости, рабочие давления, токи, динамический уровень), составить акт по результатам замеров;
- 3) произвести монтаж нагнетательной линии к затрубной задвижке скважины (при необходимости циркуляционной обработки: от буферной задвижки к мернику агрегата ЦА-320);
- 4) опрессовать линию на 1,5 кратное ожидаемое рабочее давление;
- 5) открыть затрубную задвижку, закачать в затрубное пространство скважины при помощи ЦА-320 расчетный объем реагента. Закачку

производить на минимальной скорости агрегата, не допускать роста давления в затрубном пространстве более давления опрессовки;

6) при необходимости циркуляционной обработки после окончания закачивания реагента в затрубное пространство скважины открыть буферную задвижку. Произвести прокачку скважинной жидкости из НКТ через мерник агрегата в затрубное пространство скважины в течение 0,5-1 часа;

7) после окончания работ убрать рабочее место, утилизировать остатки хим. реагентов, установить штуцер, обратный клапан, запустить скважину в работу;

8) произвести замеры необходимых параметров после обработки скважины (Дебит жидкости, рабочие давления, токи, динамический уровень);

9) составить акт о выполненных работах.

Постоянный способ – это дозированная закачка определенного количества ингибитора с помощью устьевого блока дозирования химического реагента (УБДР).

Период и объем закачки определяется технологическими условиями. Реагент при помощи дозирочного насоса через распределительную головку подается в затрубное пространство скважины. Обязка дозирующего устройства для подачи реагента в затрубное пространство скважины представлена на (рисунке 16)

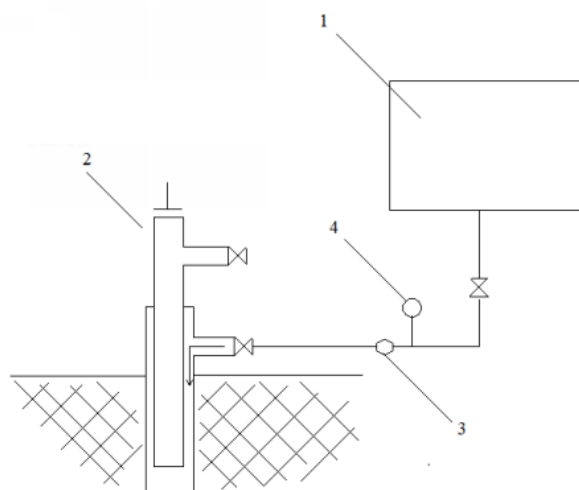


Рисунок 16 – Обвязка дозирующего устройства для подачи реагента в затрубное пространство скважины; 1- установка дозирования реагента, 2 – фонтанная арматура, 3 – обратный клапан, 4 – манометр

Заправка дозаторов должна производиться заблаговременно – до окончания реагента в емкости дозатора. Не допускается простой дозатора по причине отсутствия реагента

Подача ингибитора с помощью специального погружного кабельного устройства. Обеспечивается доставка химического реагента в требуемую точку ввода (в призабойную зону, на прием погружного насоса или в интервал образования отложений) с наиболее эффективной дозировкой. При этом реагент не расходуется на насыщение столба нефти в затрубном пространстве скважины, адсорбцию его на внутренней поверхности обсадной колонны и наружной поверхности НКТ. Обеспечивается наиболее экономичный расход реагента непосредственно на конкретные технологические цели (деэмульсацию, депарафинизацию, предупреждение или удаление солей и др.) и наибольшая эффективность его применения. Схема дозирования химического реагента в скважину с применением СПКУ приведена на (рисунке 17) [14].

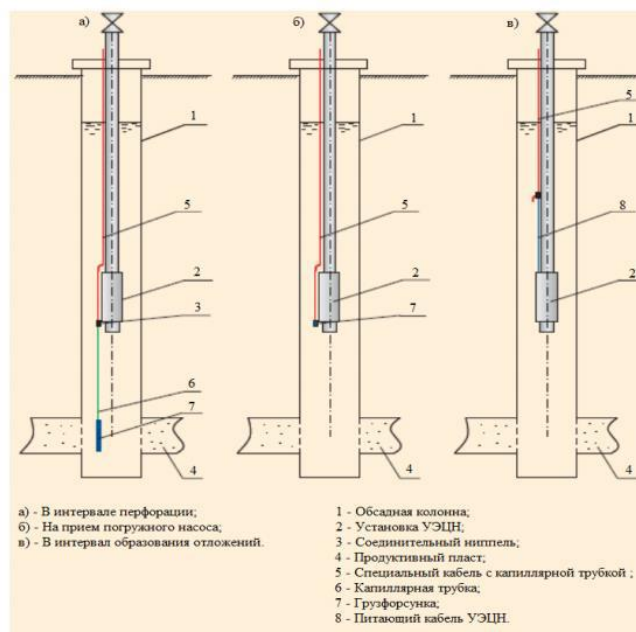


Рисунок 17 – Схема дозирования химического реагента в скважину с применением СПКУ

Физические методы. Этот метод основан на глубоком понимании структуры, свойств, механизмов образования парафинов. На процесс выпадения влияют, множество физических полей: тепловые, магнитные, акустические, электромагнитные, электрические. Однако, наличие физических полей оказывает и обратное влияние на процесс ПО. Магнитные и электрические поля разнообразно влияют на адсорбцию парафина. Так, например, при положительном заряде электрического заряда снижается количество парафина, а при отрицательном наоборот. А вот магнитное поле всегда снижает количество парафина.

Метод предупреждения отложений с помощью вибраций заключается в создании колебаний стенок трубопровода. Принцип действия тот же, вибрация не позволяет парафину плотно сцепиться с поверхностью металла, что он в свою очередь уносится потоком. Одним из предприятий по изготовлению и внедрению магнитных устройств в лифтовых колоннах скважин и нефтепроводах занимается ЗАО «Геопромысловые новации». Используются магнитные камеры МК-200П-40; МК-150П-40; МК-100 П-40; МК-100С-40; и активаторы магнитные АМС-73, АМС-60 различных модификаций. Корпус магнитного активатора выполнен из насосно-компрессорной трубы, длиной

630 мм с резьбами на концах, со встроенной в него магнитной системой из кольцевых постоянных магнитов на основе редкоземельных металлов с высокими значениями напряженности.

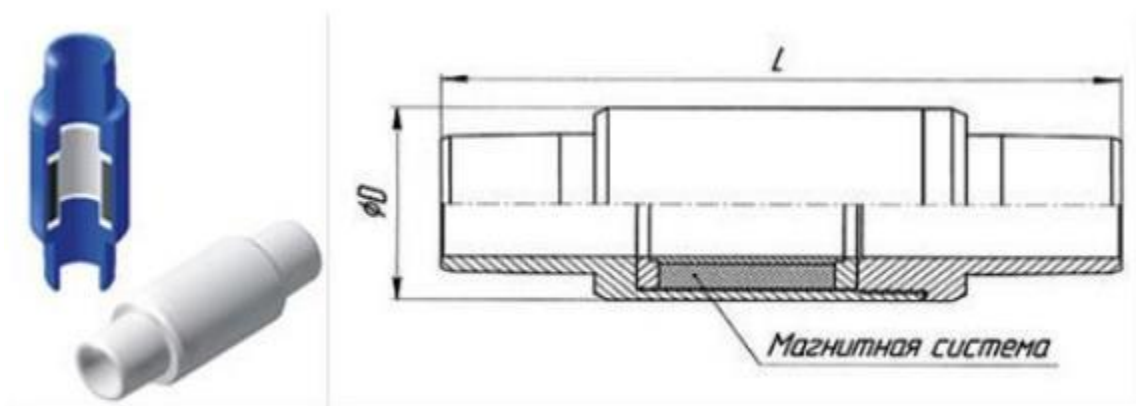


Рисунок 18 – Магнитный активатор АМС-73М

Установки магнитного активатора АМС при эксплуатации скважины насосом типа ЭЦН рекомендуется устанавливать через 1-2 НКТ от насоса, еще через 1 НКТ – обратный клапан, еще через 1 НКТ – сливной клапан

Безреагентный метод воздействия магнитного поля на добываемую жидкость в настоящее время находит широкое применение на нефтепромыслах. В связи с этим магнитные камеры используются не только на подземном оборудовании скважин, но и на устьевой арматуре и во входе в АГЗУ, с целью предупреждения солеотложений.



Рисунок 19 – Магнитные камеры на устье и на входе в АГЗУ

Таким образом, результаты применения этой технологии подтвердили положительную действенность, высокоэффективность борьбы с ПО, так что можно спокойно оснащать приборы на выкидных линиях и в скважинах.

2. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА ПРИМЕРЕ «Х» МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Общие сведения о месторождении

В 1990 году Асомкинской группе месторождений было дано новое название – «Х» месторождение. «Х» месторождение расположено в междуречье реки Большой Юган и протоки Покамас в 70 километрах к востоку от города Нефтеюганска. Административно эта территория относится к Сургутскому району Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

В геоморфологическом отношении описываемый район представляет собой слабопересеченную равнину, неравномерно покрытую лесом.

Абсолютные отметки рельефа в основной части месторождения колеблются в пределах +40 метров, +56 метров, а в северной части понижаются до +32 метров, +40 метров. Таким образом, относительные колебания рельефа местности не превышают 30 метров.

С 1981 года, со времени установления промышленной нефтеносности разведочной скважиной №1П, на месторождений пробурено большое количество эксплуатационных и разведочных скважин, в которых промышленная нефтеносность пласта ЮС1 доказана на различных гипсометрических отметках. Характеристика залежи представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристика залежи пласта ЮС1 «Х» месторождения

Залежь	Отметки ВНК, м	Размер залежи, км	Высота залежи, м	Средняя нефт. толщ.	Тип Залежи
Средне-Асомкинская	2900	14 x 9	70	8,3	Пластово-сводовая

С целью поиска нефти и их оконтуривания на «Х» месторождении пробурено 34 разведочных скважин, причём две скважины со вскрытием фундамента. Испытания отложений тюменской свиты в 11 разведочных скважинах положительного результата не дали. Промышленная нефтеносность отложений мегонской свиты не обнаружена. Хотя нефтепроявления ачимовских отложений в интервале 2881-2904 метра и 2925-2931 метр был получен слабый приток нефти с водой общим дебитом 0,8 м3/сут. при Нд=1061 метр, из отложений ачимовской толщи из интервала 2883-2905 метров. Промышленно-нефтеносными на «Х» месторождении являются только отложения васюганской свиты. Пласт ЮС1, приуроченный к кровле свиты и представлен песчаными фациями практически по всей площади месторождения.

