

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПРЕМЕНЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЙ БОРЬБЫ С ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.72(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Коробейщиков Вадим Сергеевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Али оглы	Д.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Мезенцева Ирина Леонидовна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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 характера на основе использования основных философских идей и категорий в их историческом развитии и социально-культурном контексте
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений	И.УК(У)-2.1. Формулирует проблему, решение которой напрямую связано с достижением цели проекта
		И.УК(У)-2.2. Определяет связи между поставленными задачами и ожидаемые результаты их решения
		И.УК(У)-2.3. В рамках поставленных задач определяет имеющиеся ресурсы и ограничения, действующие правовые нормы
		И.УК(У)-2.4. Анализирует план-график реализации проекта в целом и выбирает оптимальный способ решения поставленных задач, исходя из действующих правовых норм и имеющихся ресурсов и ограничений
		И. УК(У)-2.5. Контролирует ход выполнения проекта, корректирует план-график в соответствии с результатами контроля
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде	И.УК(У)-3.1. Определяет свою роль в команде, исходя из стратегии сотрудничества для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.2. Формулирует и учитывает в своей деятельности особенности поведения групп людей, выделенных в зависимости от поставленной цели
		И.УК(У)-3.3. Анализирует возможные последствия личных действий и планирует свои действия для достижения заданного результата
		И.УК(У)-3.4. Осуществляет обмен информацией, знаниями и опытом с членами команды; аргументирует свою точку зрения относительно

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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		работы
		И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний
		И.УК(У)-6.4. Анализирует основные возможности и инструменты непрерывного образования применительно к собственным интересам и потребностям с учетом условий, средств, личностных возможностей, этапов карьерного роста, временной перспективы развития деятельности и требований рынка труда
		И.УК(У)-6.5. Определяет задачи саморазвития, цели и приоритеты профессионального роста; распределяет задачи на долго-, средне- и краткосрочные с обоснованием актуальности и анализа ресурсов для их выполнения
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-7. Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности	И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма
		И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособности
		И.УК(У)-7.3. Соблюдает и пропагандирует нормы здорового образа жизни в различных жизненных ситуациях и в профессиональной деятельности
Безопасность жизнедеятельности	УК(У)-8. Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций	И.УК(У)-8.1. Анализирует факторы вредного влияния на жизнедеятельность элементов среды обитания (технических средств, технологических процессов, материалов, зданий и сооружений, природных и социальных явлений)
		И.УК(У)-8.2. Идентифицирует опасные и вредные факторы в рамках выполняемого задания
		И.УК(У)-8.3. Выявляет и устраняет проблемы, связанные с нарушениями техники безопасности на рабочем месте; разъясняет мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций
		И.УК(У)-8.4. Разъясняет правила поведения при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения; оказывает первую помощь, участвует в восстановительных мероприятиях
Дополнительная компетенция университета	УК(У)-9. Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи	И.УК(У)-9.1. Выявляет проблему, ставит цель для оптимального решения проблемы, находит и распределяет ресурсы для достижения цели, и достигает эту цель, воспринимая изменения внешней среды и гибко реагируя на эти изменения
		И.УК(У)-9.2. Разрабатывает коммерчески перспективный продукт на основе научно-технической идеи и ведет проектную деятельность по направлению профессиональной деятельности

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
-----------------------	--------------------------------	-----------------------------------

Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания	И.ОПК(У)-1.1. Применяет математический аппарат исследования функций, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, рядов, дифференциальных уравнений, теории функций комплексного переменного в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.3. Демонстрирует понимание физических явлений и применяет законы механики, термодинамики, электричества и магнетизма, основ оптики, квантовой механики и атомной физики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии
		И.ОПК(У)-1.5. Демонстрирует знание основ теоретической механики, теории механизмов и машин, сопротивления материалов, деталей машин и основ конструирования и применяет их при решении практических задач
		И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов
		И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования
		И.ОПК(У)-1.8. Выполняет построение различных моделей в подземной гидромеханике и гидродинамике с использованием методик расчета этих моделей
		И.ОПК(У)-1.9. Обосновывает категории запасов и выполняет подсчет запасов нефти объемным методом по модели и по картам удельных запасов
		И.ОПК(У)-1.10. Устанавливает зависимости емкостно-фильтрационных свойств от особенностей литологического состава и строения пород
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений	И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы
		И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные
		И.ОПК(У)-2.3. Оценивает сходимость результатов расчетов, получаемых по различным методикам
		И.ОПК(У)-2.4. Обладает навыками работы с ЭВМ, используя новые методы и пакеты программ
Когнитивное управление	ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента	И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции совершаются в условиях неопределенности
		И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента

		И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении
		И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства
Использование инструментов и оборудования	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные	И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве
		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно- исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы
		И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ
Исследование	ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств	И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач профессиональной деятельности
		И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа, основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства
		И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций
		И.ОПК(У)-5.4. Использует основные технологии поиска, разведки и организации нефтегазового производства в России и за рубежом, стандарты и ТУ, источники получения информации, массмедийные и мультимедийные технологии
		И.ОПК(У)-5.5. Оценивает основные фильтрационно-емкостные свойства пласта в лабораторных условиях и устанавливает зависимости их от минерального состава и физико-химических свойств пород –коллекторов в программных комплексах
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. Обеспечение оперативного и инженерного безопасного сопровождения технологических процессов строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 2. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту бурового оборудования. 3. Выполнение диагностического обследования бурового оборудования. 4. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями в процессе строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 5. Организационно-техническое обеспечение процессов строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 6. Организация работ по геонавигационному сопровождению бурения	19.005 Профессиональный стандарт «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли» (Утвержден приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н) ОТФ А «Технологический контроль управление процессом бурения скважин» 19.045 Профессиональный стандарт «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин» (Утвержден приказом Минтруда России от 29.06. 2017 № 528н) ОТФ В «Организация капитального ремонта нефтяных и газовых скважин» 19.048 Профессиональный стандарт «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин» (Утвержден приказом Минтруда России от 29.06. 2017 № 533н) ОТФ А «Организация работ по геонавигационному сопровождению бурения нефтяных и газовых скважин»	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 строительстве скважин
			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 строительства и капитального ремонта скважин

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	нефтяных и газовых скважин. 7. Подготовка предложений по повышению эффективности строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 8. Составление текущих планов по проведению строительства, ремонта нефтяных и газовых скважин.		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 строительства скважин и новых стволов
			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 строительства нефтяных и газовых скважин
			ПК(У)–5. Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки и эксплуатации месторождений, производственных процессов при строительстве скважин	И.ПК(У)-5.1 Обеспечивает заданные режимы, оперативный контроль за выполнением производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений И.ПК(У)-5.2 Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов строительства скважин

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
			ПК(У)-6. Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса строительства нефтяных и газовых скважин	И.ПК(У)-6.1 Участвует в организационно-техническом сопровождении работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования в процессе строительства скважин на нефть и газ

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 проектно-технической документации для бурения скважин. 2. Выполнение работ по проектированию строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 3. Оценка возможных рисков отступления от проектных решений в процессе бурения скважины.	19.005 Профессиональный стандарт «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли» (Утвержден приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н) ОТФ А «Технологический контроль управление процессом бурения скважин» 19.045 Профессиональный стандарт «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин» (Утвержден приказом Минтруда России от 29.06. 2017 № 528н) ОТФ В «Организация капитального ремонта нефтяных и газовых скважин» 19.048 Профессиональный стандарт «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин» (Утвержден приказом Минтруда России от 29.06. 2017 № 533н) ОТФ А «Организация работ по геонавигационному сопровождению бурения нефтяных и газовых скважин»	ПК(У)–7. Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-7.1 Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области строительства нефтяных и газовых скважин И.ПК(У)-7.2 Выполняет работы по составлению литологических разрезов, фациальных карт и реконструкции условий образования нефтегазопроизводящих комплексов, пород-коллекторов и экранирующих

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
				толщ И.ПК(У)-7.3 Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области капитального ремонта нефтяных и газовых скважин И.ПК(У)-7.4Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
	2. Выполнение работ по проектированию безопасности работ нефтегазового производства.	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» ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»	ПК(У)–8. Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности строительства скважин и новых стволов на нефть и газ	И.ПК(У)-8.1 Участует в разработке предложений по повышению эффективности эксплуатации объектов строительства скважин на основе знаний нормативно-технической документации и принципов производственного проектирования

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (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
З-2Б8СГ	Коробейщиков Вадим Сергеевич

Тема работы:

Комплексный подход к применению технологий борьбы с парафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	118-12/с от 28.04.2022

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

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	Механизм формирования парафинов в скважинах и линейных. Анализ физико-химического свойства пластовых флюидов. Опыт эксплуатации скважин на месторождениях Западной Сибири с высоким содержанием парафина. Методы предупреждения образования парафиновых отложений. Методы борьбы с образованием парафиновых отложений. Расчет теплового метода борьбы с образованием парафиновых отложений. Анализ химического метода предупреждения и борьбы образования парафиновых отложений.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Гасанов Магеррам Али оглы
Социальная ответственность	Мезенцева Ирина Леонидовна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Особенности формирования парафиновых отложений в процессе эксплуатации скважин и линейных сооружений на месторождениях Западной Сибири	
Применение современных технологических решений по предупреждению и борьбе с парафиновыми отложениями	
Комплексный подход применения технологий борьбы с парафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири	
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	Максимова Юлия Анатольевна			29.04.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Коробейщиков Вадим Сергеевич		29.04.2022

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ПО – парафиновые образования;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

УВ – углеводороды;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

АСПО – асфальтосмотопарафиновые отложения;

ПУ – парафиновые углеводороды

ПЗП – призабойная зона пласта

МРП – межремонтный период

УПС – установка прогрева скважин

ПЭД – погружной электрический двигатель

МОП – межочистной период

ЦДНГ – цех добычи нефти и газа

АМС – активатор магнитный скважинный

ПАВ – поверхностно-активные вещества

БДР – блок дозирования реагентов

УДР – установка дозирования реагентов

АДПМ – агрегат депарафинизации скважин

ППУ – передвижная парогенераторная установка

СВЧ – сверхвысокочастотный

ПСК – погружной скважинный контейнер

ШГН – штанговый глубинный насос

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 116 страниц, в том числе 28 рисунков, 32 таблицы. Список литературы включает 49 источников.

Ключевые слова: парафиновые отложения, технологии предотвращения и удаления, кристаллизация парафинов

Объектом исследования являются обоснование скважины и линейные сооружения, осложненные образованием парафина.

Цель исследования – повышение эффективности добычи нефти с применением комплексных технологий на месторождениях Западной Сибири.

В процессе исследования проанализированы причины и механизм образования парафиновых отложений, их химический состав и классификация. Проведен анализ основных методов и технологий, применяемых для предотвращения и борьбы с отложениями парафина.

В результате исследования предложен комплекс мероприятий по эффективной борьбе с парафиновыми отложениями, образующимися при эксплуатации скважин на месторождениях Западной Сибири.

Область применения: добывающие скважины и линейные сооружения, осложненные образованием отложений парафина.

Потенциальная экономическая эффективность связана с оптимизацией методов борьбы с отложениями парафина.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	17
1 ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН И ЛИНЕЙНЫХ СООРУЖЕНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	19
1.1 Механизм формирования парафинов в скважинах и линейных сооружениях.....	23
1.2 Анализ физико-химического свойства пластовых флюидов.....	33
1.3 Опыт эксплуатации скважин на месторождениях Западной Сибири с высоким содержанием парафина.....	40
2 ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И БОРЬБЕ С ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ	43
2.1 Методы предупреждения образования парафиновых отложений.....	45
2.2 Методы борьбы с образования парафиновых отложений	52
2.3 Расчет теплового метода борьбы с образования парафиновых отложений	59
2.4 Анализ химического метода предупреждения и борьбы образования парафиновых отложений	63
3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ БОРЬБЫ С ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	75
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	80
4.1 Потенциальные потребители результатов исследования	80
4.2 Анализ конкурентных технических решений.....	81
4.3 SWOT-анализ.....	83

4.4 ПЛАНИРОВАНИЕ РАБОТ ПО НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОМУ ИССЛЕДОВАНИЮ	84
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	101
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации.....	102
5.2 Производственная безопасность при эксплуатации	104
5.3 Экологическая безопасность при эксплуатации	108
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	109
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	111
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	112

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в нефтяной отрасли видна тенденция к увеличению доли трудноизвлекаемых запасов нефти. К ним относятся, в частности, нефтяные месторождения, характеризующимися высокой содержанием парафиновых веществ.

Проблема образования парафиновых отложений в оборудовании является актуальной, поскольку большинство месторождений на всех стадий разработки, происходит формирования парафиновых отложений, осложняющих условия добычи, сбора и подготовки скважинной продукции.

В процессе извлечения нефти изменяются термобарические условия залежей, что приводит к отложению парафинов на стенках скважин и подъемных трубопроводов, в насосных установках и наземных коммуникациях. Без комплексных мероприятий по предотвращению и ликвидации парафиновых отложений в этих системах невозможно оптимизировать проблемы с добычей, транспортировкой и сбором нефти.

На данный момент используют несколько известных и широко используемых технологий предотвращения образования парафиновых отложений, а также способов их устранения. Но исходя из условий разработки месторождений и характеристики добываемой продукции разнообразны и часто требуют комплексного подхода или разработки новых технологий. Необходимо знать состав отложений, их физико-химические свойства и причины их образования. Следует также обратить внимание на правильный выбор методов, которые позволят достичь наибольшей эффективности при различных условиях эксплуатации, а также экономически целесообразны.

Цель: повышение эффективности добычи нефти с применением комплексных технологий на месторождениях Западной Сибири.

Задачи, которые были поставлены и реализованы в ходе выполнения выпускной квалификационной работы:

1. Проанализировать процесс формирования парафиновых

отложений в при эксплуатации скважин и линейных сооружений.

2. Обосновать применение современных технологических решений по предупреждению и борьбе парафиновыми отложениями в различных геологических условиях.

3. Разработать комплексный подход к применению технологий борьбы с парафиновыми отложениями.

1 ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН И ЛИНЕЙНЫХ СООРУЖЕНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

История открытия сибирской нефти началась задолго до того, как она стала всемирно известным символом региона. На протяжении нескольких столетий целый ряд исследователей предполагал наличие нефтяных богатств западносибирского края. Так, еще в XVIII веке сосланный в Тобольск хорватский ученый и общественный деятель Юрий Крижанич писал о выходе спутников нефти - битумных сланцев в бассейне реки Оби. Шведский капитан Страленберг, участвовавший в экспедиции Д.Г. Мессершмидта писал в изданной в 1730 году книге «Северная и восточная часть Европы и Азии» о нахождении на Иртыше горючего битуминозного материала.

Три года настойчивой, трудной работы принесли свои долгожданные плоды. 21 сентября 1953 г. опорная скважина Р-1 вблизи старинного сибирского села Берёзово дала мощный фонтан природного газа, возвестила об открытии первой нефтегазоносной провинции в Западной Сибири. Эта скважина по указанию геолога Александра Быстрицкого была пробурена бригадой, которую возглавлял буровой мастер В.Н.Мельников.

Важным результатом начатых геологоразведочных работ стало открытие в 1959 году вблизи села Шаим (район современного города Урая) нефтегазоносного пласта с объемом суточной добычи нефти свыше одной тонны. В последующие годы были открыты такие крупные нефтяные и газовые месторождения, как Мегионское, Усть-Балыкское, Западно-Сургутское, Пунгинское и др.

Вскоре начался период целого ряда открытий нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. 21 июня 1960 года было открыто первое в Западной Сибири Трёхозёрное, 24 марта 1961 года – Мегионское, 15 октября 1961 года - Усть–Балыкское, в августе 1962 года – Советское, 15 ноября 1962 года

– Западно–Сургутское, 1 декабря 1964 года – Правдинское, 3 апреля 1965 года – Мамонтовское, 29 мая 1965 года – Самотлорское нефтяные месторождения [1].

На данный момент на территории Западной Сибири добывают 66% всей российской нефти (включая газовый конденсат) и 92% российского природного газа [2].

Список самых крупных отечественных месторождений выглядит так:

- Приобское месторождение нефти – начальные извлекаемые запасы – более 700 миллионов тонн;
- Фёдоровское месторождение нефти и газового конденсата – 700 млн. тонн;
- Мамонтовское – 600 млн. т.;
- Русское (газо–нефтяное) – 400 млн. т [2].

Большая часть нефтяных залежей находится на глубине 2000-3500 метров и относятся к трудноизвлекаемым залежам. Нефть Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна характеризуется низким содержанием серы (до 1,1%), но содержанием парафина (более 0,5%).

Самое крупное нефтяное месторождение в нашей стране – Самотлорское нефтегазоконденсатное – начальные извлекаемые запасы 3,3 млрд. т. Из недр этого месторождения уже добыто 2,2 млрд. т.

Первая нефть на Самотлорском месторождении была добыта второго апреля 1969 года, и мощность нефтяного столба была настолько велика, что гудели и нагревались трубы. Через пять лет нефтяники добывали сто миллионов тонн в год, а на шестой год выработка была максимальной за все время: 155 миллионов тонн! Месторождение давало четверть всей нефти, добываемой в Советском Союзе. Миллиардная тонна нефти была добыта уже в 1981 году, а к концу восьмидесятых разработчики отрапортовали о переходе двухмиллиардного рубежа. В девяностые годы по причине сильной обводненности скважин суточная добыча упала до 36 тонн в сутки, а новые скважины менее чем за два года практически полностью заполнялись водой.

Появились прогнозы об истощении месторождения, однако новые технологии добычи нефти и разработка участков, не освоенных ранее, вновь вдохнули жизнь в Самотлорского гиганта. Добыча поднялась до тридцати двух миллионов тонн в год, затем последовал очередной спад [3].

Залежи относятся к литологически экранированным и обладают упругостью и замкнутостью естественного режима. Показатели толщины пластов составляют от 0,02 до 0,04 км. Давление пластов имеет начальные показатели 23,5—25 МПа. Температурный режим пластов сохраняется в диапазоне 88—90°C. Пластовый тип нефти обладает стабильными параметрами вязкости и имеет динамический коэффициент 1,6 мПа•с, а также эффект нефтяного насыщения при давлении в 11 МПа. Характерны наличие парафинистости и малосмолистости нафтенового ряда. Исходный суточный объём функционирующих нефтяных скважин варьируется от 35 до 180 тонн [4].

Русское газонефтяное месторождение, добыча 0,4 млрд. расположено на севере Западной Сибири, на левом берегу р. Таз, в 575 км к востоку от устья р. Обь.

Открыто в 1968 г. Месторождение находится в пределах Русско-Тазовской межбассейновой территории и приурочено к одноименному локальному поднятию в северной части Русско-Часельского мегавала, которое вытянуто в субмеридиональном направлении. Его размеры 37,5 x 17,5 км, амплитуда 200 м. Продуктивные отложения представлены песчаниками с прослоями глин, алевролитов и мелкогалечниковых конгломератов покурской свиты. Открытая пористость песчаников 25—32 %, проницаемость 0,2—0,5 мкм². Месторождение контролируется региональной глинистой покрывкой кузнецовской свиты мощностью до 40 м. Отложение покурской свиты системой дизъюнктивных нарушений рассечены на шесть тектонических блоков, в каждом из которых образовалась самостоятельная залежь нефти с газовой шапкой.

Плотность нефти 0,942 г/см³; содержание серы 0,33, парафинов 0,74%. Состав газа (%): СН₄ 99,17; Н₂ — 0,006. Дебиты нефти меняются от 3,6 до 82 м³/сут; дебит газа — от 305 тыс. до 3881 тыс. м³/сут [4].

Спорышевское нефтяное месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской равнины, в междуречье верховьев рек Пяку-Пура и Вынгапура, на северном склоне Сибирских Увалов. Недропользователем является ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». Лицензия на разработку и эксплуатацию выдана 11 февраля 1997 года, срок окончания действия лицензии — 31 декабря 2047 года. Месторождение полностью обустроено и имеет необходимую промышленную инфраструктуру [5].

Месторождение открыто в 1993 году, введено в разработку в 1996 году.

