

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

Школа    Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки    21.04.01. Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ)    Нефтегазового дела

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
<b>Выбор оптимальных методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Приобском нефтегазовом месторождении (ХМАО)</b>

УДК 622.276.72(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Усенова Айжана Аманжоловна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Мищенко М.В.	К.Г.-М.Н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Сечин А.И.	Д.Т.Н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Зятиков П.Н.	Д.Т.Н.		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

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

В форме:

<b>магистерской диссертации</b> <small>(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)</small>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Усенова Айжана Аманжоловна

Тема работы:

<b>Выбор оптимальных методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Приобском нефтегазовом месторождении (ХМАО)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	07.04.2021, 97-4/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2021
------------------------------------------	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <small>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</small></p>	<p>Публикации в периодических изданиях, материалы научно-исследовательских работ, информация с официального сайта компании, материалы по патентам на оборудования.</p>
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Современные представления о механизме формирования асфальтосмолопарафиновых отложений, их состава и свойств, а также факторах, влияющих на интенсивность их формирования. Технологии удаления и предотвращения накопления отложений. Определение типа отложений на Приобском месторождении. Оценка глубины начала формирования отложений в скважине Приобского месторождения. Рекомендации по выбору оптимальной технологии борьбы с отложениями асфальтосмолопарафиновых веществ для исследуемого месторождения. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения, социальная ответственность при работе по реализации предложенной технологии</p>
<p><b>Перечень графического материала</b>  <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>График распределения температуры жидкости по стволу скважины, совмещенные графики распределения температуры насыщения нефти парафином и температуры жидкости</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>  <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p><b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b></p>	<p><b>Романюк В.Б., к.э.н., доцент ОНД ИШПР</b></p>
<p><b>Социальная ответственность</b></p>	<p><b>Сечин А.И., д.т.н., профессор ООД ШБИП</b></p>
<p><b>Иностранный язык</b></p>	<p><b>Болсуновская Л.М., к.ф.н., доцент ОИЯ ШБИП</b></p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	
<p><i>Раздел на английском языке:</i> Глава 1. Analysis of the current state of control of ARPD</p>	
<p><i>Разделы на русском языке:</i> реферат, введение, заключение, главы 1-5</p>	

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>15.03.2021</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Мищенко М.В.	К.Г.-М.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Усенова Айжана Аманжоловна		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Усенова Айжана Аманжоловна

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%</i>

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

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта</i>
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>График выполнения работ</i>
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

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

<i>Организационная структура управления Линейный календарный график выполнения работ Графики динамики и сравнения показателей</i>
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
-------------------------------------------------------------	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	К.Э.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Усенова Айжана Аманжоловна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ94	Усенова Айжана Аманжоловна

<b>ШКОЛА</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	<b>Нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	магистр	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

**Тема дипломной работы: «Выбор оптимальных методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Приобском нефтегазовом месторождении (ХМАО)»**

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения)</li> </ul> <p><b>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Объект исследования – устройство блока подачи химического реагента, которое</p> <p>Область применения – очистка внутренней поверхности насосно-компрессорных труб и внутрискважинного оборудования.</p> <p>Приведен перечень НТД, используемых в данном разделе.</p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p><b>Анализ показателей шума и вибрации</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>установление соответствие показателей нормативному требованию;</li> </ul> <p><b>Анализ показателей микроклимата</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>показатели температурные, скорости движения воздуха, запыленности.</li> </ul> <p><b>Анализ освещенности рабочей зоны</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>типы ламп, их количество, соответствие нормативному требованию освещенности;</li> </ul> <p><b>Анализ электробезопасности</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>наличие электроисточников, характер их опасности;</li> <li>установление класса электроопасности помещения, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления.</li> </ul> <p><b>Анализ пожарной безопасности</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>присутствие горючих материалов, тем самым, присутствие повышенной степени пожароопасности.</li> <li>категории пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение.</li> </ul>	<p><b>Для всех случаев вредных и опасных факторов</b> на рабочем месте указать ПДУ, ПДД, допустимые диапазоны существования, в случае превышения этих значений:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>перечислить средства коллективной и индивидуальной защиты;</li> <li>привести классы электроопасности помещений, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления,</li> <li>категорию пожароопасности помещения,</li> <li>марки огнетушителей, их назначение.</li> </ul> <p>При отклонении показателя предложить мероприятия.</p>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>анализ воздействия объекта на атмосферу;</li> <li>анализ воздействия объекта на гидросферу;</li> <li>анализ воздействия объекта на литосферу;</li> <li>разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>Наличие отходов (нефти и химического реагента при разливе) потребовали разработки методов (способов) утилизации перечисленных отходов.</p>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>выбор наиболее типичной ЧС;</li> </ul>	<p>Рассматриваются 2 ситуации ЧС:</p> <p>1) <b>Возможные ЧС:</b> взрывы газовых баллонов или взрывоопасных смесей при</p>

<ul style="list-style-type: none"> <li>• разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>• разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<p>проведении работ в газоопасной зоне, взрыв дренажной емкости на промышленном объекте или на кусте скважин.</p> <p><b>2) Наиболее вероятные ЧС:</b> пожар.</p> <p>Предусмотреть мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.</p>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>• организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Приведен перечень НТД, используемых в данном разделе.</p>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Сечин А.И.	Д.Т.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Усенова Айжана Аманжоловна		

## 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. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И.УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И.УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		иностранном языке
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровье сбережение)	УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

**Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
	ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации
Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли



	исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

**Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
<b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> педагогический				
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов, для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального образования, профессионального образования и дополнительного профессионального образования», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 8 сентября 2015 г. № 608н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2015 г., регистрационный № 38993)  ОТФ Г Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения	ПК(У) -1. Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -1. Участвует в разработке методических документов по вопросам проведения геолого-промысловых работ, проектирования, отчетности, подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессах добычи углеводородного сырья

**Тип задач профессиональной деятельности:  
технологический**

19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Организация и руководство работ по добыче углеводородного сырья.	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);	ПК(У) -2. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -2.1. Руководит организационно-техническим сопровождением работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования при эксплуатации объектов добычи нефти и газа
	2. Обеспечение оперативного и инженерного руководства технологическим процессом добычи нефти, газа и газового конденсата.	ОТФ D «Организация работ по добыче углеводородного сырья»		
	3. Контроль и сопровождение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования по добыче углеводородного сырья.	ОТФ E «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»	ПК(У) -3. Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья	И.ПК(У) -3.1. Оценивает повышение эффективности добычи углеводородного сырья проведения геолого-промысловых работ процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
4. Организация и контроль за проведением геолого-промысловых работ	19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);  ОТФ B «Организация геолого-промысловых работ»			
			ПК(У)-4. Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли	И.ПК(У) -4.1. Обеспечивает эффективную эксплуатацию технологического оборудования, конструкций, объектов, агрегатов, механизмов в процессе добычи углеводородного сырья в соответствии с требованиями нормативной документации

			ПК(У)-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	И.ПК(У) - 5.1. Руководит персоналом подразделений по добыче углеводородного сырья и геолого-промысловых работ в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
<b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> научно-исследовательский				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ 2. Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ (НИР) 3. Разработка плановой, проектной и методической документации для геолого-промысловых работ	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н); ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ» ОТФ С «Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ»	ПК(У)-6. Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов	И.ПК(У) -6.1. Разрабатывает текущее и перспективные планы по эффективному проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья на основе методик и требований проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
			ПК(У)-7.Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-7.1. Разрабатывает плановую, проектную, научно-исследовательскую и методическую документацию для геолого-промысловых работ и работ по добыче углеводородного сырья с применением современных программных комплексов для проектирования технологических процессов, перевооружений, технических устройств, аппаратов и механизмов в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

## **ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ**

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

АСПВ – асфальтосмолопарафиновые вещества;

ГД – глубинный дозатор;

ССЕ – сложная структурная единица;

АЭУ – акустическая электроустановка;

НКТ – насосно-компрессорная труба;

УБПР – устьевой блок подачи реагента;

УДР – установка дозирования реагента;

КСП – капиллярная система подачи.

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 119 страниц, 19 рисунков, 28 таблиц и 43 использованных источника.

Ключевые слова: АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫЕ ВЕЩЕСТВА, ИНГИБИТОРЫ АСПО, МЕТОДЫ БОРЬБЫ С АСПО, МЕХАНИЗМ ФОРМИРОВАНИЯ АСПО, ГЛУБИНА НАЧАЛА ОБРАЗОВАНИЯ АСПО.

Объект исследования – Приобское нефтегазовое месторождение (ХМАО).

Цель магистерской диссертации: подбор оптимальной технологии борьбы с отложениями асфальтосмолопарафиновых веществ для Приобского месторождения, приуроченного к районам Крайнего Севера.

Для достижения поставленной цели был проведен аналитический обзор современных технологий предупреждения и удаления АСПО, для скважины объекта исследования определена глубина начала формирования отложений асфальтосмолопарафиновых веществ. Также были проанализированы химический состав и свойства отложений Приобского месторождения, применяемые методы удаления АСПО.

В результате исследования с учетом состава отложений и рассчитанного значения глубины начала формирования отложений была предложена оптимальная технология борьбы с АСПО.

В настоящей работе также были изучены особенности проведения работ по реализации предложенной технологии с учетом производственной и экологической безопасности, а также безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Экономический эффект от внедрения рекомендованной технологии составил 24 009 009 рублей.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ.....	12
РЕФЕРАТ.....	13
ВВЕДЕНИЕ .....	16
ГЛАВА 1. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ .....	19
1.1 Теоретические основы механизма образования отложений в скважинах .....	19
1.2 Факторы, влияющие на интенсивность образования отложений .....	21
1.3 Состав и свойства асфальтосмолопарафиновых отложений .....	23
1.4 Аналитический обзор современных технологий борьбы с отложениями.....	25
1.4.1 Технологии предотвращения образования отложений .....	25
1.4.2 Технологии удаления сформировавшихся отложений.....	28
1.4.3 Химические методы борьбы с отложениями .....	30
ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ .....	35
ГЛАВА 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ .....	36
2.1 Исследование состава отложений на Приобском месторождении .....	39
2.2 Применяемая технология борьбы с отложениями на Приобском месторождении .....	41
ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ .....	43
ГЛАВА 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛУБИНЫ НАЧАЛА ФОРМИРОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ .....	44
3.1 Исходные данные для выполнения расчетов.....	45
3.2 Расчет глубины начала образования отложений .....	46
3.2.1 Расчет распределения температуры по стволу скважины.....	46
3.2.2 Расчет распределения насыщения нефти парафинами.....	49
3.3 Анализ эффективности химических ингибиторов отложения асфальтосмолопарафиновых веществ на Приобском месторождении .....	56

ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ .....	61
ГЛАВА 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	62
4.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	62
4.2 Планирование научно-исследовательских работ .....	68
4.3 Бюджет научно-технического исследования .....	73
4.4 Определение экономической эффективности исследования .....	78
ГЛАВА 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	81
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	82
5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	82
5.1.2 Организационные мероприятия по компоновке рабочей зоны .....	83
5.2 Производственная безопасность.....	83
5.2.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов .....	84
5.2.2. Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя .....	88
5.3 Экологическая безопасность .....	92
5.3.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду .....	92
5.3.2. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды .....	92
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	93
5.4.1. Анализ вероятных ЧС.....	93
5.4.2. Мероприятия по предотвращению возможных ЧС .....	94
ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ .....	96
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	97
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА .....	98
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	99
Приложение А .....	104
Приложение Б.....	119

## **ВВЕДЕНИЕ**

Эксплуатация большинства нефтяных месторождений в настоящий момент затруднена различными видами осложнений, одним из которых является формирование органических и неорганических отложений на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб, на элементах конструкции глубинных насосов.

В условиях Крайнего Севера этот вопрос приобретает особую актуальность, т.к. продуктивные горизонты месторождений данного региона разрабатываются при низких значениях температуры и давления, что в свою очередь интенсифицирует накопление и формирование твердых отложений во внутрискважинном оборудовании. К тому же, смена термобарических условий при вскрытии пластов, насыщенных нефтью, приводит к нарушению равновесного состояния флюидной системы. Этот процесс также приводит к выпадению отложений асфальтосмолопарафиновых веществ на стенках насосно-компрессорных труб и оборудовании.

Образование отложений в процессе эксплуатации месторождения приводит к преждевременному выходу из строя какого-либо элемента конструкции насоса, дополнительному разгазированию, снижению температуры газожидкостного потока, а также ухудшению показателей «наработки на отказ», уменьшению межремонтного периода работы (МРП). Указанное явление, к тому же, является причиной уменьшения размера проходного сечения насосно-компрессорных труб (НКТ), что, в свою очередь, приводит к уменьшению производительности скважины. Это обстоятельство приводит к значительным убыткам.

Таким образом, в нефтегазовых регионах Крайнего Севера факторы, которые влияют на увеличение скорости формирования отложений, являются постоянными и связаны с условиями зоны вечной мерзлоты, образованием резкого градиента температуры вдоль ствола скважины,



высоким значением газового фактора и наличием значительного количества воды в продукции скважины.

Перечисленные обстоятельства требуют выполнения теоретических и лабораторных исследований, которые связаны с обоснованием наиболее эффективных составов для предупреждения образования отложений асфальтосмолопарафиновых веществ с целью последующей разработки научных рекомендаций к реализации процесса.

Для решения исследуемой проблемы было разработано множество методов борьбы с парафиновыми отложениями, которые условно подразделены на две группы: предупреждение образования отложений и удаление уже образованных. Практика показывает, что применение существующих методов не позволяет в достаточной степени устранить выявленную проблему, поэтому увеличение эффективности и совершенствование применяемых технологий для борьбы с парафиновыми отложениями на данный момент не теряет своей актуальности.

**Целью** исследования является подбор оптимальной технологии борьбы с отложениями асфальтосмолопарафиновых веществ для Приобского месторождения, приуроченного к районам Крайнего Севера.

**Задачи исследования:**

1. изучить механизм образования, а также состав и свойства отложений асфальтосмолопарафиновых веществ;
2. выполнить аналитический обзор методов борьбы с АСПО в нефтедобывающих скважинах;
3. выполнить расчет глубины образования отложений для скважины Приобского месторождения;
4. предложить оптимальную технологию борьбы с отложениями для исследуемого объекта.

**Объект исследования** – Приобское нефтяное месторождение.

**Предмет исследования** – отложения асфальтосмолопарафиновых веществ в скважинах Приобского месторождения.

### **Практическая значимость исследования:**

1. выполнен анализ осложненного фонда скважин, состава и свойств добываемой продукции и отложений Приобского месторождения, методов борьбы с АСПО;

2. проведены расчеты глубины начала формирования АСПО в скважине Приобского месторождения, на основе исследования состава отложений предложена технология борьбы с АСПО.

**Научная новизна:** в результате исследования была предложена технология предупреждения образования АСПО, которая заключается в дозировании ингибитора СНПХ-7941 в интервал рассчитанной глубины начала формирования отложений.

**Реализация и апробация работы.** Основные положения, материалы и результаты исследования отражены в публикациях:

Усенова А. А. Анализ современного состояния и эффективности методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в условиях крайнего севера // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 Апреля 2020. - Томск: Изд-во ТПУ, 2020 - Т. 2 - С. 149-150.

Усенова А. А., Анализ производственных показателей деятельности компании ОАО «ВАРЬЕГАННЕФТЬ» / Усенова А. А. Гайнулина К. Р. , Нурсалиева А. А. // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 Апреля 2020. - Томск: Изд-во ТПУ, 2020 - Т. 2 - С. 591-592

# ГЛАВА 1. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ

## 1.1 Теоретические основы механизма образования отложений в скважинах

Процесс формирования асфальтосмолопарафиновых отложений является достаточно нетривиальным, а вопросы, связанные с его механизмом, являются одними из ключевых.

Множество научных исследований посвящено решению проблемы формирования асфальтосмолопарафиновых отложений, а также его предотвращения. Среди трудов отечественных ученых необходимо выделить монографию В.П. Тронова «Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними», в котором подробно описана методика определения вероятности формирования отложений на стенках трубы, предложены основные пути решения данной проблемы [2].

Согласно экспериментальным данным формирование отложений асфальтосмолопарафиновых веществ на внутренней поверхности внутрискважинного и промыслового оборудования вызвано кристаллизацией отложений на контактирующей с нефтью поверхности. Результаты расчетов, проведенных автором данной работы и учитывающие диаметр частиц взвешенного в нефти парафина, скорость течения потока, а также шероховатость поверхности, показали, что если размеры частиц превышают размеры впадин стенки, то вероятность прилипания этих частиц к стенке невелика.