С 1981 года, со времени установления промышленной нефтеносности разведочной скважиной №1П, на месторождении пробурено более 350 эксплуатационных и разведочных скважин, в которых промышленная нефтеносность пласта ЮС1 доказана на гипсометрических отметках. На дату подсчёта запасов на месторождении выявлено пять самостоятельных залежей пласта ЮС1, показанных в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристика залежей нефти пласта ЮС1 «Х» месторождения

Залежь	ВНК	Размеры залежи, км	Высота залежи, м	Средняя нефтяная мощность, м	Сетка раз-бурирования	Плотность сетки, га/скв
Асомкинская	2911	5x10	35	6,9	500x500	25/12,5
Средне-Асомкин	2900	14x9	70	8	450x450	20
Восточ-Асомкин	2900	5x4	19	4	500x500	25
Южно-Асомкин	2900	4x4	23	5,6	500x500	25
Запад-Асомкин	2900	4x7	30	4	-	-
Район скв. №29р	2900	1,5x2	14	2,2	-	-

В продуктивной части пласта ЮС1 преобладают мелко-среднезернистые песчаники и крупнозернистые алевролиты. Незначительное место в разрезе занимают прослои глин и карбонатных пород. Породы-коллекторы представлены преимущественно песчаниками, для которых

характерен поровый тип цемента, глинистый по составу преобладанием (до 78%) каолинита.

Открытая пористость пород изменяется от 10,5 до 19,5%. Среднее значение пористости 15,4% (по 377 изученным образцам).

В основу корреляций разрезов нагнетательных и добывающих скважин положены данные интерпретаций материалов ГИС. В отчёте с учётом качественных и количественных критериев выделены песчано-алевролитовые прослои коллекторов в интервале горизонта ЮС1, определены общие эффективные и нефтенасыщенные толщины в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристика толщин пласта ЮС1 Средне-Асомкинской залежи

Площадь	Толщины, м	Наименование	Зона пласта	
			Нефтяная	Водяная
Средне-Асомкинская	Общие	Сред. значение	11,5	9,5
		Пределы изменения	0,6-26,8	0,6-25,6
	Эффективные	Сред. значение	9,5	7
		Пределы изменения	0,6-25,4	0,6-20,4

По данным ОАО “Юганскнефтегаз” наиболее изучены глубинными поверхностными пробами Средне-Асомкинская и Асомкинская площади, фактически являющиеся единой залежью. Плотность нефти изменяется от 0,829 до 0,843 т/м³, газовый фактор от 54 м³/т до 68 м³/т, объёмный коэффициент от 1,166 до 1,236. Средние значения этих величин приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты исследования пластовой и дегазированной нефти Средне-Асомкинской площади

Наименование	Размерность	Средне-Асомкинская площадь
Период исследования	годы	1978-1989
Количество исследованных скважин	шт.	6
Количество исследованных проб	шт.	30
Плотность пластовой нефти	кг/м ³	746
Вязкость пластовой нефти	МПа*с	0,88
Объёмный коэффициент		78,7
Плотность дегазированной нефти	кг/м ³	835
Вязкость дегазированной нефти	МПа*с	5,33
Начало кипения	0С	64
Содержание:		
серы		1
парафина		2,13
Смол		5,96
температура плавления парафинов	0С	68-72

Разгазированные нефти малосернистые (1%), среднепарафинистые (2,18%). Содержание смол - до 5,96% , выход фракций до 3000С – 48,1%.

Растворённый в нефти газ метанового состава (63,8%). Содержание этана - 13,2%, пропана – 13,4%, бутанов – 2,17%. Для нефтей характерно преобладание нормального бутана над изобутаном и в меньшей степени пентана и изопентана. Свойства и состав нефти приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Свойства и состав нефти «Х» месторождения

Наименование	Индекс пласта ЮС1	
	Диапазон	Среднее значение
Пластовое давление, МПа	29,6-29,9	29,8
Пластовая температура, 0С	-	95
Давление насыщения, МПа	8,2-10,5	9,4
Газосодержание, м3/сут.	68-90	79
Газовый фактор при условии сепарации, м3/сут.	61-75	68
Объёмный коэффициент	1,185-1,273	1,229
Плотность нефти, кг/м ³	751-773	762
Объёмный коэффициент при условии сепарации	1,147-1,207	1,177
Вязкость нефти, МПа*с	-	1,14
Плотность нефти при условиях сепарации, кг/м ³	830-837	834

Химический состав вод показан в таблице 8.

Таблица 8 – Химический состав пластовых вод мезозоя по «Х» месторождению.

Пласт	Юрский	Ачимовский	Сеноманский
Плотность, г/см ³	1,008-1,021	1,012	1,001
РН	6,2-8,4	7,5	7,8
Минерализация, г/л	15,5-22,6	17,6	17,8

Обобщая вышеизложенное можно сказать следующее: промышленная нефтегазоносность «Х» месторождения связана с отложениями пласта ЮС1 васюганской свиты верхней юры. Пласт ЮС1 залегает на глубине 2960м. Пласт характеризуется зонально-слоистым строением. Коллекторами являются песчаники и алевролиты.

В результате анализа выявлены следующие особенности геологического строения «Х» месторождения:

низкая проницаемость коллектора (среднее значение около 0,025 мкм²);

повышенная температура пласта (более 800С), что ограничивает применение потокоотклоняющих технологий на основе ПАВ, но открывает широкую перспективу для применения самотермогелеобразующих композиций;

значительная доля ВНЗ (Асомкинская площадь на 90 % находится в ВНЗ), однако проницаемость в водонасыщенной части пласта меньше, чем по нефтенасыщенной, что сохраняет перспективу применения потокоотклоняющих технологий;

в купольной части месторождения нефтенасыщенные толщины минимальны и повышаются на восточном склоне.

2.2 Технология борьбы АСПО в условиях «Х» месторождения

В условиях «Х» месторождения применяются тепловые методы повышения эффективности работы скважины.

Для прогрева пласта на устье скважины подается нагретая нефть, вода, нефтепродукты или пар. По скважине нагретый теплоноситель идет в забой, из которого уходит в пласт. Чтобы эффективно прогреть призабойную зону,

необходимо от 15 до 30 м³ теплоносителя, нагретого до температуры 90-95⁰С. Горячую жидкость либо продавливают в пласт, либо заставляют циркулировать в нем (горячая промывка).

Рассмотрим основные методы борьбы АСПО в условиях «Х» месторождения:

1. Метод продавливание горячего теплоносителя (нефти, керосина, другой жидкости) в пласт является наиболее эффективным способом, но для его реализации необходимо сначала остановить работу скважины, извлечь из нее оборудование и поместить в колонну подъемные трубы. Как правило, в пласт подают 10-12 м³ горячей нефти с 80-100 кг ПАВ или 70-80 м³ горячей воды, прошедшей обработку ПАВ, и через 6-7 часов запускают скважину.

2. Метод горячей промывки заключается в следующем. Нагретую жидкость подают по насосно-компрессорным трубам через забой в пласт. При этом скважина продолжает свою работу. Теплоноситель, подаваемый под давлением, вытесняет холодную нефть, которая уходит в скважину. Этот метод менее эффективен, чем продавливание, так как прогрев зоны в районе забоя при его применении невелик. Плюсом метода является то, что для промывки нет необходимости останавливать скважину и вынимать оборудование.

Данная промывка представляет собой закачку в затрубное пространство скважины подогретой нефти (до 110 ⁰С в зависимости от способа эксплуатации скважины) агрегатом АДПМ (рис. 22).



Рисунок 22 – Агрегат АДПМ

При этом горячая нефть нагревает НКТ, а восходящий поток выносит растворенные отложения. Необходимо отметить, что данный метод

эффективен на скважинах, оборудованных УШГН, и фонтанных скважинах. На скважинах, эксплуатируемых с помощью УЭЦН, вследствие ограничения давления (не больше 90 атм.) и температуры (80 градусов) закачки, удаление и вынос АСПО практически не происходит. Из-за высокой температуры плавления смол и асфальтенов при промывке имеют место высокие начальные и конечные давления прокачки. Как показали исследования, вынос смол и асфальтенов на большинстве скважин начинается только после прокачки 30 м³. Для увеличения эффективности использования АДПМ необходимо своевременно корректировать и соблюдать межочистной период скважин, а также планировать объем прокачки индивидуально для каждой скважины.

Для горячей промывки скважин в настоящее время применяются агрегаты АДПМ-12/150. Принцип работы агрегата следующий: нефть из автоцистерн забирается насосом и подается в змеевик котла, где нагревается и закачивается в скважину. Температуру нагрева можно регулировать изменением производительности насоса. Оптимальная работа достигается обычно при температуре 95–105 °С. В качестве топлива для котла используется дизельное топливо. При отсутствии АДП нефть или воду нагревают в емкостях или автоцистернах при помощи передвижных паровых установок ППУ-3М. ППУ изготавливаются на базе вездеходных автомобилей «КамАЗ», «Урал». Принцип работы ППУ такой же, как у АДП. Производительность ППУ – 1–1,2 тонны пара в час при температуре пара до 300 °С. Разрешенное рабочее давление – до 10 МПа. В последнее время выпускается передвижная паровая установка ППУА-1200/100 производительностью 1200 кг/ч с температурой пара 310 °С. При нагревании нефти с помощью ППУ в открытых емкостях температуру выше 90 °С поднимать не рекомендуется во избежание выброса нефти из емкости из-за вскипания. Нагретую в емкости нефть закачивают при помощи промывочных агрегатов. Перед началом горячей промывки нагнетательную линию опрессовывают на давление, превышающее ожидаемое в 1,5 раза. Агрегат АДП устанавливают не ближе 25 метров от скважины. При горячей обработке

следят за давлением, расходом и температурой рабочей жидкости. Все данные записывают в журнал учета горячих промывок, который ведет инженер-технолог для анализа депарафинизации скважин.