Первооткрывательницей месторождения явилась скважина № 665, пробуренная в 1993 г. При испытании получены промышленные притоки нефти с водой (дебит нефти из пласта БС11 составил 5,1 м³/сут, воды — 69,9 м³/сут; из пласта БС101 дебит нефти — 4,5 м³/сут, воды — 17,9 м³/сут; из пласта БС100 — получили фонтан безводной нефти с незначительным содержанием газа, дебит нефти составил 73,13 м³/сут, газа — 2,67 тыс. м³/сут) [5].

Нефти пластов средней плотности, от малосернистых до сернистых, средней вязкости, парафинистые с невысоким газовым фактором, начальное пластовое давление близко к гидростатическому, разница между пластовым давлением и давлением насыщения — значительна [5].

Физико-химические свойства нефтей и растворенных газов Спорышевского месторождения изучались по данным исследований поверхностных и глубинных проб: Вязкость нефти в поверхностных условиях колеблется около 1,1 мПа*С, объёмный коэффициент нефти составляет 1,215 доли единиц, содержание серы в нефти колеблется от 0,72% до 0,52%. Содержание парафина в нефти 2,43% - 6,52 %. Газовый фактор составляет 42м³/м³, Вязкость воды в пластовых условиях 0,5мПа*С. Плотность нефти в

поверхностных условиях 0,887 т/м³, а в пластовых 0,730 т/м³, плотность воды около 1,02 т/м³., давление насыщения колеблется от 12,1 МПа до 52 МПа [6].

1.1 Механизм формирования парафинов в скважинах и линейных сооружениях

Под механизмом «парафинизации» понимается совокупность процессов, приводящих к накоплению твердой органической фазы на поверхности оборудования. При этом, образование отложений может происходить либо за счет сцепления с поверхностью уже готовых, образовавшихся в потоке частиц твердой фазы, либо за счет возникновения и роста кристаллов непосредственно на поверхности оборудования. Вероятность закрепления частиц парафина на поверхности оборудования в условиях действующей скважины практически ничтожна, парафиновая частица может закрепиться на стенке оборудования, но при условии, что первоначально она застрянет на ней чисто механически [7].

Углеводороды метанового ряда в нефти существуют в виде трех агрегатных состояний: ($C_1 - C_4$) – в газообразном, ($C_5 - C_{15}$) – в жидком, (C_{16} и выше) – в твердом [8].

В составе парафиновых отложений в основном представлены углеводороды парафинового ряда с углеродным числом от 16 до 35, белое полупрозрачное вещество. В чистом виде парафин представляет собой белую воскоподобную смесь. Молекулярная масса парафина варьирует в пределах от 300 до 400 г/моль, а плотность в твердом состоянии от 865,0 до 940,0 кг/м³, в расплавленном – от 777,0 до 790,0 кг/м³. Температура плавления – от 45 до 65 °С. Парафины – устойчивые соединения. Экспериментально установлено, что они способны растворяться в органических растворителях, таких как пентан, гексан, гептан, легкий бензин. Растворимость парафинов настолько низка, что достигает 12 частей парафина на 100 частей растворителя [8].

По современным представлениям молекулы углеводородов парафинового ряда имеют зигзагообразную структуру (рисунок 1) [9].

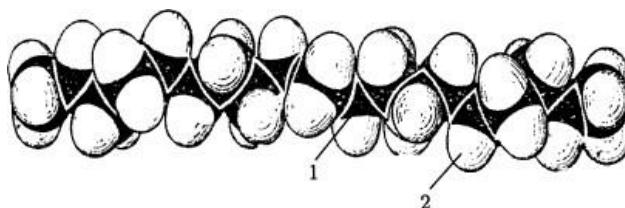


Рисунок 1 – Объемная модель молекулы нормального парафина: 1 – атомы углерода; 2 – атомы водорода.

Угол между молекулярными связями $CH_2 - CH_2$ $\alpha = 109^\circ 47'$. В таких молекулах расстояние между молекулярными связями составляет порядка $1,54 \text{ \AA}$ ($0,154 \text{ нм}$), а между атомами углерода и водорода – $1,09 \text{ \AA}$ ($0,109 \text{ нм}$), при этом все атомы углерода располагаются в одной плоскости (рисунок 2) [9].

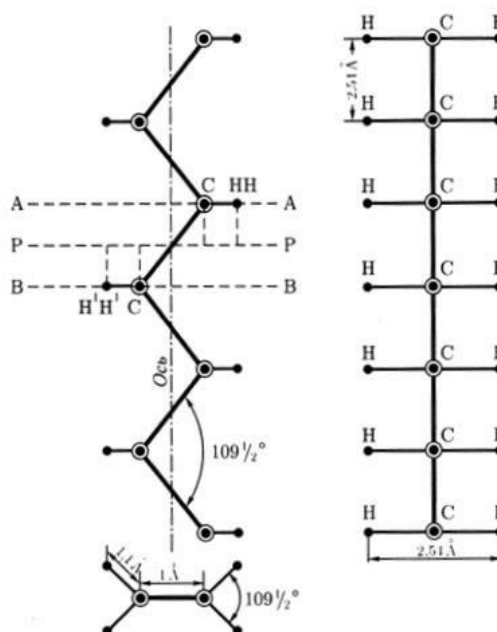


Рисунок 2 – Основные элементы молекул н-алканов с указанием размеров [9]

Молекулы углеводородов парафинового ряда способны к вращению с осями в атомах углерода при различных воздействиях. В результате изменения температуры образуются поворотные изомеры (рисунок 3). Это связано с тем, что при повышенных температурах молекулы парафинового ряда интенсивно соударяются друг с другом, что приводит к закручиванию звеньев метиленовых цепей. При этом поворотные изомеры как жесткие системы способны к перемещению в объемах нефти, сохраняя свою структуру.

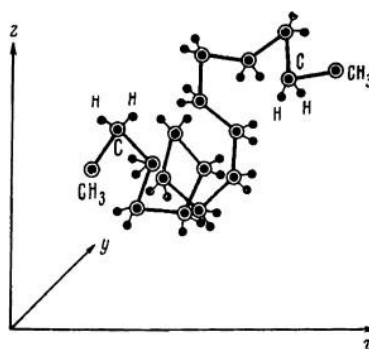


Рисунок 3 – Трехмерное представление поворотного изомера нормального парафина [9].

При снижении температуры броуновское движение молекул замедляется, что приводит к раскручиванию молекул.

Исследованиями установлена склонность молекул нормальных парафинов к образованию различных кристаллических решеток при уменьшении температуры и последующем их выравниванием параллельно друг другу. На образование решеток влияют такие факторы, как длина, форма и подвижность молекул.

Все известные парафины могут образовывать кристаллы. Формы кристаллов зависят от следующих условий:

1. Длина цепи;
2. Чистота;
3. Метод кристаллизации;
4. Режим охлаждения и пр.

В зависимости от условий при кристаллизации парафина выделяются следующие формы кристаллов (сингоний) (a, b, c – линейные размеры ребер решетки в трех направлениях; α, β, γ – углы между ребрами решетки в плоскостях) [9]:

1. Гексагональная (α – форма) (рисунок 4);

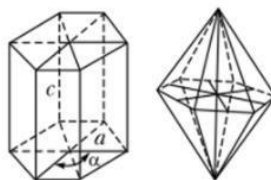


Рисунок 4 – Гексагональная кристаллическая решетка ($a = b \neq c$; $\alpha = \beta = 90^\circ$; $\gamma = 120^\circ$) [10]

2. Орторомбическая (β – форма) (рисунок 5);

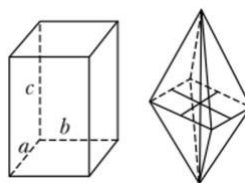


Рисунок 5 – Орторомбическая кристаллическая решетка $a \neq b \neq c$; $\alpha = \beta = \gamma = 90^\circ$) [10]

Моноклинная (γ – форма) (рисунок 6);

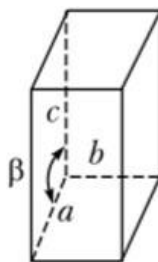


Рисунок 6 – Моноклинная кристаллическая решетка ($a \neq b \neq c$; $\alpha = \gamma = 90^\circ$; $\beta \neq 90^\circ$) [10]

3. Триклинная (σ – форма) (рисунок 7).

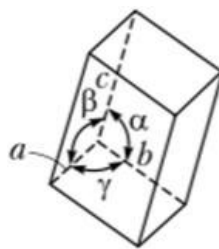


Рисунок 7 – Триклинная кристаллическая решетка ($a \neq b \neq c$; $\alpha \neq \beta \neq \gamma \neq 90^\circ$) [10]

Как было отмечено ранее, форма кристаллической решетки зависит от длины цепи и, соответственно, от числа атомов, входящих в ее состав. Если молекула парафина имеет нечетное число атомов углерода, то при кристаллизации образуется плоскость симметрии, перпендикулярная к оси цепи. Образуется ромбическая сингония (рисунок 8).

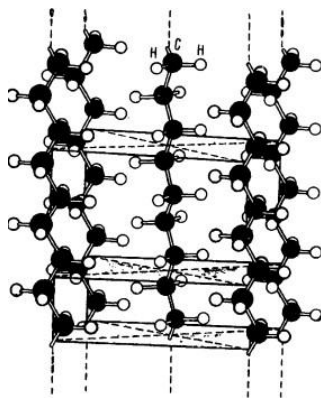


Рисунок 8 – Упаковка цепей молекул нормальных парафинов

При четном числе атомов углерода появляется центр инверсии [9]. Такой упаковке свойственны триклинная и моноклинная решетки. В таких кристаллах наблюдается наиболее плотная упаковка молекул.

Как было уже упомянуто, объединение молекул парафина в кристаллические решетки с последующим их ростом наблюдается при понижении температуры насыщения нефти парафином. Однако для того, чтобы кристаллизация парафина началась, необходимо, чтобы раствор был перенасыщен.

На интенсивность образования ПО в системе транспорта, сбора и подготовки нефти влияет ряд факторов, основными из которых являются:

- снижение давления в области забоя и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- интенсивное газовыделение;
- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных её компонентов;
- состав углеводородов в каждой фазе смеси;

Интенсивность отложений парафина зависит от многих величин причем зависимость эта в определенных случаях прямая, а в других случаях весьма сложный характер.

$$C = f\left(\frac{V^n \cdot \sigma^k \cdot R \cdot \Delta T}{\mu \cdot b^m}\right) \quad (1)$$

C —интенсивность отложений парафина, кг/м² сутки V —скорость потока, м/сек

σ —газовый фактор м³/т

R —шероховатость внутренней поверхности трубы, м

ΔT — разность температур жидкости и стенки НКТ

μ — вязкость жидкости, Па.с

b - обводненность продукции, доли единицы

В целом основным образованием отложений парафинов являются:

Сильное сцепление парафиновых отложений к трубопроводу. При прочих равных условиях интенсивность поверхностного роста различных материалов зависит от степени их полярности. Материалы с высокой полярностью и гидрофильным характером обладают слабой адгезией парафина к поверхностям. Самая высокая интенсивность парафина наблюдается у полиэтилена, самая

низкая у стекла и фторопласта. По мере увеличения полярности материала и чистоты обработки поверхности степень сцепления к ПО становится слабее, и очистка происходит при более низких скоростях потока.

По мнению Тронова (1970г.), кристаллы парафина, образовавшиеся в объеме нефти в формировании отложений практически не участвуют. Бургер же и др. (1981г.) считают, что отложения образуются вследствие движения как молекул, так и взвешенных в нефти микрокристаллов парафина в направлении, перпендикулярном к направлению течения нефти.

Скорость кристаллизации отложений на внутренней стенке трубопровода определяется уравнением диффузии Фика:

$$\frac{dG}{dt} = D_m \cdot A \cdot \frac{dC}{dy} \quad (2)$$

где: D_m – коэффициент молекулярной диффузии;

G – общий объем отложений;

$\frac{dC}{dy}$ – производная от объемной доли растворенных в нефти частиц парафина по расстоянию от стенки трубы;

A – площадь поперечного сечения трубы [16].

Температурный фактор. Если стенки трубы ниже температуры кристаллизации парафина, в потоке нефти будут зарождаться кристаллы парафина. Температурные условия возникают, прежде всего, на внутри НКТ.

В результате охлаждения нефти под воздействием более холодной окружающей среды в тонком пристенном слое возникает радиальный температурный градиент.

Существование радиального температурного градиента приводит к образованию градиента концентрации растворенного парафина. За счет этого происходит движение растворенных частиц парафина к стенке трубы под

действием молекулярной диффузии. По достижении частицами парафина стенки трубы или границы твердых отложений происходит их кристаллизация и выделение из раствора.

Если температура в пристенном слое ниже уровня, при котором парафин начинает выпадать из нефти, то и в потоке нефти будут содержаться кристаллы парафина, а жидкая фаза будет находиться в состоянии термодинамического равновесия с твердой фазой. Под действием градиента концентрации взвешенных частиц броуновское движение приводит к поперечному переносу вещества.

Также имеет значение: перепад температур: с увеличением разницы между температурами окружающей среды и потока нефти количество отлагающегося парафина пропорционально возрастает [11].

Давление оказывает косвенное влияние. На рисунке 9 представлен типичная фазовая диаграмма осаждения парафина. Точка А представляет собой пластовое давление с ненасыщенным газом нефтью. По мере добычи флюидов давление падает, и легкие фракции расширяются в большей пропорции к растворенным парафинам, увеличивая их растворимость и получая более низкую температуру начала кристаллизации парафина. В точке начала кипения (В) объемное соотношение легких фракций к тяжелым фракциям является максимальным, поэтому температуру начала кристаллизации парафина является самой низкой. Снижение давления еще больше (С) приводит к высвобождению растворенных газов и легких фракций в газовую фазу. Это снижает растворимость воска и поэтому температура начала кристаллизации парафина увеличивается. Данное влияние может изменить температуру начала кристаллизации парафина на целых 15 °С по сравнению с товарной нефтью при 1 бар [12].

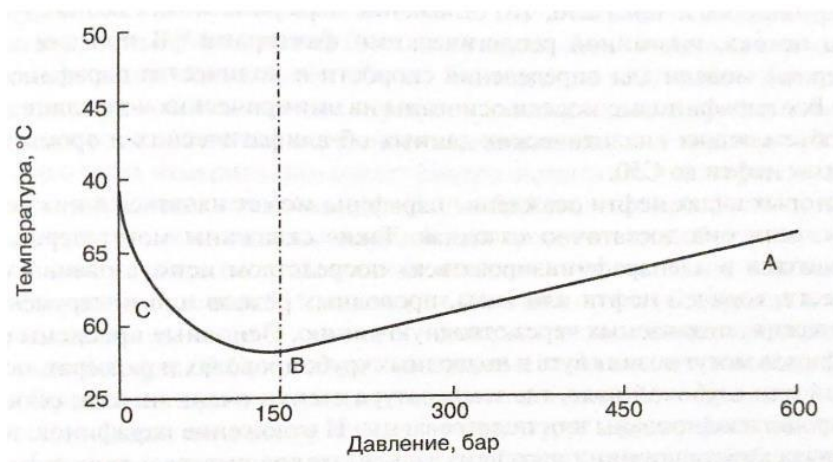


Рисунок 9 – Зависимость температуры насыщения пластовой нефти парафином от давления

Образование отложений зависит от скорости течения с увеличением скорости потока нефти интенсивность накопления отложений ПО на стенках НКТ растет до определенного экстремального значения, вследствие увеличения массопереноса, т. к. с ростом скорости нефть лучше удерживает кристаллы парафина во взвешенном состоянии и возрастает возможность смыва отложившегося парафина из-за превосходства сил касательных напряжений над силами сцепления между частицами парафина и поверхностью трубы. Однако в практических условиях этого не наблюдается из-за трудностей таких высоких скоростей. Кроме того, если мы достигаем таких скоростей срыва ПО потоку, это связано с большими энергозатратами из-за значительных потерь напора на единицу времени [12].

При одинаковых скоростях потока интенсивность отложений в НКТ зависит от вязкости нефти. Чем вязкость нефти выше, тем меньше откладывается парафин на стенках НКТ. На рисунке 10. показан характер зависимости интенсивности отложений парафина от величины динамической вязкости. Это не говорит о том, что при больших вязкостях жидкости меньше кристаллизуется парафин. Интенсивность кристаллизации парафина может быть высокой, однако из-за сильных межмолекулярных связей асфальтенов, смол, парафинов и церезинов кристаллы твердых веществ в большей части остаются в массе

жидкости, а не прилипают к стенкам труб. Поэтому при добыче вязких нефтей проблемы с отложениями ПО минимальные [13].

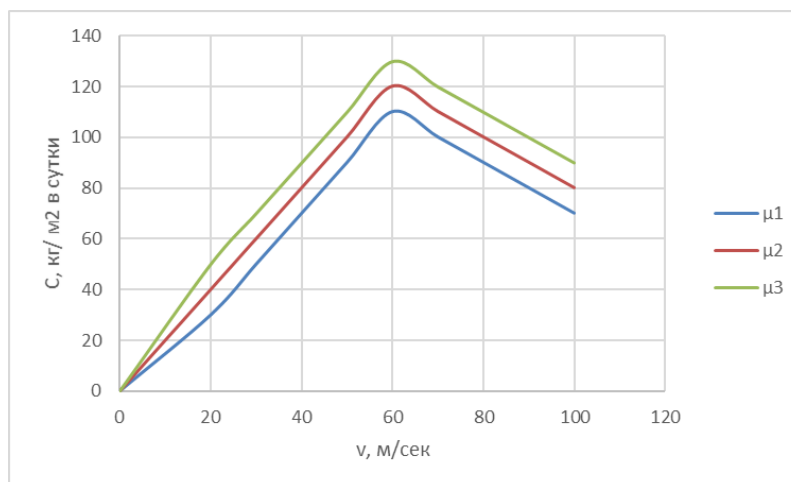


Рисунок 10 – Зависимость интенсивности отложений ПО от скорости потока для вязкости нефти:

$$\mu_1 = 10 \text{ мПа} \cdot \text{с}, \mu_2 = 30 \text{ мПа} \cdot \text{с}, \mu_3 = 150 \text{ мПа} \cdot \text{с}$$

Существенная роль при формировании парафиновых отложений и выборе метода борьбы с ПО принадлежат значениям дебита и степени их обводненности. Низкие дебиты скважин и малая обводненность добываемой продукции способствуют интенсивному отложению парафина. При высоких дебитах скважин и большой обводненности скорость образования отложений на стенках скважинного оборудования снижается, поскольку поверхности становятся гидрофильными, кристаллы парафина разрушаются восходящим потоком нефти, а микрокристаллы удаляются из скважин [14].

От компонентного состава нефти зависит растворяющая способность нефти по отношению к парафину: чем выше выход светлых фракций, кипящих до 350 °С, тем больше выпадает парафин в осадок. Нефти, которые содержат больше легких фракций при одинаковых температурных условиях, растворять парафины выше, чем у тяжелой нефти. Она влияет в основном на температуру массовой кристаллизации парафина понижая ее. Поэтому, нефти с высоким содержанием углеводородов нафтенового и ароматического рядов менее склонны к формированию прочных парафиновых отложений [14].

Отложения парафина могут происходить в породах коллектора, что может вызвать серьезное повреждение пласта и, как следствие, снизить продуктивность коллектора [15].

Есть два механизма, с помощью которых осаждение парафина может вызвать повреждение пласта:

- отложение, которое закупоривает или прикрепляется к стенкам пор;
- высокая вязкость сырой нефти, вызванная когезией [10].

Отложение парафина начинается, когда осаждаются мельчайшие кристаллы парафина. Сырая нефть течет через поровые каналы породы, что позволяет мелким кристаллам приближаться к стенке поры. При достаточной смачиваемости стенки поры эти маленькие кристаллы будут оседать и накапливаться, таким образом уменьшая размер порового канала и приводя к повреждению пласта. Как упоминалось ранее, кристаллизация парафина может также вызвать повреждение пласта из-за увеличения вязкости сырой нефти, даже если она не осаждается на стенках пор. Кристаллизация и отложение парафинов повышают вязкость сырой нефти и снижают проницаемость пласта, соответственно изменяя подвижность сырой нефти в пласте- коллекторе.