При рассмотрении вероятности формирования АСПО В.П. Троновым были выделены основные факторы, которые оказывают влияние на интенсивность кристаллизации парафинистых веществ в системе «стенка-кристалл»: наличие в составе нефти асфальтосмолистых веществ, шероховатость поверхности контакта и длительность контакта.

В работе Непримерова [1] приведены данные экспериментальных исследований, посвященных установлению закономерностей в процессе

добычи нефти с повышенным содержанием парафинов в системе «скважина-пласт». Собранные материалы стали основой создания гипотезы о механизме формирования парафиновых отложений. Также в данной научной работе представлено описание процесса охлаждения газонефтяной эмульсии в скважине, перечислены основные факторы, влияющие на процесс выпадения твердой фазы.

Автор в своем научном труде приводит особенности образования отложений на стенках насосно-компрессорных труб (НКТ) в зависимости от разновидности рассматриваемого потока. В результате проведенных исследований было установлено, что в потоке двухфазной среды при понижении температуры нефти и достижении значения насыщения нефти парафинами повышается количество газовых пузырьков, у которых формируется зона повышенной концентрации парафина в растворе нефти у поверхности раздела фаз.

В общем виде механизм формирования парафиновых отложений можно описать следующим образом [3]. В тонком пристенном слое внутренней поверхности трубопровода возникает радиальный температурный градиент в результате охлаждения нефти более холодной окружающей средой. Это является причиной образования градиента концентрации парафина в растворе, в результате чего растворенные частицы передвигаются к стенке трубы под действием молекулярной диффузии, где происходит их кристаллизация и выделение из раствора. Кристаллы парафинов, которые выделились из раствора, соединяются между собой, образуя прочную структурную решетку, сцепляются с внутренней поверхностью оборудования и образуют парафиновые отложения.

## 1.2 Факторы, влияющие на интенсивность образования отложений

Для образования отложений на стенках трубопровода необходимо выполнение основных условий [3]:

- Снижение температуры добываемой нефти до значений, при которых возможно выделение твердой фазы из парафинов;
- Прочное сцепление выделившихся из нефти парафинов с внутренней поверхностью оборудования.

Кроме перечисленных выше основных условий образования отложений большое значение имеют также такие факторы, как градиент температур, давление, газовый фактор, скорость течения потока, свойства внутренней поверхности трубы, обводненность нефти, присутствие смол и асфальтенов, компонентный состав нефти, ее плотность и вязкость. Так, чем больше разность между *температурами потока нефти и окружающей среды*, тем интенсивнее происходит выделение твердого парафина и дальнейшее отложение. Если *давление* в трубопроводе больше значения давления насыщения, то температура, соответствующая началу выпадения парафинов, будет повышаться с увеличением давления. В противном случае увеличение температуры начала кристаллизации наблюдается при снижении давления, причиной тому является увеличение объема выделяющегося газа, который влияет на растворимость парафина.

Немаловажное значение при образовании отложений имеет *изменение скорости потока нефти*. Увеличение значения скорости потока перекачиваемой нефти ведет к возрастанию интенсивности образования отложений на стенках трубы. Однако при достижении определенного максимального значения скорости и дальнейшем ее увеличении происходит снижение интенсивности образования парафиновых отложений из-за возможности смывания отложившегося парафина, что обуславливается доминированием сил касательных напряжений над силами сцепления твердых частиц парафина и поверхностью стенок трубы.

*Степень полярности* поверхности также оказывает влияние на интенсивность парафинизации. Материалы с высокой полярностью обладают слабой сцепляемостью. Качество обработки поверхности тоже влияет процесс парафинизации. Так, шероховатость при турбулентном режиме способствует перемешиванию перекачиваемой среды, а, следовательно, выделению парафина и газа.

Интенсивность отложения парафина снижается с увеличением *содержания воды* в продукции скважин вследствие увеличения суммарной теплоемкости и изменения характера смачиваемости поверхности (увеличения площади контакта внутренней поверхности трубы с водой).

Однако обводненность продукции может оказывать негативное влияние в связи с тем, что происходит снижение общей температуры разрабатываемого месторождения, изменяется растворимость парафина в нефти, наблюдается некоторое повышение температуры насыщения нефти парафином, газ поглощается водой.

Авторами работы [4] было показано, что в результате моделирования процесса образования отложений с увеличением обводненности продукции происходит уменьшение глубины образования отложений. Это объясняется снижением интенсивности охлаждения потока, уменьшением доли высокомолекулярных углеводородов, гидрофилизацией стенок насосно-компрессорных труб.

Рассматривая вопрос о влиянии *химического состава* добываемой продукции на интенсивность формирования АСПО, необходимо отметить, что образованные в различных скважинах отложения асфальтосмолопарафиновых веществ отличаются друг от друга по химическому составу, т.к. групповой углеводородный состав самих нефтей, извлекаемых из данных скважин, тоже имеет существенные отличия.

При преобладании в составе нефти соединений метанового нормального или парафинового рядов процесс образования плотных парафиновых отложений происходит интенсивнее. Асфальтены выпадают

из раствора и самостоятельно участвуют в процессе формирования плотных осадков, смолы усиливают данный процесс, так как обладают цементирующими свойствами. Однако, несмотря на разнообразие составов, для всех АСПО определено, что количество асфальтосмолистых и парафиновых компонентов в них является обратным, т.е. чем выше в отложениях содержание асфальтосмолистых веществ, тем меньше содержание парафинов. Выявленная особенность обусловлена особенностью взаимного влияния парафинов, смол и асфальтенов, находящихся в нефти до момента формирования ими отложений [5].

### **1.3 Состав и свойства асфальтосмолопарафиновых отложений**

Асфальтосмолопарафиновые отложения имеют в своей структуре ядро, которое состоит из асфальтенов, а также сорбционно-сольватный слой (ССЕ), сформированный из смол. Асфальтосмолистые вещества (АСВ) представляют собой гетероциклические соединения со сложным строением. В составе АСВ преобладают (до 98 %) нафтеновые и ароматические структуры, также они могут включать кислород, серу, азот, а также некоторые металлы [6].

От 70 до 90 % от веса всех молекул приходится на углеводородный скелет, образованный каркасом молекул смол асфальтенов. При исследовании структуры компонентов в ряду «углеводороды-смолы-асфальтены» была выявлена следующая закономерность: с увеличением доли атомов углерода происходит уменьшение доли водорода; удельный вес атомов, составляющих ядро, возрастает; повышается степень конденсированности молекул; происходит увеличение доли ароматических структур.

Различие асфальтенов и смол также состоит в содержании кислорода и азота. Если в смолах в основном концентрируется содержание кислорода, то в асфальтенах преобладает азот.

В составе твердых парафинов, которые входят в АСПО, преобладают н-парафины, нафтеновых и ароматических углеводородов содержится в меньшем количестве. Структура н-парафинов является микрокристаллической, а нафтены в свою очередь образуют макрокристаллическую структуру.

Смолы в составе рассматриваемых представлены нейтральными смолами, значение относительной плотности которых находится в диапазоне от 0,99 до 1,08 г/см<sup>3</sup>. Данные компоненты обладают высоким значением растворимости почти во всех продуктах переработки нефти и органических растворителях. Их структура представлена плоской поликарбоциклической сеткой, в которой преобладают бензольные кольца, а также могут содержаться в некотором количестве нафтеновые и гетероциклические кольца. Радикалами углеводородов замещена периферийная часть молекул смол. При температуре 260-350 °С смолы переформируются в асфальтены.

Асфальтены – это полициклические ароматические конденсированные структуры с короткими алифатическими цепями в виде темно-бурых аморфных порошков, плотность которых чуть больше 1 г/см<sup>3</sup>.

Асфальтены имеют в своем составе:

- от 80 до 86 % углерода,
- от 7 до 9 % водорода,
- до 9 % серы и кислорода,
- до 1,5 % азота.

Данные вещества образуют наиболее тяжелую полярную часть компонентов в составе нефти, являясь результатом уплотнения смол. Асфальтены активно ассоциируют, их частица является «мицеллой», ядро которой сформировано высокомолекулярными полициклическими конденсированными соединениями ароматического строения, а адсорбционный слой образован низкомолекулярными поверхностно-активными соединениями, включающий смолы и нафтеновые кислоты.



## **1.4 Аналитический обзор современных технологий борьбы с отложениями**

С целью разрешения проблемы, связанной с образованием отложений асфальтосмолопарафинов, было разработано большое разнообразие методов предотвращения формирования АСПО, а также их удаления.

Предотвращение формирования отложений включает следующие технологии: использование гладких покрытий, химические и физические методы.

Второе направление включает: тепловые методы, механические и химические методы.

В условиях конкретного месторождения с учетом состава и свойств нефти выбор технологии борьбы с отложениями АСВ в скважинах ведется на основе технико-экономических расчетов. Эффективные в одних условиях методы могут не показать хорошие результаты в других.

### *1.4.1 Технологии предотвращения образования отложений*

*Применение гладких покрытий.* Состояние внутренней поверхности труб оказывает значительное влияние при предотвращении образования АСПО. При применении гладких покрытий их глянцевая поверхность не исключает возможности осаждения выделившихся из нефти парафинов, однако вследствие его низкой адгезии к гидрофильным полимерным материалам образующийся рыхлый осадок будет быстро срываться и уноситься потоком движущейся нефти [7].

Для предотвращения формирования органических отложений возможно применение футеровки НКТ из эпоксидных смол, стекла, полимеров, эмали. На данный момент рынок предлагает стеклопластиковые трубы.

Однако применение описанного метода целесообразно на этапе проектирования и строительства, так как требует больших материальных

затрат на приобретение оборудования, а также затрат при простое скважины.

Следует отметить, что в скважинах эта технология не нашла свое применение, так как при спускоподъемных операциях на насосно-компрессорные трубы действуют большие нагрузки, которые могут повредить целостность покрытий.

Практика эксплуатации НКТ с покрытиями показала, что в скважинах с ШСНУ нанесенные покрытия быстро истирались. Таким образом, данная технология может быть рассмотрена на объектах подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов.

*Физические методы* предупреждения отложений заключаются в воздействии на добываемую нефть магнитными и электрическими полями, а также механическими и ультразвуковыми колебаниями.

Путем создания низкочастотных и ультразвуковых колебаний в области формирования отложений вибрационные методы могут применяться одновременно для удаления отложений, а также их предупреждения. Эти колебания воздействуют на кристаллы парафинов, вызывают их смещение относительно друг друга, тем самым препятствуют их осаждению на стенках НКТ.

Среди существующих оборудования для реализации вибрационных методов на рынке можно отметить автономное электрическое устройство (АЭУ) – *виброакустическая установка* производства НПП «ЭНЕРГОМАГ» (рисунок 1).

Недостатком данного способа является значительная длительность и трудоемкость работ. При низких дебитах скважин применение этого способа экономически малоэффективно [8]. Также данное изобретение применимо в скважинах, оборудованных штанговыми глубинными насосами.

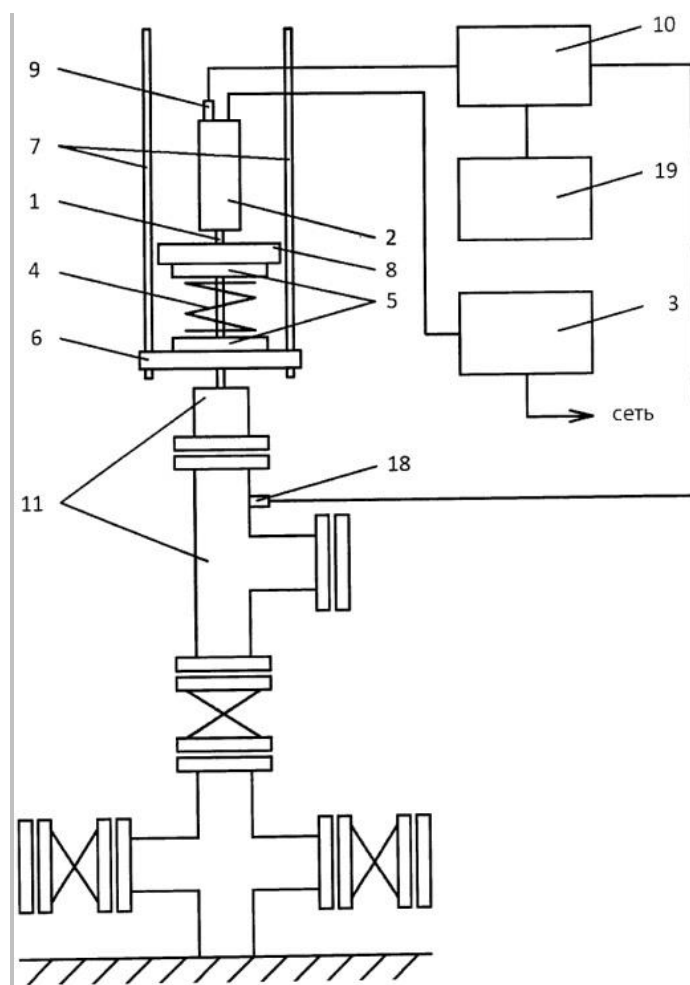


Рисунок 1 – Схема виброакустической установки производства НПП «ЭНЕРГОМАГ»[8]:

*1 – излучатель виброакустических колебаний; 2 – полированный устьевой што; 3 – источник питания; 4 – пружина; 5 – упоры; 6 – траверса; 7 – канатная подвеска; 8 – зажим; 9 – встроенный датчик скорости возбуждаемых механических колебаний; 10 – устройство преобразования 10 сигналов датчиков в цифровой код; 11 – труба; 18 – датчик амплитуды возбуждаемых механических колебаний; 19 – компьютер*

Оборудованием для магнитной защиты скважин от отложений являются скважинные магнитные аппараты. Использование данной технологии затруднено тем, что определение ее технологического эффекта до внедрения в эксплуатацию не является возможным вследствие слабой изученности механизма воздействия магнитного поля на поток жидкости [9].

### 1.4.2 Технологии удаления сформировавшихся отложений

Для удаления сформировавшихся отложений *механическими методами* разработан широкий ассортимент оборудования различной комплектации (рисунок 2). По своей конструкции, а также принципу очистки НКТ скребки подразделяются на следующие типы:

- пластинчатые со штанговращателем, имеющие две режущие пластины, способные отчищать АСПО только при вращении;
- спиральные, возвратно-поступательного действия.



Рисунок 2 – Устройство для очистки колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) нефтяных скважин от парафина типа УОК-НКТ

На месторождениях нашли применение пластиковые скребки, которые могут выполнять роль центраторов.

Данный метод широко распространен из-за простоты эксплуатации используемого оборудования, относительно невысокой стоимости внедрения и обслуживания. Однако он не может показать высокую эффективность при удалении асфальтенов, к тому же его использование сопровождается такими проблемами, как обрыв крепления, возможность застревания скребка.

*Тепловые методы* удаления отложений основаны на способности отложений плавиться при высоких температурах и далее стекать с нагретой поверхности [10].

В настоящее время применяются технологии с использованием:

- горячей нефти или воды в качестве теплоносителя;
- острого пара;
- электропечей;
- электродепарафинизаторов (индукционных подогревателей);
- реагентов, являющихся компонентами экзотермических реакций.

Электроподогрев может применяться в разных вариантах: применение специальных элементов из нагревательных кабелей и лент, проведение тока по телу всего оборудования, на поверхности которого имеются отложения АСП веществ.

В настоящее время используется технология нагрева специальными нагревательными кабелями. Для осуществления данной технологии необходимо рассчитать зону, в которой происходит максимальное парафиноотложение, после чего определяется необходимое значение длины кабеля и температуры нагрева.

Плоские кабельные линии устанавливаются на внешней поверхности НКТ (рисунок 3). Опыт применения показал высокую эффективность их применения в целях депарафинизации скважин.

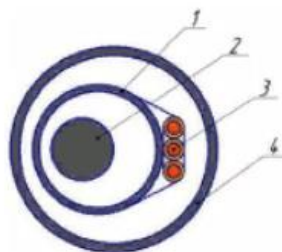


Рисунок 3 – Расположение плоского нагревательного кабеля в скважине

[11]:

*1 – насосно-компрессорная труба, 2 – насосные штанги, 3 –  
нагревательный кабель, 4 – обсадная колонна*

Применение кабельных линий ограничено высоким потреблением электроэнергии, что в свою очередь снижает экономический эффект. Затраты на реализацию данной технологии зависят от интервала формирования отложений. В таблице 1 представлены данные по годовой стоимости тепловых обработок скважин [12].

Таблица 1 – Приблизительные затраты на удаление АСПО тепловыми методами

МОП, сут	1	3	7	14	21	30	60
<b>Затраты на 1 скважину в год, у.е.</b>	3662	1228	523	262	174	122	61

Важное значение при применении данной технологии имеют скорость течения нефти и содержание в ней парафина.