Реже в условиях «Х» месторождения применяется метод электротепловой обработки пласта, чтобы провести данный метод нефтяную скважину останавливают, в нее на кабель-тросе спускают электрические нагреватели, которые в течение нескольких суток прогревают призабойный участок пласта.

Таким образом, технологии борьбы АСПО, применяемые в условиях «Х» месторождения имеют как достоинства, так и недостатки.

К достоинствам методов можно отнести: минимизировано участие человека, а удаленное управление обеспечивает работу даже в самых отдаленных участках месторождения; эффективны на скважинах, оборудованных УШГН, и фонтанных скважинах.

К недостаткам: большие тепловые потери; на скважинах, эксплуатируемых с помощью УЭЦН, вследствие ограничения давления (не больше 90 атм.) и температуры (80 градусов) закачки, удаление и вынос АСПО практически не происходит.

3. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ В ОСЛОЖНЕННЫХ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА ПРИМЕРЕ «Х» МЕСТОРОЖДЕНИЯ

3.1 Технологический процесс повышения эффективности работы скважины применением тепловых методов

Проведенное исследование показало, что в настоящее время в условиях «Х» месторождения преимущественно используют закачку горячей нефти в целях борьбы с АСПО. В целях повышения эффективности работы скважины с применением тепловых методов предлагается внедрение метода прогрева НКТ паром. Прогрев НКТ в отличие от применяемых на месторождении методов борьбы с АСПО наиболее экономически оправдан и универсален.

Метод прогрева паром – считается одним из самых эффективных тепловых методов воздействия на пласт. Горячий водяной пар подается под давлением 8-15 МПа в скважину, он выталкивает нефть из зоны, прилегающей к забою, и выходит в пласт. При этом методе в пласт закачивается не менее 1000т пара, после чего скважину герметично закрывают на 2-5 суток. После разгерметизации скважины в нее спускают оборудование и запускают в работу

Для применения метода обработки паром необходимо соблюдение нескольких условий:

- глубина расположения нефтеносного пласта не превышает 1,2 км;
- пласт глин, суглинков и песчаников по толщине не превышает 15 м;
- нефть вязкая и плотная;
- насыщенность пласта нефтью составляет не менее 50%;
- участок разработки не заводнен.

Для реализации данного метода в условиях «Х» месторождения перед началом работ необходимо:

Провести исследование скважины для того что бы убедиться, что обработка будет эффективной.

Проведем следующие замеры:

- замер дебита нефти;
- замер дебита воды;
- замер пластового давления;
- замер температуры;
- замер статического уровня.

Далее промываем забой, спускаем насосно-компрессорные трубы с термостойким пакером, который устанавливают над верхними отверстиями фильтра. В неглубоких скважинах (до 500-600 м) паротепловую обработку часто проводят без применения пакера. Для устранения опасных удлинений колонны насосно-компрессорных труб при закачке пара в пласт применяют специальное оборудование, состоящее из колонной головки, арматуры устья и скважинного компрессора с телескопическим устройством.

Обвязываем оборудование с устьем скважины. Пар для теплового прогрева скважин получают от передвижных паровых установок (ППУ), парогенераторных установок (ПТУ), монтируемых на шасси автомобиля высокой проходимости. Имеются установки производительностью до 5,5 т/ч пара с рабочим давлением до 10 МПа и температурой пара до 315 °С. Также применяют мощные автоматизированные передвижные парогенераторные установки типа УПГ -9/120 с подачей пара до 9 т/ч и рабочим давлением 12 МПа. Установки укомплектованы системой КИП и автоматики. Управление работой оборудования осуществляется из кабины оператора.

Проведение парообработки:

Закачиваем пар под давлением. Парогенераторную установку (рис. 23) (одну или несколько) соединяют трубопроводами высокого давления с устьем скважины. Пар из парогенератора своим давлением вытесняет нефть из НКТ и поступает в пласт.



Рисунок 23 – Паро-Пусковая установка

Оставляем на прогрев. После закачки пара (не менее 1000 т) устье скважины герметизируют на 2-5 суток для передачи тепла в глубь пласта.

Заключительные работы:

- Извлекаем НКТ
- Спускаем обратно оборудование скважины
- Запускаем скважину в работу.

Опыт потребителей подтверждает, что применение метода прогрева паром скважин позволяет:

- а) исключить очистку НКТ механическими скребками;
- б) увеличить межремонтный период работы подземного оборудования скважины;
- в) сократить потери нефти из-за простоев скважины при падении скребков и капитального ремонта скважины;
- г) сократить потери нефти, затраченные на тепловые обработки скважины;

- д) стабилизировать работу ЭЦН;
- е) исключить капитальный ремонт скважины;
- ж) сократить расходы на техническое обслуживание скважин.

Основным преимуществом данной технологии депарафинизации являются разовые затраты на приобретение установки и запуск системы управления в работу.

3.2 Расчет НКТ при закачке теплоносителя в пласт

Исходные данные: глубина залегания пласта- 2760м; диаметр обсадной колонны 168 мм; $P_{пк} \geq 21$ Мпа; давления нагнетания на устье $P_n = 17$ Мпа; плотность нагнетаемой жидкости $\rho_v = 1000$ кг/м³; плотность жидкости в скважине $\rho_n = 840$ кг/м³; глубина установки пакера $l_n = 2700$ м; натяжение колонны при извлечении пакера $\Delta Q = 50$ кН; количество закачиваемой жидкости $Q = 115$ м³/сут.

Внутренний диаметр НКТ.

$$d = 3.312 \sqrt[5]{\frac{Q_{ж}^2 \cdot L}{\Delta H}}, \text{ мм} \quad (1)$$

где: $Q_{ж}$ - предполагаемый объем закачки, м/сут;

L - глубина спуска НКТ;

ΔH - допустимые потери напора на гидравлические сопротивления в колонне, м.

$$d = 3.312 \sqrt[5]{\frac{115^2 \cdot 2700}{170}} = 38,4 \text{ мм}$$

Принимаем ближайший большой стандарт диаметра НКТ 48•4 мм гр.пр. «D» ($d_{вн} = 40$ мм); $q = 4.46$ кг/м; $Q_{стр} = 115523$ Н.

Определяем длину нижней секции. Предварительно найдем

$$Q_g = 21 \cdot 10^6 \cdot 0,785 \cdot 0,04^2 = 26,38 \text{ кН} < \Delta Q;$$

$$\ell_1 = \frac{\frac{Q_{стр1}}{n_1} - Q_g}{q_{1g}}, \text{ м} \quad (2)$$

где: Q_g – большее из значений $P_{пк} - F_B$ или ΔQ ;

q_1 – масса 1 м труб, кг/м;

ΔQ – дополнительная нагрузка при извлечении пакера, Н;

$P_{пк}$ – рабочее давление на пакере, Па.

$$\ell_1 = \frac{\frac{115523}{1,3} - 50000}{4,46 \cdot 9,81} = 888 \text{ м.}$$

Так как $\ell_1 < \ell_n$, рассчитываем длину 2-й секции, которую komponуем из труб 60•5 «D» мм ($q_2 = 6,96$ кг/м; $Q_{стр2} = 201183$ Н).

$$\ell_2 = \frac{\frac{Q_{стр2}}{n_1} - \sum_{i=1}^{k-1} \ell_i q_{ig} - Q_g}{q_{kg}}, \text{ м} \quad (3)$$

$$\ell_2 = \frac{\frac{201183}{1,3} - 888 \cdot 4,46 \cdot 9,81 - 50000}{6,96 \cdot 9,81} = 965 \text{ м}$$

поскольку $\ell_1 + \ell_2 = 888 + 965 = 1853 < \ell_n$, переходим к расчету 3-й секции, которую комплектуем из НКТ 73•5,5 «D», $D_M = 88,9$ мм.

По таблице найдем $q_3 = 9,5$ кг/м; $h_1 = 1,41$; $L_p = 40,3$ мм;

$$b = \delta - h_1 = 5,5 - 1,41 = 4,09;$$

$$d = D - 2\delta = 73 - 2 \cdot 5,5 = 62 \text{ мм};$$

$$D_{cp} = 62 + 4,09 = 66,09 \text{ мм}$$

$$Q_{стр3} = \sum_{i=1}^n \ell_i q_{ig} \cos \beta_1, \text{ Н} \quad (4)$$

Где: ℓ_i – длина секции НКТ, м;

q_i – масса 1 п.м соответствующих секций, кг/м;

g - ускорение свободного падения, м/с²;

β - средний угол отклонения ствола скважины от вертикали; n - число секций НКТ.

$$\eta = \frac{4,09}{4,09+5,5} = 0,426; \operatorname{ctg}(\alpha+\varphi)=0,384;$$

$$Q_{\text{стр}3} = P_{\text{стр}} = \frac{3,14 \cdot 66,09 \cdot 4,09 \cdot 380}{1+0,426 \frac{66,09}{2 \cdot 40,3} 0,384} = \frac{322532}{1,134} = 284419 \text{ Н.}$$

Проверим Q_B для трубы 73•5,5 мм:

$$Q_B = 21 \cdot 10^6 \cdot 0,785 \cdot 0,062^2 = 63386 \text{ Н} > \Delta Q, \text{ поэтому берем } Q_g$$

$$\ell_3 = \frac{\frac{Q_{\text{стр}3}}{n_1} - \sum_{i=1}^{k-1} l_2 q_i g - Q_B}{q_k g}, \text{ м} \quad (5)$$

$$\ell_3 = \frac{\frac{284419}{1,3} - (888 \cdot 4,46 + 965 \cdot 6,96) 9,81 - 63386}{9,5 \cdot 9,81} = 543 \text{ м.}$$