1.2 Анализ физико-химического свойства пластовых флюидов

Физические свойства нефти зависят от преобладания в ней тех или иных классов углеводородов. В зависимости от преимущественного содержания углеводородов нефть может называться парафиновой, нафтеновой или ароматической. Наблюдается зависимость — чем больше геологический возраст нефти, тем больше в ее составе парафина, и чем больше в нефти парафина, тем меньше в ее составе смол и асфальтенов.

Классификация нефти

Согласно: Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии

Российской Федерации от 01.11.2013 N 477 (Зарегистрировано в Минюсте России 31.12.2013 регистрационный N 30943), подразделяются.

Таблица 1- Классификация нефти по содержанию парафина [16] %

Класс нефти	Содержание парафинов, %
Малопарафинистые	Менее 1,5
Парафинистые	1,5–6
Высокопарафинистые	Более 6

Таблица 2 - Классификация нефти по содержанию серы, [16] %

Содержание серы в нефти, %	Типы нефти
До 0,5	Малосернистые
0,5 – 1,0	Среднесернистые
1,0 – 3,0	Сернистые
Более 3,0	Высокосернистые

Таблица 3 - Классификация нефти по содержанию смол и асфальтенов, [16] %

Содержание смол и асфальтенов, %	Типы нефти
Менее 5	Малосмолистые
5 – 15	Смолистые
Более 15	Высокосмолистые

Таблица 4 - Классификация нефти по плотности, [16] %

Плотность нефти при 20° и 0,1 Мпа, г/см ³	Типы нефти
До 0,830	Особо легкая
0,831-0,850	Легкая
0,851-0,870	Средняя
0,871-0,895	Тяжелая
Более 0,895	Битуминозная

В ряду физических свойств нефти плотность или удельный вес является важнейшим. Этот показатель зависит от молекулярного веса слагающих ее компонентов, т.е. от преобладания в составе нефти легких или тяжелых углеводородных соединений, от наличия смолистых примесей, асфальтенов и растворенного газа.

Плотность нефти изменяется в широких пределах от 0,71 до 1,04 г/см³. В пластовых условиях за счет большого объема растворенного в нефти газа плотность ее в 1,2 – 1,8 раза меньше, чем в поверхностных условиях после ее дегазации.

Плотность (ρ) — это отношение массы вещества (m) к его объему (V),

$$\rho = m/V. \quad (3)$$

Удельный вес (γ) — это отношение веса вещества (P) к его объему (V),

$$\gamma = P/V. \quad (4)$$

Таблица 5 - Классификация нефти по вязкости, [16] %

Вязкость нефти в пластовых условиях, Мпа*с	Типы нефти
До 5,0	Незначительной вязкости
От 5,1 до 10,0	Маловязкая
От 10,1 до 30,0	Повышенной вязкости
От 30,1 до 200,0	Высоковязкая
Более 200,0	Сверх вязкая

Вязкость нефти – это свойство оказывать сопротивление перемещению частиц нефти относительно друг друга в процессе ее движения. Вязкость определяет степень подвижности нефти. Измеряется вязкость с помощью прибора – вискозиметра. В системе СИ измеряется в миллипаскалях в секунду (мПа•с).

Динамическая вязкость (η) - это сопротивление, оказываемое жидкостью при перемещении относительно друг друга со скоростью 1 м/с двух её слоев площадью 1 м² каждый, находящихся на расстоянии 1 м, под действием приложенной силы в 1Н. Величина, обратная динамической вязкости, называется текучестью (ϕ).

Эту величину рассчитывают по так называемой формуле Пуазейля:

$$\eta = ((\pi * P * r^4) / 8 * v * L)) * t \quad (5)$$

Где: P – это давление, под которым происходит движение жидкого вещества; v – это его объем; L – длина капилляра, по которому протекает жидкость; r – диаметр этого капилляра; t – время, за которое это протекание происходит [17].

Кинематическая вязкость (ν) равна отношению динамической вязкости к плотности жидкости при температуре определения.

$$\nu = \frac{\eta}{\rho} \quad (6)$$

Где: ν – кинематическая вязкость, η – динамическая вязкость, ρ – плотность [17].

Условная вязкость - это величина, которая выражается отношением времени вытекания определённого объёма нефтепродукта и воды из стандартного прибора (вискозиметра).

Таблица 6 - Рекомендуемые минимальные промышленные концентрации попутных компонентов [16]

Основное или попутное полезное ископаемое	Попутные компоненты	Промышленная концентрация
Нефть	Сера	0,5%
	Ванадий	120 г/т
	Никель	120 г/т
	Титан	120 г/т
Конденсат	Сера	0,5%
Свободный газ и газ газовых шапок	Этан	3%
	Гелий	0,05%
	Севородород	0,5%
	Диоксид углерода	15%
Растворенный газ	Этан	3%
	Пропан-бутаны	0,9%
	Сероводовод	0,5%
	Гелий	0,035%
Пластовые воды	Йод	10 мг/л
	Бром	200 мг/л
	Окись бора	250 мг/л
	Литий	10 мг/л
	Рубидий	3 мг/л
	Цезий	0,5 мг/л
	Стронций	300 мг/л
	Германий	0,05 мг/л
	Вольфрам	0,03 мг/л
	Магний	100 г/л
	Калий	1000 мг/л

С увеличением содержания парафина увеличивается плотность и вязкость, при этом происходит уменьшение концентрации асфальтенов и смол, а

также серы, которая происходит из-за того, что в составе нефтяной дисперсной системе происходит увеличение доли парафина.

Таблица 7 - Характеристика физико-химических показателей Западно-Сибирского бассейна

Физико-химические показатели	Западно-Сибирский НГБ
Плотность, г/см ³	0,8899
Вязкость, мм ² /с	120,90
Содержание парафинов, %	4,28
Содержание смол, %	10,47
Содержание асфальтенов, %	2,40
Содержание серы, %	1,27

Формирование нефти на Западных Сибирских месторождениях

Западно – сибирская нефть отличается низкой сернистостью (содержание серы – до 1,1 %), и высоким содержанием парафинов (1,5% и более). Высокое содержание бензиновых фракций (40-60%) объясняет её повышенную летучесть. В настоящее время на этой территории добывается 70% всей отечественной нефти.

На севере Западной Сибири находятся месторождения, в которых есть значительные ресурсы тяжёлой высоковязкой нефти. На примере анализа проб нефти Русского, Барсуковского и Пангодинского месторождений можно сделать вывод, что концентрация серы низкая, а содержание парафинов среднее значение (Таблица 8). Однако изученный физико – химический состав характеризует нефть как тяжёлую, высоковязкую, смолистую с достаточно низким содержанием асфальтенов. По распределению углеводородных компонентов нефть относится к нафтеновым [18].

Таблица 8 - Физико – химические характеристики нефти

Характеристика	Месторождение		
	Русское	Барсуковское	Пангодинское
Интервал отбора пробы, м	871-898	1821-1829	2786-2789
Плотность, кг/м ³	937	886	830
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	433	25,6	5,9
Содержание серы, %	0,31	0,53	0,14

Содержание парафинов, %	1,70	2,40	4,21
Содержание насыщенных УВ, %	42,08	47,06	71,94
Содержание ароматических УВ, %	37,79	38,17	22,45
Содержание смол, %	19,31	14,09	5,44
Содержание асфальтенов, %	0,83	0,68	0,17

Северо – западный регион Западно – Сибирского нефтегазоносного бассейна характеризуется наличием дисперсных систем высокопарафинистой нефти. Прослеживается содержание фракций, выкипающих до 300 °С, которые составляют примерно 0,5 % от общей массы. Физико-химические показатели нефти приведены в таблице 9 [19].

Таблица 9 - Физико-химические показатели нефти

Физико-химические показатели	Западно-Сибирский НГБ
Плотность, г/см ³	0,8899
Вязкость, мм ² /с	120,9
Содержание парафинов, %	4,28
Содержание смол, %	10,47
Содержание асфальтенов, %	2,4
Содержание серы, %	1,27

Увеличение доли парафинов в нефти негативно влияет на общий выход лёгких фракций, соответственно высокопарафинистые вещества в составе ухудшают переработку полученной нефтяной смеси. Нефть содержит малое количество серы, смол и асфальтенов и по углеводородному составу система характеризуется как легкая или средняя маловязкая нефть.

Изученные нефти на месторождениях юго-востока Западной Сибири относятся к малосернистым – содержание серы менее 0,4 %. Повышенное содержание парафинов, а также повышенная вязкость нефти прослеживается на Западно-Майском, Фестивальном, Южно-Фестивальном месторождениях. Майская группа месторождений характеризуется наличием нефти с содержанием парафина от 2 до 9,4%, нефть фестивальной группы месторождений содержит от 7,43 до 13,9% парафинов. Свойства исследованной

нефти приведены в таблице 10.

На территории Томской области наиболее вязкие нефти с большим содержанием серы, парафинов, смол и асфальтенов залегают в пластах с высокой пластовой температурой и давлением [20].

Таблица 10 - Физико-химические свойства нефти

Месторождение	Индекс пласта	Содержание серы, мас. %	Плотность при 20 °С, кг/м ³	Вязкость мПа*с		Температура застывания	Содержание парафинов, мас. %
				20 °С	50 °С		
Майское	Ю ₁₅	следы	794	4,8	1,7	4,5	7,21
	Ю ₁₄₋₁₅ , Ю ₁₁	следы	798,5	7,3	2,1	8,4	5,11
	Ю ₁ ²⁻⁴	0,34	845	28,2	5,9	7,6	7,86
	Ю ₁₄₋₁₅	следы	796	12,6	2	1,7	3,35
Средне-Майское	Ю ₁₄₋₁₅ , Ю ₁₂	следы	792,7	5,2	2,8	5,7	4,25
	Ю ₁₄₋₁₅	следы	789,9	3	1,8	-	3,57
Южно-Майское	Ю ₁₋₃	0.33	837,5	7,5	3,2	-3,4	1,96
Западно-Майское	Ю ₁₄₋₁₆	следы	808	10,6	1,6	7,5	3,49
	Ю ₁₅	следы	821	84,7	2,3	12	9,44
Фестивальное	Палеозой	0.14	828	10,9	11,8	26,5	10,9
	Ю ₉	следы	816	365,9	5,3	16,8	13,42
	Ю ₁	0.13	872	Не течет	8,4	32,4	8,76
	Ю ₉	следы	834,5	28,7	13,5	16,5	13,9
Южно-Фестивальное	Ю ₁₆	следы	814	563,9	4,5	17,3	8,43
Восточно-фестивальное	Ю ₁₄₋₁₅	следы	756.3	2,4	0,6	9,6	7,43
Киев-Еганское	К ₁	0.2	828	11,8	2,4	-5,5	4,1
	Ј ₁	0.2	831,4	5,05	3,14	-4,5	3,8
	Ј ₃	0.18	809	9,6	6,5	-22,7	4,9

1.3 Опыт эксплуатации скважин на месторождениях Западной Сибири с высоким содержанием парафина

Годовая добыча нефти ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» превышает 8 млн т, действующий фонд по состоянию на конец 2010 года составил около 1900 скважин, из них 1700 эксплуатируются УЭЦН [21].

Осложняющих условий эксплуатации скважин отложение парафинов в полости НКТ (610 скважин) [21].

Предотвращение отложений парафинов

Значительная часть скважин АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» расположена в зоне вечной мерзлоты, что на глубинах до 900 м создает проблемы, связанные с отложением парафинов [21].

Для борьбы с ПО мы пробовали применять разные методы: очистку фонтанного лифта механическим способом, обработку горячей нефтью, греющий кабель, химические шашки, магнитные активаторы. Последние две технологии показали низкую эффективность, поэтому от их применения пришлось отказаться. В настоящее время для защиты от ПО используются очистка фонтанного лифта механическим способом и греющий кабель. Подрядчик самостоятельно определяет периодичность обработки каждой скважины (рисунок 11). Соответственно, если скважина выходит из строя, все затраты по ее ремонту несет подрядчик [21].

При обработке скважин от ПО применяется механический скребок фрезерного типа, который позволяет эффективно производить очистку лифта НКТ от ПО. Диаметр очистных головок такого скребка составляет 36-58 мм, диаметр штанги (груза) – 26-33 мм [21].

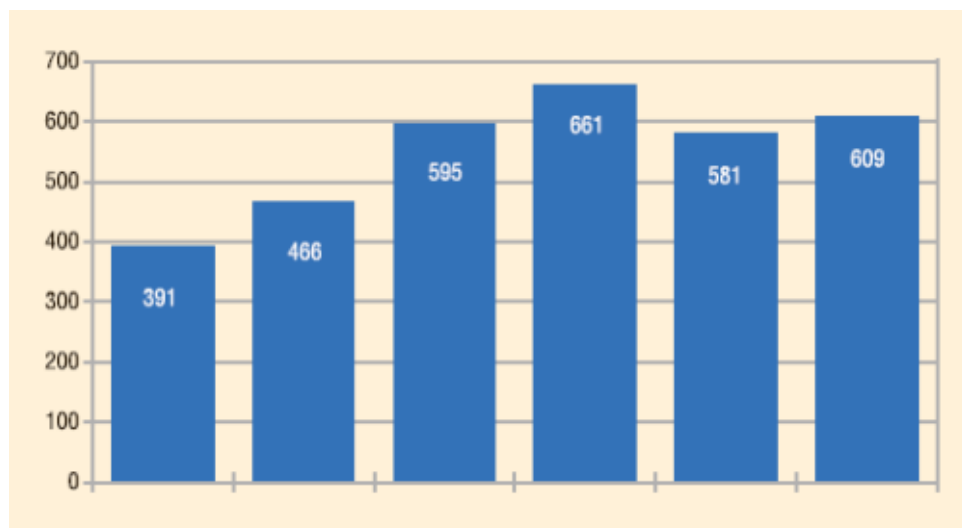


Рисунок 11 – Динамика числа скважин, обрабатываемых ООО «Каскад» от парафиновых отложений 2005-2010 гг.

Ванкорское месторождение является относительно молодым месторождением. Добыча нефти ведется фонтанным и механизированным способами с помощью установок электроцентробежных насосов. Основными видами осложнений при добыче нефти являются образование и скопление парафиновых отложений, которые приводят к снижению производительности системы, уменьшению межремонтного периода эксплуатации скважин и эффективности работы насосных установок [22].

При добыче нефти одной из проблем, вызывающих осложнения в работе скважин и нефтепромыслового оборудования, являются парафиновые отложения (ПО). Накопление ПО в проточной части нефтепромыслового оборудования и на внутренней поверхности труб приводит к снижению производительности системы, уменьшению межремонтного периода (МРП) эксплуатации скважин и эффективности работы насосных установок.

Применяемые методы борьбы с ПО подбираются с учетом индивидуальных геолого-физических особенностей каждого месторождения. Существует два принципиальных подхода к борьбе с этим нежелательным явлением: предотвращение отложений парафина и различные методы удаления отлагающегося парафина.

Методы удаления ПО, образующихся на НКТ и погружном оборудовании, классифицируются на две группы: механические и тепловые.

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся ПО на насосно-компрессорных трубах, для чего разработан ряд скребков различных конструкций [22].

Тепловые методы удаления ПО состоят из таких операций, как промывка горячей нефтью, электропрогрев путём спуска греющего кабеля. Технология применения теплоносителя предусматривает, нагрев жидкости в специальных нагревателях –котельных установках передвижного типа — и подачу ее в скважину способом прямой или обратной промывки [22].

Опыт потребителей подтверждает, что применение технологии электрообогрева нефтяных скважин нагревательными кабелями 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, спуск нагревательного кабеля и запуск системы управления в работу [22].

2 ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И БОРЬБЕ С ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ

Накопление парафиновых отложений в проточной части нефтепромыслового оборудования и на внутренней поверхности труб приводит к снижению отборов нефти, уменьшению межремонтного периода (МРП) работы скважин и эффективности работы насосных установок. Многолетняя практика эксплуатации скважин, добывающих парафинистую нефть, показала, что без проведения работ по предотвращению и удалению парафинистых отложений в трубопроводах и нефтепромысловом оборудовании, подъемных трубах, выкидных линиях и промысловых емкостях нельзя эффективно решать вопросы оптимизации добычи и сбора нефти. В этих условиях актуальной становится разработка новых технических средств и методов, направленных на предотвращение отложений в глубинно-насосном оборудовании, колонне насосно-компрессорных труб, промысловых трубопроводах систем нефтесбора [23].

В настоящее время в промысловой практике наибольшую значимость как в России, так и за рубежом имеют следующие методы удаления ПО на действующем оборудовании:

1. Механические — применение всевозможных скребков. Недостатки методов - отказы механических устройств скребков и лебедок; застревание скребков в запарафиненных трубах. Но главное, они не могут быть применены для очистки призабойной зоны от парафина. В последние годы получили применение скребки-центраторы, выполненные из пластика и монтируемые на штангах с помощью специальных термопластавтоматов. Применение НКТ с покрытиями в таких скважинах повышает эффективность их эксплуатации.

2. Тепловые — весьма эффективные методы. Заключаются в применении греющих кабелей и проведении обработок горячей нефтью, водой или паром. Метод основан на способности парафиновых отложений плавиться при

температурах, превышающих точки их кристаллизации. Для создания необходимой температуры требуется специальный источник тепла (например, паропередвижные установки), который должен быть помещен непосредственно в зону отложений.

Среди тепловых методов известны следующие:

- а) подача в скважину теплоносителей — пара и жидкости;
- б) помещение теплоисточника в ствол скважины или на забой (электронагреватели, химические термогенераторы);
- в) подача пара в скважину вызывает его конденсацию и охлаждение, поэтому уже на глубине 200–300 м температура жидкости становится ниже температуры плавления парафина;
- г) использование ППУ (паропередвижные установки) для очистки устьевой арматуры, манифольдов и выкидных трубопроводов, а также поднятого из скважины оборудования и труб;

3. Химические — широко используемые, но довольно дорогостоящие методы, которые заключаются в применении растворителей для растворения образовавшихся парафиновых отложений, а также ингибиторов парафиноотложения для предотвращения выпадения ПО на стенках НКТ. Химические методы базируются на дозировании в добываемую продукцию химических соединений, уменьшающих, а иногда и полностью предотвращающих образование отложений. В основе действия ингибиторов парафиноотложений лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела между жидкой фазой и поверхностью металла трубы. В настоящее время вследствие высокой стоимости химических реагентов проблема не в их приобретении, а в экономном использовании. Поэтому на первый план выдвигается разработка наиболее эффективных способов доставки реагентов в скважину. Химические способы удаления парафиновых отложений с поверхности нефтепромыслового оборудования находят в последнее время

широкое применение. Для этих целей используются различного рода растворители — отходы химической промышленности.

4. Физические — воздействие на продукцию скважин физическими полями, например, ультразвуковыми или магнитными. Разработкой всевозможных ультразвуковых устройств для этой цели занимался целый ряд фирм, но используются они крайне редко [24].

2.1 Методы предупреждения образования парафиновых отложений

Применение специальных защитных покрытий для поверхностей труб является технологическим методом предупреждения ПО, который применяется на многих месторождениях Западной Сибири. Различными исследованиями было установлено, что шероховатость поверхности труб обсадных и подъемных колонн способствует образованию и накоплению отложений. Использование данных покрытий еще на проектной стадии разработки позволяет сделать внутреннюю поверхность труб гладкой и замедлить накопление ПО, которые будут легко смываться движущимся газожидкостным потоком.

При изменении свойств поверхности можно добиться существенного изменения скорости образования ПО. Данный эффект достигается по двум различным механизмам: снижение шероховатости поверхности и изменение полярности (гидрофильности) материала стенки.

В результате исследований, установлено, что шероховатые поверхности, независимо от их природы, при длительном пребывании в условиях скважины оказываются покрытыми слоем ПО, прочность сцепления которых с поверхностью превышает сдвигающее усилие со стороны потока движущейся газонефтяной смеси. С другой стороны, гладкие поверхности в условиях скважины ведут себя по-разному. Одни из них «запарафиниваются» с высокой интенсивностью (полиэтилен, фторопласт-4, эбонит, капроны марок КК, ПР и др.), на других ПО не образуются в течение длительного периода пребывания в скважине (стекло, бакелит, клей МПС, полиамиды ПК РТ-3, ПФЭ 2/10 и др.).

Поэтому, высокая степень гладкости поверхности является важным, однако, недостаточным условием для предотвращения образования ПО [25].

В настоящее время для борьбы с ПО в качестве защитных покрытий в основном используют силикатные материалы и поликонденсационные смолы (фенолформальдегидные, эпоксидные) [26].