Тепловые методы в настоящее время применяются, в основном, в совокупности с химическими.

Основной недостаток данной группы методов – повышенный расход энергии, также особенностью применения тепловых методов являются пожаро- и электроопасность.

#### *1.4.3 Химические методы борьбы с отложениями*

Ингибиторы парафиноотложения, т.е. вещества, предотвращающие образование отложений, существенно отличаются друг от друга по механизму действия и условно подразделяются на:

- *смачивающие реагенты*, которые образуют на поверхности металла гидрофильную пленку, препятствующую скапливанию кристаллов парафинов на стенках трубы;
- *модификаторы*, которые взаимодействуют с молекулами парафинов и препятствуют росту размеров кристаллов парафина;
- *депрессаторы*, молекулы которых адсорбируются на молекулах парафинов, препятствуя их накоплению;

- *диспергаторы*, образующие тонкодисперсную систему, которая уносится с потоком перекачиваемой нефти.

Применение ингибиторов смачивающего действия ограничено такими факторами, как возможность смыва гидрофильной пленки потоком перекачиваемой среды, периодические остановки работы скважины, загрязнение добываемой нефти, а также оборудования, невозможность защиты большого участка труб.

Механизм предупреждения формирования АСПО модификаторами можно описать следующим образом: данные составы способны изменять кристаллическую структуру твердой фазы парафинов, в результате чего в потоке нефти образуются дендритные кристаллы парафина, которые не могут накапливаться и образовывать отложения.

Химические методы также применяются для удаления сформировавшихся отложений. С этой целью применяются различные растворители, способные проникать в толщу АСПО и разрушать их структуру.

Использование растворителей является одним из самых распространенных и высокоэффективных способов удаления отложений.

Многочисленные исследования не привели к разработке универсального растворителя. В основном, необходимые химические реагенты подбираются экспериментально из-за различия в составе АСПО по месторождениям [13].

Все разработанные на данный момент растворители подразделены на несколько групп:

- индивидуальные органические растворители;
- смесь одного или различных классов органических соединений производств нефтехимии и нефтепереработки;
- растворители различных классов органических соединений природного характера;

- органические смеси с добавками ПАВ;
- удалители на водной основе и многокомпонентные смеси.

В первой группе составов растворителей наиболее эффективны такие соединения, как бензол, хлорбензол, этилбензол и ксилолы [14].

Невысокой стоимостью отличаются *органические соединения производства нефтехимии и нефтепереработки*. В этой группе веществ следует отметить этил- и бутилбензольную фракцию, а также толуольную и ксилольную фракции. Эффективность названных составов соизмерима с эффективностью растворителей природного характера.

В процессе добычи нефти имеют место быть различные сопутствующие вещества, которые могут применяться в качестве *удалителей АСПО природного характера*. Доступность является основным преимуществом данного вида реагентов.

Доставка ингибиторов на забой скважины при применении химической технологии предотвращения формирования отложений может осуществляться с помощью *устьевых блоков подачи реагента (УБПР)* (рисунок 4) [10]. Использование УБПР позволяет с высокой точностью производить дозирование любого химического состава, оценить эффективность выбранного ингибитора, определить необходимую концентрацию.

В настоящее время 30,3 % скважин оснащено данным оборудованием. Практика показала, что использование УБПР с различными химическими составами в среднем увеличивает наработку на отказ почти в 2,5 раза.



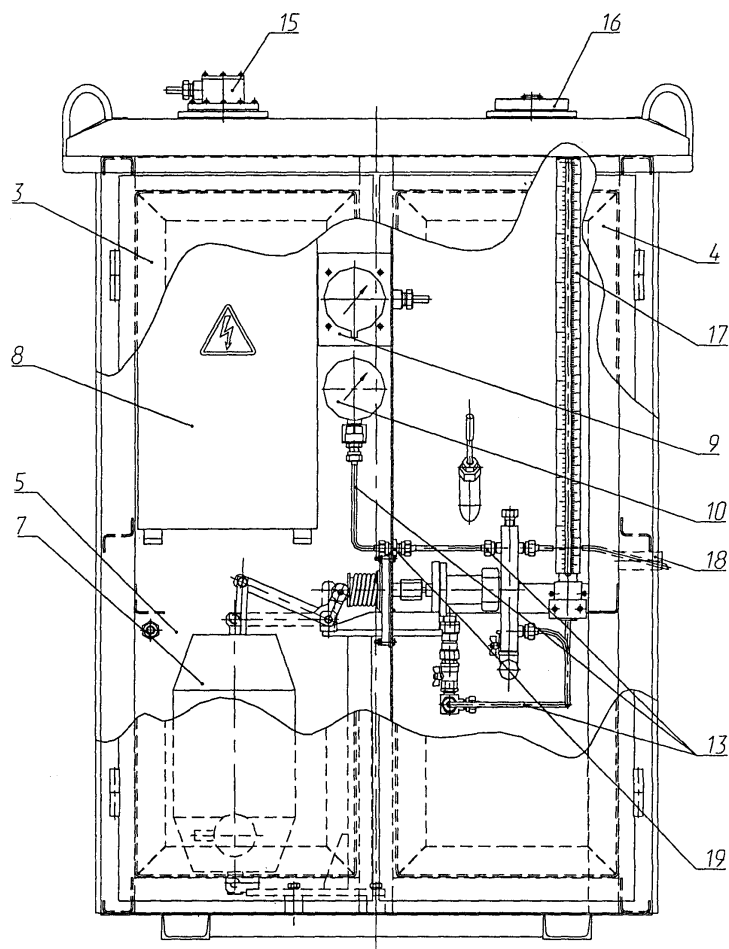


Рисунок 4 – Схема УБПР [15]:

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

Для химического ингибирования отложений разработаны так называемые *глубинные дозаторы (ГД)*, которые изготовлены из насосно-компрессорных труб и представляют собой контейнеры с перфорации (рисунок 5).

Данными контейнерами могут быть оборудованы все механизированные скважины, независимо от типа насосного оборудования. УБПР устанавливаются ниже насоса и выше интервала перфорации

скважины. Дозирование химического состава осуществляется за счет его омывания добываемой продукцией.

Основным недостатком применения данного оборудования является необходимость его периодической заправки путем подъема насосного оборудования.

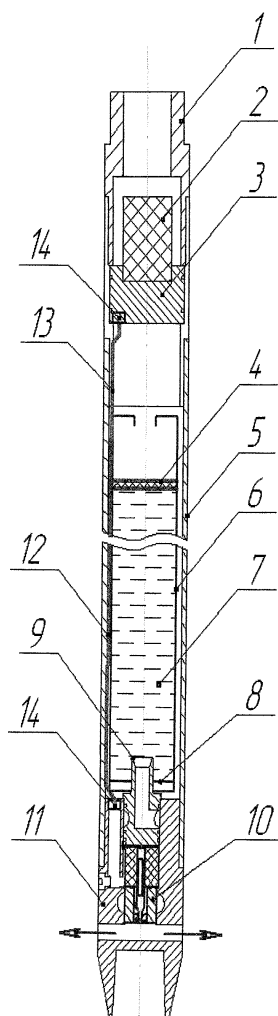


Рисунок 5 – Схема ГД [16]:

*1 – концевая деталь; 2 – электронный блок; 3 – герметичный модуль; 4 – поршень; 5 – корпус; 6 – контейнер; 7 – реагент; 8 – неподвижная мембрана; 9 – пробойник; 10 – управляемый клапан; 11 – основание; 12 – герметичная труба; 13 – электрический проводник; 14 – уплотнения*

## **ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ**

В приведенной главе рассмотрены основные аспекты механизма образования данных отложений. Изучены состав и свойства АСПО, а также факторы, влияющие на интенсивность их формирования.

Выполнен аналитический обзор современных технологий и методов предотвращающих образование отложений асфальтосмолопарафиновых веществ, а также направленных на их удаление.. В зависимости от условий и типа отложений применяются методы: механические, химические, физические, тепловые, применение полимерных и других покрытий, а также их различная комбинация.

Каждая из рассмотренных технологий может показать высокую эффективность в различных условиях разработки, при различных реологических свойствах нефти, химическом составе нефти и отложений. Таким образом, для подбора оптимальной технологии борьбы с отложениями необходимы актуальные данные по конкретной скважине, которые могут быть использованы для оценки глубины начала формирования отложений, что поможет обосновать выбор метода предотвращения или удаления АСПО.

Выбор того или иного метода должен производиться на основе расчетов эффективности и экономических показателей. Обычно высокую эффективность показывают различные ингибиторы и растворители, но их подбор осложняется тем, что требует проведения экспериментальных исследований. Комбинированные технологии тоже дают высокую результативность, однако их использование ограничено экономическим фактором, т.к. применение методов в тандеме всегда требует существенных материальных затрат.

## ГЛАВА 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

ООО «РН-Юганскнефтегаз» является крупнейшим дочерним обществом ПАО «НК «Роснефть». Данное предприятие ведет свою деятельность на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. *Основным видом деятельности* данной компании являются: геологоразведка, разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений.

На данный момент 30 % от добычи ПАО «НК «Роснефть» приходится на ООО «РН-Юганскнефтегаз». В действующем фонде находится 20 тысяч скважин, среди которых более 13 тысяч являются добывающими.

Таблица 2 – Объемы добычи углеводородов в ООО «РН-Юганскнефтегаз»

	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
<b>Нефть, тыс. т</b>	66531	70205	69548
<b>Газ попутный, млн. м<sup>3</sup></b>	5254	5444	5518

Таблица 3 – Объемы запасов в ООО «РН-Юганскнефтегаз»

<b>Доказанные запасы углеводородов, млн барр. н.э.</b>	<b>9 911.10</b>
Доказанные запасы жидких УВ, млн барр.	9 304.3
Доказанные запасы газа, млрд куб. м	99.6
<b>Вероятные запасы углеводородов, млн барр. н.э.</b>	<b>6 333.5</b>
Вероятные запасы жидких УВ, млн барр.	5 934.4
Вероятные запасы газа, млрд куб. м	65.5
<b>Возможные запасы углеводородов, млн барр. н.э.</b>	<b>4 678.7</b>
Возможные запасы жидких УВ, млн барр.	4 417.1
Возможные запасы газа, млрд куб. м	43.0

В последние годы в ООО «РН-Юганскнефтегаз» растет число скважин, осложненных образованием асфальтосмолопарафиновых отложений, что связано с геолого-техническими условиями ввода новых скважин (ВНС) из бурения. В начале 2019 года доля скважин, осложненных

АСПО, составила 22% от действующего фонда, а к 2023 году, согласно прогнозам, вырастет до 30% [17].

По состоянию на 1 апреля 2019 года механизированный фонд ООО «РН-Юганскнефтегаз» на 22 % состоял из скважин, осложненных АСПО (рисунок 6). По численности это вторая группа скважин осложненного фонда после осложненных солеотложениями. На третьем месте – фонд с засорением механическими примесями, в том числе осложненный эрозией, который составляет 15 % от действующего фонда.

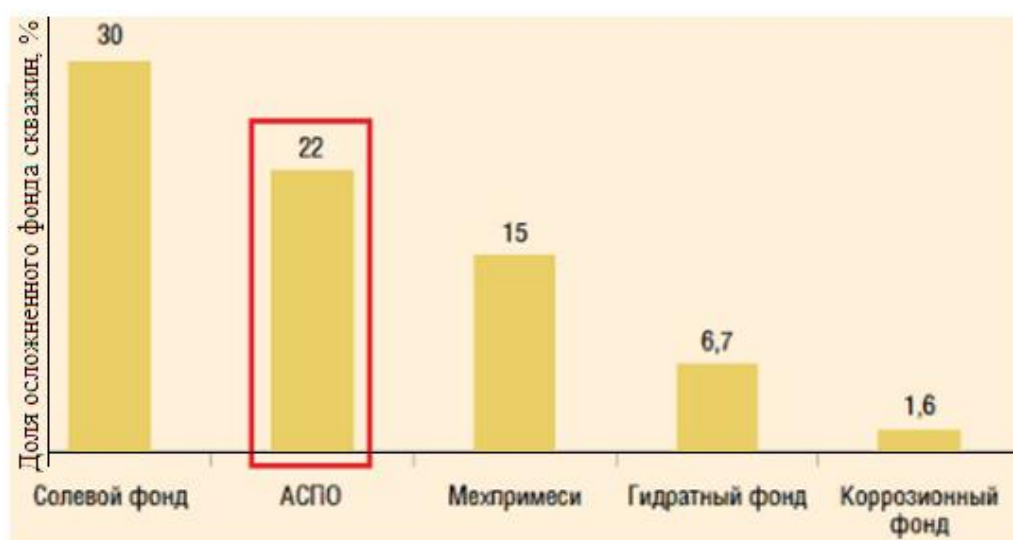


Рисунок 6 – Осложненный фонд скважин ООО «РН-Юганскнефтегаз» [17]

В ряде скважин компании одновременно встречаются два или более осложняющих фактора. В таких случаях для исключения преждевременных отказов оборудования организована защита от каждого из осложнений.

В 2017 году фонд АСПО при плановом показателе 1553 скважины вырос до 1817 (17%), а в 2018 году – еще на 35%, что было вызвано ВНС из бурения в зонах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами и перспективной работы малопроизводительного оборудования.

С учетом динамики геолого-технических условий ВНС интенсивный рост фонда, осложненного АСПО, будет происходить и в дальнейшем: согласно прогнозам, к 2023 году данный фонд составит 30 % от действующего и превысит число скважин, осложненных солеотложениями (рисунок 7).

В настоящее время для защиты скважин ООО «РН-Юганскнефтегаз» от АСПО в промышленных масштабах применяется только одна технология – обработка механическими скребками внутренней полости НКТ.

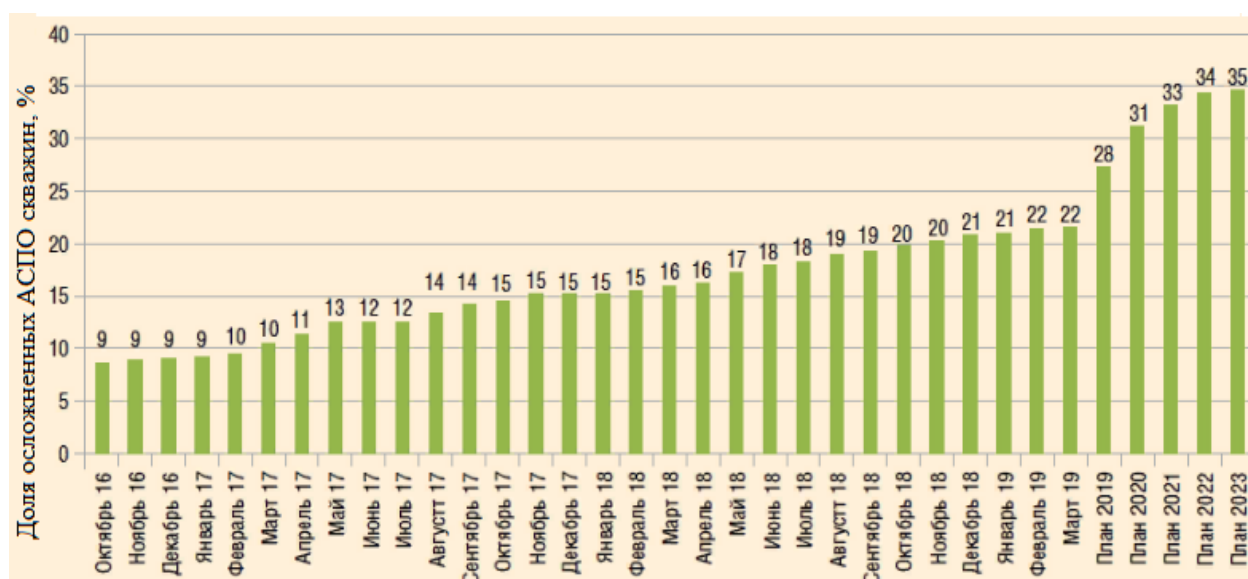


Рисунок 7 – Изменение доли скважин ООО «РН-Юганскнефтегаз», осложненных АСПО [17]

Наибольшая доля фонда, осложненного АСПО, приходится на Приобское и Приразломное месторождения (рис. 8), скважины обводненностью до 20%, дебитом жидкости до 50 м<sup>3</sup>/сут.