так как $\ell_1 + \ell_2 + \ell_3 = 2396 \text{ м} < \ell_n$, за четвертую секцию принимаем НКТ 73-5,5 мм «К»:

$$q_4 = 9,5 \text{ кг/м}; Q_{\text{стр}4} = \frac{Q_{\text{стр}3} \cdot 495}{380} = 370493 \text{ Н};$$

$$\ell_4 = \frac{\frac{Q_{\text{стр}4}}{n_1} - \sum_{i=1}^{k-1} l_3 q_i g - Q_B}{q_k g}, \text{ м} \quad (6)$$

$$\ell_4 = \frac{\frac{370493}{1,3} - (888 \cdot 4,46 + 965 \cdot 6,96 + 543 \cdot 9,5) 9,81 - 63386}{9,5 \cdot 9,81} = 711 \text{ м}$$

$$\ell_1 + \ell_2 + \ell_3 + \ell_4 = 3107 \text{ м} > \ell_n \text{ (берем } \ell_4 = 404 \text{ м).}$$

Определяем внутреннее избыточное давление на устье скважины ($z=0$)

$$P_{\text{ви}} = P_{\text{н}} + (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}})zg, \text{ Па} \quad (7)$$

Где: $P_{\text{н}}$ - давление нагнетания, Па;

$\rho_{\text{в}}$ - плотность нагнетаемой жидкости, кг/м³;

$\rho_{\text{н}}$ – плотность среды в обсадной колонне, кг/м³;

z - расстояние от устья до рассчитываемого сечения, м;

g - ускорение свободного падения, м/с².

$$P_{\text{ви}} = P_{\text{н}} = 21 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Определим величину удлинения НКТ от нагрева при закачке теплоносителя:

$$\Delta L = L_0 \alpha t, \text{ м} \quad (8)$$

Где: L_0 – начальная длина свободного участка, м;

t - температура закачиваемого теплоносителя, °С;

α - коэффициент температурного расширения (для стали $\alpha = (12/12,4) \cdot 10^{-6}$ 1/град).

$$\Delta L = 2700 - 12,2 \cdot 10^{-6} \cdot 250 = 8,2 \text{ м.}$$

Таким образом, необходимо поставить на устье шарнирные соединения с возможностью перемещения до 8,2 м.

Определяем напряжение от совместного действия растягивающих осевых усилий и внутреннего давления с учетом температуры.

Предварительно найдем σ_z .

$$\sigma_z = \frac{\sum_{i=1}^k l_i q_i g + Q_g}{F_k}, \text{ Па} \quad (9)$$

где: σ_z – напряжение от внутреннего давления на устье скважины, Па;
 F_k – площадь поперечного сечения тела трубы верхней секции, м².

$$\sigma_z = \frac{(888 \cdot 4,46 + 965 \cdot 6,96 + 543 \cdot 9,5 + 404 \cdot 9,5) 9,81 + 63386}{0,785[(73 - 2 \cdot 1,41^2) - 62^2] 10^{-6}} = 258 \text{ Мпа.}$$

Напряжение от внутреннего давления

$$\sigma_t = \frac{P_{\text{вн}} D}{2\delta}, \text{ Па} \quad (10)$$

где: δ – толщина стенки трубы, м;

σ_t – предел текучести материала трубы с учетом разупрочнения на 6% на 100 °C нагрева.

$$\sigma_t = \frac{17 \cdot 10^6 \cdot 73 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 5,5 \cdot 10^{-3}} = 112,8 \cdot 10^6 = 112,8 \text{ Мпа};$$

$$\sigma_{\text{ЭКВ}} = \sqrt{258^2 + 112,8^2 - 258 \cdot 112,8} = 329,2 \leq \frac{495}{n_1}$$

$$n_1 = \frac{495}{329,2} = 1,5 > 1,3.$$

С учетом разупрочнения на 6% на 100 °C нагрева

$$\sigma_t = 495 - 2 \cdot 6 \cdot 4,95 = 435,6 \text{ Мпа, тогда}$$

$$n_1 = \frac{435,6}{329,2} = 1,32.$$

Вывод: мы произвели подбор НКТ для проведения пароводопроводки и рассчитали длину каждой секции колонны. Так же выяснили, что подобранная

колонна выдержит нагрузки при проведении мероприятий по теплообработки забоя.

3.2 Расчет потери теплоты по стволу скважины при паротепловой обработки

Исходные данные: Внутренний радиус НКТ $r_b = 0,02$; суммарный коэффициент теплоотдачи $K = 159$ ккал/(м²•К•ч); средний коэффициент теплопроводности горных пород $\lambda_{\pi} = 0,245$ ккал/(м•К•ч); потеря теплоты в породе в функции времени за время прогрева $f(\tau) = 3,78$; Температура рабочего агента (пара) на устье скважины $T_0 = 468$ К; среднегодовая температура воздуха в районе устья скважины $\theta_0 = 275$ К; Глубина интервала закачки рабочего агента $H = 2760$ м; геотермический градиент $\sigma = 0,0154$ К/м; время прогрева паром $t = 10$ суток.

Потеря теплоты по стволу скважины.

$$Q = \frac{2\pi r_b K \lambda_{\pi}}{\lambda_{\pi} + r_b K f(\tau)} \left[(T_0 - \theta_0) H - \frac{\sigma H^2}{2} \right], \text{ ккал/ч} \quad (11)$$

Где: r_b - Внутренний радиус НКТ, мм;

K - суммарный коэффициент теплоотдачи, ккал/(м²•К•ч);

λ_{π} - средний коэффициент теплопроводности горных пород, ккал/(м•К•ч);

$f(\tau)$ - потеря теплоты в породе в функции времени за время прогрева;

T_0 - Температура рабочего агента (пара) на устье скважины, К;

θ_0 - среднегодовая температура воздуха в районе устья скважины, К;

H - Глубина интервала закачки рабочего агента, м;

σ - геотермический градиент, К/м;

$$Q = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,02 \cdot 159 \cdot 0,245}{0,245 + 0,0192 \cdot 159 \cdot 3,78} \left[(468 - 275) 2760 - \frac{0,0154 \cdot 2760^2}{2} \right] = 196806,2 \text{ ккал/ч}$$

Суммарные потери теплоты за время прогрева.

$$Q_{\text{об}} = 24 Q t, \text{ кал} \quad (12)$$

Где: t - время прогрева паром, сутки;

$Q_{об}$ - Суммарные потери теплоты за время прогрева, кал.

$$Q_{об} = 24 \cdot 196806,2 \cdot 10 = 47233488 \text{ кал} = 47,2 \cdot 10^9 \text{ кал}$$

Общее количество теплоты, подведенное к скважине.

$$Q' = iG, \text{ кал} \quad (13)$$

Где: i - энтальпия пара, характеризующая его тепловые свойства (при давлении 1,2 Мпа и температуре 468K $i = 672,9$ ккал/кг;

G - массовый расход закачанного пара, $G = 300t = 300000$ кг;

Q' - Общее количество теплоты, подведенное к скважине, кал.

$$Q' = 672,9 - 300000 = 201870000 \text{ кал} = 201,87 - 10^9 \text{ кал}$$

Количество теплоты, дошедшей до забоя.

$$Q'' = Q' - Q_{об} \quad (14)$$

Где: Q'' - Количество теплоты, дошедшей до забоя, кал.

$$Q'' = (201,87 - 47,2)10^9 = 154636512 \text{ кал} = 154 \cdot 10^9 \text{ кал}$$

Потеря теплоты.

$$\eta = \frac{Q_{об}}{Q'} 100, \% \quad (15)$$

где: η - Потеря теплоты, %;

$$\eta = \frac{47,2}{201,87} 100 = 23,4\%$$

Вывод: Определены общие потери теплоты при проведении парообработки забоя, они составили 23% и благодаря этим данным есть возможность грамотно распоряжаться ресурсами, и определять эффективность проведения данного мероприятия.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СГ	Петлин Аркадий Игоревич

Школа		Отделение школы (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Оценка качества и перспективности по технологии QuaD
3. График проведения и бюджет НИИ
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИИ

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Петлин Аркадий Игоревич		

Серьезной проблемой при разработке месторождений, вызывающей осложнения в функционировании скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), формирование которых приводит к снижению производительности системы и эффективности работы насосных установок.

Наиболее перспективными и технологичными методами предупреждения выпадения АСПО являются тепловые методы. Метод прогрева паром – считается одним из самых эффективных тепловых методов воздействия на пласт. Горячий водяной пар подается под давлением 8-15 МПа в скважину, он выталкивает нефть из зоны, прилегающей к забою, и выходит в пласт. При этом методе в пласт закачивается не менее 1000т пара, после чего скважину герметично закрывают на 2-5 суток. После разгерметизации скважины в нее спускают оборудование и запускают в работу.

В данном разделе проведен расчет мероприятий по проведению обработки призабойной зоны горячим паром, а также дана оценка перспективности тепловых методов борьбы с отложениями АСПО.

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения мероприятий по удалению и предупреждению образования АСПО с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения, а также помогает вносить коррективы в научное исследование на основе сравнения изучаемой технологии с конкурирующими.

Для сравнения были взяты следующие методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями:

1. механический - применение различного вида очистных устройств;
2. тепловой – проведения обработки призабойной зоны горячим паром;
3. химический – разработка ингибитора АСПО асфальтенового типа на основе эфиров щавелевой кислоты.