Таблица 11 - Примеры использования защитных покрытий насосно-компрессорных труб для борьбы с парафиновыми отложениями

Предприятие	Покрывтие НКТ	Эффективность
ОАО «Варьеганнефтегаз»	Алмаз	Средняя наработка составила 1021 суток, отмечено снижение влияния агрессивных компонентов пластовой жидкости на НКТ, снижение влияния механических примесей пластовой жидкости на НКТ, отсутствие признаков отслоения покрытия от поверхности НКТ «чулком», сохранение проходного сечения труб НКТ при длительной эксплуатации – стойкость к отложениям ПО
ОАО «Варьеганнефтегаз»	PolyPlex-P (полиуретан)	Покрывтие имеет слабую адгезионную прочность, при эксплуатации внутреннее покрытие отслаивается
ООО «Газпромнефть-Восток»	Major pack MPAG96	Наработка НКТ с защитным покрытием составила 205 суток. На рабочей поверхности труб с покрытием никаких механических повреждений выявлено не было. Покрывтие не утратило блеска и гладкости, следов коррозии, отложений ПО или разрушения покрытия не обнаружено. Результат признан положительным
ООО «Лукойл-Западная Сибирь»	Major pack MPAG96	До применения защитного покрытия средняя наработка оборудования на отказ (СНО) не превышала 118-280 суток, после нанесения

		покрытия средний МРП увеличился до 1350-1400 суток. Ни одного случая отказа не зафиксировано.
--	--	---

Тепловые методы предотвращения образования парафиновых отложений

Тепловые методы предотвращения выпадения парафинов заключаются в обработке скважин температурой, превышающей температуру плавления парафина. Для этого используются специальные источники тепла, которые размещаются в зоне отложения парафинов. Производится прокладка линий парового или электрического подогрева трубопровода, которые применяются вместе с теплоизоляцией.

Для борьбы с осложнениями и снижения удельных затрат на добычу нефти сегодня могут применяться установки нагрева нефти УН-Н-800-100-У1, использующие метод тепловой обработки НКТ с помощью специальных нагревательных кабелей, которые обеспечивают поддержание по всей глубине скважины заданной температуры, препятствующей образованию ПО и гидратов (рисунок 12). Нагревательный кабель может быть проложен как по внешней, так и внутренней поверхности НКТ скважин, оборудованных УЭЦН, ШГН, а также скважин, эксплуатируемых газлифтным или фонтанным способом.



Рисунок 12 – Комплектация установки нагрева нефти с прокладкой кабеля внутри насосно-компрессорных труб

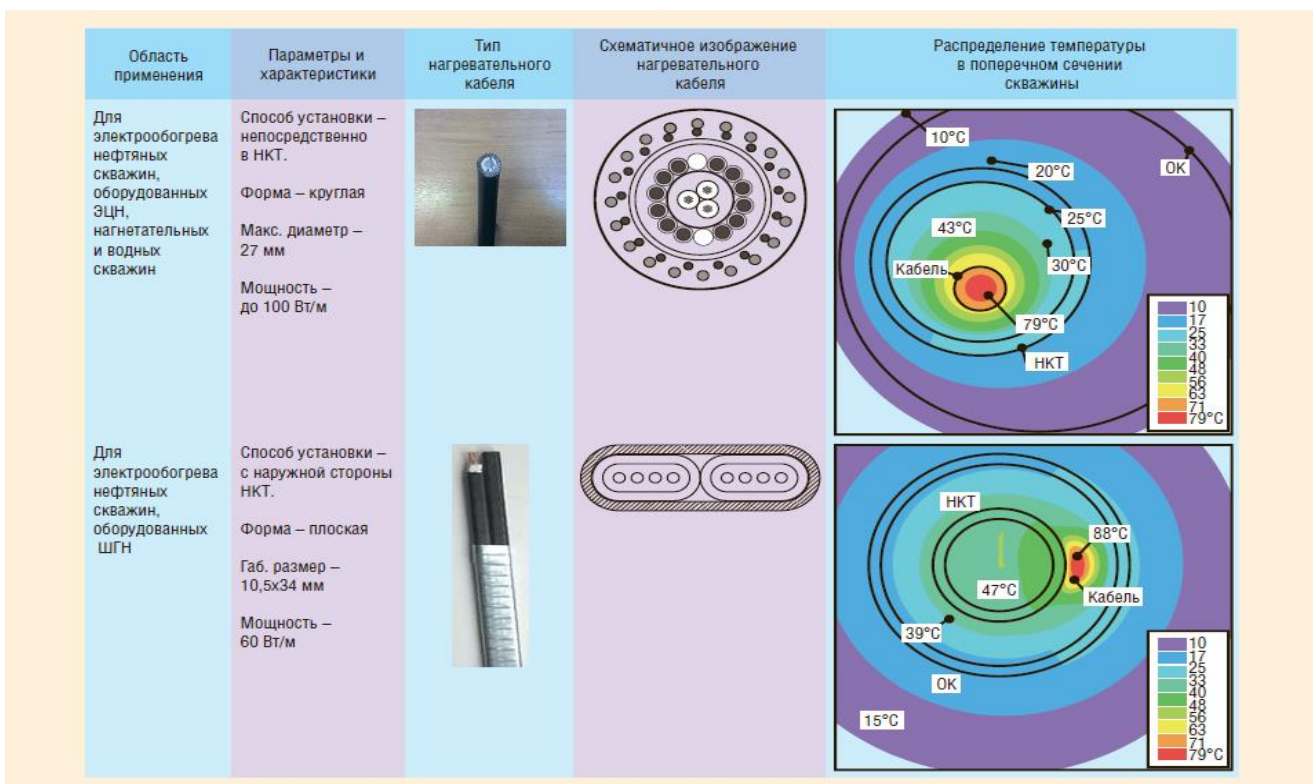


Рисунок 13 – Типы нагревательных кабелей

Надежная работа УН-Н-800-100-У1 обеспечивается при температуре окружающей среды от -60 до +50°C и относительной влажности до 98% (при температуре +25°C) (рисунок 14). Нагрев кабеля производится в управляемом автоматическом режиме с выполнением заданных параметров, полученных после проведения предварительного расчета температуры, необходимой для устойчивой работы скважины в процессе добычи нефти (рисунок 14).

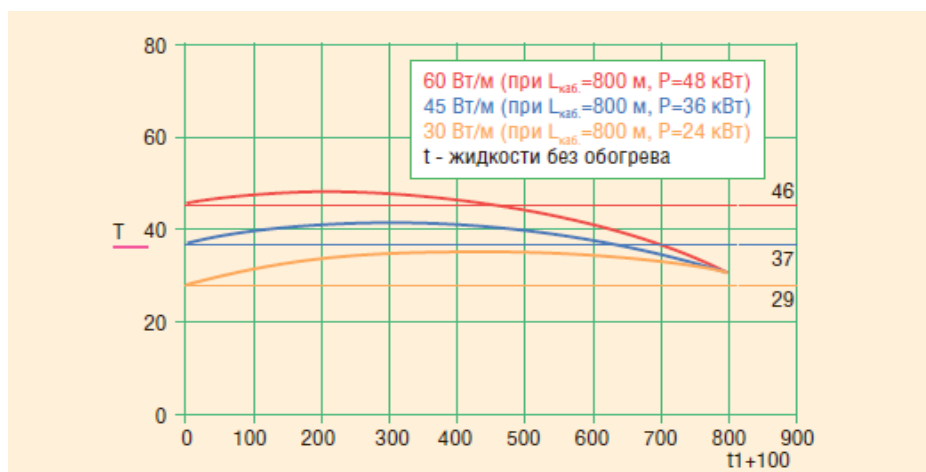


Рисунок 14 – Тепловой расчет работы установки нагрева нефти

Оборудование подбирается индивидуально для каждой скважины после получения заполненного заказчиком анкетного листа. На его основе выполняются расчеты тепловых режимов, по которым в дальнейшем выбирается длина греющего кабеля, комплект устьевой арматуры, тип СУ и самой установки. Кроме этого, при составлении договора на поставку оборудования с заказчиком заключается дополнительное соглашение на проведение пуско-наладочных работ и инженерное сопровождение работы установок

На данный момент установки нагрева нефти внедрены на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ООО «Газпром добыча Уренгой», ОАО «РуссНефть». В 2010 году экономический эффект от внедрения установки серии УН-Н на месторождении ООО «Газпром добыча Уренгой» оценочно составил 780 тыс. руб. из расчета на одну скважину (рисунок 15). [27].

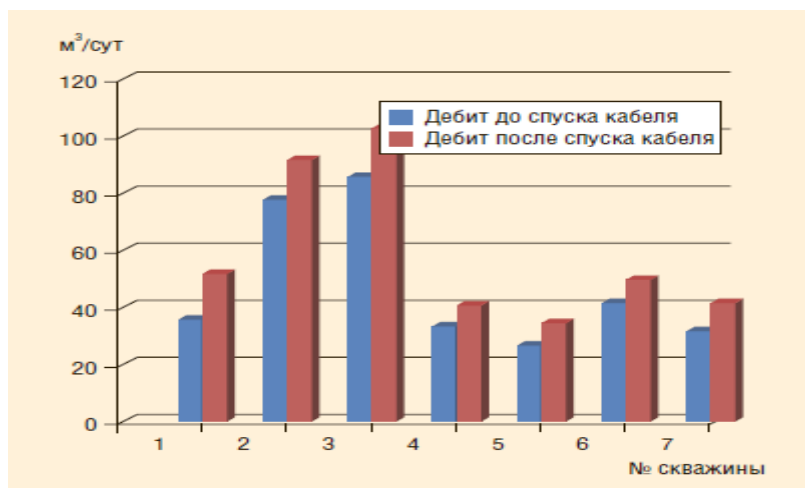


Рисунок 15 – Эффект от внедрения установки нагрева нефти на скважинах Уренгойского месторождения

Механизм работы магнитного метода основан образовании центров кристаллизации по всему объему потока под действием магнитного поля.

Магнитное поле изменяет структуру кристаллов, делая их не способными на образование прочной корки на поверхности металла, потому что сцепляемость уменьшается, структура парафина становится мягкой и рыхлой, тем самым ПО выносится газонефтяным потоком.

Воздействие вибрационных и ультразвуковых полей заключатся в том, что они создают колебания в том месте, где идет процесс образования парафиновых отложений и тем самым интенсифицируют перемешивание выделившегося в результате кристаллизации парафина, что препятствует его скоплению в результате осаждения на стенках нефтедобывающего оборудования [28].

Однако, у данного метода есть недостатки. Вибрация оказывает негативное воздействие на резьбовые соединительные элементы и способствует снижению надежности такого соединения (за счет развинчивания) или даже разрушения соединения. В связи с этим, метод так и не нашел широкого применения в промышленности.

Интересным является применение акустических колебаний не только с целью увеличения межочистного периода скважин, но и для увеличения приёмистости пластов, особенно с низкопроницаемыми коллекторами. Так, в ООО «РН – Ставропольнефтегаз» для этой цели был разработан гидравлический вибратор и технология для воздействия с его помощью на призабойную зону пласта [29]. Вибратор опускается в скважину и устанавливается в средней части интервала перфорации пласта, затем производится прокачка через него одной из жидкостей: водного раствора ПАВ, конденсата или кислотных растворов без подъёма НКТ.

Одним из предприятий по изготовлению и внедрению магнитных устройств в лифтовых колоннах скважин и нефтепроводах занимается ООО «Геопромысловые новации». 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 16).

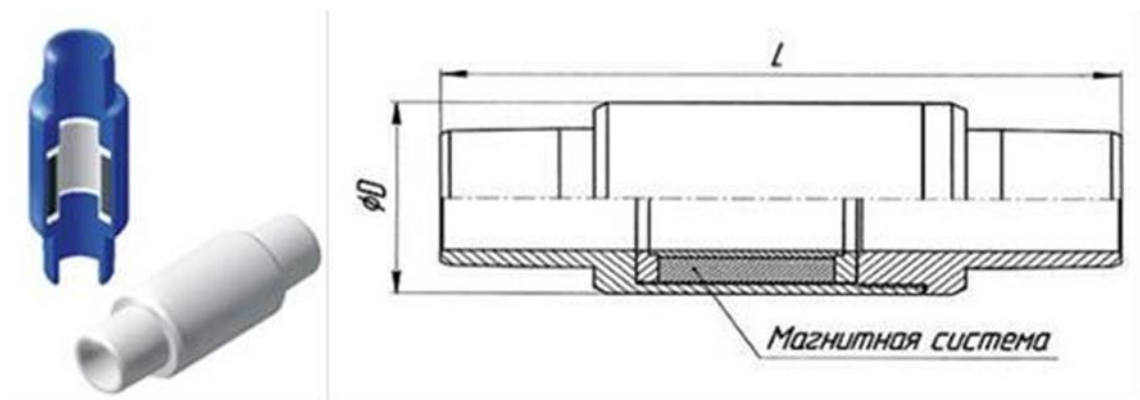


Рисунок 16 – Магнитный активатор АМС-73М

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 (рисунок 17).

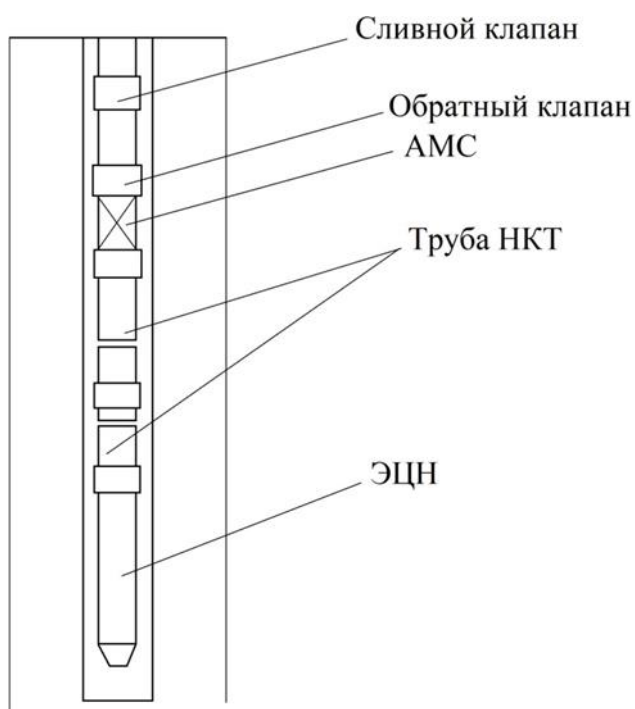


Рисунок 17 – Схема установки магнитного активатора в компоновке установки электроцентробежного насоса

Безреагентный метод воздействия магнитного поля на добываемую жидкость в настоящее время находит широкое применение на нефтепромыслах.

Магнитные камеры (рисунок 18) используются не только на подземном оборудовании скважин, но и на устьевой арматуре, и во входе в АГЗУ, с целью предупреждения солеотложений.



Рисунок 18— Магнитные камеры на устье и на входе в автоматической групповой замерной установки

Гидродинамический способ основан на использовании ультразвуковых колебаний, которые не дают парафинам соединяться и создавать большие структуры. Суть метода заключается в том, что высокочастотные колебания жидкости разрушают крупные конгломераты парафинистых отложений и также не дают им образовываться. Мелкие парафинистые частицы уносятся потоком.

2.2 Методы борьбы с образования парафиновых отложений

Методы удаления парафиновых отложений основаны на очистке нефтедобывающего оборудования от уже образовавшихся отложений. 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 существует четыре основных метода:

- химический;
- тепловой;
- механический;
- биологический.

Тепловой метод

Термическая метод обработки скважин для удаления ПО относится к физическим и, как и тепловой метод предупреждения образования ПО, основан на искусственном увеличении температуры в стволе скважины и ПЗП. Метод интенсификации притока нефти и повышения продуктивности добывающих скважин применяется при добычи высоковязкой парафинистой и смолистой нефти. Тепловая обработка приводит к разжижению нефти и расплавлению парафина и смолистых веществ, осевших в процессе эксплуатации скважин на поверхности подъёмных труб и в призабойной зоне пласта. При температуре выше 50 °С парафин начинает плавиться, силы сцепления отложений с внутренней металлической поверхностью труб ослабевают и происходит их отделение с последующим уносом потоком газожидкостной смеси. При повышении температуры, сам поток нагревается, и масса ПО растворяется в нефти.

Тепловая обработка осуществляется закачкой в пласт нагретого жидкого теплоносителя, циклической паротепловой, электротепловой, термокислотной обработками, электромагнитным и термоакустическим воздействиями, а также за счёт экзотермической реакции агентов, введенных в скважину.

Термообработка скважины и ПЗП жидким теплоносителем заключается в прогреве НКТ путем закачки нагретой жидкости в затрубное пространство агрегатом для депарафинизации скважин (АДПМ) (Рисунок 19). Затем восходящий по НКТ поток газожидкостной смеси растворяет и выносит отложения. Установка АДПМ разогревает нефть до 120-150 °С и депарафинизирует скважину путем нагнетания теплоносителя под давлением. Растворённые отложения парафина выносятся в сборную линию промысла. Обычно горячая нефть закачивается в скважину по обсадным трубам, а затем поднимается на поверхность по трубам НКТ, однако в фонтанирующих скважинах процесс может осуществляется наоборот. В качестве жидкого

теплоносителя используются нефть, вода, керосин, дизельное топливо, газолин, и в основном добываемый флюид.

Преимущества технологии закачки горячей нефти заключается в простоте реализации и минимизации затрат на приобретение химических реагентов. Недостатками технологии являются большие расходы на проведение обработок, прямая зависимость качества обработки от температуры нефти, пожароопасность. На больших глубинах ликвидация ПО протекает менее интенсивно, так как происходят тепловые взаимодействия восходящего и нисходящего потоков, а также теплотери на нагрев труб и горных пород, окружающих скважину.

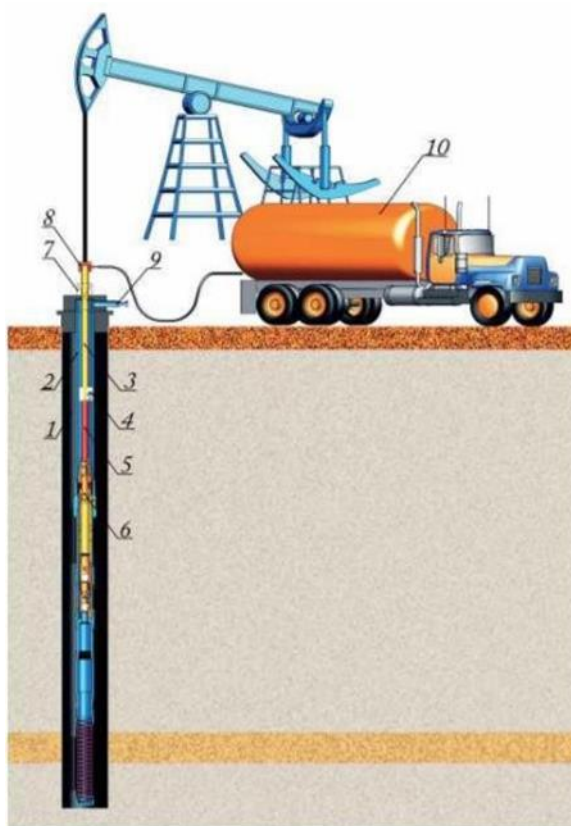


Рисунок 19 - Схема установки для тепловой обработки скважины горячим теплоносителем: 1–эксплуатационная колонна; 2–колонна НКТ; 3– колонна полых штанг; 4–перепускная муфта; 5 - колонна штанг; 6 – насос; 7 – устьевой сальник; 8–обратный клапан; 9–выкид в систему сбора продукции; 10–АДПМ.

На Советском нефтяном месторождении на трёх скважинах в 2017 году при использовании АДМП 12/150 и горячей нефти в качестве теплоносителя была проведена тепловая обработка. На первой скважине дебит нефти увеличился с 1,23 до 1,29 т/сут, на второй – с 3,27 до 5,16 т/сут. Однако на третьей скважине дебит нефти снизился с 17,72 до 14,99 т/сут. На данном месторождении тепловой метод очистки от ПО ствола скважины и ПЗП не всегда является эффективным [30].