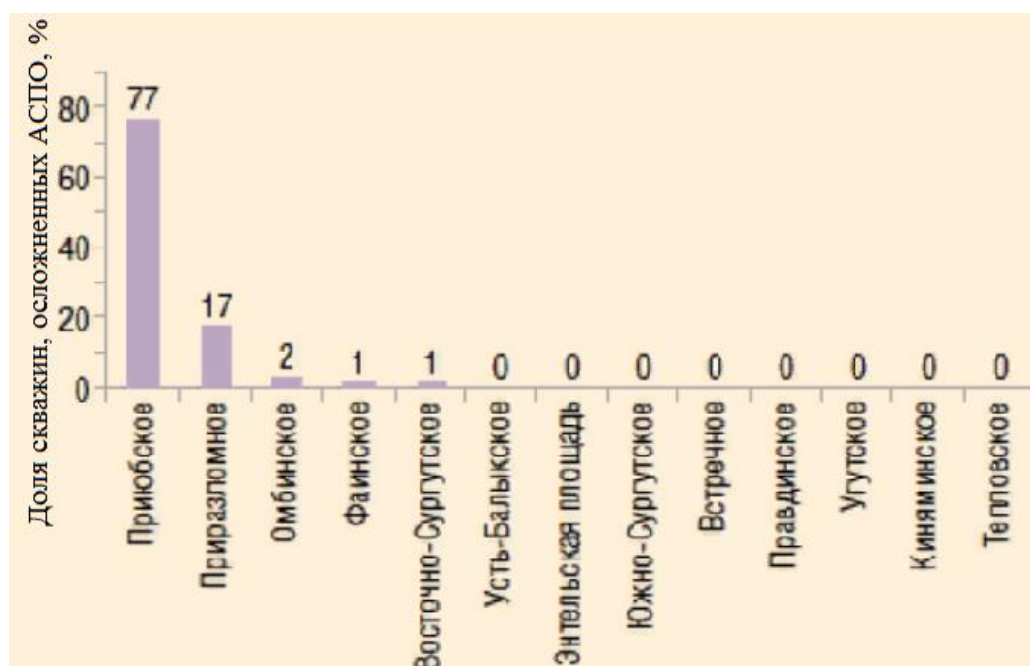


Рисунок 8 – Структура фонда скважин, осложненных АСПО [17]

Приобское нефтяное месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской равнины. В административном отношении месторождение находится в Ханты-Мансийском автономном округе Тюменской области (рисунок 9).

В районе выполняется промышленная эксплуатация открытых ранее месторождений. Все они расположены восточнее Приобского нефтяного месторождения. Наиболее значимыми из них являются Приразломное месторождение, Правдинское – в 84 км юго-восточнее, Салымское – в 60 км юго-восточнее.



Рисунок 9 – Приобское нефтяное месторождение

## 2.1 Исследование состава отложений на Приобском месторождении

Для процесса добычи нефти на Приобском месторождении характерны такие осложнения, как формирование отложений неорганических солей и асфальтосмолопарафиновых веществ на внутренней поверхности НКТ и во внутрискважинном оборудовании (рисунок 10).

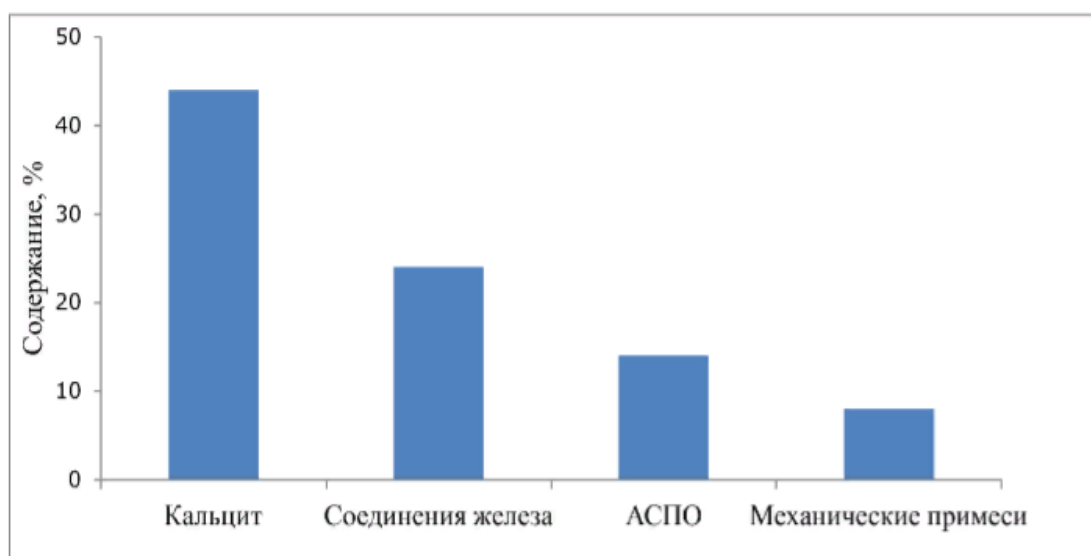


Рисунок 10 – Состав отложений [18]

Состав отложений в скважинах Приобского месторождения представлен в таблицах 4 и 5.

Таблица 4 – Состав отложений [18]

Скважина	Органическая часть, %	Неорганическая часть, %
Скв. 1	11	89
Скв. 2	29	71
Скв. 3	3	97
Скв. 4	98,2	1,8
Скв. 5	98	2
Скв. 6	97	3
Скв. 7	3	97
Скв. 8	97,4	2,6
Скв. 9	5	95
Скв. 10	42	58
Скв. 11	43	57
Скв. 12	97	3
Скв. 13	96	4



Таблица 5 – Состав органической части отложений [18]

Скважина	Асфальтены, %	Смолы, %	Парафины, %	Нефть, %
Скв. 1	<u>45</u>	21	9	25
Скв. 2	<u>59</u>	18	12	11
Скв. 3	<u>56</u>	16	8	20
Скв. 4	<u>40</u>	22	9	29
Скв. 5	<u>60</u>	12	7	21
Скв. 6	<u>54</u>	14	8	24

В зависимости от преобладания в содержании АСПО того или иного компонента данные отложения разделены на несколько классов [19]:

- асфальтовый –  $P/(A+C) < 1$ ;
- парафиновый –  $P/(A+C) > 1$ ;
- смешанный –  $P/(A+C) \sim 1$ ,

где П, А и С - содержание (% масс.) парафинов, смол и асфальтенов, соответственно.

Согласно приведенным данным, в составе органических отложений преобладает содержание асфальтенов (до 60 %), что позволяет классифицировать их как асфальтовый тип отложений.

Таким образом, можно сделать вывод, что причиной уменьшения производительности скважины является выпадение асфальтенов.

## **2.2 Применяемая технология борьбы с отложениями на Приобском месторождении**

Механическое удаление сформировавшихся отложений является основной применяемой технологией борьбы с АСПО в скважинах Приобского месторождения. Ежемесячно на осложненном АСПО фонде скважин компании проводится в среднем 3200 очисток.

Частота проведения работ по очистке скважин от отложений существенно зависит от их обводненности и дебита. Эта зависимость выявлена в следующих значениях:

- при увеличении дебита после достижения определенного значения происходит снижение интенсивности образования отложений; так, в скважинах с дебитами до 10, от 10 до 20 и от 20 до 30 м<sup>3</sup>/сут частота скребкования наибольшая и в среднем составляет 5,9; 5,5 и 6,2 очисток/месяц, соответственно. Затем с увеличением дебита скважин частота очисток постепенно снижается до 4,5 очисток/месяц;

- с ростом обводненности добываемой продукции частота скребкования убывает. Таким образом, рост значения обводненности снижает интенсивность выпадения АСПО.

Однако при определенных значениях обводненности возможно образование стойких эмульсий, что, в свою очередь, способствует интенсивному накоплению отложений.

Применяемая технология не обеспечивает необходимой эффективности удаления отложений и связана с такими негативными последствиями, как вероятность застревания, обрыва, скручивания проволоки скребка. Данные обстоятельства приводят к вынужденной длительной остановке скважины в целях проведения аварийных и ремонтных работ.

Таким образом, для обеспечения нормальной работы скважин необходимо проведение теоретических и экспериментальных исследований для подбора оптимального метода борьбы с АСПО на Приобском месторождении, который может обеспечить высокую технологическую и экономическую эффективность.

## **ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ**

Проблема формирования отложений является одной из основных для осложненного фонда скважин Приобского месторождения. По прогнозам доля осложненных отложениями АСПВ скважин будет только расти. Это говорит о том, что применяемая технология борьбы с отложениями, а именно механическое скребкование скважин, не позволяет с достаточной эффективностью решить поставленную задачу.

В данной главе в результате исследования состава отложений была определена их классификационная принадлежность к асфальтеновому типу.

С целью повышения эффективности удаления отложений с внутрискважинного оборудования в настоящей работе рекомендуется применение химической технологии, показавшей хорошие результаты на месторождениях Крайнего Севера.

На данном этапе исследования встает вопрос о подборе необходимого оборудования, подходящего для выбранных условий химического реагента, а также прогнозирования данных, необходимых для эффективного применения рекомендованной технологии, а именно глубины начала формирования АСПО.

## ГЛАВА 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

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

#### Анализ конкурентных технических решений

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

Для сравнения были взяты следующие методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями:

1. механический с применением различного вида очистных устройств;
2. химический с введением в поток перекачиваемой нефти химических реагентов;
3. термический с использованием различных теплоносителей.

Произведем детальный анализ конкурирующих разработок с помощью оценочной карты (табл. 10).

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot \text{Б}_i \quad (37)$$

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки;

$B_i$  - вес показателя (в долях единиц);

$\text{Б}_i$  - балл  $i$ -го показателя.

Таблица 10 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>1</sub>	Б <sub>2</sub>	Б <sub>3</sub>	К <sub>1</sub>	К <sub>2</sub>	К <sub>3</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии ресурсоэффективности</b>							
1. Эффективность борьбы с отложениями	0,15	2	4	2	0,30	0,60	0,30
2. Удобство в эксплуатации	0,05	5	3	4	0,25	0,15	0,20
3. Уровень шума	0,02	5	5	5	0,10	0,10	0,10
4. Простота внедрения	0,03	5	3	2	0,15	0,09	0,06
6. Простота эксплуатации	0,02	3	3	4	0,06	0,06	0,08
7. Надежность	0,12	2	4	3	0,24	0,48	0,36
8. Безопасность	0,12	4	3	3	0,48	0,36	0,36
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Конкурентоспособность продукта	0,05	3	4	3	0,15	0,20	0,15
2. Стоимость внедрения	0,12	4	3	2	0,48	0,36	0,24
3. Послепродажное обслуживание	0,05	3	5	4	0,15	0,25	0,20
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,12	4	4	3	0,48	0,48	0,36
5. Финансирование научной разработки	0,05	4	4	2	0,20	0,20	0,10
6. Срок выхода на рынок	0,05	4	4	3	0,20	0,20	0,15
7. Наличие сертификации разработки	0,05	5	5	3	0,25	0,25	0,15
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>53</b>	<b>54</b>	<b>43</b>	<b>3,49</b>	<b>3,78</b>	<b>2,78</b>

По данным результатов анализа можно сделать вывод, что химическая технология борьбы с АСПО обладает конкурентными преимуществами по сравнению с остальными методами.

### **Технология QuaD**

Технология QuaD (Quality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество предложенного технического решения и его перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект.

С целью упрощения процедуры проведения QuaD произведем оценку в табличной форме (табл. 11).

Таблица 11 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
<b>Показатели оценки качества разработки</b>					
1. Энергоэффективность	0,05	90	100	0,90	0,045
2. Помехоустойчивость	0,03	90	100	0,90	0,027
3. Надежность	0,12	95	100	0,95	0,114
4. Унифицированность	0,03	60	100	0,60	0,018
5. Уровень материалоемкости разработки	0,03	75	100	0,75	0,0225
6. Уровень шума	0,02	85	100	0,85	0,017
7. Безопасность	0,12	90	100	0,90	0,108
8. Потребность в ресурсах памяти	0,04	55	100	0,55	0,022
9. Функциональная мощность	0,03	65	100	0,65	0,0195
10. Простота эксплуатации	0,02	90	100	0,90	0,018
11. Качество интеллектуального интерфейса	0,03	85	100	0,85	0,0255
12. Ремонтопригодность	0,10	80	100	0,80	0,080
<b>Показатель оценки коммерческого потенциала разработки</b>					
13. Конкурентоспособность	0,05	90	100	0,90	0,045
14. Уровень проникновения на рынок	0,04	95	100	0,95	0,038
15. Перспективность рынка	0,08	90	100	0,90	0,072
16. Цена	0,05	85	100	0,85	0,0425
17. Послепродажное обслуживание	0,05	90	100	0,90	0,045
18. Финансовая эффективность технического решения	0,06	75	100	0,75	0,045
19. Срок выхода на рынок	0,05	75	100	0,75	0,0375
20. Наличие сертификации разработки	0,05	85	100	0,85	0,0425

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot \beta_i = 88,4 \quad (38)$$

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

$B_i$  - вес показателя (в долях единицы);

$\beta_i$  - средневзвешенное значение  $i$ -го показателя.

Значение  $P_{cp}$  позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. В данном случае значение показателя равное 88,4 свидетельствует о том, что разработка является перспективной.

### SWOT – анализ

SWOT (Strengths - сильные стороны, Weaknesses - слабые стороны, Opportunities - возможности и Threats - угрозы) – это комплексный анализ какого-либо предприятия или дела, в данном случае – научноисследовательской работы. SWOT-анализ применяется для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Данный анализ проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Результаты первого этапа SWOT – анализа приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Матрица SWOT

	<b>Сильные стороны технологического решения:</b> С1. Заявленная высокая эффективность при внедрении технологии в производство; С2. Наличие квалифицированного персонала; С3. Доступность комплектующих при ремонте	<b>Слабые стороны технологического решения:</b> Сл1. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца; Сл2. Изменение качественных характеристик нефти; Сл3. Необходимость экспериментальных исследований
<b>Возможности:</b> В1. Наибольшая эффективность удаления отложений; В2. Уменьшение интенсивности образования отложений; В3. Увеличение межремонтного периода работы скважины; В4. Уменьшение продолжительности очистки.		

Продолжение таблицы 12

<p><b>Угрозы:</b>          У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства;          У2. Ограничение на импорт технологий;          У3. Рост темпов инфляции, налогов и пошлин.</p>		
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--	--

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. В рамках данного этапа была построена интерактивная матрица проекта (табл. 13).

Таблица 13 – Интерактивная матрица проекта

<b>Сильные стороны проекта</b>				
<b>Возможности проекта</b>		С1	С2	С3
	В1	+	+	+
	В2	+	0	-
	В3	+	+	-
	В4	-	+	-
<b>Слабые стороны проекта</b>				
<b>Возможности проекта</b>		Сл1	Сл2	Сл3
	В1	+	0	-
	В2	-	-	+
	В3	-	+	-
	В4	-	0	-
<b>Сильные стороны проекта</b>				
<b>Угрозы проекта</b>		С1	С2	С3
	У1	-	0	+
	У2	-	-	-
	У3	-	-	-



Продолжение таблицы 13

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	+	+	+
	У2	+	+	-
	У3	-	-	-

В рамках третьего этапа составлена итоговая матрица SWOT-анализа (табл. 14).

Таблица 14 – Итоговый SWOT – анализ

	<p><b>Сильные стороны технологического решения:</b>                      С1. Заявленная высокая эффективность при внедрении технологии в производство;                      С2. Наличие квалифицированного персонала;                      С3. Доступность комплектующих при ремонте</p>	<p><b>Слабые стороны технологического решения:</b>                      Сл1. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца;                      Сл2. Изменение качественных характеристик нефти;                      Сл3. Необходимость экспериментальных исследований</p>
<p><b>Возможности:</b>                      В1. Наибольшая эффективность удаления отложений;                      В2. Уменьшение интенсивности образования отложений;                      В3. Увеличение межремонтного периода работы скважины;                      В4. Уменьшение продолжительности очистки.</p>	<p>Главным преимуществом технологии является возможность проведения эффективной очистки колонны НКТ. Увеличение МРП скважины и уменьшение продолжительности работ по очистке НКТ также относятся к достоинствам предлагаемой технологии</p>	<p>Изменение качественной характеристики нефти при введении ингибитора в поток нефти может изменить реологические свойства нефти, что потребует дополнительных затрат на подготовку нефти</p>
<p><b>Угрозы:</b>                      У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства;                      У2. Ограничение на импорт технологии;                      У3. Рост темпов инфляции, налогов и пошлин.</p>	<p>Отсутствие спроса на новые технологии производства</p>	<p>Необходимость длительных опытных испытаний существующих химических реагентов                      Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца</p>

## 4.2 Планирование научно-исследовательских работ

### Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

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

Для выполнения настоящей работы сформирована группа из следующего состава: исследователь и научный руководитель. Распределение исполнителей по видам работ и этапы приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материала по теме	Исследователь
	3	Выбор направления исследования	Руководитель, исследователь
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, исследователь
Выполнение исследования	5	Составление литературного обзора ВКР	Исследователь
	6	Проведение анализа современных технологий борьбы с отложениями	Исследователь
	7	Анализ химического состава и свойств продукции месторождения	Исследователь
	8	Разработка рекомендации по выбору эффективной технологии для исследуемого объекта	Исследователь
	9	Выполнение расчетов	Исследователь
Обработка результатов исследования	10	Оценка эффективности полученных результатов	
Оформление выполненной работы	11	Оформление пояснительной записки	Исследователь
	12	Составление презентации	Исследователь

## Определение трудоемкости выполнения работ

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

$$t_{ожi} = \frac{3t_{минi} + 2t_{маxi}}{5}, \quad (39)$$

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

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

$t_{маxi}$  – 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 и рассчитывается по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}, \quad (40)$$

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

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

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

## Разработка графика проведения научного исследования

Для расчета длительности работ в календарных днях, используется формула:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (41)$$

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

$T_{pi}$  – продолжительность  $i$ -ой работы, раб. дн.;

$k_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (42)$$

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.