Детальный анализ конкурирующих разработок с помощью оценочной карты представлен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б м	Б х	Б т	Км	Кт	К х
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Эффективность борьбы с АСПО	0,1 3	2	4	3	0,2 6	0,5 2	0,3 9
2. Удобство в эксплуатации	0,0 4	4	5	4	0,1 6	0,2 0	0,1 6
3. Энергоэкономичность	0,0 6	5	4	2	0,3 0	0,2 4	0,1 2
4. Уровень шума	0,0 2	4	5	5	0,0 8	0,1 0	0,1 0
5. Простота внедрения	0,0 4	4	3	4	0,1 6	0,1 2	0,1 6
6. Простота эксплуатации	0,0 2	4	4	5	0,0 8	0,0 8	0,1 0
7. Надежность	0,1 0	2	4	4	0,2 0	0,4 0	0,4 0
8. Безопасность	0,1 0	3	3	4	0,3 0	0,3 0	0,4 0
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,0 5	4	5	3	0,2 0	0,2 5	0,1 5
2. Стоимость внедрения	0,1 2	4	3	3	0,4 8	0,3 6	0,3 6
3. Послепродажное	0,0 5	3	5	4	0,1 5	0,2 5	0,2 0

обслуживание							
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1 2	3	4	4	0,3 6	0,4 8	0,4 8
5. Финансирование научной разработки	0,0 5	2	4	3	0,1 0	0,2 0	0,1 5
6. Срок выхода на рынок	0,0 5	4	4	4	0,2 0	0,2 0	0,2 0
7. Наличие сертификации разработки	0,0 5	5	5	3	0,2 5	0,2 5	0,1 5
Итого	1	5 3	6 2	5 5	3,2 8	3,9 5	3,5 2

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i \quad (1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы); B_i – балл i -го показателя.

В оценочной карте сравнения конкурентных технических решений под индексами представлены: М – механический метод, Х – химический метод, Т – тепловой метод.

Исходя из таблицы 1 по данным результата анализа можно сделать вывод о том, что наибольшими конкурентными преимуществами по сравнению с остальными методами обладает тепловой метод борьбы с АСПО.

4.1.1.1 Технология QuaD

Технология QuaD (QUality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество предложенного технического решения и его перспективность на рынке и позволяющие принимать решение о целесообразности вложения денежных средств в научно- исследовательский проект. Суть метода QuaD заключается в расчете средневзвешенных показателей оценки коммерческого потенциала разработки и оценки качества разработки. При этом оценка производится по столбальной шкале.

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i \quad (2)$$

где P_{cp} – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

B_i – вес показателя (в долях единицы); B_i – балл i -го показателя.

Значение P_{cp} позволяет говорить о перспективах метода и качестве проведенного исследования.

Результаты оценки качества и перспективности теплового метода предупреждения образования АСПО по технологии QuaD представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений по технологии QuaD

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	6
Показатели оценки качества разработки					
1. Энергоэффективность	0,05	90	100	0,90	0,045
2. Надежность	0,13	95	100	0,95	0,124
3. Унифицированность	0,04	50	100	0,50	0,020
4. Риск аварии	0,13	80	100	0,80	0,104
5. Сложность технологии	0,06	60	100	0,60	0,036
6. Уровень шума	0,02	90	100	0,90	0,018
7. Безопасность	0,13	85	100	0,85	0,111
8. Простота эксплуатации	0,03	90	100	0,90	0,027
9. Ремонтопригодность	0,09	85	100	0,85	0,077
Показатель оценки коммерческого потенциала разработки					
10. Конкурентоспособность	0,10	90	100	0,90	0,090
11. Уровень проникновения на	0,03	85	100	0,85	0,026

рынок					
12. Цена	0,05	80	100	0,80	0,040
13. Финансовая эффективность технического решения	0,09	70	100	0,70	0,063
14. Наличие сертификации разработки	0,05	85	100	0,85	0,043
Итого	1	-	-	-	0,822

В ходе оценки, было рассчитано значение $P_{\text{ср}}$, оно оказалось равно 0,822, что свидетельствует о высокой перспективности теплового метода борьбы с АСПО и его высоком качестве.

4.1.2 Планирование научно-исследовательских работ

4.1.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения настоящей работы сформирована группа из следующего состава: исследователь и научный руководитель. Распределение исполнителей по видам работ и этапы приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
	2	Подбор и изучение материала по теме	Студент

Выбор направления исследования	3	Выбор направления исследования	Руководитель, Студент
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Студент
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Составление литературного обзора ВКР	Студент
	6	Проведение анализа современных методов борьбы с АСПО	Студент
	7	Проведение расчета применения теплового метода борьбы с АСПО	Руководитель, Студент
	8	Сопоставление результатов расчета с промысловыми данными	Студент
Обработка результатов исследования	9	Экономическая оценка полученных результатов	Студент
Оформление выполненной работы	10	Оформление пояснительной записки и презентации	Студент

4.1.2.2 Определение трудоемкости выполнения

Трудоемкость выполнения проекта оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости используется следующая формула:

$$t_{oji} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5} \quad (3)$$

где t_{oji} – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.;
 t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дни;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости, рассчитывается продолжительность каждой i -ой работы в рабочих днях T_{pi} , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы и рассчитывается по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ож\ i}}{Ч_i} \quad (4)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ож\ i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

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

4.1.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни, для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

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

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;
 T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях; $k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}} - T_{\text{пр}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}}} \quad (6)$$

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

В 2022 году 365 календарных дней и из них 118 праздничные и выходные дни.

Тогда коэффициент календарности равен:

$$365$$

$$k_{\text{кал}} = \frac{\quad}{365 - 66} = 1,22$$

Результаты расчета временных показателей проведения научно-исследовательской работы представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}	Исполнители
	t_{mi} ни	t_{ma} xi	t_{o} ji			
Составление и утверждение технического задания	5	7	6	6	8	Руководитель
Выбор направления исследования	3	4	3	3	5	Руководитель, Студент
Подбор и изучение материала по теме	15	20	17	9	11	Студент
Календарное планирование работ по теме	2	4	3	1	2	Руководитель, Студент
Проведение анализа современных методов борьбы с АСПО	20	25	22	22	27	Студент
Составление литературного обзора ВКР	9	12	10	10	13	Студент
Проведение расчета теплового метода борьбы АСПО	9	15	11	6	7	Руководитель, Студент
Сопоставление результатов расчетов с данными промысловыми	4	9	6	6	8	Студент
Экономическая оценка полученных результатов	5	12	8	8	10	Студент
Оформление пояснительной записки и презентации	5	9	7	7	9	Студент

На основе таблицы 4.4 был построен календарный план-график в виде диаграммы Ганта – таблица 4.5. График строится для максимального по длительности исполнения работ с разбивкой по месяцам и декадам.

Таблица 4.5 – Календарный план-график проведения ВКР

Вид работы	Исполнители	T_{ki} , дней	Продолжительность выполнения работ									
			февраль		март			апрель			май	
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
Составление и утверждение технического задания	Руководитель	8										
Выбор направления исследования	Руководитель, Студент	5										
Подбор и изучение материала по теме	Студент	11										
Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Студент	2										
Проведение анализа современных методов борьбы с АСПО	Студент	27										
Составление литературного обзора ВКР	Студент	13										
Проведение расчета теплового метода борьбы АСПО	Руководитель, Студент	7										
Сопоставление результатов расчета с промысловыми данными	Студент	8										
Экономическая оценка полученных результатов	Студент	10										
Оформление пояснительной записки и презентации	Студент	9										

Руководитель	Студент

4.1.3 Бюджет применения технологии обработки призабойной зоны горячим паром

4.1.3.1 Расчет затрат на материалы, специальное оборудование и суммы амортизационных отчислений

Технология с применением обработки призабойной зоны горячим паром требует покупки комплекта специального оборудования, а именно паро-пусковой установки (ППУ), напорного коллектора, манометров, пакера. Данные затраты относятся к единовременным и составят:

$$З_{\text{ед}} = 4597200 \text{ руб.}$$

Таблица 4.6 - Расчет амортизации оборудования

Название оборудования	Количество	Цена	СПИ, год
1. Паро-пусковая установка (ППУ)	1	3750000	7
2. Напорный коллектор	1	548000	15
3. Манометры	4	4640	1
4. Пакер	1	294560	10

$$Н.а. = 1/С_{\text{пи}} * 100\%, \% \quad (7)$$

Где:

Спи – срок полезного использования, год

$$Н.а.1 = 1/7 * 100\% = 14.28\%$$

$$Н.а.2 = 1/15 * 100\% = 6,7\%$$

$$Н.а.3 = 1/1 * 100\% = 100\%$$

$$H.a.4 = 1/10 \cdot 100 = 10\%$$

$$A = C \cdot H.a. / 100\% \quad (8)$$

Где:

A – амортизация, руб.

C – стоимость, руб.

H.a. – норма амортизации, %

$$A1 = 3750000 \cdot 14.28 / 100 / 12 = 44625 \text{ руб.}$$

$$A2 = 548000 \cdot 6,7 / 100 / 12 = 3059,7 \text{ руб.}$$

$$A3 = 4640 \cdot 100 / 100 / 12 = 386,7 \text{ руб.}$$

$$A4 = 294560 \cdot 10 / 100 / 12 = 2453,6 \text{ руб.}$$

Данное предприятие не затрачивает средства на воду и электроэнергию так как на нем установлена ГПС (газо-перерабатывающая станция), и БКНС (Блочная кустовая насосная станция). Станция преобразует попутный газ в электроэнергию, за счет чего питает месторождение.

Таблица 4.7 – Затраты на материалы

Материалы	Количество	Цена за штуку	Общая цена
1. Шлем	4	4500	18000
2. Защитные очки	4	800	3200
3. Перчатки	8	100	800
4. Специальная обувь	4	4900	19600

Итого		10300	41600
-------	--	-------	-------

4.1.3.2 Основная заработная плата

Операция по обработке призабойной зоны горячим паром проводится бригадой из 4 человек в составе оператора ДНГ, помощника оператора и машиниста ППУ, а также инженера – электрика.

Расчет заработной платы для состава бригады представлен в таблице 4.8 с учетом тарифной ставки по каждому разряду, северного и районного коэффициентов, а также временем проведения операции.