Паротепловая обработка

Циклическая паротепловая обработка скважин проводится на месторождениях с высоковязкой (больше 50 МПа*с) или парафинистой нефтью. В остановленную скважину по НКТ нагнетают насыщенный пар объемом 1000-3000 м³, который получают от передвижных котельных установок ППУ. Затем скважину герметизируют и выдерживают 2-5 суток. Пар за это время полностью конденсируется в пласте. После проведения мероприятия эксплуатацию возобновляют.

Для удаления ПО в нефтесборном коллекторе с использованием ППУ необходимо остановить скважину, перекрыть трубную и затрубную задвижки, соединить наконечник ППУ с нефтесборным коллектором через пропарочный патрубок. Схема удаления отложений представлена на рисунке 20.

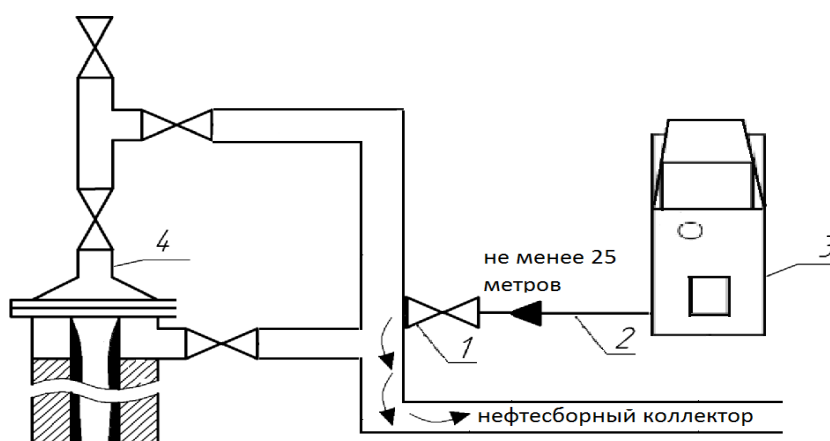


Рисунок 20 – Схема удаления парафиновых отложений паром из нефтесборного коллектора: 1 – пропарочный патрубок, 2 – нагнетательная линия от ППУ, 3 – ППУ, 4 – фонтанная арматура

Использование водяного пара для закачки в пласт действительно, но будет рентабельно только в случае наличие свободных мощностей, иначе метод нерентабелен ввиду необходимости подвода колоссального количества энергии (рисунок 21).

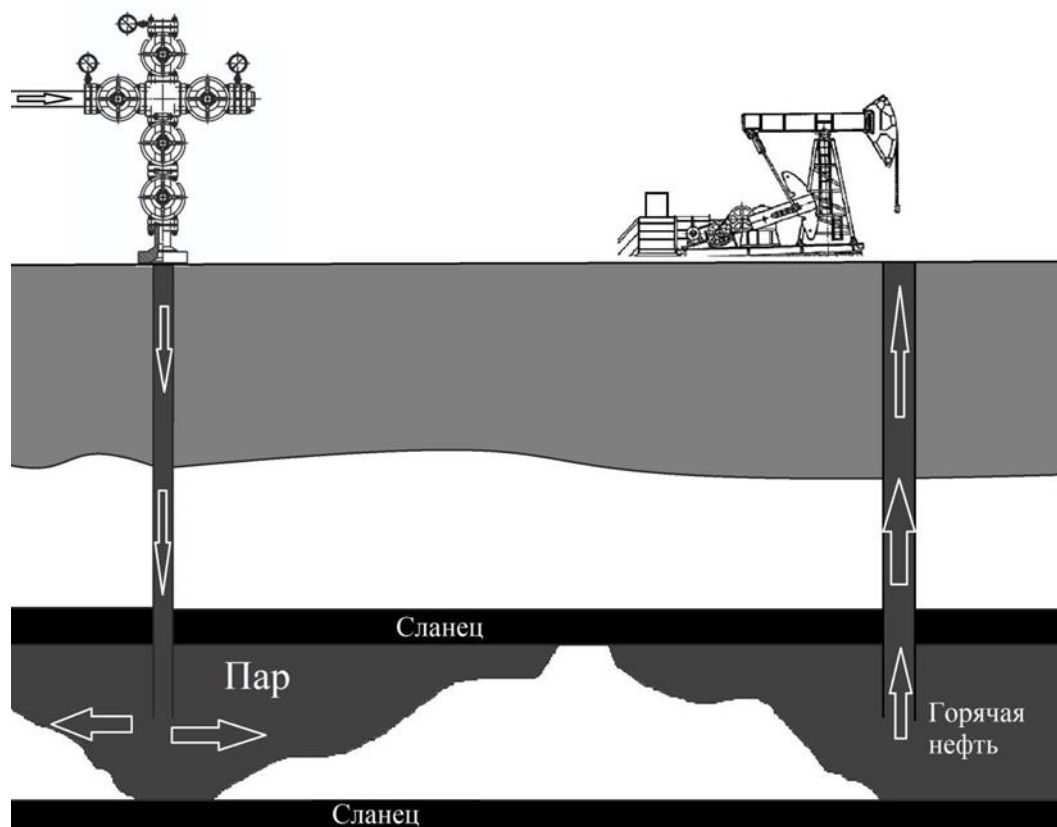


Рисунок 21 – Использование водяного пара для прогрева нефти

Известен также метод прогрева нефти при помощи СВЧ излучения. Метод показал свою эффективность, однако, пока еще не нашел повсеместного применения [31].

Микробиологический метод

Микробиологический метод обработки продукции скважин основан на использовании бактерий для уничтожения отложений парафина и асфальтенов. Технология является экологически чистой и заключается в использовании микробной ассоциации углеводородокисляющих бактерий, которая трансформирует отложения ПО. Натуральные аэробные и анаэробные

микроорганизмы подаются в скважину или ПЗП, где бактерии используют углеводороды нефти, как единственный источник питания, стимулирующий их рост. Раствор выдерживается в месте обработки скважины 5-7 суток. В течение жизнедеятельности микроорганизмы начинают выделять в среду органические кислоты и ПАВ, что способствует удалению полярных ПО. Длинные углеродные цепи парафина расщепляются, образуя «легкий» парафин [32].

Закаченные в пласт микроорганизмы метаболизируют углеводороды нефти и выделяют полезные продукты жизнедеятельности:

1. спирты, растворители и слабые кислоты (монокарбоновая, уксусная, муравьиная и др.), которые приводят к уменьшению вязкости, понижению температуры текучести нефти, а также удаляют парафины и включения тяжёлой нефти из пористых пород, увеличивая их проницаемость;
2. биополимеры, которые, растворяясь в воде, повышают её плотность, облегчают извлечение нефти при использовании технологии заводнения;
3. биологические ПАВ;
4. газы, которые увеличивают давление внутри пласта и способствуют вытеснению нефти к стволу скважины.

Применение микробиологических обработок способствует тому, что парафин в системе нефтедобычи меняет свои физические свойства и повторно не кристаллизуется, вязкость парафинистой нефти снижается, что приводит к пропорциональному снижению её плотности.

Вещества, которые образуются в результате жизнедеятельности организмов, способных окислять углеводороды нефти, обладают комплексом разрушающих, отмывающих и ингибирующих свойств ПО. Технологическим эффектом применения методов является увеличение МОП, а частота обработок скважины варьируется от 4 до 12 месяцев.

Скребокание

Скребокание лифтовых труб добывающих скважин основано на механическом соскабливании (срезании) со стенок труб парафина различного

рода скребками (рисунок 22) и выносе его потоком поднимаемого флюида. Выбор скребка, а также способа его ввода в скважину зависит от способа ее эксплуатации. Поскольку в данный момент происходит стремительное вытеснение эксплуатации скважин штанговыми-глубинными насосами эксплуатацией УЭЦН, а фонтанная эксплуатация все еще актуальна, рассматриваются только скребки, применяемые для эксплуатации погружными электронасосами.



Рисунок 22 – Скребки для очистки НКТ от отложений парафина

По назначению и конструкции выделяются следующие виды современных скребков:

- скребки-пробойники (СП) (рисунок 23, а) – применяются для первичного устранения парафиновых отложений перед механической очисткой;
- скребки лезвийные (СЛ) (рисунок 23, б) – применяется для непосредственно срезания (скребкования) парафиновых отложений с поверхности НКТ;
- скребки фрезовые (СФ) (рисунок 23, в) – применяется для срезания парафиновых отложений с поверхности НКТ высокодебитных скважин.

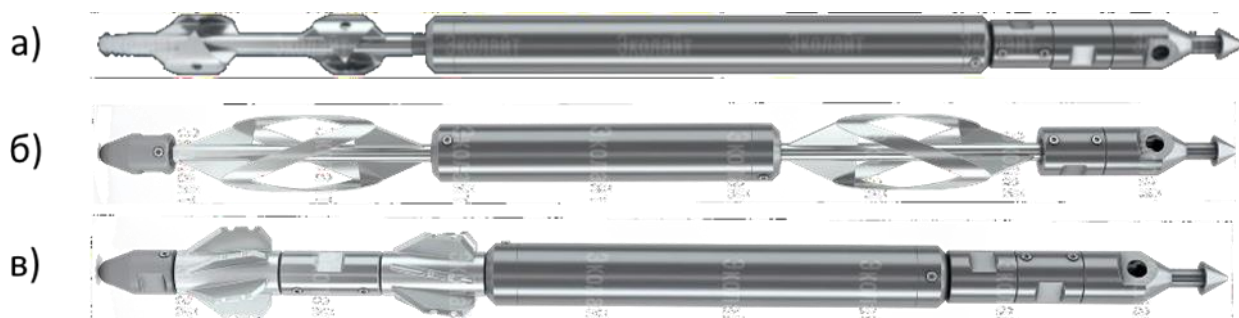


Рисунок 23 – Типовые конструкции современных скребков для очистки насосно-компрессорных отложений парафина (а – скребок-пробойник; б – скребок лезвийный; в – скребок фрезовой) [33]

Спуск и подъем скребка внутри скважины осуществляется с помощью установок депарафинизации скважин (УДС), работающих в автоматическом и полуавтоматическом режимах. Пример автоматической УДС представлен на рисунке 24.

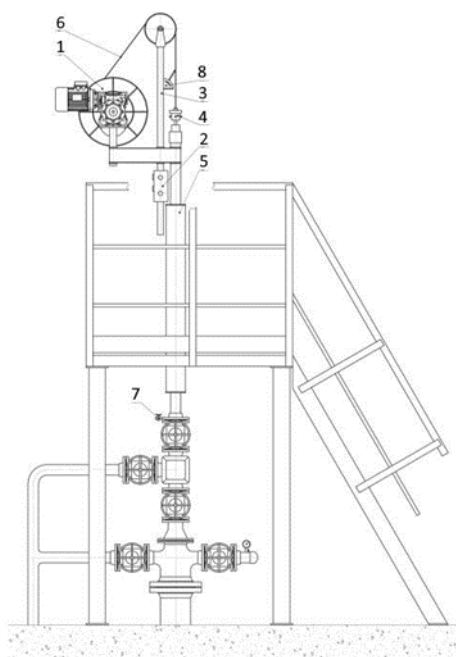


Рисунок 24 – Автоматическая установка депарафинизации нефти (1 – агрегат силовой; 2 – система контроля положения скребка; 3 – мачта подвижная; 4 – устройство сальниковое; 5 – лубрикатор обогреваемый; 6 – проволока; 7 – сливной вентиль; 8 – датчик натяжения)

2.3 Расчет теплового метода борьбы с образования парафиновых отложений

Технология термохимического удаления парафинов

Для удаления парафинов термохимическим методом применяются химические соединения, взаимодействие которых приводит к генерированию и выделению тепла, что ведет к полному или частичному удалению парафинообразованию.

Технология удаление парафинов из сборного коллектора.

Происходит закачка компонентов смеси, в процессе взаимодействий которых происходит тепловая реакция, расплавляющая парафины, что позволяет в дальнейшем удалить их потоком жидкости.

Реагенты, используемые для термохимической реакции:

Нитрит натрия. Необходимая концентрация раствора подготавливается исходя из осложнений, соблюдается пропорция компонентов. Готовится раствор нитрита натрия, массовая доля должна быть 20 %, происходит смешивание нитрита натрия и технической воды, объём которой рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{вода}} = (4 * m_{\text{нн}}) / 1000, \quad (7)$$

Где:

$V_{\text{вода}}$ - объём воды, м³;

$m_{\text{нн}}$ - масса нитрита натрия, кг

Сульфаминовая кислота. Как и нитрит натрия, концентрация продукта должна получиться 20 %, расчет делается по формуле:

$$V_{\text{вода}} = (4 * m_{\text{аск}} - m_{\text{нр}}) / 1000, \quad (8)$$

Где:

$V_{\text{вода}}$ - объём воды, м³;

$m_{\text{аск}}$ - масса сульфаминовой кислоты, кг; $m_{\text{нр}}$ - масса нейтрализующего реагента, кг.

Отношение нитрита натрия к сульфаминовой кислоте должно быть 1:3. Реакция сопровождается выделение газа. После проведения всех операций, выделяется время для реакции текущего произведенного процесса в течении рекомендуемого времени. После завершения ожидания на реакцию, проводится прокачка в необходимом объеме, для продавки реагентов. Эффект проверяется по результатам отслеживания давления и контроль участка проведенных работ.

Тепловые технологии

Суть технологии заключается в удаление парафиновых отложений, плавление которых возможно при температуре выше 50 °С, путем тепловой

обработки с использованием горячей воды, пара, подогреваемой горячей нефтью.

Технологической службой ЦДНГ, по каждой скважине и выкидной линии рассчитывается объем нефти, температура и давления для растепления (расплавления) ПО и промывки колонны НКТ или выкидной линии, для выноса ПО.

Для предотвращения парафиновых отложений и высоких начальных давлений на скважинах с уровнем жидкости в затрубном пространстве ниже 100 метров, рекомендуется производить, долив холодной нефтью до устья. Объем «прямой» промывки должен быть равен не менее 1,5 объёма НКТ и рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{пр}} = 1,5 p \cdot V_{\text{нкт}} + V_{\text{дол}}, \quad (9)$$

Где:

$V_{\text{нкт}}$ – внутренний объём НКТ, (м³);

$V_{\text{дол}}$ – объём необходимый для долива скважины в НКТ холодной нефтью до устья, (м³).

Объем «обратной» промывки должен быть равен внутреннему объёму эксплуатационной колонны с учетом НКТ до приёма ГНО и рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{пр}} = V_{\text{срд}} + V_{\text{дол}}, \quad (10)$$

где:

$V_{\text{срд}}$ – сумма внутренних объём эксплуатационной колонны и НКТ до приёма ГНО, (м³);

$V_{\text{дол}}$ – объём необходимый для долива скважины по затрубному пространству холодной нефтью до устья, (м³).

Учитывая стандартные объёмы автоцистерн, допускается превышение расчетного объема не более чем на 4м³ или его уменьшение не более чем на 2м³.

Температура закачиваемой жидкости при проведении горячей обработки выбирается исходя из способа эксплуатации скважины, и не должна превышать максимальную температуру эксплуатации применяемого на скважине оборудования:

для скважин с фонтанным способом эксплуатации +120°C; для скважин с штанговыми глубинными насосами +110°C;

Для скважин с электроцентробежными насосами – параметр рассчитывается исходя из спущенной кабельной линии и установленного уплотнения кабельного ввода, но не выше +110°C; для выкидных линий не выше +150°C.

Расчет температурного режима промывки для УЭЦН, производится по формуле:

$$T_{пр} = T_{дол} \cdot K_{зап}, \quad (11)$$

где:

$T_{пр}$ - температура закачки жидкости при промывке АДПМ, (°C);

$T_{доп}$ - предельно допустимая температура рабочей жидкости при определённом значении I (А), в соответствии с ТУ на данный вид кабеля, (°C);

$K_{зап}$ - коэффициент запаса — это величина, учитывающая погрешности средств измерения, применяется 0,85.

Давления закачки для скважин с фонтанным и штанговым способом эксплуатации при проведении горячей обработки выбирается из расчета не выше давления опрессовки эксплуатационной колонны.

Для скважин с электроцентробежными насосами не превышающее давление, определенное ТУ для используемого погружного кабеля в интервале спуска УЭЦН, но не выше давления опрессовки ЭК, кабельного ввода и рассчитывается по формуле:

$$P_{зак} = P_{ту} - (\rho \cdot g \cdot H), \quad (12)$$

где:

$P_{\text{зак}}$ – давление закачки нефти при горячей обработке скважины, (атм);

$P_{\text{ту}}$ – разрешенное давление ТУ, для используемого вида погружного кабеля, (атм);

ρ – плотность жидкости, (кг/м³);

g – ускорение свободного падения = 9,81 м/с²;

H – высота столба жидкости до приёма ЭЦН, (м).

Ответственность за исправность внутрискважинного, наземного и устьевого оборудования и качество подготовки скважины к проведению работ, несёт мастер по добыче нефти и газа данного участка

2.4 Анализ химического метода предупреждения и борьбы образования парафиновых отложений

Наиболее прогрессивным методом предупреждения образования ПО является применение химических реагентов. Метод является эффективным и действенным, так как способствует защите всего нефтепромыслового оборудования месторождения, включая систему сбора и транспорта углеводородного сырья.

Химический метод базируется на дозировании специальных реагентов в добываемую продукцию, что способствует уменьшению или полному предотвращению образования отложений. Для предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений применяются ингибиторы, действие которых основано на адсорбционных процессах, происходящих на стадии фазового перехода компонентов из жидкого состояния в твердое.

Для применения ингибирования, химические реагенты должны соответствовать некоторым критериям:

- не влиять на ухудшение подготовки нефти и воды;
- иметь достаточно низкую температуру застывания для

использования на месторождениях в зимний период (около – 50 оС)

- обладать хорошей эффективностью предотвращения образования ПО при расходе ингибитора 100-300 грамм на тонну нефти.

По механическому воздействию на ПО ингибиторы разделяются на смачивающие (гидрофилизирующие), модифицирующие, депрессаторы и диспергаторы, а также реагенты комплексного действия. Добавление ингибирующих химических соединений в нефть способствует образованию дисперсной фазы и выносу дисперсных частиц газожидкостным потоком. Некоторые из реагентов дробят формирующиеся молекулярные группы, тем самым предотвращая образование центров кристаллизации отложений. Другие ингибиторы создают на поверхности центров кристаллизации обволакивающий энергетический барьер, который препятствует их сближению и формированию частиц, задерживая рост кристаллов.

Механизм действия смачивающих ингибиторов основан на гидрофиллизации металлической поверхности технологического оборудования адсорбционным слоем, состоящим из полярного высокомолекулярного полимера. Образованный слой препятствует адгезии гидрофобных отложений парафина к трубам, тем самым создаются условия для выноса отложений нефтяным потоком.

Для эффективного использования ингибиторов смачивающего действия необходима периодическая обработка нефтепромыслового оборудования. Водный раствор реагента постепенно закачивается в НКТ в течение некоторого времени с последующим осаждением на поверхности труб. Перед закачкой в скважину необходимо произвести ее остановку и очистку стенок труб от парафиновых отложений. Основными компонентами состава смачивателей являются полиакриламид

Основными компонентами состава смачивателей являются полиакриламид, кислые органические фосфаты, силикаты щелочных металлов и водные растворы синтетических полимерных ПАВ (органические амины,

сульфаты, фосфаты). Реагентами смачивающих ингибиторов являются: СПА, Е2846 – 1, Е2846 – 11, РБИ – 1, РБИ – 2, ИКБ – 1, ИКБ – 2, Нол Е – 2846 – 1, Нол Е – 2846 – II.

Преимуществом использования смачивающих реагентов является возможность их использования при высокой обводнённости нефти. Смачиватели имеют низкую температуру застывания и растворимы в воде.

Недостатками технологии применения смачивателей являются: периодическая остановка скважины, удаление гидрофильного слоя за счет смыва нефтяным потоком, а также загрязнение оборудования самим реагентом.