При шестидневной рабочей неделе коэффициент календарности будет равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 52 - 15} = 1,22.$$

Результаты расчета сведем в таблицу 16.

Таблица 16 – Временные показатели проведения исследования

Название работы	Трудоемкость работ						Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$		Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$	
	$t_{\min i}$		$t_{\max i}$		$t_{\text{ож } i}$					
	Руководитель	Исследователь	Руководитель	Исследователь	Руководитель	Исследователь	Руководитель	Исследователь	Руководитель	Исследователь
Составление и утверждение технического задания	5		7		6		6			8
Подбор и изучение материала по теме		25		40		34		34		42
Выбор направления исследования	7	7	10	0	9	9	4,5	4,5	6	6
Календарное планирование работ по теме	5	5	7	7	6	6	3	3	4	4
Составление литературного обзора ВКР		50		75		65		65		80

Продолжение таблицы 16

Проведение анализа современных технологий борьбы с отложениями		55		75		67		67		82
Анализ химического состава и свойств продукции месторождения		45		60		57		57		70
Разработка рекомендации по выбору эффективной технологии для исследуемого объекта		25		30		28		28		35
Выполнение расчетов		15		25		21		21		26
Обработка результатов		150		180		168		168		205
Оформление пояснительной записки		5		10		7		7		9
Составление презентации		4		9		6		6		8

На основе таблицы 15 построим календарный план-график (таблица 17).

Таблица 17 – Календарный план-график по проведению работы

Этап исследования	$T_{ki}$	2019				2020												2021						
		Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май		
Разработка технического задания	8																							
Выбор направления исследований	52																							
Выполнение исследования	293																							
Обработка полученных результатов	205																							
Оформление выполненной работы	17																							

### 4.3 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета проекта необходимо учесть все виды расходов, которые связаны с его выполнением. Для формирования бюджета проекта используется следующая группа затрат:

- материальные затраты проекта;
- затраты на специальное оборудование;
- основная заработная плата исполнителей проекта;
- дополнительная заработная плата исполнителей проекта;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

#### Расчет материальных затрат НТИ

Расчет материальных затрат осуществляется по формуле:

$$Z_M = (1 + k_m) \sum_{i=1}^m C_i N_{\text{расх } i}, \quad (43)$$

где  $k_m$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы;

$m$  – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$C_i$  – цена приобретения  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования, руб.;

$N_{\text{расх } i}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м<sup>2</sup> и т.д.).

Таблица 18 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб	Затраты на материалы $Z_M$ , руб
Бумага для принтера формата А4 (500 листов)	шт	1	300	300
Ручка шариковая	шт	5	20	100
Краска для принтера	шт	1	480	480
<b>Итого, руб</b>				880

Материальные затраты составили 880 рублей.

### **Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ**

Данный раздел включает все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (программного обеспечения), необходимого для проведения работ по конкретной теме (таблица 18). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 19 – Затраты на приобретение спецоборудования

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб	Общая стоимость оборудования, руб
Ноутбук	шт	1	22500	22500
Итого, руб				22500

### **Основная заработная плата исполнителей темы**

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

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (44)$$

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

$Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата (12-20 % от  $Z_{осн}$ ).

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M \cdot k_p}{F_d}, \quad (45)$$

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

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

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

$k_p$  – районный коэффициент;

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

Для руководителя работы:



$$Z_{\text{дн}} = \frac{24600 \cdot 11,2 \cdot 1,3}{247} = 1450 \text{ руб.}$$

Для инженера-дипломника:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{5600 \cdot 11,2 \cdot 1,3}{247} = 330 \text{ руб.}$$

Основная заработная плата ( $Z_{\text{осн}}$ ) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (46)$$

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

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

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

Для руководителя:  $Z_{\text{осн}} = 1450 \cdot 7 = 10150$  руб.

Для инженера-дипломника:  $Z_{\text{осн}} = 330 \cdot 78 = 25740$  руб.

Сумма основной заработной платы составляет:

$$Z_{\text{осн}} = 10150 + 25740 = 35890 \text{ руб.}$$

Таблица 20 – Расчет основной заработной платы

Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.			Заработная плата, приходящаяся на один чел.- раб.дн., руб.			Всего заработная плата по тарифу (окладам), руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Руководитель	7	10	12	1450	1450	1450	10150	14500	17400
Инженер	78	103	105	330	330	330	25740	31209	34650
Итого							35890	45709	52050

#### Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат

за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} \cdot k_{\text{доп}}, \quad (47)$$

где  $k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы.

Для руководителя:  $Z_{\text{доп}} = 10150 \cdot 0,12 = 1218$  руб.

Для инженера-дипломника:  $Z_{\text{доп}} = 25740 \cdot 0,12 = 3089$  руб.

Сумма дополнительной заработной платы:

$$Z_{\text{доп}} = 1218 + 3089 = 4307 \text{ руб.}$$

Таблица 21 – Расчет дополнительной заработной платы

№ п/п	Исполнители по категориям	Дополнительная заработная плата, руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Руководитель	1218	1740	2088
2	Инженер	3089	3745	4156
Итого		4307	5485	6244

### Страховые взносы

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательствам Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (48)$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Для руководителя:

$$Z_{\text{внеб}} = 0,271 \cdot (10150 + 1218) = 3081 \text{ руб.}$$

Стипендии студентов не облагаются страховыми выплатами.

Таблица 22 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Руководитель	10150	14500	17400	1218	1740	2088
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30,2 %					
Итого:	3433	4905	5886			

### Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (Z_{\text{м}} + Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{внеб}})k_{\text{нр}}, \quad (49)$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

$$Z_{\text{накл}} = (880 + 22500 + 35890 + 4307 + 3081) \cdot 0,16 = 10666 \text{ руб.}$$

### Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) 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 23 – Бюджет затрат на исследование

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп. 1	Исп.2	Исп.3
1. Материальные затраты НИИ	880	880	880
2. Затраты на специальное оборудование	22500	36400	36400
3. Затраты по основной заработной плате	35890	45709	52050

Продолжение таблицы 23

4. Затраты по дополнительной заработной плате	4307	5485	6244
5. Страховые взносы	3433	4905	5886
6. Накладные расходы	10666	14860	16137
Бюджет затрат НТИ	78324	107735	116993

#### 4.4 Определение экономической эффективности исследования

Технология заключается в подаче ингибитора СНПХ-7941 в интервал до глубины начального формирования АСПО. Рассчитаем экономический эффект внедрения данного метода для условий Приобского месторождения по следующей методике.

Годовые затраты химического состава для предотвращения формирования АСПО определяются по формуле:

$$Z_{\text{хим}} = 365 \cdot q, \quad (50)$$

где  $q$  – суточный расход ингибитора СНПХ-7941, м<sup>3</sup>/сут.

Годовые затраты на обслуживание:

$$Z_{\text{об}} = 12 \cdot Z_{\text{м.об}}, \quad (51)$$

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

Общие годовые затраты на приобретение и обслуживание КСП:

$$Z_{\text{ксп}} = Z_{\text{пр}} + Z_{\text{м}} + Z_{\text{хим}} + Z_{\text{об}}, \quad (52)$$

где  $Z_{\text{пр}}$  – затраты необходимые для приобретения КСП (устьевой дозатор, наземный трубопровод, устройство ввода в устьевую арматуру, капиллярный трубопровод, обратный клапан, распылитель), руб;

$Z_{\text{м}}$  – затраты на монтаж капиллярной системы, руб.

Методика расчета затрат, направленных на ремонт скважины, вышедшей в простой по причине «Отложение твердого осадка», одинакова для случаев: до внедрения КСП и после внедрения КСП.

Рассчитываем среднюю наработку оборудования:

$$\text{МРП} = \frac{365}{N}, \quad (53)$$

где  $N$  – количество ремонтов в год, 1/год.

Затраты связанные с ремонтом скважины бригадой ПРС:

$$Z'_{\text{рем}} = N \cdot H_{\text{рем}} \cdot S_{\text{рем}}, \quad (54)$$

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

$S_{\text{рем}}$  – средняя стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб/час.

Простой скважины во время ремонта за скользящий год:

$$P_{\text{рем}} = N \cdot \left(1 + \frac{H_{\text{рем}}}{24}\right) \quad (55)$$

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

Стоимость годовой потери не добытой нефти из-за простоя:

$$P_{\text{н}} = Q_{\text{н}} \cdot S_{\text{н}} \cdot P_{\text{рем}}, \quad (56)$$

$S_{\text{н}}$  – цена нефти, руб/м<sup>3</sup>;

$Q_{\text{н}}$  – дебит нефти, м<sup>3</sup>/сут.

Общие затраты на ремонт УЭЦН:

$$Z_{\text{уэцн}} = N \cdot S_{\text{р.уэцн}}, \quad (57)$$

$S_{\text{р.уэцн}}$  – усредненная стоимость ремонта насоса.

Общие потери на ремонт скважины:

$$P'_{\text{рем}} = Z'_{\text{рем}} + P_{\text{н}} + Z_{\text{уэцн}}. \quad (58)$$

Подводим итоговую сумму затрат на ремонт скважины до внедрения КСП и после:

$$\sum Z_{\text{до(после)}} = P'_{\text{рем}} + Z_{\text{ксп}}. \quad (59)$$

Вычисляем экономический эффект от внедрения КСП:

$$\mathcal{E} = \sum Z_{\text{до}} - \sum Z_{\text{после}}. \quad (60)$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 24.

Таблица 24 – Результаты расчетов

№	Показатель	Значение до внедрения КСП	Значение после внедрения КСП
1	Дебит по нефти, м <sup>3</sup> /сут	33,4	33,4
2	Количество ремонтов за год, шт	7	1
3	Средняя продолжительность ремонта, часов	48	48
4	Стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб/час;	4500	4500
5	Усредненная стоимость ремонта насоса, руб./ед.	420 000	420 000
6	Отпускная цена на нефть, долл/баррель	69,01	69,01
7	Стоимость доллара по курсу ЦБ, руб	73,46	73,46
8	Затраты на приобретение оборудования КСП, руб.	0	830 000
9	Стоимость ингибитора, руб/т	0	320 000
10	Затраты на монтаж капиллярной системы, руб.	0	94 000
11	Затраты на обслуживание, руб./мес	0	62 500
12	Затраты на приобретение реагента, руб. (из расчета средней дозировки 3 л/сутки)	0	301 344
13	Затраты на обслуживание, руб./год	0	750 000
<b>14</b>	<b>Всего затрат на обслуживания КСП</b>	<b>0</b>	<b>1 975 344</b>
15	Средняя наработка на отказ, сут.	52	365
16	Затраты на ремонт за скользящий год, руб.	1 512 000	216 000
17	Простой скважины во время ремонта, суток/год	21	3
18	Стоимость потерь нефти из-за простоя, руб./сутки	1 064 909	1 064 909
19	Стоимость потерь нефти из-за простоя, руб./год	22 363 079	3 194 726
20	Общие затраты на ремонт насосов руб/год	2 940 000	420 000
21	<b>Всего потерь</b>	<b>26 815 079</b>	<b>3 830 726</b>
22	<b>Итого</b>	<b>26 815 079</b>	<b>2 806 070</b>
23	<b>Экономический эффект</b>	<b>24 009 009</b>	

Таким образом, предупреждение образования АСПО вводом ингибитора в область начала формирования отложений является наиболее выгодным вариантом по сравнению с применяемым на настоящий момент механическим методом. Экономический эффект от применения на Приобском месторождении рекомендованной технологии составил 24 009 009 рублей.

## ГЛАВА 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В процессе эксплуатации нефтяных месторождений возникают различные осложнения, одним из которых является выпадение асфальтосмолопарафиновых отложений на внутрискважинном оборудовании.

Данный процесс приводит к значительному уменьшению проходного сечения насосно-компрессорных труб (НКТ), что в свою очередь является причиной увеличения экономических затрат на добычу нефти.

Для поддержания дебита скважины требуется проведение ряда мер по профилактике отложений парафина на стенках труб, а также по очистке внутренней поверхности НКТ от уже имеющихся отложений.

Тепловой и механический способы депарафинизации не обеспечивают высококачественную очистку оборудования от асфальтосмолопарафиновых отложений. Механические способы иногда неприменимы по технологическим причинам. Наличие оставшихся центров кристаллизации парафина, а также его перекристаллизация после тепловой обработки приводят к быстрому последующему накоплению осадков в трубах и выкидных линиях.

В данном исследовании рассматривается применение химической технологии очистки внутрискважинного оборудования от отложений. Место проведения работ – Приобское месторождение, приуроченное к районам Крайнего Севера.

Рассмотрим вопросы, связанные с социальной ответственностью при производстве работ по химической очистке скважин от отложений асфальтосмолопарафиновых веществ.

Целью настоящего раздела является принятие проектных решений, исключающих несчастные случаи в производстве, и снижение вредных воздействий на окружающую среду.

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

### *5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства*

При проведении работ по очистке скважин от отложений соблюдаются «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» ПБ 08-624-03.

Нормальная продолжительность рабочего времени работников организаций не превышает 40 часов в неделю.

Продолжительность рабочего времени при суммированном учете рабочего времени (в том числе и при вахтовом методе работ) составляет не более 12 часов в сутки при условии, что продолжительность рабочего времени не превышает нормального числа рабочих часов за учетный период.

К работе с блоком дозирования реагентов (БДР) допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинский осмотр, специальный инструктаж о свойствах химических реагентов и соответствующих мерах безопасности при выполнении поручаемых работ.

Все работники, привлекаемые к проведению работ по удалению асфальтосмолопарафиновых отложений, проходят целевой инструктаж по охране труда, знакомятся с приказом по проведению испытаний, целями, задачами и особенностями испытаний, а также с порядком действий и своими обязанностями при возникновении аварийных ситуаций. Весь персонал проходит ознакомление под роспись с инструкцией на проведение испытаний.

Обучение и проверка знаний по вопросам промышленной безопасности рабочих основных профессий осуществляется в порядке, установленном федеральными органами, осуществляющими деятельность по надзору, и действующими нормативными документами эксплуатирующей организации.



Все работники организаций, в том числе их руководители, проходят обучение и проверку знаний в порядке, предусмотренном действующим законодательством в области промышленной безопасности и охраны труда.

Работников на опасных производственных объектах обеспечивают сертифицированными средствами индивидуальной защиты, а также индивидуальными газоанализаторами-сигнализаторами.

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

БДР ограждены колючей проволокой, опломбированы и закрыты на замок. На входных дверях и ограждении должны быть вывешены надписи с пометкой об ответственном за пожарную безопасность.

Перед началом обработки скважин химическими компонентами вокруг ее устья определяется опасная зона и устанавливаются соответствующие знаки на расстоянии 100 м, но в пределах территории скважины.

### **5.2 Производственная безопасность**

Работники при химической очистке труб от отложений могут быть подвержены воздействию различных физических и химических опасных и вредных производственных факторов.

Работа комплекса по закачке химиката в затрубное пространство производится на кустовой площадке на открытом воздухе непрерывно в автоматическом режиме. Используемым оборудованием является установка блока подачи реагента (УБПР), которая состоит из емкости с реагентом, насоса с дозирующим клапаном, а также фонтанная арматура (скважина).

Обязанности оператора заключаются в ежедневном посещении территории куста и контроле автоматических систем, регулировании

объема подаваемого химиката в зависимости от дебита и заправке емкостей ингибитором.

Оператор перед тем, как приступить к работам обучается приемам и способам оказания первой доврачебной помощи пострадавшим при несчастном случае.

Перечень вредных и опасных производственных факторов, которые могут возникнуть при производстве работ по очистке внутренней полости НКТ, представлен в таблице 25.