Таблица 4.8 – Расчет заработной платы

Исполнитель и по категориям	Ко л-во	Тарифная ставка, руб./час	Время проведения мероприятия, ч	Тарифный фонд ЗП, руб.	Премия 30%	ЗП с учетом надбавок, руб.
Оператор ДНГ	1	312,35	28,5	8901,97	3471,77	48450,17
Помощник оператора	1	259,12	28,5	7384,9	2880,11	40193,39
Машинист ППУ	1	242,86	28,5	6921,5	2699,38	37671,22
Инженер-электрик	1	302,12	28,5	8610,42	3358,06	46863,34
Итого	4			31818,83	12409,34	173178,14

Из расчетов следует, что общие затраты на выплату заработной платы рабочим составили 173178,14 рублей.

4.1.3.3 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые взносы)

Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды: Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и страхования от несчастных случаев на производстве.

Расчет страховых взносов при проведении обработки призабойной зоны горячим паром сведен в таблице 4.9.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 для предоставления услуг по добыче нефти и газа, а также предоставления прочих услуг, связанных с добычей нефти и газа (код по ОКВЭД – 09).

Таблица 4.9 – Отчисления во внебюджетные фонды

Показатель	Оператор ДНГ	Помощник оператора	Машинист ППУ	Инженер- электрик
Кол-во работников	1	1	1	1
ЗП, руб.	48450,17	40193,39	37671,22	46863,34
ФСС (2,9%)	1405,05	1165,61	1092,47	1359,04
ФОМС (5,1%)	2470,96	2049,86	1921,23	2390,03
ПФР (22%)	10659,04	8842,55	8287,67	10309,93
Страхование от несчастных случаев на производстве и проф. заболеваний (0,4%)	193,80	160,77	150,68	187,45
Всего, руб.	14728,85	12218,79	11452,05	14246,46
Общая сумма, руб.	52646,15			

Из расчетов следует, что общие затраты на отчисления во внебюджетные фонды составили 52646,15 рублей.

4.1.3.4 Накладные расходы

Накладные расходы составляют 16% от прямых затрат. Для этого все прямые затраты сведены в таблицу 4.10 для более удобного

рассмотрения и расчета. Затраты на проведение мероприятия рассчитываются по формуле:

$$З_{\text{мер}} = З_{\text{реаг}} + З_{\text{зп}} + З_{\text{соц}} + З_{\text{ед}} + A_{\Gamma} \quad (9)$$

где $З_{\text{реаг}}$ – затраты на материалы, руб.;

$З_{\text{зп}}$ – затраты на заработную плату промышленно-производственного персонала;

$З_{\text{соц}}$ – затраты на страховые взносы, руб.;

$З_{\text{ед}}$ – единовременные затраты на приобретение

оборудования; A_{Γ} – амортизационные отчисления.

Таблица 4.10 – Затраты на проведение обработки призабойной зоны горячим паром

Статьи затрат	Сумма, руб.
Единовременные затраты	4597200
Затраты на материалы	41600
Заработная плата	173 178,14
Страховые взносы	52646,15
Амортизационные отчисления	50525
Итого	4915149,29
Накладные расходы 16%	786423,89
Общая сумма	5701573,18

4.1.4 Определение экономической эффективности от внедрения метода

Технология заключается в обработке призабойной зоны горячим паром. Рассчитаем экономический эффект внедрения данного метода для условий «Х» месторождения по следующей методике.

Годовые затраты на обслуживание:

$$З_{\text{об}} = 12 \cdot З_{\text{м.об.}} \quad (10)$$

где $З_{\text{м.об.}}$ – ежемесячные затраты на обслуживание, руб./месяц.

Общие годовые затраты на приобретение и обслуживание оборудования:

$$З_{\text{обор}} = З_{\text{ед}} + З_{\text{м}} + З_{\text{об}} \quad (11)$$

где $З_{\text{ед}}$ – единовременные затраты необходимые для приобретения специального оборудования, а именно паро-пусковой установки (ППУ), напорного коллектора, манометров, пакера, руб.;

$З_{\text{м}}$ – затраты на монтаж оборудования, руб.

Методика расчета затрат, направленных на ремонт скважины, вышедшей в простой по причине образования АСПО, одинакова для случаев: до и после обработки призабойной зоны горячим паром.

Рассчитываем среднюю наработку оборудования:

$$\text{ИРП} = \frac{365}{N} \quad (12)$$

где N – количество ремонтов в год, год⁻¹.

Затраты связанные с ремонтом скважины бригадой ПРС:

$$З_{\text{рем}} = N \cdot H_{\text{рем}} \cdot S_{\text{рем}} \quad (13)$$

где $H_{\text{рем}}$ – средняя продолжительность ремонта, часов;

$S_{\text{рем}}$ – средняя стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час. Простой скважины во время ремонта за скользящий год:

$$П_{\text{рем}} = N \cdot \left(1 + \frac{H_{\text{рем}}}{24}\right) \quad (14)$$

При расчете простоя добавляются 1 сутки, включающие в себя простой скважины по причине ожидания подтверждения отказа, глушения скважин, стравливания скважины после глушения и ожидания подъезда бригады ПРС.

Стоимость годовой потери не добытой нефти из-за простоя:

$$П_{\text{н}} = Q_{\text{н}} \cdot П_{\text{рем}} \cdot S_{\text{н}} \quad (15)$$

где $S_{\text{н}}$ – цена нефти, руб/м³;

$Q_{\text{н}}$ – дебит нефти, м³/сут.

Общие затраты на ремонт УЭЦН:

$$З_{\text{УЭЦН}} = N \cdot S_{\text{р.УЭЦН}} \quad (16)$$

где $S_{\text{р. уэцн}}$ – усредненная стоимость ремонта насоса. Общие потери на ремонт скважины:

$$П'_{\text{рем}} = З_{\text{рем}} \cdot П_{\text{н}} \cdot З_{\text{УЭЦН}} \quad (17)$$

Подводим итоговую сумму затрат на ремонт скважины до обработки призабойной зоны горячим паром и после:

$$\sum Z_{\text{до(после)}} = \Pi'_{\text{рем}} + Z_{\text{обор}} \quad (18)$$

Вычисляем экономический эффект от обработки призабойной зоны горячим паром:

$$\Theta = \sum Z_{\text{до}} - \sum Z_{\text{после}} \quad (19)$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 4.11.

Таблица 4.11 – Результаты расчетов

№	Показатель	Значение до проведения обработки призабойной зоны горячим паром	Значение после проведения обработки призабойной зоны горячим паром
1	Дебит по нефти, м ³ /сут	19	19
2	Количество ремонтов за год, шт.	7	1
3	Средняя продолжительность ремонта, часов	48	48
4	Стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час;	4500	4500
5	Усредненная стоимость ремонта насоса, руб./ед.	420 000	420 000
6	Отпускная цена на нефть, долл./баррель	73,42	73,42
7	Стоимость доллара по курсу ЦБ, руб.	74,08	74,08
8	Затраты на приобретение оборудования, руб.	0	4597200
9	Затраты на монтаж оборудования, руб.	0	73178
10	Затраты на обслуживание, руб./мес	0	62 500
11	Затраты на материалы	0	41600
12	Затраты на обслуживание, руб./год	0	750 000
13	Всего затрат на обслуживание	0	5524478
14	Средняя наработка на отказ, сут.	52	365
15	Затраты на ремонт за скользящий год, руб.	1 512 000	216 000
16	Простой скважины во время ремонта, суток/год	21	3
17	Стоимость потерь нефти из-за простоя, руб./сутки	649988	649988
18	Стоимость потерь нефти из-за простоя, руб./год	13 649 748	1 949 964
19	Общие затраты на ремонт насосов руб/год	2 940 000	420 000
20	Всего потерь	18 101 748	2 585 964

21	Итого	18 101 748	8 110 442
22	Экономический эффект	9 991 306	

4.1.5 Выводы по расчетам экономического раздела

Таким образом, предупреждение образования АСПО путем проведения обработки призабойной зоны горячим паром является наиболее выгодным вариантом по сравнению с применяемым на настоящий момент механическим методом. Экономический эффект от применения на «Х» месторождении рекомендованной технологии составил 9 991 306 рублей.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б8СГ		Петлин Аркадий Игоревич	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

«Технология разработки в осложненных АСПО на примере «Х» месторождения»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение

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

Объектом исследования является влияние асфальтосмолопарафиновых отложений на технологию разработки в осложненных АСПО на примере «Х» месторождения
Область применения: разработки месторождения
Назначение объекта исследования: повышение эффективности добычи в осложненных АСПО.
Рабочая площадка находится на открытом воздухе
Количество и наименование оборудования рабочей зоны: скребки, емкости, блок подачи реагента, агрегат для депарафинизации скважин.
Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: контроль параметров разработки месторождения в осложненных АСПО.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:

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

– Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 11.06.2021) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
– Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020 N 61888)
– Федеральный закон от 21.12.1994 N 69-ФЗ (ред. от 16.04.2022) «О пожарной безопасности».
– Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 N 1479 (ред. от 21.05.2021) «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации»

2. Производственная безопасность при разработке проектного решения:

– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов

Вредными факторами являются:

-Производственные факторы, связанные с аномальными метеорологическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;
-Производственные факторы, связанные с загрязнением воздушной среды;
- Повышенный уровень шума;

	<p>- Повышенный уровень общей и локальной вибрации; -Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; Опасными факторами являются: - Оборудование, работающее под высоким давлением; - Движущиеся части механизмов; - Грузоподъемные работы; - Производственные факторы, связанные с электрическим током. Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: тепловая изоляция трубопроводов, использование защитных костюмов, виброизолирующие рукавицы, перчатки, виброизолирующая обувь, беруши, наушники, защитные ограждения. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов.</p>
3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения	<p>Воздействие на гидросферу: попадание нефтепродукта в сточные воды через неплотность оборудования, а также вследствие коррозионных повреждений Воздействие на атмосферу: выброс паров нефтепродукта Воздействие на литосферу: загрязнение почвы производственными отходами; нарушением гидрогеологического режима; повреждением почвенно-растительного покрова.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения	<p>Возможные ЧС: - разрушение элементов, находящихся под высоким давлением; - фонтанирование скважины; - нарушение электроснабжения. Наиболее типичная ЧС техногенного характера на объекте – взрыв или пожар из-за выбросов газа из негерметичных соединений</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Петлин Аркадий Игоревич		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Данный раздел дипломной работы посвящен созданию оптимальных норм мероприятий для обеспечения благоприятных, безопасных условий труда на рабочем месте оператора добычи нефти и газа, а также уделено особое внимание охране окружающей среды, безопасности в ЧС. При разработке раздела учитывались действующие нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

Объектом исследования данной работы является влияние асфальтосмолопарафиновых отложений на технологию разработки в осложненных АСПО на примере «Х» месторождения. В данной работе будут рассматриваться методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО). Данные отложения негативно влияют на объемы добычи из-за того, что они откладываются на стенках труб, уменьшая тем самым их проходной диаметр. Все эти мероприятия по борьбе с АСПО 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.