Модификаторы представляют собой ПАВ, в составе которых содержатся хлор, азот и сера. Механизм действия реагентов заключается в модификации кристаллов парафина при взаимодействии с молекулами. Данный тип ингибитора изменяет форму и поверхностную энергию кристаллов ПО, тем самым ослабляя их адгезионные свойства. В отличие от первоначальной игольчатой или ромбической формы, кристалл становится более округлым. В результате ингибирующего процесса образуются недоразвитые дендритные кристаллы, которые по структуре получаются несоединёнными между собой. Размеры сформированных кристаллов ПУ небольшие, что способствует поддержанию их во взвешенном состоянии в объёме движущегося газожидкостного потока. Вязкость нефти при этом снижается, как и температура застывания. Однако модификаторы не полностью предотвращают начальную стадию формирования отложений парафина на поверхности металла, а только когезию между частицами, уменьшая при этом толщину парафинового слоя.

Модифицирующие реагенты имеют схожую структуру с молекулами парафина. Это благоприятствует внедрению модификаторов в формирующийся кристалл парафина и соединение с ним. В состав ингибиторов-модификаторов входят растворимые в нефти полимеры: атактический полипропилен (молекулярная масса 2000-3000), низкомолекулярный полиизобутилен, сополимеры этилена и сложных эфиров, тройной сополимер этилена с

винилацетатом, акриловой и метакриловой кислотами, а также другие высокомолекулярные соединения, в основном, с чередующимися полярными группами. Бывают реагенты модификаторы: ДН – 1, ВЭС – 501, Азолят – 7, С4160, С4117 [34].

Недостаток модификаторов – высокая температура застывания в товарном виде. Ограничениями модификации кристаллов ПУ являются определенные условия протекания процесса. Температура должна быть: выше температуры помутнения раствора парафина на начальной стадии формирования центров кристаллизации; равной температуре помутнения раствора парафина в момент сокристаллизации модификатора и парафина; ниже первоначальной температуры помутнения при адсорбции на кристаллах парафина.

1. Депрессоры представляют собой высокомолекулярные органические неионогенные ПАВ (молекулярная масса 5000-6000). Основу состава депрессоров составляют полициклические ароматические углеводороды. Компонентами являются сополимеры этилена с винилацетатом, полиметилкрилаты, полиолефины, сложные эфиры и высшие спирты. Известные депрессоры: Visco-5351, ИПХ-9, ТюмНИИ-77М, Дорад-1А [35].

2. Реагенты депрессорного действия смешиваются с нефтью и изменяют поверхностные свойства твёрдых углеводородных компонентов, замедляя процесс кристаллизации. Механизм действия заключается в адсорбции молекул на кристаллах парафина, затрудняя их способность к агрегации и предотвращая дальнейший рост, преобразуя сольватную оболочку кристаллов. Депрессоры уменьшают прочность кристаллической решётки молекул парафина и снижают температуру застывания парафиновой нефти.

3. Модификаторы и депрессоры могут быть объединены в одну группу под названием – депрессорные присадки, так как результат их применения – снижение температуры застывания нефтяных систем. Однако их механизмы действия различаются: модификаторы снижают температуру помутнения нефтяных фракций, а депрессоры в свою очередь – температуру

кристаллизации молекул парафинов.

4. Диспергаторы – это химические реагенты, представленные нефтерастворимыми аминами, жирными кислотами или их солями, солями металлов, силикатно-сульфенольными растворами, сульфатированным щелочным лигнином, углеводородными и ароматическими растворителями. Компоненты могут также применяться в качестве удалителей ПО и входить в состав композиционных ингибиторов образования отложений. Также реагенты применяют совместно для борьбы с нефтяными эмульсиями, коррозией и солеотложением.

5. Механизм действия диспергаторов заключается в образовании адсорбционного слоя, состоящего из молекул реагента, на зародышевых кристаллах ПУ. Реагенты обеспечивают образования тонкодисперсной системы за счёт разрушения структуры образовавшихся ПО. Повышается теплопроводность нефти, и замедляется процесс кристаллизации ПУ. Поток нефти уносит кристаллы парафина со стенок труб.

6. Реагенты комплексного действия применяются для предотвращения образования ПО вместе с защитой от солеотложений и коррозии промышленного оборудования, а также формированием структуры нефтяного потока, разрушением водонефтяных эмульсий. Использование данных реагентов в последние годы стало очень распространено, так как они сочетают в себе свойства как исходных компонентов, так и свойства, усиливающих друг друга ингибиторов, за счёт возникающего синергетического эффекта. Это позволяет снижать дозировки и увеличивать эффективность использования реагентов. Существуют композиции комплексного действия, в состав которых входит два компонента и более: присадки депрессорно-модифицирующего действия или депрессорно-диспергирующего. Комплексного действия. В таблице 13 приведены ингибиторы выпускаемые АО «НИИнефтепромхим».

Реагенты марки «СНПХ» являются основными ингибиторами комплексного действия. В таблице 13 приведены ингибиторы, выпускаемые АО

«НИИнефтепромхим».

Таблица 13 – Реагенты ингибирования для борьбы с парафиновыми отложениями

Наименование реагента	Описание	Дозировка
СНПХ - 2005	Депрессатор для ингибирования образования АСПО и снижения вязкости нефти	150-300 г/т
СНПХ - 7801	Ингибитор образования ПО	150-200 г/т
СНПХ - 7821	Ингибитор образования ПО	Не выше 200г/т
СНПХ - 7909	Ингибитор образования ПО с эффектом диэмульгатора	50-200 г/т
СНПХ - 7912М	Ингибитор образования АСПО с эффектом диэмульгатора	25-100 г/т
СНПХ - 7920	Ингибитор образования АСПО и гидратов	100-200 г/т
СНПХ - 7920М	Ингибитор образования ПО, снижающий коррозионную активность на 60-70%	100-200 г/т
СНПХ - 7941	Ингибитор образования ПО с эффектом диэмульгатора	50-200 г/т

Промышленные испытания ингибитора СНПХ – 7821 были проведены в 2013 году на Ванкорском месторождении. Закачка проводилась в скважины №175 и №178. Результаты испытаний ингибитора представлены в таблице 14. Закачка производилась в затрубное пространство путем постоянного дозирования, а также в интервал начала образования АСПО через импульсную трубку и вводную муфту в НКТ на глубине 1500 м. Обработка реагентом применялась на трёх скважинах №710/5, №625/7, №726/2 с дозировкой 150-200 г/т нефти. Закачка ингибитора СНПХ –7821 позволила увеличить МРП скважин в 2-3 раза [36].

Анализ эффективности применения ингибитора комплексного действия СНПХ – 7821 производился на Сузунском месторождении. Образование парафиновых пробок являлось следствием высокого содержания парафинов в нефти (6,5%). Дозировка реагента составляла 200 г/т нефти.

Таблица 14 – Результаты испытания СНПХ-7821 в скважинах №175, №178

Показатель	Нефть		Нефть + 1/2 рабочей дозировки		Нефть + рабочая дозировка		Нефть + 3/2 рабочей дозировки	
	№175	№178	№175	№178	№175	№178	№175	№178
Температура застывания °С	-13	-12	-14	-14	-16	-16	-17	-18
Вязкость, сСТ	7,8	7,8	7,8	7,7	7,6	7,5	7,5	7,4
Защитный эффект ингибирования, %	-	-	52	49	68	68	70	69

В результате воздействия комплексного ингибитора, температура застывания нефти снизилась, как и вязкость добываемой нефти. Защитный эффект ингибирования при использовании рабочей дозировки составил 68%.

Все описанные типы ингибиторов образования ПО различаются по химической природе и механизму воздействия на отложения, однако обладают рядом общих признаков, характеризующих их свойства. Все реагенты обладают достаточно высокой молекулярной массой по сравнению с парафиновыми углеводородами, входящих в состав нефтяных систем. Следующим общим признаком является структура полимера присадок, представляющая собой сочетание полиметиленовой цепи с полярными группами. Еще один признак – все вещества, входящие в состав присадок, полидисперсные по молекулярной массе и по составу. Таким образом, ингибирующие присадки являются смесью полимеров различного состава и молекулярной массы.

Подача ингибиторов отложений в скважины осуществляется периодической обработкой НКТ, либо непрерывной дозированной подачей химических реагентов. Периодическая закачка ингибитора предполагает подачу раствора определенного объема один раз при помощи насосного агрегата через затрубное пространство скважины без подъема ВСО. Однако вынос реагента таким способом будет осуществляться непродолжительно и неравномерно.

Непрерывное дозирование реагента осуществляется с помощью

наземных дозировочных устройств типа УДХ, БДР, УДР при закачке ингибитора в затрубное пространство скважин. Наибольшей эффективностью обладает технология дозирования реагента через капиллярную трубку, непосредственно на прием насоса.

Химическим методом депарафинизации нефтепромыслового оборудования путём удаления образовавшихся отложений является применение растворителей. Использование растворителей ускоряет процесс растворения и диспергирование ПО и увеличивает МОП скважин, за счёт эффективной и полной очистки внутренней поверхности НКТ и оборудования, а также её гидрофилизации.

Растворитель необходимо подбирать в зависимости от состава ПО, так как растворимость парафинового, асфальтенового или смешанного типа отложений различается. Эффективным растворителем для парафинов является смесь предельных углеводородов. Однако стоит учитывать температуру протекания процесса, так как при её уменьшении, растворимость парафинов снижается. Для удаления смол также применяются жидкие парафиновые углеводороды в виду их хорошей растворимости, как и в нефтяных и ароматических растворах. Асфальтены имеют высокую растворимость в ароматических углеводородах, однако не растворяются в парафиновых (алкановых).

Повысить эффективность удаления ПО можно за счёт добавления ПАВ в углеводородные растворители. Поверхностно-активные вещества способствуют улучшению диспергирующих свойств растворителей в виду увеличения их поверхностной активности, что не даёт отложениям выпасть в осадок, а находится во взвешенном состоянии в потоке нефти. В качестве поверхностно-активных веществ могут применяться неионогенные ПАВ, сульфаты, амины и синтетические жирные кислоты. Реагент ОП-7 в качестве ПАВ обладает хорошей растворимостью в воде, способен образовывать устойчивые растворы с минеральными кислотами, обладает свойством диэмульгатора. Реагент МЛ-72

состоит из сульфонола (75%), сульфоната (25%) и смачивателя (5%). Время воздействия реагента составляет 48-60 часов, при этом он не является токсичным веществом.

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 (лёгкая нефть, керосиновая фракция, Уайт спирт, 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 приём насоса ЭЦН до интервала отложений [37]. 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 объёма НКТ. При закачке растворителя в НКТ расход рассчитывается по интервалу образования ПО и составляет 20-30% от объёма НКТ при средней степени запарафинивания и 30-40% - при высокой.

В 2013 году на Ванкорском месторождении было проведено испытание

растворителя ПО марки СНПХ-7р-14а на трёх скважинах. Продавка реагента осуществлялась нефтью. Объём закачки удалителя составил 2,5 – 3,4 м³ на каждую скважину. Реагент показал высокую эффективность по степени очистки отложений. Дебит каждой скважины увеличился на 7-10 т/сут, МОП увеличился в 2-3 раза [38].

Максимальная эффективность борьбы с ПО достигается путём правильной закачки химических реагентов в скважину. Дозирование ингибиторов и растворителей отложений может осуществляться с помощью погружного скважинного контейнера (ПСК) (Рисунок 25).



Рисунок 25 – Погружной скважинный контейнер

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 26 представлена схема установки ПСК в скважине.

Также одним из перспективных методов являются капиллярные системы подачи химических реагентов в скважину. Реагент поступает в интервал до начала отложения ПО, что позволяет снизить расход примерно в 2-4 раза по сравнению с традиционной подачей реагентов в затрубное пространство.

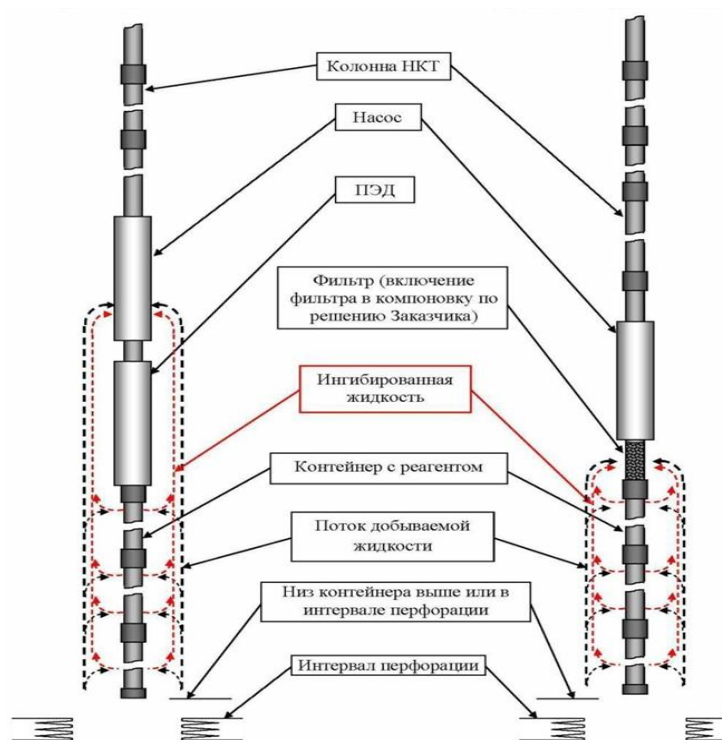


Рисунок 26 – Схема размещения погружной скважинный контейнер в скважинах, оборудованных электроцентробежными насосами и штанговыми глубинными насосами

На рисунке 27 представлена капиллярная система подачи реагентов в колонну НКТ. По скважинному капиллярному трубопроводу 5, который закреплён на внешней поверхности НКТ, химический реагент поступает в вводную муфту 7. Перед муфтой устанавливается центратор 6, который защищает концевую заделку и обратный клапан. С помощью наземной дозировочной установки 1 осуществляется регулирование подачи реагента. Устройство ввода 3 обеспечивает герметичность прохождения капиллярного трубопровода через устьевую арматуру.

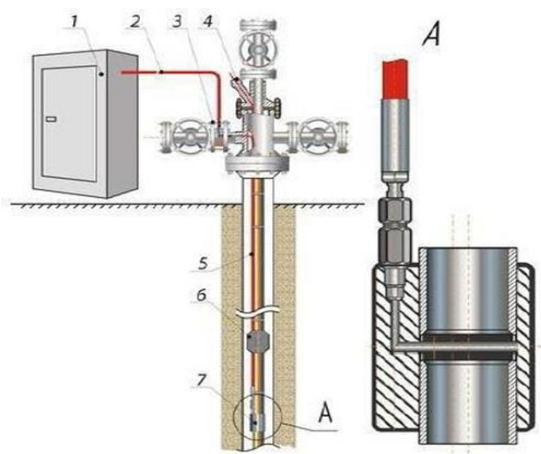


Рисунок 27 – Капиллярная система подачи реагентов в колонну насосно-компрессорных труб

3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД ПРЕМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ БОРЬБЫ С ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Для подбора наиболее эффективного метода предотвращения и удаления ПО важно учесть состав, структуру и свойства отложений для конкретного месторождения. Для борьбы с отложениями, широко применяются физические и тепловые методы

Разработкой химических реагентов для добычи, подготовки и транспортировки нефти ООО «Вираз» занимается с 2007 года. В настоящее время в рамках этого направления компания развивает такие области деятельности, как разработка, производство и внедрение химических реагентов для: подготовки и транспорта сырой и товарной нефти; борьбы с ПО и минеральными отложениями; защиты от коррозии нефтепромыслового оборудования, нейтрализации сероводорода. Большой опыт у специалистов компании накоплен в сфере борьбы с ПО.

Для предотвращения образования АСПО разработаны растворители парафиноотложений «Пральт НК», ингибиторы АСПО моющего действия «Пральт-11 марка В», регуляторы вязкости серии «Пральт-16». Растворители «Пральт НК» предназначены для удаления АСПО из скважин, нефтяных коллекторов, нефтепроводов, обработки ПЗП, снижения вязкости при перекачке смолистых нефтей, удаления парафиновых пробок, промывки резервуаров для хранения нефти.

Свойства и технологии применения «Пральт НК»

Среди преимуществ использования растворителя «Пральт НК» перед другими способами борьбы с ПО можно отметить более полное разрушение, растворение и удаление ПО с поверхности оборудования, простоту использования (его применение не требует специальной подготовки) и полную совместимость с нефтью. Растворитель подбирается под условия конкретного объекта. Важно и то, что он не оказывает влияния на последующую подготовку

нефти, более того, замечено, что в большинстве случаев он улучшает этот процесс за счет снижения вязкости нефти [39].

Существуют четыре марки растворителя «Пральт НК». «Пральт НК-1» предназначен для удаления АСПО с преимущественным содержанием смол и асфальтенов. «Пральт НК-2» – универсальный растворитель, разработанный для удаления из нефтепромыслового оборудования ПО сложного, смешанного состава. «Пральт НК-3» – растворитель для удаления ПО, обладающий хорошими диспергирующими свойствами. Наконец, «Пральт НК-4» – растворитель, предназначенный для удаления и ингибирования парафиногидратных отложений и пробок в газопроводах, нефтесборных коллекторах и скважинах. Марка растворителя подбирается в зависимости от особенностей каждого конкретного объекта.

Данный растворитель применялся на месторождениях АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» растворитель использовался для удаления асфальтосмолистых и гидратнопарафиновых образований из полости затрубного пространства при КРС и ТРС добывающих скважин [39].

Ингибиторы ПО моющего действия «Пральт-11 марка В» при постоянном использовании уменьшают интенсивность парафиноотложений в высокообводненных скважинах, увеличивают межочистной период в 2-4 раза и более. Данный ингибитор может использоваться при горячих обработках в скважинах, где по каким-либо причинам применение растворителя невозможно (рис. 5). Его удельные расходы не превышают 250 г на тонну нефти при постоянном дозировании и 2 кг на тонну нефти при разовых промывках. Применение ингибитора в горячих обработках в качестве диспергирующей добавки способствует более интенсивному размыванию ПО. Кроме того, компоненты активной основы ингибитора адсорбируются на металлической поверхности, препятствуя тем самым последующему осаждению из нефти высокомолекулярных веществ (смол, асфальтенов, парафинов). Это позволяет существенно замедлить процесс накопления ПО на поверхности оборудования.

Промысловые испытания ингибитора проводились в компаниях: ООО «Норд Империял» и ООО «Альянснефтегаз» (г. Томск) [39].

Компания ООО «РН-Юганскнефтегаз» на месторождениях Западной Сибири в качестве способа борьбы с АСПО применяет промывку скважин горячей нефтью через затрубное пространство при помощи передвижного АДПУ. Данная технология осуществляется с привлечением техники подрядных организаций. Метод растворения парафинов горячей нефтью достаточно эффективен и применяется для скважин, оборудованных ЭЦН и ШГН. Технология является комплексной при промывке скважин от парафина и механических примесей.

Промывка скважин горячей нефтью применяется компанией АО «Томскнефть» и проводится на протяжении всего существования добычи нефти. Способ является дорогостоящим, так как сырая нефть проходит через аппарат термообработки и диэмульгатор для удаления воды и твёрдых веществ. Промывка осуществляется с добавлением диспергатора парафинов (сульфонат), который способствует растворению парафинов в горячей нефти. Совершенствование метода может заключаться в снижении опасности возникновения избыточных температур при добыче нефти с низкой температурой вспышки. Для этого в смесь воды добавляется ПАВ на основе фосфорной кислоты, смесь растворителя со спиртом, состоящего из алифатических спиртов, гликолей, полигликолей и 66 гликолевых эфиров. Температура нагревающего реагента поднимается на 15- 20°C выше температуры плавления парафина.

Также компания ООО «РН-Юганскнефтегаз» применяет механическую очистку отложений скребками с УДС.

Существуют различные скребки по механизму своего действия. Чаще всего используются:

1. Механизм с лебедкой на шасси с приводом;
2. Автоматические скребки с индивидуальным электроприводом;

3. Механизмы с ручным приводом;
4. Механизм, приводимый в движение за счёт движущегося потока нефти внутри насосно-компрессорных труб.

Частота операций очистки подбирается опытным путем индивидуально для каждой скважины.