Таблица 25 – Возможные опасные и вредные производственные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Установка и монтаж УБПР	Прокладка и спуск трубопрово да	Закачка реагента	
1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 [37]
2. Превышение уровня шума;		+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 [38]
3. Недостаточная освещенность рабочей зоны;	+	+	+	СНиП 23-05-95* [39]
4. Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны;		+	+	ГОСТ 12.1.005-88 [40]
5. Повреждения в результате контакта с насекомыми;	+	+	+	ГОСТ 12.1.008-76 [41]
6. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов;	+	+	+	ГОСТ 12.2.061-81 [42]
7. Поражение электрическим током	+		+	ГОСТ 12.1.038-82 [43]

### 5.2.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов

Рассмотрим опасные и вредные производственные факторы, которые могут возникнуть при производстве работ по очистке внутренней полости насосно-компрессорных труб от асфальтосмолопарафиновых отложений закачкой химического реагента.

#### 1. Микроклимат

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе может возникнуть при неблагоприятных метеорологических условиях. Данный производственный фактор является вредным и может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего и изменению функций систем и органов, принимающих участие в терморегуляции, что, в свою очередь, обуславливает возникновение ряда заболеваний.

Нормирование показателей на открытом воздухе **не производится**, однако для минимизации воздействия фактора проводятся конкретные мероприятия.

Работающие на открытой территории в холодный период года обеспечиваются комплектом СИЗ от холода, который имеет теплоизоляцию, соответствующую определенным величинам для различных климатических регионов (поясов).

Выдаваемая специальная одежда, специальная обувь и другие СИЗ соответствуют характеру и условиям работы, обеспечивают безопасность труда, иметь сертификат соответствия или декларацию.

В жаркий период года использование специальной защитной одежды регламентируется соответствующими правилами. При ее применении согласно Приложению 1 к СанПиН 2.2.3.1384-03 температура воздуха снижается из расчета 1 градус по Цельсию на каждые 10% поверхности тела, исключенной из теплообмена. Защитная одежда при этом обладать такими свойствами, как воздухо- и влагонепроницаемость, а также обеспечивает защиту от теплового (инфракрасного) излучения.

## *2. Превышение уровня шума*

Источниками шума в рабочей зоне могут быть являются неоднородности потоков жидкости в скважине и пласте, возникающие из-за турбулизации потока жидкости при взаимодействии с поверхностью твердого тела или препятствиями, а также при фильтрационном режиме течения жидкости, само оборудование для подачи реагента, а также установка электроцентробежного насоса.

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

Внезапные шумы высокой интенсивности могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБА.

Для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты.

### *3. Недостаточная освещенность рабочей зоны.*

Согласно ГОСТ 12.0.003- 2015 недостаточная освещенность рабочей зоны является вредным производственным фактором, который может вызвать ослепленность или привести к быстрому утомлению и снижению работоспособности.

Свет влияет на физиологическое состояние человека, правильно организованное освещение стимулирует протекание процессов высшей нервной деятельности и повышает работоспособность. При недостаточном освещении человек работает менее продуктивно, быстро устает, растет вероятность ошибочных действий, что может привести к травматизму.

Закачивание компонентов реагента производится блоком дозирования реагента только в дневное время и отвечающими требованиям стандартов и санитарных норм, предназначенных для работы с химическими, агрессивными огне- и взрывоопасными жидкостями

### *4. Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.*

Производство работ сопровождается загазованностью рабочей зоны, источником данного фактора являются пары нефти и химического реагента, применяемого для удаления отложений с внутрискважинного оборудования.

Токсичность нефти и нефтепродуктов проявляется при вдыхании их паров. Пары оказывают отравляющее действие на организм человека.

Предельно допустимая концентрация паров нефти, в воздухе рабочей зоны составляет 10 мг/м<sup>3</sup>.

При работе, когда концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников обеспечивают изолирующими и фильтрующими противогазами.

#### *5. Повреждения в результате контакта с насекомыми.*

Так как работы производятся на открытом воздухе, данный фактор может оказывать воздействие на человека.

Повреждения в результате контакта с насекомыми и животными могут представлять реальную угрозу здоровью человека. Профилактика клещевого энцефалита имеет особое значение в условиях работы вне помещений

Для предотвращения укусов клещей все работники обеспечиваются энцефалитными костюмами, индивидуальными медицинскими пакетами и средствами защиты (специальные мази, кремы, лосьоны, репелленты, спреи).

#### *6. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов.*

Работы на открытом воздухе в условиях Крайнего Севера сопровождаются в зависимости от времени года понижением поверхности оборудования.

Длительный контакт с поверхностью такого оборудования может служить причиной сосудистых заболеваний, особенно пальцев рук.

Нормирование температуры поверхности оборудования в зависимости от типа материала происходит только для повышенных температур.

Для защиты от воздействия пониженных температур поверхности используются средства индивидуальной защиты.

#### *7. Поражение электрическим током*

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода.

Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний.

Значение напряжения в электрической цепи должно быть не более 50 мА согласно ГОСТ 12.1.038-82.

Для защиты от поражения электрическим током персоналом используются следующие средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки.

#### *5.2.2. Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя*

##### *1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.*

При выполнении работ в неблагоприятных микроклиматических условиях, например на открытом воздухе в морозную погоду, кроме выдачи соответствующей одежды и обуви работу организывают так, чтобы была возможность периодического обогрева рабочих. Для этого предусмотрены стационарные или передвижные помещения для отдыха и обогрева, температура воздуха в которых поддерживается на уровне 21-25°C.

Работники проходят обучение мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи.

Для профилактики перегрева организма предусмотрена организация рационального режима работы. При температуре наружного воздуха 35 °С и выше продолжительность периодов непрерывной работы составляет 15 - 20 минут с последующей продолжительностью отдыха не менее 10 – 12 минут в охлаждаемых помещениях.

Для защиты от прямого воздействия солнца в зоне проведения работ используются каркасно-тентовые сооружения, навесы, шалаши. Рабочие обеспечиваются средствами индивидуальной защиты: одеждой из плотных сортов ткани, головной убор, плащ водозащитный, костюм водоотталкивающий, сапоги (ботинки), перчатки.

### *2. Превышение уровня шума*

Средства индивидуальной защиты включают в себя противошумные вкладыши (беруши), наушники, шлемы и каски, специальные костюмы.

Коллективные средства защиты включают борьбу с шумом в самом источнике и борьбу с шумом на пути распространения. К ним относятся такие методы защиты от шума, как совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования; использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи), средств звукопоглощения.

### *3. Недостаточная освещенность рабочей зоны.*

Рабочее освещение предусматривается для всех площадок и участков, где работы выполняются в ночное время и сумеречное время суток, и осуществляется установками общего освещения (равномерного или локализованного) и комбинированного (к общему добавляется местное).

Наружное освещение имеет управление, независимое от управления освещением внутри зданий.

Для общего равномерного освещения площадок следует применять прожекторы и светильники наружного освещения.

Светильники общего локализованного освещения устанавливают на здании, конструкции и мачты общего равномерного освещения. Установка осветительных устройств на сгораемых кровлях (покрытиях) зданий запрещается.

Общее равномерное освещение применяется, если нормируемое значение освещенности не превышает 10 лк. В остальных случаях и в дополнении к общему равномерному должно предусматриваться общее локализованное освещение или местное освещение.

При установке оборудования, деталей и материалов грузоподъемными кранами на площадке средняя освещенность устанавливается в 50 лк.

#### *4. Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.*

Блоки БПР перед вводом в эксплуатацию оборудуются предприятием-изготовителем сигнализаторами взрывоопасных концентраций газовой смеси (паров), которые формируют (выдают) предупреждающие и аварийный сигналы. При этом система блокировок и сигнализации в случае формирования предупреждающего сигнала включает вентилятор, а в случае формирования аварийного сигнала – отключает электропитание насоса – дозатора, а для БПР и нагрев бака, если он был включен.

Перед проведением работ производится контроль воздушной среды. Контроль выполняется различными видами газоанализаторов.

Рабочий обеспечивается средствами индивидуальной защиты, в том числе и сигнализатором.

Продолжительность непрерывной работы в противогазе не более 15 минут, после чего работник отдыхает на свежем воздухе не менее 15 минут.

При изменении направления ветра месторасположение конца выхлопного шланга (трубы) передвигают и далее жестко закрепляют, исключив попадание искр на агрегаты.



### *5. Повреждения в результате контакта с насекомыми*

В районах, где имеются кровососущие насекомых и клещи, работников обеспечивают антимоскитными и противоэнцефалитными костюмами. Также применяют репеллентные средства. Репелленты – химические вещества, обладающие свойством отпугивать живые организмы.

Репеллентные средства относятся к дезинсекционным средствам, предназначенным для отпугивания вредных животных от тела человека. В качестве репеллентных средств используются вещества, зарегистрированные в Российской Федерации для этих целей.

*б. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов.*

Работы производятся только тем персоналом, которые находятся в списке наряда – допуска с личной подписью работника.

Средства защиты от пониженных или повышенных температур поверхностей оборудования, материалов и заготовок: оградительные устройства; устройства автоматического контроля и сигнализации; термоизолирующие устройства; устройства дистанционного управления.

### *Поражение электрическим током*

Для предупреждения возможности случайного проникновения и тем более прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подвергаются неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки.

Предусматриваются: применение малых напряжений (12–42 В), защитное заземление (4 Ом), устройство защитного отключения.

## **5.3 Экологическая безопасность**

### *5.3.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду*

Компоненты химического реагента по взрывоопасности и пожароопасности относятся к категории нефтепродуктов первой группы, поэтому не допускается попадание реагента в грунт, поверхностные и грунтовые воды.

Концентрация химического вещества в воздухе в зоне влияния химреагента не должна превышать 0,3 ПДК<sub>р.з.</sub> сырой нефти в воздухе рабочей зоны (ПДК<sub>р.з.</sub> составляет 10 мг/м<sup>3</sup>).

По мере накопления отходы передаются специализированным предприятиям и на действующие полигоны захоронения.

### *5.3.2. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды*

С целью предотвращения негативного воздействия на атмосферу в месте производства работ постоянно производится анализ газовоздушной среды специальными приборами газоанализаторами.

Перевозка реагента-удалителя на скважину для последующего закачивания в ее затрубное пространство скважины или задавливания в пласт осуществляется только бензовозами, оборудованными предохранительными клапанами, срабатывающими при избыточном давлении 0,07 МПа, а также средствами защиты от статического электричества

Места проведения работ оснащены автоматическими системами контроля за загрязнением атмосферного воздуха, стационарные источники выброса вредных веществ в воздух оснащены приборами контроля.

В случае попадания нефтесодержащей жидкости на грунт, либо повышенной концентрации токсичных и вредных веществ в атмосфере, персонал проводит работы по обнаружению источника выбросов и его ликвидации.

Для предотвращения загрязнения почвы и растительности предусматривается устройство бетонных площадок с бордюрным ограждением и приямками у технологического оборудования для сбора нефтесодержащей жидкости.

При выдерживании заданных норм технологического режима и содержании в исправном состоянии технологического оборудования, трубопроводов, запирающих и регулирующих устройств, предохранительных устройств загрязнение поверхностных и подземных вод, атмосферы будет минимальным.

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

##### *5.4.1. Анализ вероятных ЧС*

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации: взрывы газовых баллонов или взрывоопасных смесей при проведении работ в газоопасной зоне, взрыв дренажной емкости на промышленном объекте или на кусте скважин.

На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод, территория куста окружена густым лесом.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью центрального отопления. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

Для исключения возникновения аварий на объекте проводится ежедневный осмотр оборудования и агрегатов. При обнаружении на месте производства работ загазованности воздушной среды выше ПДК, работники сообщают мастеру или начальнику цеха о случившемся, далее принимают меры по устранению загазованности, действуют согласно плану ликвидации аварий.

Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он даёт указания о переходе на нормальный режим работы.

#### *5.4.2. Мероприятия по предотвращению возможных ЧС*

Так как при проведении работ по химической очистке насосно-компрессорных труб используются горючие химические реагенты, наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией является пожар. Возможными причинами возникновения пожара являются: короткое замыкание; протечки реагента, нефти и газа; аварийно высокое давление в системах; несоблюдение правил техники безопасности. Поэтому проектом предусматривается проводить следующие противопожарные мероприятия.

- прекращаются все работы, связанные с закачиванием бензина в скважину и останавливается двигатель насосной установки;
- закрывается задвижка на затрубное пространство скважины;
- снижается давление в трубопроводах;
- отсоединяется нагнетательный трубопровод от затрубного пространства скважины;
- работники приступают к тушению очагов горения, имеющимися в наличии средствами пожаротушения (распыленной водой, пеной, углекислым газом, составом СЖБ, перегретым паром, кошмой, песком).

Для тушения очага возгорания внутри установки используется порошковый огнетушитель, песок, кошма, с позиции более 2-х метров от очага - углекислотный огнетушитель. При пожаре обесточенной установки используют порошковые составы, тонко распыленную воду, химические пены.

В случае воспламенения одежды работники гасят пламя, прекратив доступ воздуха, набросив на пострадавшего плотную одежду (одеяло, пиджак, плащ и т.д.) и прижав к телу, а затем обливают пострадавшего водой. Пострадавшего необходимо немедленно отправить в больницу.

## **ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ**

При проведении работ по очистке внутрискважинного оборудования необходимо соблюдать требования и правила безопасности с целью минимизации влияния или предотвращения воздействия на работающего указанных в данной главе опасных и вредных производственных факторов.

Для решения проблемы негативного воздействия нефти и химического реагента на основе нефтепродуктов на окружающую среду приведены конкретные мероприятия по обеспечению экологической безопасности.

В настоящей главе также приведены вероятные ЧС при выполнении работ, а также обязательные мероприятия по ликвидации их последствий.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В настоящей магистерской диссертации выполнен аналитический обзор современных технологий борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, который показал, что эффективность того или иного метода определяется условиями эксплуатации месторождения, составом добываемой нефти и отложений.

Определены особенности состава отложений на Приобском месторождении. В отложениях содержание асфальтенов достигает 60 %, что обуславливает тип АСПО – асфальтеновый.

Для скважины Приобского месторождения проведена оценка глубины начала формирования асфальтосмолопарафиновых отложений, значение которой составило 1200 метров, что подтверждает нецелесообразность и неэффективность применения действующих методов борьбы с АСПО.

С учетом проведенного анализа современных технологий, состава отложений и оценки начальной глубины формирования отложений в качестве технологии предотвращения АСПО рекомендовано дозирование ингибитора СНПХ-7941 в интервал ниже рассчитанной глубины.

Практика показывает, что предотвращение формирования отложений наиболее эффективный с точки зрения экономики способ борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями. В данной работе была проведена оценка экономической эффективности рекомендуемой технологии, которая составила 24 009 009 рублей.

Проведенные исследования могут быть использованы при выборе эффективной технологии борьбы с отложениями асфальтосмолопарафиновых веществ в зависимости от условий разработки конкретного месторождения, химического состава и свойств добываемой нефти.

## СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА

1. Усенова А. А. Анализ современного состояния и эффективности методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в условиях крайнего севера // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 Апреля 2020. - Томск: Изд-во ТПУ, 2020 - Т. 2 - С. 149-150.

2. Усенова А. А., Анализ производственных показателей деятельности компании ОАО «ВАРЬЕГАННЕФТЬ» / Усенова А. А. Гайнулина К. Р. , Нурсалиева А. А. // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 Апреля 2020. - Томск: Изд-во ТПУ, 2020 - Т. 2 - С. 591-592



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Непримеров, Н. Н. Экспериментальное исследование некоторых особенностей добычи парафинистой нефти / Н. Н. Непримеров. – Казань: Издательство Казанского университета, 1958.
2. Тронов В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. М.: Недра, 1969. 192 с.
3. Чухарева Н.В. Транспорт скважинной продукции: учебное пособие / Н.В. Чухарева, А.В. Рудаченко, А.Ф. Бархатов, Д.В. Федин. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 357 с.
4. Турбаков М. С. К определению глубины начала образования асфальтеносмолопарафиновых отложений при эксплуатации нефтедобывающих скважин / М. С. Турбаков, А. А. Ерофеев, А. В. Лекомцев. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – №10. – С.62-65
5. Шадрина П.Н. Совершенствование технологий борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на неветпромысловом оборудовании месторождений высоковязких нефтей: дис. кандидата технических наук / П.Н. Шадрина. – Уфа, 2017. – 145 с.
6. Шарифуллин А.В. Особенности состава и строения нефтяных отложений / Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Сулейманов А.Т. // Технологии нефти и газа. 2006 №6. С.19-24.
7. Волкова Г.И., Лоскутова Ю.В., Прозорова И.В., Березина Е.М. Подготовка и транспорт проблемных нефтей (научно-практические аспекты). – Томск : Издательский Дом ТГУ, 2015 – 136 с.
8. Способ разрушения асфальтосмолистых и парафиновых отложений в скважинах, оборудованных штанговыми глубинными насосами: патент RU 2581592С2 заявл.28.05.2013; опубл. 20.04.2016.