5.1 Правовые и организационные вопросы

«Х» нефтяное месторождение расположено в 70 км к востоку от г. Нефтеюганска, в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Данный район относится к местности, приравненной к району Крайнего Севера. Работа сотрудниками ООО «Газпромнефть-Восток» на данном месторождении осуществляется вахтовым методом. Правовые и организационные вопросы, связанные с работой вахтовым методом, решаются согласно 47 главе Трудового кодекса Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) [25]. Лица, работающие вахтовым методом в

районах Крайнего Севера или местности, приравненной к району Крайнего Севера, имеют соответствующие гарантии и компенсации.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Размер и порядок выплаты надбавки за вахтовый метод работы устанавливаются коллективным договором, локальным нормативным актом, принимаемым с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации, трудовым договором.

Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов.

Все работники, выполняющие работы по строительству промышленного трубопровода обязаны использовать спецодежду, спецобувь и иные средства индивидуальной защиты в соответствии с нормами[40].

Организационно-технические мероприятия на проведение строительных работ на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах промышленного нефтепроводов должны включать мероприятия, выполняемые при подготовке объекта к проведению работ, и мероприятия, выполняемые непосредственно при проведении работ.

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

- Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 11.06.2021) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

- «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022)

- Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020 N 61888)
- Инструкции по технике безопасности предприятия.
- Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.
- ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»
- Федеральный закон от 21.12.1994 N 69-ФЗ (ред. от 16.04.2022) «О пожарной безопасности».
- Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992г.
- Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 N 1479 (ред. от 21.05.2021) «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации».

5.2 Производственная безопасность

При организации разработки в осложненных АСПО на примере «Х» месторождения, работник подвергается вредному воздействию опасных и вредных факторов, так как: отклонение показателей микроклимата; превышение уровня шума; превышение уровня вибрации; повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; недостаточная освещенность рабочей зоны; движущиеся части механизмов.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе. Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены

средствами индивидуальной защиты согласно приказа Минздравсоцразвития России от 09.12.2009 N 970н (ред. от 20.02.2014) [31].

Для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски; глаз - очки (темные или с прозрачным слоем металла); лица - маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

- запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям;
- в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от кровососущих насекомых;
- при температуре наружного воздуха ниже минус 25°С работающих на открытом воздухе ежедневно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживать температура + 25 °С.

Так как «Х» месторождение находится на территории особого климатического пояса (IА климатический регион), согласно МР 2.2.7.2129-06 [30] регламентирована допустимая продолжительность однократного за рабочую смену пребывания на открытой территории работника.

Коллективная защита может быть обеспечена путем рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

Превышение уровня вибрации. Согласно ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ [34] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при

частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ДНГ составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

Недостаточная освещенность рабочей зоны. при работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов согласно СП 52.13330.2016 [35]. Мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

Превышение уровней шума. В непосредственной близости от рабочего места оператора ДНГ могут находиться машины КРС (капитальный ремонт скважин) либо агрегаты для ОПЗ, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ [32]. Норма на открытой местности составляет 80дБ, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБ. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБ, превышающий допустимый. Согласно СП 51.13330.2011 мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противοшумные вкладыши [33].

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны. Кустовая площадка огорожена насыпью песка со всех сторон с целью предотвращения возгорания лесного пожара. С учетом сильных ветров, а также работы техники может происходить попадание пыли и песка в дыхательные пути оператора ДНГ, что негативно влияет на его здоровье. Большое число техники на кустовой площадке может также привести к сильной загазованности рабочей зоны.

Величина такого воздействия зависит от химического состава пыли, который в свою очередь характеризует такой параметр, как биологическая активность пыли. В соответствии с этим параметром, пыль бывает

раздражающего действия (неорганическая и древесная пыль) и токсического (пыль хрома, мышьяка и др. веществ). В запыленном воздухе дыхание человека становится затрудненным, кислород насыщает кровь менее интенсивно, от чего могут возникнуть легочные заболевания. ПДК пыли в воздуха в рабочей зоне регулируется СанПиН 1.2.3685-21 [29].

К мероприятиям для уменьшения влияния этих вредных факторов на организм человека относятся: контроль за воздушной средой, герметизация оборудования, а также применение средств защиты органов дыхания: респираторов, противогазов фильтрующего типа или марлевых повязок.

Движущиеся машины и механизмы. Как правило, механическое травмирование является самым распространенным явлением на производстве и всегда неожиданным. Оно варьируется от простых порезов и ушибов до летального исхода. Виновниками травматизма является зачастую сами работники, а порой техногенные аварии или природные явления. Так как приходится работать с различными устройствами и на большой высоте, то наибольшую опасность представляют трубопроводы и скважины с высоким давлением, падение человека или предметов, работа с подъемно-транспортными машинами, агрегатами, ножами, отвертками, пилами, перфораторами, поднимание и опускание лебедки для очистки от АСПО, и т.д.

Давление затрубного пространства на кустовых площадках находится в диапазоне от 0,4 МПа до 2,5 МПа. Технология обработки подразумевает закачка ингибитора в затрубное пространство, поэтому необходимо создавать давления в нагнетательной линии превышающее затрубное давление [37].

Для защиты от механических травм применяют: козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства и сигнализации. Также применяют средства индивидуальной защиты: спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. Плюс ко всему, требуется регулярная проверка состояния оборудования и проведение инструктажей персоналу по технике безопасности.

Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ. К химическим факторам относятся вредные вещества, при контакте с человеком вызывают ухудшения здоровья или летальный исход, при высокой дозе. Приведем и проанализируем основные вредные химические вещества встречающихся при работе на производстве.

Итак, вредные вещества делятся несколько подгрупп: токсические, раздражающие, сенсibiliзирующие (аллергия), канцерогенные (развитие опухолей), мутагенные (изменение ДНК человека). Пути проникновения химических веществ происходит через дыхательные пути, желудочно-кишечный тракт, кожные покровы. Наиболее распространенный и опасный путь проникновения вредных веществ через дыхательные пути.

Газообразные вещества попадают в организм человека, растворяясь в крови и накапливаются, тем самым вызвав иммунодефицит, аллергию, гайморит, бронхит, рак легких, головные боли и т.д. Играет значительную роль и попадание на кожный покров жидких вредных веществ, принцип такой же как через дыхательные пути, только есть большая вероятность получения химического ожога [36].

Работникам приходится сталкиваться с такими вредными веществами как: нефть, газ, конденсат, оксид углерода, ингибиторы, деэмульгаторы, пыль, ПАВ, присадки, бутиловый спирт, этиловый эфир этиленгликоля, сольвент, нефть, уайт-спирит, оксид азота, азотная кислота, аммиак, борная кислота, соляная кислота, кислота серная, натрия ортофосфат [36].

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества при помощи фильтров и рассеиванием в высоких трубах. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе рабочей зоны представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – ПДК вредных веществ в рабочей зоне

Наименование загрязняющих веществ	ПДК в воздухе, мг/м ³	Класс опасности
Двуокись азота	0,085	2
Окись углерода	5	4
Углеводороды	5	4
Сажа	0,15	3
Метанол	1	3
Бензин	100	4
Серы диоксид	10	3

По степени воздействия на организм вредные вещества подразделяют на четыре класса опасности: 1-й - вещества чрезвычайно опасные; 2-й - вещества высокоопасные; 3-й - вещества умеренно опасные; 4-й – вещества малоопасные.

Класс опасности вредных веществ устанавливают в зависимости от норм и показателей, указанных в ГОСТ 12.1.007-76 [36].

По технике безопасности предусматривается, что работник имеет при себе и использует газоанализатор, и перед началом любых работ, должен произвести замер воздушной среды в трех положениях: голова, грудь, колени. Работник также должен быть снабжен СИЗ согласно вида выполняемых им работ.

Далее проведен анализ опасных производственных факторов при производстве разработки в осложненных АСПО на примере «Х» месторождения.

Опасность поражения электрическим током. Главным источником формирования данного фактора является возможностью возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти и химических реагентов друг о друга или со стенкой трубы (оборудования). Электрические заряды при перекачке ингибиторов возникают как в самом ингибиторе, так и на стенках сосудов, трубопроводов, в которых они находится. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара [39].

Технологические операции с химическими веществами, являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества. Для устранения опасности разрядов статического электричества при технологических операциях необходимо предусматривать следующие меры:

- Заземление МБРХ на кондуктор соседней скважины во время закачки ингибитора.

- Заземление УДР на общий контур заземления;

Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества должны проводиться одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического оборудования.

Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год, сопротивление заземляющего проводника не должно превышать 4 Ом [39].

Пожаро- и взрывобезопасность. Технология ингибирования не обходится без использования пожаровзрывоопасных реагентов.

Для обеспечения пожаробезопасности применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при помощи огнегасительных средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ. Химическое торможение введением в зону горения антикатализаторов – (ингибиторов) и т.д. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения. Для тушения пожаров используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая и воздушно–механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, галоидированные углеводороды, инертные газы и порошковые составы [38].

5.3 Экологическая безопасность

Процесс разработки в осложненных АСПО на примере «Х» месторождения сопровождается техногенным воздействием на окружающую среду. Поэтому для минимизации вредного воздействия необходимо применять комплекс мероприятий по охране окружающей среды.