Технология поставляется организацией ООО «Каскад» (г. Лангепас) и является наиболее распространённой и отработанной. Скребоквание скважин осуществляется быстро и обладает низкой стоимостью, а также трудоёмкостью (предприятию необходимо нанимать дополнительный персонал). Также высока вероятность поломок и отложения парафина в коллекторах. АО «Томскнефть» выполняет работы по удалению парафиноотложений скребками силами оператора проекта. Механический метод очистки не влияет на предотвращение образования ПО, поэтому МОП составляет 3 дня.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СГ	Коробейщиков Вадим Сергеевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов согласно прейскурантам компаний – 2690,1 Оклад руководителя – 33664 Оклад инженера – 26300.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Накладные расходы 16%; Районный коэффициент 30%; Норма амортизации ПЭВМ 33,33%; Норма амортизации ПО 20%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30,2%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Потенциальные потребители результатов исследования Анализ конкурентных технических решений SWOT-анализ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Рассчитать показатели финансовой эффективности, ресурсоэффективности и эффективности исполнения

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. График проведения и бюджет НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.04.2022
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОСГН	Гасанов Магеррам Али оглы	Д.Э.Н.		29.04.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Коробейщиков Вадим Сергеевич		29.04.2022

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Нефтедобывающая промышленность – важнейшая отрасль, формирующая экономику страны. Углеводороды нефти находят широкое применение в виде источника сырья для производства необходимых в хозяйстве веществ. Различными способами из них получают компоненты, необходимые для производства пластмасс, синтетического текстильного волокна, синтетического каучука, спиртов, кислот, синтетических моющих средств (СМС) и т.д.

Целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия: размер компании и отрасль, по которым будет производиться сегментирование рынка. Размер компании очень важен, т.к. крупные компании часто используют новые технологии и могут поддаться риску, потому что имеют возможность возместить убытки.

Что касается отраслей, то не все предприятия могут пользоваться данным исследовательским проектом, а только нефтяная промышленность. Отсюда вытекает географический критерий, потому что не всякий регион и не всякая страна имеет газовые и нефтяные ресурсы.

4.1 Потенциальные потребители результатов исследования

По результатам проведенного сегментирования рынка методов борьбы с парафиновыми отложениями были определены основные сегменты, а также выбраны наиболее благоприятные (рисунок 28).

		Отрасль	
		Нефтедобывающие предприятия	Нефтеперерабатывающие предприятия
Раз	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		

 Роснефть  Газпром  Атомконверс  Новатэк  Норд Империял

Рисунок 28 – Сегментирование рынка

Как видно из таблицы основными сегментами рынка являются крупные и малые компании. Следовательно, наиболее перспективным сегментом в отраслях нефтедобычи и нефтепереработки для формирования спроса является группа независимых крупных и малых нефтедобывающих компаний.

4.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. В данном случае сравним выбранный метод борьбы с парафинистыми отложениями – термическое воздействие с введением химических реагентов и вибрационным воздействием.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты,

пример которой приведен в таблице:

Таблица 15 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических разработок

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1.Повышение производительности труда пользователя	0,15	5	5	4	0,75	0,75	0,60
2.Удобство в эксплуатации	0,15	5	1	4	0,75	0,15	0,60
3.Надежность	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
5.Безопасность	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
6.Энергоэкономичность	0,15	5	4	3	0,75	0,60	0,45
Экономические критерии оценки эффективности							
1.Цена	0,2	5	3	4	1,0	0,6	0,8
2.Конкурентоспособность продукта	0,05	4	4	3	0,2	0,2	0,15
3.Финансирование научнойразработки	0,05	2	5	4	0,1	0,25	0,2
4.Срок выхода на рынок	0,05	4	5	4	0,2	0,25	0,2
Итого	1	40	39	30	4,75	3,6	3,8

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i \quad (13)$$

Где: K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Конкурентоспособность разработки составила 4,75, в то время как двух других аналогов 3,6 и 3,8 соответственно. Результаты показывают, что данная научно-исследовательская разработка является конкурентоспособной и имеет преимущества по таким показателям, как удобство эксплуатации для потребителей, цена и энергоэкономичность.

4.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Таблица 16 - Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Простота применения С2. Высокая эффективность метода С3. Использование последних достижений в области борьбы с АСПО. С4. Относительно невысокая денежная и временная затратность проекта	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки Сл2. Отсутствие сертификации Сл3. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца Сл4. Отсутствие бюджетного финансирования.
Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры предприятия. В2. Появление потенциального спроса на новые разработки В3. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных решений	Простота применения, Высокая эффективность метода, Использование последних достижений в области борьбы с АСПО увеличит спрос и конкурентоспособность НИР (В3, В4, С1, С2, С3). При подключении в работу инновационных структур уменьшается время разработки и появляются дополнительные денежные средства (В1, В2, С4).	Помощь в финансировании проекта и его сертификации могут оказать инновационные инфраструктуры (В1, В2, Сл2, Сл4). Необходимо снизить конкурентоспособность подобных разработок и расширить использование данной НИР во многих компаниях (В3, В4, Сл1, Сл3).
Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии У2. Значимая конкуренция У3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства	Использование более новой информации, простота и адекватность Математической модели позволяют повысить спрос и конкуренцию разработки, что уменьшает влияние финансирования (С1, С2, С3, У1, У2, У4). В силу малой затратности проекта представляется возможность вложения дополнительных денежных	Отсутствие прототипа, сертификации научной разработки, невозможность использования в компаниях с традиционными методами обработки нефти приведет к отсутствию спроса и отсутствию конкуренции проекта (У1, У2, Сл1, Сл2, Сл3), а отсутствие финансирования приведет к невозможности

	средств в другие услуги, такие как сертификация (С4,У3).	получения сертификации (У3,Сл4).
--	--	----------------------------------

Для оценки возможных путей совершенствования разработки или путей развития исследования можно использовать морфологический подход, который заключается в исследовании всех выявленных альтернатив, которые вытекают из закономерностей строения (морфологии) объекта исследования.

Морфологическая матрица приведена в таблице 17.

Таблица 17 – Альтернативы проведения исследования

	1	2
А: Подход к борьбе с парафинистыми отложениями	Превентивные меры	Удаление уже образовавшихся отложений
Б: Метод борьбы с парафинистыми отложениями	Химический метод	Механическое воздействие
В: Тип дополнительных ресурсов	Химические реагенты	Устройства для механической очистки трубопровода

Выбор наиболее желательных функционально конкретных решений осуществляется с позиции его функционального содержания и ресурсосбережения. Для созданной морфологической матрицы выделим три наиболее перспективных пути развития разрабатываемой схемы снабжения, а именно:

1. А1Б1В1

2. А2Б2В2

Морфологическая матрица позволяет наглядно рассмотреть перспективы развития, возможность расширения производственных решений, введение модификаций и усовершенствование разрабатываемой схемы.

Наиболее приемлемым является третий вариант, так как сочетает в себе высокую экономичность и надежность.

4.4 Планирование работ по научно-техническому исследованию

Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и студент. Составим перечень

этапов работ и распределим исполнителей по данным видам работ.

Таблица 18 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность Исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления Исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, Исполнитель
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ существующей схемы стабилизации газового конденсата	Исполнитель
	6	Разработка математической модели процесса	Исполнитель
	7	Оценка адекватности математической модели реальному процессу	Исполнитель
	8	Оценка влияния технологических параметров на качество продукта	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	9	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, Исполнитель
	10	Определение целесообразности проведения процесса	Руководитель, Исполнитель
	11	Оформление пояснительной записки	Исполнитель
	12	Разработка презентации и раздаточного материала	Исполнитель

Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{min} + 2t_{maxі}}{5} \quad (14)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65%.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{C_i} \quad (15)$$

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

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

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

В качестве примера рассчитаем продолжительность 1 работы – разработка ТЗ:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{min} + 2t_{maxi}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 3}{5} = 1,8 \text{ чел} - \text{дн};$$

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

Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта

– горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} \quad (16)$$

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:

$$\frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48$$

$$\frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 66} = 1,22$$

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

Все рассчитанные значения необходимо свести в таблицу (таблице 19).

Таблица 19 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Исполнители, количество		Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}	
	t_{min} чел.-дни		t_{max} чел.-дни		$t_{ож}$ чел.-дни							
	исп. 1	исп. 2	исп. 1	исп. 2	исп. 1	исп. 2	исп. 1	исп. 2	исп. 1	исп. 2	исп. 1	исп. 2
Подбор и изучение материалов по теме	10	8	15	12	12,5	10	1	2	13	5	18	7
Выбор направления исследований	5	10	7	12	6	11	1	2	6	5	9	8
Календарное планирование работ по теме	4	9	6	11	5	10	1	1	5	10	7	15
Подбор литературы по существующим методам борьбы с АСПО	12	13	14	18	13	15,5	2	1	6	16	9	22
Анализ литературы по существующим методам борьбы с АСПО	10	13	14	15	12	14	1	2	12	7	17	10
Сравнение методов борьбы с АСПО	10	14	13	16	11,5	15	1	1	12	15	17	22
Сравнение методов борьбы с АСПО на месторождениях Западной Сибири	10	7	17	12	13,5	9,5	1	2	14	10	19	7
Оценка эффективности полученных результатов	5	10	10	13	7,5	11,5	1	2	8	12	10	8
Определение целесообразности проведения процесса	5	10	10	13	7,5	11,5	1	2	8	12	10	8
Оформление пояснительной записки	18	22	20	25	19	23,5	1	1	19	24	28	34
Разработка презентации и раздаточного материала	4	6	5	8	4,5	7	1	1	5	7	7	10
Итого, дн											151	152

Таблица 20 – Календарный план-график проведения НИР по теме

Код работы (из ИСР)	Вид работ	Исполнители	Т _к , кал, дн.	Продолжительность выполнения работ																													
				сен			окт			нояб			дек			январ			февр.			март			апр			май			июнь		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3			
1	Подбор ипо изучение материаловтеме Выбор направления исследований	Руководитель Исполнитель	1																														
2	Календарное планированиеработ по теме	Исполнитель	9																														
3	Анализ литературы по существующим методам борьбы с АСПО	Исполнитель	8																														
4	Сравнение методов борьбы сАСПО	Исполнитель	10																														
5	Сравнение методов борьбы сАСПО на месторождениях Западной Сибири	Исполнитель	20																														
6	Оценка влияния технологических параметров на качество продукта	Исполнитель	13																														
7	Подбор и	Исполнитель	14																														

4.5 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

Расчет материальных затрат НТИ

Расчёт стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (3-5 % от цены). Результаты по данной статье занесём в таблицу 21

Таблица 21 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование	Ед. Измерения	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Затраты на электроэнергию	кВт.ч	700	3,66	2562
Транспортно-заготовительные расходы (3-5%)				128,1
Итого:				2690,1

Расчет затрат на оборудование для научных работ

Для выполнения данного проекта необходимо приобретение персонального компьютера для двух участников проекта, ПО MicrosoftOffice 365 для создания документов. Также необходимо иметь экспериментальные данные с завода, которые могут быть получены двумя способами: 1) запросить данные с лаборатории завода; 2) провести необходимые исследования в лаборатории кафедры.

Таблица 22 – Затраты на оборудование

п/п	Наименование оборудования	Кол-во ед. оборудования	Цена ед. оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб
	Персональный компьютер	2	18000	36000
	Принтер	1	3000	3000
	Microsoft Office 2016 Home and Business RU x32/x64	2	10000	20000
Итого:				59

Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зн} = Z_{осн} + Z_{доп} \quad (17)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб} \quad (18)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

$T_{р}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл. 19);

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб. Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_{м} \cdot M}{F_{д}} \quad (19)$$

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

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

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

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

$F_{д}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн

Таблица 23 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней (выходные\праздничные)	66	118
Потери рабочего времени		
- отпуск	56	28
- невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	243	219

$$Z_{\text{дн(рук.)}} = \frac{33664 \cdot 11,2}{243} = 1551,6 \text{ руб}$$

$$Z_{\text{дн(исп.)}} = \frac{26300 \cdot 10,4}{219} = 1249,0 \text{ руб}$$

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_b \cdot (k_{\text{пр}} + k_d) \cdot k_p \quad (20)$$

где Z_b – базовый оклад;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, (определяется Положением об оплате труда);

k_d – коэффициент доплат и надбавок (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: определяется Положением об оплате труда);

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

Таблица 24 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Z_b , руб	$k_{\text{пр}}$	k_d	k_p	Z_m , руб	$Z_{\text{дн}}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель	33664	1,3	-	1,3	48139,5	1551,6	40	62064
Исполнитель	26300	-	-	1,3	34190	1249,0	90	112410
Итого:								174474

Расчет дополнительная заработная платы

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10 - 15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнение темы:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} \quad (21)$$

где $З_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб.; $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты; $З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

В таблице. ниже приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 25 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Инженер
Основная зарплата	62064	112410
Дополнительная зарплата	9309,6	16861,5
Итого по статье $C_{\text{зп}}$	71373,6	129271,5

Отчисления во внебюджетные фонды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) \quad (22)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Таблица 26 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	62064	9309,6
Инженер	112410	16861,5
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	30,2%	
Отчисления, руб.	52691,2	7903,7
Итого	60594,9	

Накладные расходы

Накладные расходы составляют 80-100 % от суммы основной и дополнительной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнение темы.

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$C_{\text{накл}} = k_{\text{накл}} * (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) \quad (23)$$

где $k_{\text{накл}}$ – коэффициент накладных расходов.

Рассчитаем накладные расходы на выполнение НТИ:

$$C_{\text{накл}} = 0,3 * (62064 + 9309,6) = 21412,1 \text{ рублей.}$$

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 27 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование	Сумма, руб.	Удельный вес, %
Материальные затраты	2690,1	0,9
Амортизационные отчисления	-	0,0
Затраты на основную заработную плату	174474	55,3
Затраты на дополнительную заработную плату	26171,1	8,3
Страховые взносы	60594,9	19,2
Накладные расходы	60193,5	16,4
Общий бюджет	285342,2	100

4.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Таблица 28 – Группировка затрат по статьям аналогов разработки

Вид работ	Стоимость разработки	Аналог 1	Аналог 2
Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты, руб.	2690,1	2738,2	2988,5
Основная заработная плата, руб.	174474	152901	152901
Дополнительная заработная плата, руб.	26171,1	22935,2	22935,2
Отчисления на социальные нужды, руб.	60594,9	48987,1	48987,1
Накладные расходы, руб.	60193,5	52750,9	52750,9
Итоговая себестоимость, руб.	324123,6	280312,4	280562,7

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$\begin{aligned}
 {}^p \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} &= \frac{286653,2}{286951,6} = 99,8 \\
 {}^p \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} &= \frac{286701,3}{286951,6} = 99,9, \\
 {}^p \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} &= \frac{286951,6}{286951,6} = 1
 \end{aligned}$$

I^p – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i-го варианта исполнения;

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

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_m = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b^a \quad (24)$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;

a_i – весовой коэффициент i-го параметра

b^a – бальная оценка i-го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Таблица 29 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Разработка	Исп.2	Исп.3
1. Эффективность разработки	0,2	5	4	4
2. Простота применения	0,2	4	5	4
3. Энергосбережение	0,4	5	5	3
4. Универсальность	0,1	4	4	3
5. Способствует росту производительности труда	0,1	4	5	4
ИТОГО	1	4,7	4,6	3,5

Интегральный показатель эффективности разработки и аналога определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{финр}^{Исп1} = \frac{I_m^p}{I_\phi^p} = \frac{4,6}{0,98} = 4,7$$

$$I_{финр}^{Исп1} = \frac{I_m^{a1}}{I_\phi^{a2}} = \frac{4,7}{0,99} = 4,74$$

$$I_{финр}^{Исп1} = \frac{I_m^{a2}}{I_\phi^{a2}} = \frac{3,5}{1} = 3,5$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта (Эср):

$$Эср = \frac{I_{Исп1}}{I_{Исп2}} \quad (25)$$

Таблица 30 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Разработка	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,98	0,99	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,6	4,7	3,5
3	Интегральный показатель эффективности	4,7	4,74	3,5

4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения (разработка относительно аналога)	1	0,992	1,34
---	--	---	-------	------

Сравнение значений интегральных показателей эффективности вариантов исполнения разработки показало, что наиболее эффективным вариантом решения технической задачи, поставленной в данной работе с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б8СГ		Коробейщиков Вадим Сергеевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01«Нефтегазовое дело»; Профиль: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема ВКР:

Комплексный подход к применению технологий борьбы с парафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации	Объект исследования: нефтяные скважины, кустовые площадки Область применения: нефтяная промышленность Рабочая зона: полевые условия Размеры зоны: 20*30 м. Количество и наименование оборудования рабочей зоны: агрегаты депарафинизации (АДПМ), передвижная парообразующая установка (ППУ), установка дозирования реагента (УДР), ингибиторы парафиноотложения Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: Горячая обработка скважины, закачка ингибитора и реагента в скважину, обработка паром.
--	--

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.	Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 36. Обеспечение прав работников на охрану труда.
2.Производственная безопасность при эксплуатации:	Опасные факторы: 1. Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов производственной среды, могущих

– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов	вызвать ожоги тканей организма человека; 2. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с резким изменением (повышением или понижением) барометрического давления воздуха производственной среды на рабочем месте или с его существенным отличием от нормального атмосферного давления (за пределами его естественной изменчивости); 3. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания, то есть с аномальным физическим состоянием воздуха (в том числе пониженной или повышенной ионизацией) и (или) аэрозольным составом воздуха. Вредные факторы: 1. Повышенный уровень шума; 2. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: тепловая изоляция трубопроводов, одежда специальная защитная; средства защиты ног, рук, органов дыхания, слуха, глаз, головы; беруши, наушники, защитные ограждения; знаки безопасности.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	- Воздействие на атмосферу: загрязнение атмосферного воздуха; - Воздействие на гидросферу: загрязнение поверхностных вод; - Воздействие на литосферу: загрязнение почв при разливе нефти и химических реагентов.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:	- Возможные ЧС: пожар при разгерметизации узлов агрегатов; - Розлив химического реагента; - Наиболее типичная ЧС: пожар при воспламенении реагентов.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
29.04.2022	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Мезенцева Ирина Леонидовна			29.04.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Коробейщиков Вадим Сергеевич		29.04.2022

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы проанализирован комплексный подход к применению технологий борьбы с парафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири. Объектом исследования данной работы являются месторождения Западной Сибири. В данной работе будут рассматриваться методы борьбы с парафиновыми отложениями (ПО). Данные отложения негативно влияют на объемы добычи из-за того, что они откладываются на стенках труб, сужая тем самым проходной диаметр трубы. Все эти работы по борьбе выполняются непосредственно на месторождении в условиях, приравненных к условиям Крайнего Севера, также на нефтегазовом промысле имеют место быть различные вредные и опасные производственным факторам, поэтому соблюдение техники безопасности и охраны труда крайне важно в данной отрасли.

Рабочее место оператора добычи нефти и газа располагается на кустовых площадках непосредственно вблизи скважины. Рабочая зона представляет собой открытую площадку. Размеры зоны: 20м на 30м. В этой зоне располагаются скважины; агрегаты депарафинизации (АДПМ), передвижная парообразующая установка (ППУ), которые предназначены для депарафинизации парафиновых отложений; установка дозирования реагента (УДР), для подачи ингибитора в скважину.

Данный раздел дипломной работы посвящен созданию оптимальных норм мероприятий для обеспечения благоприятных, безопасных условий труда и повышения его производительности, а также будет уделено особое внимание охране окружающей среды. При разработке раздела учитывались действующие нормативно технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации

К работам по очистке скважин от парафиновых отложений привлекается рабочий персонал из числа операторов по добыче нефти и газа (ДНГ) и машинистов АДПМ, ППУ и АЦН. Зачастую для данных работ привлекается рабочий персонал подрядных организаций по техническому заданию с указанием характера работ и требований к подрядчику. Как правило, вышеперечисленные работники осуществляют свою деятельность вахтовым методом. Для вахтовой работы предусмотрены отдельные положения в Трудовом кодексе Российской Федерации (ТК РФ). В статье 297 ТК РФ [40] дается следующее определение: «Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания». Соответственно, работники, привлеченные к работе вахтовым методом, должны быть обеспечены местом проживания в вахтовом поселке или других объектах работодателя [40], где должны быть все необходимые для обеспечения жизнедеятельности объекты.

Согласно статье 298 ТК РФ [40], существуют ограничения по работе вахтовым методом. Так к работе вахтовым методом не могут привлекаться работники в возрасте до 18 лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

В соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 [41], рабочая зона рабочих, привлекаемых к очистке НКТ от парафиновых отложений должна быть спроектирована так, чтобы рабочий мог выполнять свои функции с удобством и без вреда для здоровья.