9. Шайдаков В.В. Результаты применения магнитной обработки на скважинах, имеющих осложнения по АСПО и эмульсии / В.В. Шайдаков, А.Б. Лаптев, Р.В. Никитин // Проблемы нефти и газа. - Уфа, 2001. с. 121-122.

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

11. Новокшенов Д.Н. Использование нагревательных кабельных линий для снижения асфальтосмолопарафиновых отложений / Д.Н. Новокшенов, Р.В, Т.Н. Иванова // материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.). – Краснодар, 2018. – 226 с

12. Петрова Л.М. Влияние отложения в пласте твердых парафинов на фазовое состояние нефтей в процессе разработки месторождений / Петрова Л.М., Форс Т.Р., Юсупова Т.Н., Мухаметшин Р.З., Романов Г.В. // Нефтехимия. 2005 Т.45. №3. С. 189-195.

13. Иванова Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л.В. Иванова, Е.А. Буров, В.Н Кошелев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». - 2011, №1 с. 268-284

14. Лебедев Н.А. Разработка реагента комплексного действия на основе фенолформальдегидных смол / Н.А. Лебедев, Т.В. Юдина, Р.Р. Сафаров, О.А. Варнавская // Нефтепромысловое дело. - 2002, № 4. с. 34-38

15. Устьевого блока подачи химического реагента в скважину: патент RU 42059U1 заявл. 23.07.2004; опубл. 20.11.2004.

16. Дозатор погружной интеллектуальный: патент RU 115468U1 заявл. 17.05.2011; опубл. 27.04.2012.

17. Саидов У.А. Опытные-промысловые испытания НКТ с внутренним покрытием для защиты от АСПО / У.А. Саидов // Инженерная практика. – 11-12/2019

18. Гумеров Р.Р. Разработка эффективных ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений асфальтенового типа: дис. кандидата технических наук / Р.Р. Гумеров. – Уфа, 2018. – 124 с.

19. Сюзев А.В. Комплексная методика подбора реагентов для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в механизированных нефтедобывающих скважинах / А.В. Сюзев, А.В. Лекомцев, Д.А. Мартюшев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2018. Т. 329. № 1. 15–24 с.

20. Багаутдинов А.Р. Повышение эффективности осложненного фонда скважин // Сборник трудов международной научно-технической конференции (29 марта 2019 г.) Современные технологии в нефтегазовом деле. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – Т. 1. – 466 с.

21. Лоскутова Ю.В. Улучшение структурно-реологических свойств нефти с помощью химических реагентов и вибрационной обработки/ Ю.В. Лоскутова, И.В. Прозорова, Н.В. Юдина // Химия и технология топлив и масел. - 2011. №5. с. 21-23.

22. Новокшенов Д.Н. Использование нагревательных кабельных линий для снижения асфальтосмолопарафиновых отложений / Д.Н. Новокшенов, Р.В. Т.Н. Иванова // материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.). – Краснодар, 2018. – 226 с

23. Альмухаметова Э.М. Борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в условиях Ванкорского газонефтяного месторождения / Э.М. Альмухаметова, Н.Х. Габдрахманов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016, №103, 14-21 с.

24. Литвинец И.В. Влияние ингибирующих присадок на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений нефтяных дисперсных систем: дис. кандидата химических наук / И.В. Литвинец. – Томск, 2015. – 181 с.

25. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти: учебное пособие // Москва, 1989 г., 245 стр.

26. A.N. Mikhailova. Comparative influence's research of the compound of metals carboxylates on the generation and composition of hydrocarbons from Domanic deposits at steam-thermal effect in CO<sub>2</sub> environment // Journal of Petroleum Science and Engineering 186 (2020)
27. Arnab Mandal . Evaluation of synthesized polymeric additives as paraffin inhibitors for wax dissolution in the petroleum reservoir rock // Journal of Petroleum Science and Engineering 177 (2019) 250–260
28. L. V. Petrova. Evaluation of the effect of asphalt resin paraffin deposits on oil well performance/ /Ufa State Petroleum Technological University Materials Science and Engineering 560 (2019)
29. Leo Noll. Treating paraffin deposits in producing oil wells // Research Institute National Institute for Petroleum and Energy Research 1992
30. M. Kharchenko, A. Manhura, S. Manhura, I. Lartseva. Analysis of magnetic treatment of production fluid with high content of ARPD // Mining of Mineral Deposits, 11(2), 28-33. (2017).
31. Multifunctional anti-wax coatings for paraffin control in oil pipelines // Petroleum Science (2019)
32. Novel Surfaces with Applicability for Preventing Wax Deposition: A Review Journal of Dispersion Science and Technology, 30:757–781, 2009
33. Hyun Su Lee. Computational and rheological study of wax deposition and gelation in Subsea pipelines //A dissertation submitted in partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Philosophy (Chemical Engineering) in The University of Michigan 2008
34. ГОСТ 11851-85. Нефть. Метод определения парафина.
35. РД 39-23-954-83. Инструкция по технологии удаления отложений парафина с помощью компонентов бензина.
36. ГОСТ Р 51858—2002 Нефть. общие технические условия
37. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

38. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
39. СНиП 23-05-95\*. Естественное и искусственное освещение
40. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
41. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.
42. ГОСТ 12.2.061-81. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.
43. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов

**Приложение А**  
(справочное)

**Analysis of the current state of control of ARPD**

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Усенова Айжана Аманжоловна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Мищенко М.В.	к.г.-м.н		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Болсуновская Л.М.	к.ф.н		

## **ABSTRACT**

Currently, most of the oil fields of the Russian Federation are in their late stage of development [1]. This stage is accompanied by a number of complications for oil, including those associated with the formation of asphaltene, resin and paraffin deposits (ARPD) in well equipment. These deposits significantly affect the geological, physical and technological conditions of the development of the oil fields. They increase the flow rate of the wells, reduce water cut production and produce organic depositions, such as the ARPD.

The formation of ARPD is one of the most difficult problems in the development and operation of oil fields. The consequences associated with this problem can affect reservoirs up to oil refineries, and the particular complexity of this issue is evident in areas that are difficult to reach, for example, producing wells.

It is scientifically believed that the yield and structural properties of asphaltene deposited from crude oil depend on changes in the thermodynamic conditions of crude oil. Changes in these thermodynamic conditions (temperature, pressure, and composition) lead to the deposition of asphaltenes and other heavy organic substances, which can eventually make it difficult to extract and process crude oil[2].

The choice of the optimal ARPD accumulation control technology depends on many factors as method of oil production, composition and properties of the extracted oil, thermobaric conditions.

## **1 FORMATION OF ASPHALTENE, RESIN AND PARAFFIN DEPOSITS**

The three main types of compounds found in crude oil are listed below:

- Saturated hydrocarbons and paraffins;
- Resins and asphaltenes;
- Aromatic hydrocarbons.

Most researchers call the entire hydrocarbon part of the deposits «paraffins». However, this part of the ASPD is dominated by n-paraffins (methane hydrocarbons, or straight-chain alkanes), and contains naphthenic (cycloalkane) and aromatic hydrocarbons with long alkyl chains in smaller amounts. Paraffins are high-molecular alkanes that can accumulate and form as deposits in the wellbore, in supply lines, and in main pipelines.

These deposits can act as chokes in the wellbore, which is what causes production to decline over time as the thickness of the deposits increases.

Currently, it is generally accepted that asphaltenes are polycyclic aromatic highly condensed structures with short aliphatic chains in the form of dark brown amorphous powders containing nitrogen, sulfur, and oxygen compounds (N, S, and O). The density of asphaltenes is slightly more than one.

Neutral substances include resins isolated with silica gel and chloroform (carbon tetrachloride). Resins are semi-liquid substances of dark brown or black color. Their relative density is from 0.99 to 1.08 g / cm<sup>3</sup>. They are highly soluble in all petroleum products and organic solvents. It is known that the greater their molecular weight, the less they contain oxygen, sulfur and nitrogen.

There are two known stages of ARP formation and deposition. The first stage is the formation of crystals and the growth of paraffin crystals directly on the surface of contact with oil. The second stage is the deposition of larger crystals on a paraffin-coated surface [6].



Under the conditions of temperature, pressure and crude oil composition occurring in an underground reservoir, the paraffin is in solution in the crude. As the oil flows to the surface there is generally a reduction of temperature, pressure, and the amount of dissolved gases contained in the oil. These reductions of temperature and gas breakout are factors causing reduced solubility of the paraffin in the crude. Thus, as the crude containing paraffin rises to the surface and flows to storage tanks at ambient pressure and temperature, the solubility of the paraffin may be exceeded. Deposition tends to begin at the point in the system where the temperature of the system falls below its cloud point, and continues as long as there is a further drop in the solubility of paraffin in the crude. The severity of the deposition as well as the location of the bulk of the deposition will depend on the amount of paraffin originally in the crude, the manner in which temperature and pressure of the crude are reduced, and other properties of the crude and the paraffin [5].

## 2 METHODS OF CONTROLLING THE ARPD

Several techniques have been used to minimize the problems caused by paraffin deposition. Methods for dealing with the ARPD in oil production are divided into two groups (Fig. 1):

- removal of the formed deposits;
- prevention of the formation of the ARPD.

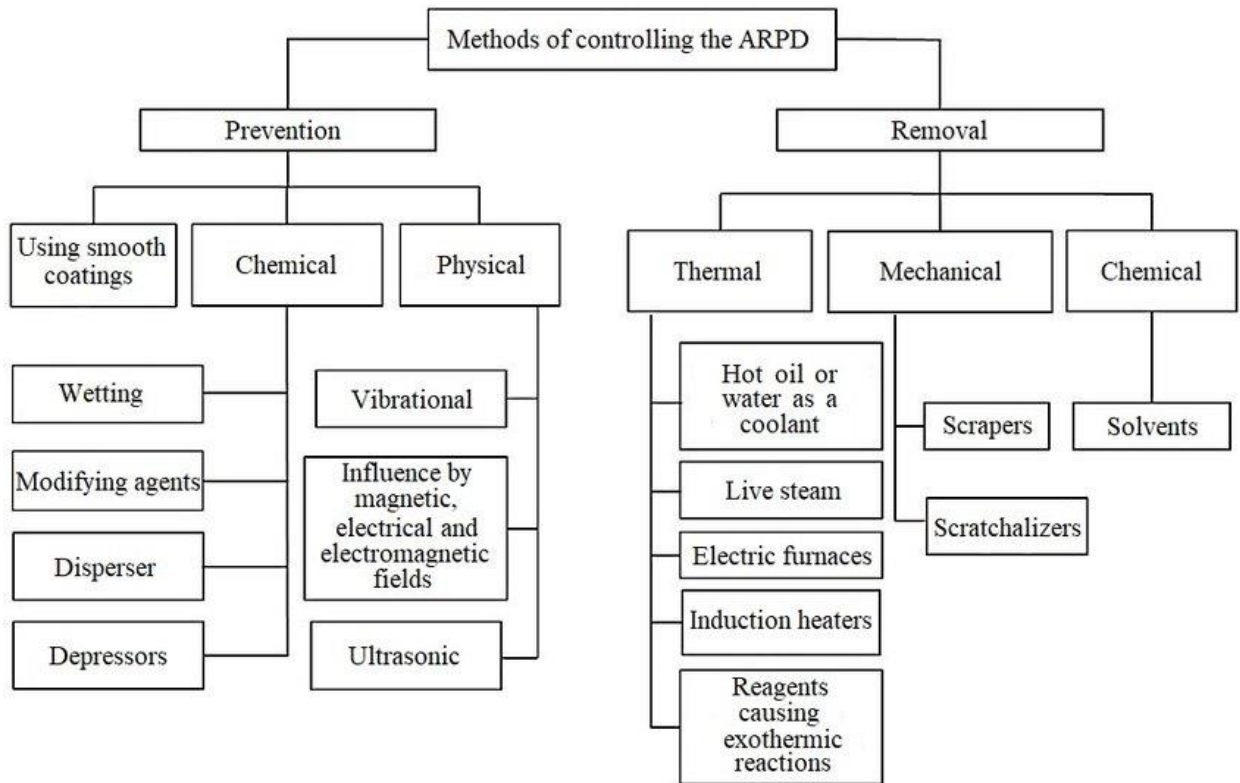


Figure 16 – ARPDs control methods [4]

The formation of deposits during the operation of the field leads to premature failure of elements of the pump design, additional degassing and temperature decrease of the gas-liquid flow. This phenomenon, in addition, is the reason for reducing the size of the flow section of the tubing, which, in turn, leads to a reduction in the productivity of the well. This circumstance leads to significant losses. Therefore, several methods of inhibiting the deposition process have been studied, most of which are widely used for oil wells.

Either when deposition cannot be prevented or when the applied prevention methods do not offer a fully effective solution, removal methods become necessary to avoid reduced production or even complete blockage.

## 2.1 Use of smooth covering

By investigating the mechanisms by which the wax adheres the walls, it is possible to determine which materials make adhesion unfavorable. The use of coating materials prevents the deposited waxes from adhering to boundary surfaces of the pipes. This kind of coating materials is wax-repellent surfaces and, depending on their effectiveness, can significantly reduce the need to use of inhibitors and solvents or the frequency of mechanical removal.

Smooth coatings are methods for reducing or preventing the deposition of asphaltene, resin, and paraffin by covering specific organic or inorganic material on the internal wall of downhole equipment. Compared with mechanical cleaning and chemical methods, the smooth coatings not only have the advantages of wide application or simple preparation but also can maintain a long-term efficient and stable effect. There is no longer a need to regularly clean the tubes or to add deposit inhibitors and solvents. In addition, coatings can also inhibit metal corrosion and play a crucial role in protection [7].

Epoxies, glass and enamels are used for smooth coatings. They are applied on the inside of the tubing where pipes are in direct contact with the fluid. These coatings can reduce the flow resistance by 20-30 % [4].

When using smooth coatings their glossy surface does not exclude the possibility of deposition of paraffins released from oil but due to its low adhesion to hydrophilic polymer materials, the resulting loose sediment will quickly break off and be carried away by the flow of moving oil.

It is known that the adhesion of a material depends on physical properties such as the roughness and free energy of the surface. In general, the low values of the surface free energy correspond to the minimum adsorption forces between the surfaces and the deposited substances.

Some of them prepared a new type of organ gel material (OG) using polydimethylsiloxane (PDMS).

The choice of a particular type of paintwork is determined by the conditions of the operating equipment, the physical and mechanical properties of the materials, as well as the technological properties of the paintwork. Currently, materials based on epoxy, modified epoxy, and phenol-formaldehyde resins have found their application. The thickness of the anticorrosive PPK is 300-600 microns.

Liquid coatings and powder polymers can be used as paint and varnish materials. The big disadvantages when using the first type of paint are the increased complexity of the process of its application, the high probability of damage to the coating [3]. The use of dry powder materials eliminates the disadvantages of liquid coatings. The formation of PPK by powder polymers occurs at high temperatures (180-230 oC), which leads to a significant increase in energy consumption.

The effectiveness of using smooth coatings is determined by the surface roughness value. Table 26 shows the surface roughness values without and with using smooth coatings.

Table 26 – The surface roughness value depending on the type of coating

<b>Surface</b>	<b>The surface roughness value, mkm</b>
New carbon steel	45
Carbon steel after long- term use	90
Smooth coating	4

But all of existing coatings have disadvantages such as fragility. Many types of inner pipe coating materials have previously been tested tested to prevent wax deposition but none have shown successful results [8].

To design wax-preventing coatings, the operational conditions of the borehole should be taken into account. The coating material should not be susceptible to multiphase flow (oil, water, gas, sand), and the flow simulation should take into account the conditions the decrease in the inner diameter due to the increase in the coating surface and the friction coefficient of the material.

In addition, to ensure long-term performance, the coating material should also be anti-corrosive, chemically inert, anti-abrasive and resistant to other deposits namely: waxes, resins, asphaltenes and scales.

## 2.2 Chemical methods

Chemical methods for *preventing* ARPDs include the use of these types of *inhibitors*:

- *dispersants* forming a fine-dispersed system that is combined with the oil being pumped;
- *depressants*, the molecules of which are adsorbed on paraffin molecules, preventing their accumulation;
- *modifiers* which change properties of the reservoir fluid, interact with paraffin molecules and prevent the growth of the size of the paraffin crystal;
- *wetting agents* which form a hydrophilic film on the surface of the metal that prevents the accumulation of paraffin crystals on the walls of the pipe.