Защита гидросферы. При эксплуатации месторождения в процессе депарафинизации скважин химическое воздействие на водные объекты может возникнуть за счет 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 водоемы, необходимо устанавливать в этих местах нефтеловушки, боновые заграждения, а также специальные биологические пруды [40]. Каждый год проводится осмотр и ремонт установленных нефтеулавливающих узлов, а также биологических прудов. Сбор нефтепродуктов осуществляется при помощи автоцистерны вакуумным насосом.

Защита атмосферы. При работах по депарафинации 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 уплотнении подвижных соединений насосов, а также работа электродвигателей за счет дизельной установки являются источниками выбросов вредных веществ в атмосферу [29].

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.

Защита 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 [29].

При разливе нефти на поверхности земли с возможным попаданием ее 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

На «Х» месторождении в процессе разработки в осложненных АСПО будут эксплуатироваться скважины на кустовых площадках с возможными чрезвычайными ситуациями, представленными в таблице 5.2.

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией может быть взрыв или пожар из-за выбросов газа из негерметичных соединений. При несоблюдении технологических правил эксплуатации различного оборудования, возможен выход из строя данного оборудования, а также нарушение его целостности, которое сопровождается выбросом газа. При перемешивании с воздухом

образуется взрывоопасная газовоздушная смесь, которая с легкостью взрывается при наличии малейшей искры.

Таблица 5.22 – Возможные чрезвычайные ситуации.

№	Возможные чрезвычайные ситуации	Воздействие их последствий на окружающую среду и сотрудников
1	Выброс попутного или газлифтного газа при негерметичности соединений и фланцев.	Высокая опасность отравления для сотрудников предприятия. Высокая опасность возникновения пожара с потенциальным ущербом инфраструктуре.
2	Разливы нефти.	Нанесение значительного вреда окружающей среде и биосфере.
3	Отказ трубопровода подачи хим. реагентов	- Выброс газа и разлив нефти в окружающую среду; - разлив химреагентов на территорию кустовой площадки, а также загазованность территории.
4	Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуре и фланцевых соединениях.	- Разлив хим. реагента в помещении УДХ; - отравление парами хим. реагентов и облив химическими реагентами.
5	Пожар в производственном помещении.	- Выброс газа и разлив нефти в помещении; - поражение людей продуктами горения; - загазованность территории и помещения;
6	Трещина в теле сосуда, подводящих и отводных линиях.	- Выброс газа и разлив нефти в помещении замерной установки; - отравление газом, облив нефтью.

Для предотвращения взрыва или пожара необходимо проверять герметичность сальниковых, резьбовых и фланцевых соединений, запорных устройств, аппаратов и коммуникаций, находящихся в помещениях и на кустовых площадках, не реже одного раза в смену индикаторной бумагой или мыльной пеной. Обнаруженные пропуски необходимо устранять.

В случае возникновения чрезвычайной ситуации, ответственному за проведение работ следует определить опасную зону и остановить в ней работы, принять необходимые меры для проведения мероприятий по спасению людей: вызвать медицинскую помощь, известить непосредственного начальника и организовать охрану места происшествия до прибытия помощи. Действия регламентированы инструкцией по действию в чрезвычайных ситуациях, хранящейся у инженера по технике безопасности и изученной при сдаче экзамена и получении допуска к самостоятельной работе.

От персонала требуется ликвидировать любые источники искрообразования: остановить двигатели внутреннего сгорания, отключить электроэнергию в загазованной зоне, прекратить огневые работы.

В случае возникновения пожара в результате различных чрезвычайных ситуаций на установках предусмотрены средства пожаротушения. Огнетушители должны вводиться в эксплуатацию в полностью заряженном и работоспособном состоянии, с опечатанным узлом управления пускового или запорно-пускового устройства. Они должны находиться на отведенных им местах в течение всего времени эксплуатации [41].

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов. Непрерывно улучшать условия труда, уровни промышленной и экологической безопасности, совместно с повышением уровня знаний, компетенций и осведомленности работников в вопросах безопасности.

Каждый сотрудник предприятия должен быть ознакомлен с планом действий в случае возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций.

Создавать и поддерживать в постоянной готовности локальные системы оповещения о чрезвычайных ситуациях на промысле и ближайшей территории.

Выводы по разделу

В ходе проделанной работы были проанализированы и систематизированы вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье и состояние работников нефтегазодобывающего предприятия при осуществлении мероприятий по предупреждению и удалению АСПО на примере «Х» месторождения. Выполнение всех требований мер безопасности, а также мер по предупреждению опасных воздействий на данном производстве, будет помогать избегать влияния вредных и опасных факторов на жизнь людей и природу.

Заключение

В выпускной квалификационной работе были определены свойства и состав АСПО, а так же факторы, влияющие на формирование и интенсивность их накопления.

Для эффективной разработки и эксплуатация месторождений, осложненных асфальтсмолопарафиновыми отложениями, целесообразно использовать комплексный подход к подбору методов борьбы с АСПО исходя из их состава, физико-химических свойств и причин образования.

Методы, применяемые на «Х» месторождении, являются дорогостоящим методами борьбы с асфальтсмолопарафиновыми отложениями, но эффективными.

Метод прогрева паром - считается одним из самых эффективных тепловых методов воздействия на пласт. При этом методе в пласт закачивается не менее 1000т пара, после чего скважину герметично закрывают на 2-5 суток. После разгерметизации скважины в нее спускают оборудование и запускают в работу

Для применения метода обработки паром необходимо соблюдение нескольких условий:

- глубина расположения нефтеносного пласта не превышает 1,2 км;
- пласт глин, суглинков и песчаников по толщине не превышает 15 м;
- нефть вязкая и плотная;
- насыщенность пласта нефтью составляет не менее 50%;
- участок разработки не заводнен.

В исследовании был произведен подбор НКТ для проведения парообработки и рассчитали длину каждой секции колонны, в ходе расчетов выявлено, что необходимо поставить на устье шарнирные соединения с возможностью перемещения до 8,2 м. Так же выяснили, что подобранная колонна выдержит нагрузки при проведении мероприятий по теплообработке забоя. Были определены общие потери теплоты при проведении

парообработки забоя и благодаря этим данным возможно грамотно распорядиться ресурсами, и определить эффективность проведения данного мероприятия.

Список литературы

1. Волкова Г.И., Лоскутова Ю.В., Прозорова И.В., Березина Е.М. Подготовка и транспорт проблемных нефтей (научно-практические аспекты). – Томск : Издательский Дом ТГУ, 2015. – 136 с.
2. Ворона А.А. Методы предотвращения и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче и транспортировке нефти // Материалы XII Международной студенческой научной конференции «Студенческий научный форум» URL: <https://scienceforum.ru/2020/> (дата обращения: 27.02.2022).
3. Галикеев И.А. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях: Учебное пособие. / И.А. Галикеев, В.А. Насыров, А.М. Насыров, - М.: Инфра-Инженерия, 2019. – 356 с.
4. Дементьев, А.С. Исследование механизма образования парафинов при различных температурных условиях А.С. Дементьев //Научно-практические исследования. – №9-6(32).-С.7-11.
5. Кузнецова. В. М. Изменение качества нефти в зависимости от содержания парафинов, смол и асфальтенов / В. М. Кузнецова, Д. И. Петров. – Текст : непосредственный // Молодой ученый. – 2017. – № 4 (138). – С. 101-105.
6. Митрошин А.В. Определение минимальных мероприятий в скважине по предотвращению образования асфальтосмолопарафиновых отложений // Недропользование. – 2021. – Т.21, №2. – С.94–100.
7. Нелюбов Д.В. Разработка композиционных ингибиторов образования асфальтосмолопарафиновых отложений нефти на основе изучения взаимосвязи их состава и адгезионных свойств: диссертация кандидата технических наук (02.00.13). Тюмень: ТГУ, 2014. 18 с.
8. Сваровская, Н. А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие / Н. А. Сваровская. – 3-е издание, переработанное и дополненное. – Москва : Российский государственный

университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2015. – 268 с.

9. Углеводородный состав и структурные характеристики смол и асфальтенов нефтяных нефтей севера Западной Сибири / Г.С. Певнева, Е.А. Фурсенко, Н.Г. Воронежская, М.В. Можайская, А.К. Головкин, И.И. Нестеров, В.А. Каширцев, Н.П. Шевченко // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58, № 3-4. – С. 522-532.

10. Усенова А. А. Анализ современного состояния и эффективности методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в условиях Крайнего Севера / А. А. Усенова ; науч. рук. М. В. Мищенко // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г.: в 2 т. – Томск : Изд-во ТПУ, 2020. – Т. 2. – С. 149-150.

11. Устькачкинцев Е.Н. Определение эффективности методов предупреждения асфальтосмолопарафиновых отложений / Е.Н. Устькачкинцев // Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016, №18. С.61–70.

12. Фарляева, А. Ф. Асфальтосмолопарафинистые отложения их свойства, причины и условия образования / А. Ф. Фарляева, А. Р. Филиппова, Е. Ф. Трапезникова // Вестник молодого ученого УГНТУ. – 2015. – № 3(3). – С. 101- 106.

13. Шикунев Р.А. Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) // StudNet. 2020. №12. URL: <https://cyberleninka.ru/> (дата обращения: 14.02.2022).

14. Юдина, Н. В. Состав и реологические свойства асфальтосмолопарафиновых отложений / Н. В. Юдина, Ю. В. Лоскутова, Е. В. Бешагина // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №2. – С. 69.

15. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. От 30.04.2022).

16. ГОСТ Р ИСО 6385–2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.

17. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

18. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

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

20. МР 2.2.7.2129-06 Физиология труда и эргономика. Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.

21. Приказ Минздравсоцразвития России от 09.12.2009 N 970н (ред. от 20.02.2014) «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением».

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

23. СП 51.13330.2011 Защита от шума.

24. ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

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

26. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

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

28. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123-ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.

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

30. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

31. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.