Согласно статье 221 ТК РФ [42], каждый работник, осуществляющий

свою деятельность в условиях наличия вредных производственных факторов (имеет место в нефтегазовой отрасли) должен быть обеспечен работодателем средствами индивидуальной защиты и спецодеждой.

Перед осуществлением работ по удалению парафиновых отложений со стенок НКТ необходимо обеспечить прохождение персоналом инструктажа по безопасности труда, пожарной и экологической безопасности от руководителя с отметкой в журнале, а также обучение навыкам оказания первой медицинской помощи. Руководитель также обязан проводить внеплановые инструктажи при изменении производственного процесса. Работники, не прошедшие инструктажи к работе не допускаются [43].

Единичная обработка скважин от парафиновых отложений осуществляется только после утверждения наряда-допуска, при оформлении которого прилагается вся необходимая документация (планы, схемы, мероприятия и др.). Для периодических обработок рекомендуется наряд-допуск не оформлять. Наряд-допуск оформляется по форме, в которую включается:

5. Характер проведения работ;
6. Опасные и вредные производственные факторы;
7. Место проведения работ;
8. Состав бригады;
9. Последовательность проведения работ;
10. Меры по обеспечению безопасности;
11. Орган, выдающий наряд-допуск;
12. Ряд согласующих органов.

Бригада может приступать к работе только после получения необходимых согласований, наряда-допуска, инструктажа под роспись всего состава.

5.2 Производственная безопасность при эксплуатации

Выполнение работ по очистке труб от парафиновых отложений производятся различными способами и технологиями. В данном разделе рассмотрены некоторые: депарафинизация скважин с применением ППУ, обработка горячей нефтью с применением АДПМ и обработка скважин ингибитором и растворителем парафиновых отложений.

Скважины и линейные сооружения относятся к опасным производственным объектам. В соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 [44], обработка скважин от парафиновых отложений может иметь следующие вредные и опасные факторы производства (таблица 1):

Таблица 31 – Возможные опасные и вредные производственные факторы при выполнении обработки горячей нефтью скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
1. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
2. Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги тканей организма человека	СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"
3. Повышенный уровень шума	ГОСТ 12.1003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность.
4. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с резким изменением (повышением или понижением) барометрического давления воздуха производственной среды на рабочем месте или с его существенным отличием от нормального атмосферного давления (за пределами его естественной изменчивости)	ГОСТ 12.2.003.91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
5. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания, то есть с аномальным физическим состоянием воздуха (в том числе пониженной или повышенной ионизацией) и (или) аэрозольным составом воздуха	ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны; ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества.

Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

Недостаточная освещенность возникает, как правило, при работе в ночное время. Работающий персонал подвержен получению травм, ушибов, чрезмерное напряжение глаз, головные боли

Согласно СП 52.13330.2016 норма освещенности не должна быть менее 10 люксов (1 люкс – освещенность 1 м² поверхности при световом потоке 1 лм (люмен)). Это достигается путем установки заводом-изготовителем специального светового оборудования на шасси установок.

Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги тканей организма человека

Обработка скважин и линейных сооружений с целью предупреждения и борьбы с парафиновыми отложениями с помощью АДПМ и ППУ направлена на искусственные повышения температуры среды в объектах при воздействии на них тепловым агентом (горячей нефтью или паром). Способными вызвать ухудшение самочувствия, термический ожог.

При такой работе необходимы дополнительные СИЗ – перчатки с теплоизоляцией, а также каски из непроводящего материала. Также при обработке скважин горячим паром или нефтью запрещается применение резиновых рукавов и нахождение в процессе работы установок ближе, чем 10 метров от устья скважины.

Повышенный уровень шума

Выполнение технологических операций на рабочем месте, в непосредственной близости которого находятся постоянные источники шума: машины, трансформаторы, механизмы и агрегаты.

Беспорядочные звуковые колебания снижают слух и ухудшают работоспособность человека, ослабляют память и внимание, а также нарушают артериальное давление и ритм сердца.

Работа АДПМ и ППУ вызывает уровень звука в кабине водителя 80 дБ. Согласно СНиП 23-03-2003 пункт 6.6 таблица №1: предельно допустимые октавные уровни звукового давления, дБ; уровни звука, скорректированные по, дБ; эквивалентные и максимальные уровни звука, скорректированные по, дБ, на рабочих местах в производственных и вспомогательных зданиях, на площадках промышленных предприятий для основных видов трудовой деятельности, предельно допустимый уровень звука, не влияющий на органы слуха, составляет 95 децибел [45].

К индивидуальным средствам защиты от шума согласно СП 51.13330.2011 относятся беруши или вкладыши, наушники и шлемы [46]. Коллективными средствами защиты являются использование звукопоглощающих материалов в конструкциях шумящих механизмов и оборудования.

Опасные и вредные производственные факторы, связанные с резким изменением (повышением или понижением) барометрического давления воздуха производственной среды на рабочем месте или с его существенным отличием от нормального атмосферного давления (за пределами его естественной изменчивости)

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

Коллективным средством защиты является оснащение оборудования системами взрывозащиты, устройствами аварийного сброса давления. Для личной защиты персонала, операторы должны использовать одежда специальная защитная; специальную защитную обувь. каску, очки, перчатки.

Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным

загрязнением воздушной среды в зоне дыхания, то есть с аномальным физическим состоянием воздуха (в том числе пониженной или повышенной ионизацией) и (или) аэрозольным составом воздуха

Реагенты, применяемые в качестве рабочих при дозировании их в затрубное пространство, являются сильными отравляющими веществами, способными вызвать ухудшение самочувствия, травмы слизистой, глаз и прочих органов чувств человека. Так, реагенты на углеводородной основе вызывают покраснение слизистых оболочек глаз, головную боль, головокружение, боли в области сердца, а реагенты на основе метанола при приеме внутрь могут привести к слепоте и смерти.

Характеристики вредных веществ представлены в таблице 32 парафином
Таблица 32 – Характеристики вредных веществ в добыче и борьбе с парафином [47]

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Бензол	15	2
Сероводород H ₂ S	10	2
Нефть	10	3
Серы диоксид SO ₂	10	3
Сероводород в смеси с углеводородами	3	3
Углеводороды предельные C ₁ -C ₁₀	300	4
Оксид углерода CO	20	4
Сера	6	4
ПАВы (сульфанола, детергент и др.)	3	4

В этой связи применяется особый комплект СИЗ: костюмы из хлопчатобумажной ткани, кожаная обувь, рукавицы или резиновые перчатки, очки защитные, противогаз марки БКФ.

Таким образом, предотвращение образования и борьба с отложениями парафина является видом работ, включающими целый спектр вредных и опасных факторов. Условия и СИЗ для работы должны выбираться в зависимости от характера работ, погодных условий и времени суток.

5.3 Экологическая безопасность при эксплуатации

Нефтегазовая отрасль требует пристального внимания, поскольку продукты добычи могут при попадании в окружающую среду нанести ей большой вред. При обработке скважин горячей нефтью или паром возможна разгерметизация оборудования с последующими выбросами агентов в окружающую среду. Поэтому необходим анализ влияния этих продуктов на составляющие окружающей среды: атмосферу, гидросферу и атмосферу.

1. Основным источником выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются выхлопные газы установок. Как правило, такие агрегаты проектируются с учетом основных требований к выбросам в окружающую среду. Отдельного внимания заслуживают применяемые химические реагенты при их дозировании в скважину. Они являются летучими токсичными веществами. Поэтому необходимо предотвратить их выброс в окружающую среду путем полной герметизации сосудов для перевозки, хранения их в определенных безопасных для экологии строго отведенных местах.

2. Источниками загрязнения в литосферу могут быть выбросы нефти и нефтепродуктов при разгерметизации трубопроводов от автоцистерн к установкам и от установок к скважинам. Поэтому необходимо предотвращение путем проверок на герметичность опрессовкой на полуторакратное давление. Также к источникам выбросов в литосферу относится попадание химических реагентов на почву. Категорически запрещается слив остатков растворов на почву. Аварийные ситуации, связанные с попаданием реагента на почву, регистрируются, утечки локализуются, на месте проводится регенерация почвы, а загрязненный грунт вывозится на полигон для утилизации.

3. При выполнении работ по предотвращению парафиновых отложений загрязнение гидросферы возможно только путем слива отходов химической обработки в водоемы, что категорически запрещается. Работы планируются и проектируются таким образом, чтобы исключить воздействие на водоемы, а лица, нарушающие правила охраны вод, привлекаются к

ответственности.

Таким образом, при депарафинизации скважин и трубопроводов возможно негативное воздействие на окружающую среду. Однако, мероприятия проектируются так, чтобы в штатном режиме свести это воздействие к минимуму. В случае внештатных ситуаций, как, например, попадание химических реагентов на почву, факт вредного воздействия четко фиксируется, ситуация локализуется, последствия устраняются на месте. Далее, в процессе разбирательств, принимаются меры. Контроль за экологической безопасностью при проведении в том числе работ по депарафинизации осуществляется специальными регулирующими органами по надзору за экологией.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации

При депарафинизации скважин горячей нефтью могут возникнуть чрезвычайные ситуации, связанные с разгерметизацией узлов оборудования и последующим их возгоранием.

Класс пожара данной ситуации: В1 [48]. Для таких случаев агрегаты оборудуются противопожарным оборудованием, включающим в себя огнетушитель и систему подвода углекислоты.

Химические реагенты, используемые для дозирования в скважину, относятся к группе легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ). Поэтому средства дозирования должны быть оборудованы огнетушителями, песком, кошмой, асбестовым одеялом.

Для исключения пожаров, все применяемое оборудование должно быть выполнено из искробезопасных материалов, а машины (шасси агрегатов) должны быть снабжены искрогасителями. Электрооборудование должно быть во взрывозащищенном исполнении.

При выполнении работ категорически запрещается использование открытого огня и курение.

При подачи химического реагента в скважину может произойти розлив химического реагента. На месте проведения работ по закачке агрессивных

химреагентов должен быть [49]:

- 1) аварийный запас спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты;
- 2) запас чистой пресной воды;
- 3) нейтрализующие компоненты для раствора

Вывод по разделу

Социальная ответственность содержит информацию о:

1. Депарафинизация скважин сопряжена с воздействием ряда вредных и опасных факторов. В их числе недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенная или пониженная температура воздуха рабочей среды; повышенный уровень шума и вибраций; высокое давление рабочей среды в коммуникациях и оборудовании; взрывоопасность рабочего процесса; химические ожоги; отравление парами и газами. Для исключения воздействия данных факторов на рабочий персонал, рекомендуется детальный подбор СИЗ, проектирование мероприятий, ориентируясь на возможность негативного влияния;
2. Категорию помещения по электробезопасности согласно ПУЭ: II группа - «Помещения с повышенной опасностью»;
3. Группу персонала по электробезопасности согласно Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, должны иметь II группу;
4. Категорию тяжести труда – III;
5. Категория объекта, оказывающего значительное негативное воздействие на окружающую среду, относится I категории;
6. Категория помещений по взрывопожарной и пожарной опасности, при проведении горячей обработки скважины, относится к В1.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Большинство месторождений Западной Сибири являются истощёнными, вступившими в позднюю стадию разработки. При добыче и транспортировке нефти на данных месторождениях сопровождаются парафиновыми осложнениями. Для увеличения межремонтного периода работы установок и повышения работоспособности скважин применяются комплексные методы и технологии борьбы с отложениями парафинов.

В данной работе был рассмотрен комплексный подход к применению технологий борьбы с парафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири.

Проанализировав процесс формирования парафиновых отложений при эксплуатации скважин и линейных сооружений можно увидеть, что темпы отбора жидкости снижаются, пластовое давление падает и увеличивается обводнённость продукции, добываемой из скважин. Вместе с этим увеличивается содержание ПО в нефти, тем самым ухудшая условия работы погружного оборудования, а также качество добываемой нефти.

Обосновано применение современных технологических решений по предупреждению и борьбе парафиновыми отложениями. На сегодняшний день большинство месторождений применяют технологию скребкования скважин, а также промывку горячей нефтью. Методы являются достаточно затратными, но эффективными.

Разработан комплексный подход применения технологий борьбы с парафиновыми отложениями. Наибольший интерес представляет собой химическое предупреждение отложений ингибиторами. Метод является эффективным и действенным, так как способствует защите всего нефтепромыслового оборудования месторождения, включая систему сбора и транспорта углеводородного сырья. Недостатки технологии, связанные с подбором реагента, закупкой сырья и оборудования для обработки скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. <http://www.ikz.ru/siberianway/library/index.html>
2. <https://neftok.ru/strany/neft-zapadnoj-sibiri.html>
3. <https://greenologia.ru/eko-problemy/proizvodstvo-neft/samotlorskiy-gigant.html>
4. <https://topuch.ru/referat-kakoj-maksimalenij-urovene-dobichi-nefti-bil-dostignut/index.html>
5. https://ru.wikipedia.org/wiki/Спорушескее_нефтяное_месторождение
6. https://otherreferats.allbest.ru/geology/00512877_0.html#:~:text=Физико-химические%20свойства%20нефтей%20и%20растворенных,до%200%2C52%25%20в%20пласте%20ПК20
7. <https://mpk-vnp.com/neft/obrazovanie-aspo-i-parafinov.html>
8. Каменщиков Ф.А. Тепловая депарафинизация скважин. – М. Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005 – 254 с.
9. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. М.: Недра, 1970. 192 с.
10. Кристаллические решетки [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://studme.org/183822/matematika_himiya_fizik/kristallicheskie_reshetki.
11. https://studbooks.net/1412577/tovarovedenie/factory_vliyayuschie_obrazovanie_parafinovyh_otlozheniy
12. Малкольм А. Келланд. Промысловая химия в нефтегазовой отрасли: пер. с англ. яз. 2-го изд.; под ред. Л.А. Магадовой. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2015. – 608 с.: ил.
13. 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.
14. Зозуля, Г. П. Осложнения и аварии при эксплуатации и ремонте скважин: учебное пособие / Г. П. Зозуля, А. В. Кустышев, В. П. Овчинников. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. - 372 с. – Текст: электронный // Лань: ЭБС. – URL: - <https://e.lanbook.com/reader/book/28313/#1>

15. Sun, X.; Ni, H.; Qiao, H.; Wang, X.; Ma, B.; Wang, R.; Shen, Z.; Zhao, M. Experimental study on the mechanism of carbon dioxide removing formation paraffin deposits. J. Nat. Gas Sci. Eng. 2016, 32, 59–65.

16. https://bazanpa.ru/minprirody-rossii-rasporiazhenie-n3-r-ot01022016-h3473485/metodicheskie-rekomendatsii/?view_type=doc_source#metodicheskie-rekomendatsii_prilozhenie6

17. <https://nefte-gaz.info/vyazkost-nefti-i-nefteproduktov-raschyot-neftyanyo-harakteristiki>

18. Углеводородный состав и структурные характеристики смол и асфальтенов нафтенных нефтей севера Западной Сибири / Г.С. Певнева, Е.А. Фурсенко, Н.Г. Воронцов, 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.

19. 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.103-105. — URL: <https://moluch.ru/archive/138/38700/>

20. Красноярова Н.А. Распределение вязких и парафинистых нефтей по площади и разрезу отложений юго-востока Западной Сибири / И. Г. Яценко, О. В. Серебрянникова. // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 2. – С. 70–79

21. <https://glavteh.ru/опыт-эксплуатации-уэцн-в-осложненных/>

22. <http://ntj-oil.ru/files/ntj/2016/1/ntj-1-2016-p14-21.pdf>

23. <https://www.referat911.ru/Geologiya/borba-s-parafinovymi-otlozheniyami-v/473873-3106091-place1.html>.

24. <http://ngdelo.ru/files/ngdelo/2017/4/ngdelo-4-2017-p67-72.pdf>

25. <https://scienceforum.ru/2019/article/2018016991>

26. <https://scienceforum.ru/2019/article/2018016991>

27. <https://glavteh.ru/%D0%BF%D0%BE%D0%B2%D1%8B%D1%88%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5->

%D1%8D%D1%84%D1%84%D0%B5%D0%BA%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE%D1%81%D1%82%D0%B8-%D1%8D%D0%BA%D1%81%D0%BF%D0%BB%D1%83%D0%B0%D1%82%D0%B0%D1%86-2/

28. Allen TO, Roberts AP (1978) Production operations 2. Well completions, workover, and simulation, 3rd edn. Oil & Gas Consultants International, Inc, Tulsa

29. Adewumi MA, Eltohami ES, Solaja A (2003) Possible detection of multiple blockages using transients. J Energy Resour. Technol [Internet] 125(2):154.

30. Гасанов Ф. А. Способы борьбы с АСПО на Советском нефтяном месторождении / Ф. А. Гасанов ; науч. рук. Л. В. Шишмина // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXIII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120- летию со дня рождения академика К. И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина, Томск, 8-12 апреля 2019 г. : в 2 т. — Томск : Изд- во ТПУ, 2019. — Т. 2. — [С. 81-82].

31. Рагулин В. В., Смолянец Е. Ф., Михайлов А. Г., Латыпов О. А., Рагулина И. Р. Исследование свойств асфальтосмолопарафиновых отложений и разработка мероприятий по их удалению из нефтепромысловых коллекторов // Нефтепромысловое дело. 2001. № 5. С. 33-36 с.

32. Антониади Д.Г., Шостак Н.А., Савенок О.В., Пономарев Д.М. Анализ существующих методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями при добыче нефти / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – Москва, 2011. – №9. – С. 32 – 37.

33. ТехСмарт: оборудование, приборы и лаборатории для исследования скважин [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://tehsmart.ru/>

34. Рыбальченко А.А. Современные методы борьбы с асфальтеносмолистыми отложениями в промысловых трубопроводах / А.А. Рыбальченко, Р.А. Мацюк // Научное сообщество студентов : материалы VI Междунар. студенч. науч.–практ. конф. (Чебоксары, 31 дек. 2015 г.). В 2 т. Т.

/редкол.: О.Н. Широков [и др.] – Чебоксары: ЦНС «Интерактив плюс», 2015. – С. 48-50. – ISBN 978-5-9907548-7-4.

35.Булатов А.В., Кусов Г.В., Савенюк. Асфальто-смоло- парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг». Т.1. – 2011. – 348 с.

36.Насыбуллина А.Ш., Рахматуллина Г.М., Пивсаева Е.В., Шарафутдинов Р.Р., Дмитриев Д.В. Опыт применения удалителя парафиноотложений СНПХ-7р-14А и ингибитора парафиноотложений СНПХ- 7821 на добывающих скважинах Ванкорского месторождения// Территория нефтегаз. 2017. №1-2. С.58- 64.

37.Насыров А.М. и др. Способы борьбы с отложениями парафина. – М.: ВНИИОЭНГ, 1991. – 44 с.

38. Насыбуллина А.Ш., Рахматуллина Г.М., Пивсаева Е.В., Шарафутдинов Р.Р., Дмитриев Д.В. Опыт применения удалителя парафиноотложений СНПХ-7р-14А и ингибитора парафиноотложений СНПХ- 7821 на добывающих скважинах Ванкорского месторождения// Территория нефтегаз. 2017. №1-2. С.58- 64.

39.<https://glavteh.ru/%D1%80%D0%B0%D0%B7%D1%80%D0%B0%D0%B1%D0%BE%D1%82%D0%BA%D0%B0-%D0%B8-%D0%BE%D0%BF%D1%8B%D1%82-%D0%BF%D1%80%D0%B8%D0%BC%D0%B5%D0%BD%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D1%8F-%D1%85%D0%B8%D0%BC%D0%B8%D1%87%D0%B5%D1%81/>

40.Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

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

42.Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 36. Обеспечение прав работников на охрану труда.

43.Требования в области промышленной и пожарной безопасности,охране труда и окружающей среды к организациям, привлекаемым к работам и оказанию услуг в интересах АО «НК «Конданефть» (для внесения в технические задания).

44 ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

45. <https://docs.cntd.ru/document/1200084097>

46. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.

47.СанПиН 2.2.8.49-03 Средства индивидуальной защиты кожных покровов персонала опасных производств.

48.<https://docs.cntd.ru/document/902111644>

49.<https://cyberpedia.su/18x4e9e.html>