Inhibitor protection is characterized by technological efficiency, which largely does not depend on the hydrodynamic and thermodynamic conditions of transport (when the inhibitor is given before the start of paraffin crystallization).

Table 27 shows the main types of inhibitors used in the oil industry.

Table 27 – Main types of inhibitor

Groups of inhibitors	Types of inhibitors
<i>wetting agents</i>	Polyacrylamide; Acidic organic phosphates; Alkali metal silicates; Water solutions of synthetic polymer surfactants;
<i>modifiers</i>	Copolymers of ethylene and esters; A ternary copolymer of ethylene with vinyl acetate and vinylpyrrolidone;
<i>depressants</i>	Ethylene copolymers with vinyl acetate; Polymethacrylates; Paraflo; Alkyl phenol;
<i>dispersants</i>	Metal salts; Silicate-Sul phenolic solutions; Sulfated alkaline lignin.

The use of *hydrocarbon solvents* is one of the most advanced and effective methods for the **removal** of the ARPD in the wells, the choice of which is usually done experimentally and it requires a lot of financial expenses. However, significant disadvantages of the method are the high cost of solvents and economic costs aimed at storing and disposing of used solvents.

Aromatic compounds such as benzene chlorobenzene, ethylbenzene and xylenes are the most effective in removing ARPDs among individual solvents, but their use is limited due to their high fire hazard and toxicity.

The use of complex reagents is optimal. Most of the existing chemical methods are widely used in the oil industry [9].

The solubility of paraffin can be determined as follows:

$$\ln K = -0.133(t_s - t) - 0.0058t_k + 7.4673, \quad (61)$$

where K is the solubility of paraffin, kg/kg;

$t_s$  –melting point of paraffin, °C;

$t_k$  –boiling point of the solvent, °C;

$t$  – solution temperature, °C.

The reagents of complex action have a multifunctional effect. When using these reagents, deposition of asphaltenes, resins and paraffins, corrosion processes and deposits of mineral salts can be prevented at the point where borehole products contact with the surface of pipes and pumps.

There are several ways to dose reagents. The salvo method is uneconomical, since the reagent is removed together with the liquid and used by 20-30%. Given the high cost of chemical reagents, especially imported ones, the widespread use of this method can hardly be considered justified.

When dosing into the annular space, the reagent is deprived of the activity passing through a layer of emulsified oil to the receiving pumps or the pipe driveshoe. In order to achieve the effect, it is necessary to deliberately increase the dose of the reagent, which also reduces the efficiency of the dispenser.

One more factor should be kept in mind: many reagents increase their viscosity when the ambient temperature decreases, and freeze in winter. This makes operations with them more difficult.

Borehole or deep dosing is a method of supplying a chemical directly to the pump suction. For this purpose, several designs of borehole dispensers are used.

### **2.3 Physical methods**

Physical methods of combating ARPD are based on the impact of mechanical and ultrasound vibrations, electric and magnetic drops on the extracted oil.

Vibration methods can be used both to prevent the depositions and to remove them by creating ultrasonic and low-frequency vibrations in the area of deposit formation, which by acting on paraffin crystals cause their micro-displacement, and this prevents the deposition of paraffin on the walls of pipes. Along with the advantages, the method has certain disadvantages associated with the influence of vibration on the strength of threaded tubing connections, which contributes to their destruction

The greatest interest is caused by the technology of prevention of ARP deposition in the oil stream by the action of a magnetic field created by constant magnets that are lowered as part of the tubing layout. The advantages of this technology are cost-effectiveness, environmental friendliness, long-term operation with no operating costs. Laboratory tests have also confirmed the prospects of the technology for processing oil flow with magnetic fields.

Acoustic methods have been studied in the recent decades and their effects are already well researched. Ultrasonic irradiation has shown its effectiveness for stimulating multiphase flow through porous media, although the process of acoustic interaction between liquid and rock still requires further experimental and theoretical studies. Among the mechanisms commonly mentioned for enhancing the oil flow through porous media in the presence of an acoustic field, capillary

effects and other forces arising in motion can also play a key role in prevention wax deposition.

## **2.4 Mechanical methods**

The most antique, straight forward and widely used method for solving problems with wax inside wells is mechanical scraping. It is common to let the paraffin accumulate inside the oil wells up to a certain amount and then remove it using different mechanical devices. In oil wells, as a rule, scrapers and cutters are used to remove paraffin deposits. Mechanical methods involve the removal of already formed deposits of ASPO in the well.

Mechanical methods for removing organic deposits are based on removing deposits from the inner surface of oil-well tubing with special devices (scrapers) throughout the entire interval of deposit formation.

The field of application of mechanical removal is wells with a fountain or mechanized method of oil production. The frequency of cleaning operations is selected experimentally individually for each well.

At the moment, two types of tools have been developed: one that scrapes and removes the deposit from the tubing and second one that cuts the deposit from the tubing and allows the extracted oil to bring it to the surface. Figure 17 shows an example of a schematic ARPD cutter which is used to remove deposits from the internal surface of casing (left) and from the tubing (right) without interfering with the oil production.



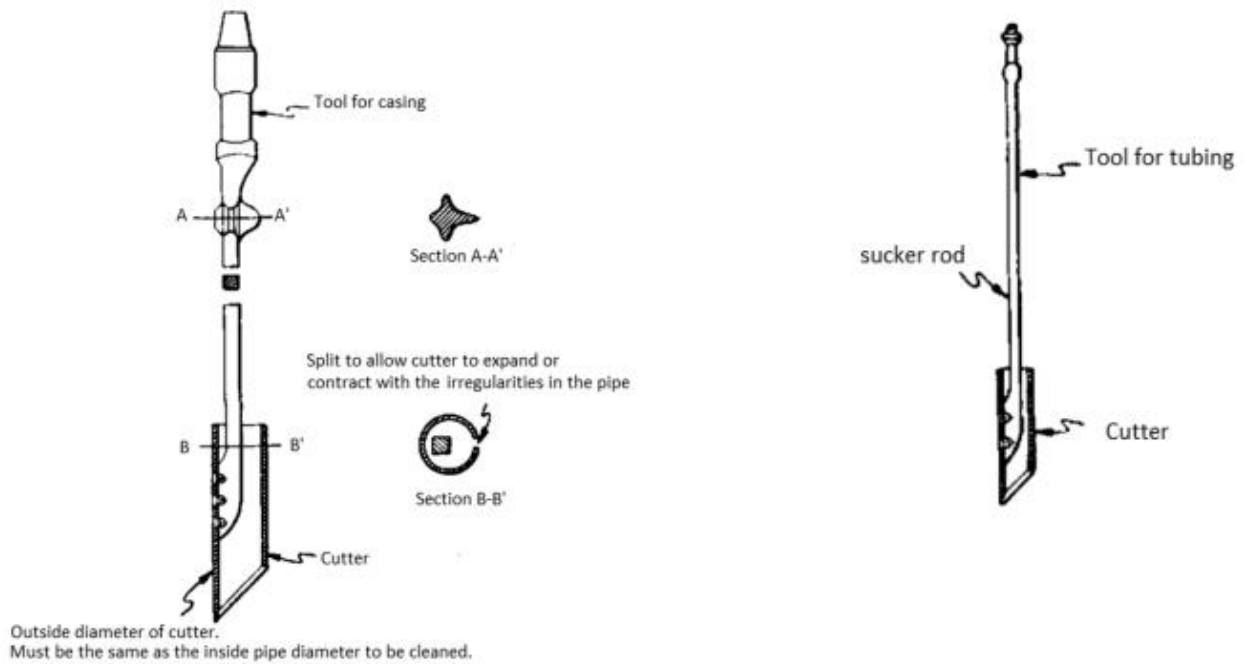


Figure 17 – Example of a wax hook tool

An example of a schematic wax hook used to scrape and remove wax deposits from the casing (left) and from the tubing (right) is shown in the figure 18. During this procedure, the scraper or the cutting tool scratches the tube wall due to the metal-to-metal contact. This roughness contributes to the wax deposition, as it has been proven that paraffin deposits tend to adhere to roughened surfaces rather than polished metal surfaces.

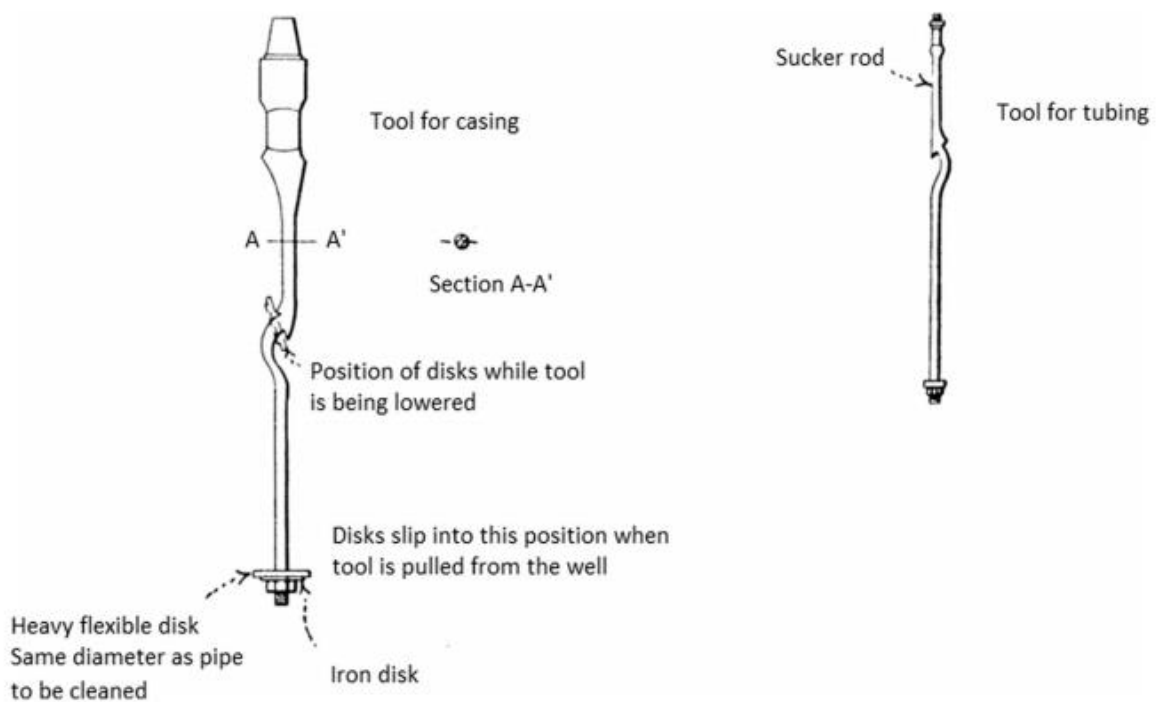


Figure 18 – Example of a wax hook tool

Scrapping physically cuts paraffin without melting it. This procedure includes launching the equipment along the tubing to scrape paraffin deposits from the walls. However, this could lead to the risk of wax plug formation as the scraped wax accumulates. If paraffin deposits are very hard, mechanical removal can be supplemented by a chemical soaking.

## **2.5 Thermal methods**

Technologies for thermal removal of ARPD removing are based on the ability of paraffin to melt when exposed to heat and be carried out by the flow of liquid. Heat sources are as follows: hot oil or water, heated steam, electric or induction heaters. The main objective of this method is to supply heat to production wells for melting and dissolving deposits of paraffin so that it can be applied with the oil to the surface. However, when heating the produced oil, special care should be given to ensure that the temperature of the oil would not rise too much, otherwise, the crude oil may coke and plug the wellbore.

Electric heating is one of the methods of heat treatment, which consists in placing the heat source directly in the impact zone and has the highest efficiency: in this case, it is possible to avoid heat loss. The time of electric heating of the reservoir may last for a day or more. During processing, the electric heater is hung on a cable attached to the mouth in a clamping device, and the lift can be used to lower the heater to other wells. The autotransformer is used to compensate for power losses in the cable.

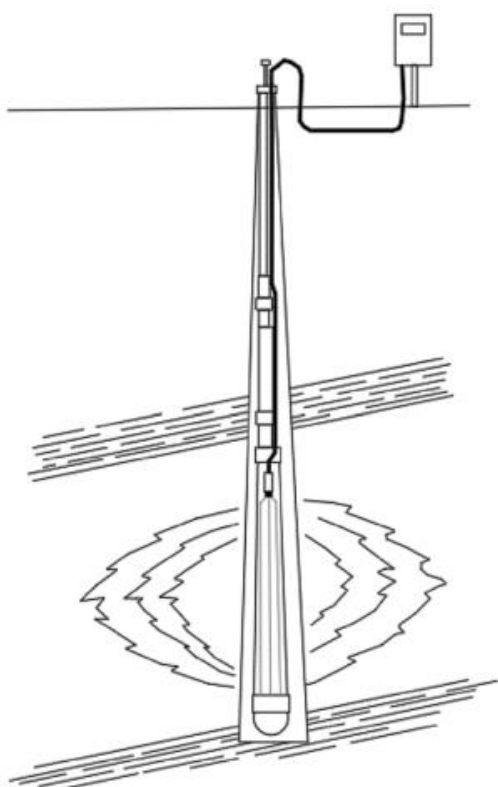


Figure 19 – Schematic representation of a bottom-hole heater

The main factors affecting the efficiency of deposits removal by thermal methods are: the intensity of deposits, the rate of heat loss from the heat carrier to the surrounding rocks, etc.

With a shallow interval of deposition and compliance with the treatment technology thermal methods have high efficiency. As the depth of deposits increases, the efficiency of hot treatments decreases due to intensive heat exchange with the surrounding rocks.

In addition to the use of bottom-hole heaters, other heating methods are used to remove ARP deposits, namely: hot water circulation and hot oil circulation. The first one works as follows: it heats a part of the extracted oil and returns it into the well. During the oil heating process, the lighter components will evaporate and the commercial value of the oil produced during the dewaxing operation will be lower. When hot oil flows between the tubing and the casing, it loses its internal heat to the external surrounding areas.

## CONCLUSIONS

Formation and deposition of ARP are some of the most complex flow assurance issues in the processes of oil production. The associated problems range from reservoirs to refineries, but when producing wells are complicated by ARPD, their effects can be particularly complex because of the inaccessibility

The ARPD formation problem in the oil fields is urgent and requires further improvement of its solution methods.

The following conclusions can be drawn:

1) to achieve the best results, methods for asphalt-resin-paraffin deposit formation prevention can be used;

2) to obtain the maximum result when using complex-effect reagents, it is necessary to follow the change in the technological mode of well operation, in particular, an increase in the water-cut of well products;

3) before installing containers, it is necessary to remove ARPD from oil equipment.

## Приложение Б

Таблица 28 – Современные ингибиторы АСПО, предлагаемые «НИИнефтепрофхим»

Название	Применение	Физико-химические характеристики	Стоимость, руб./тонну
СНПХ-ИП-11	предназначен для предотвращения парафиногидратоотложений в нефтепромысловом оборудовании в процессе добычи нефти. Применяется в качестве ингибитора парафиноотложений для нефтей с высоким содержанием парафинов и смолистых веществ, а также в качестве ингибитора с пониженной температурой застывания	Плотность: 810-890 кг/м <sup>3</sup> , температура застывания: минус 40 – минус 50 °С	410 000
СНПХ-7890	предназначен для предотвращения парафиноотложений в нефтепромысловом оборудовании и трубопроводах при добыче и транспортировке нефти	Плотность: 930-1030 кг/м <sup>3</sup> , температура застывания: минус 40 °С	390 000
СНПХ-7920	предназначен для предотвращения парафиноотложений в нефтепромысловом оборудовании и трубопроводах при добыче и дальнейшей транспортировке нефти.	Плотность: 850-930 кг/м <sup>3</sup> , температура застывания: минус 40 °С	390 000
СНПХ-7920М	предназначен для предотвращения парафиноотложений в нефтепромысловом оборудовании и трубопроводах при добыче и транспортировке нефти	Плотность: 830-915 кг/м <sup>3</sup> , температура застывания: минус 40 °С	350 000
СНПХ-7909	предназначен для предотвращения парафиноотложений в нефтепромысловом оборудовании и трубопроводах при добыче и транспортировке нефти асфальто-смолистого типа	Плотность: 860-940 кг/м <sup>3</sup> , температура застывания: минус 40	350 000
СНПХ-7963	предназначен для предотвращения парафиноотложений в нефтепромысловом оборудовании, трубопроводах при добыче и транспортировке нефти, расщепления нефтяных эмульсий и снижения их вязкости, для снижения коррозионных процессов в связниках и коммуникациях, происходящих в сероводородной среде	Плотность: 870-960 кг/м <sup>3</sup> , температура застывания: минус 40 °С	320 000
СНПХ-7912М	предназначен для предотвращения асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтепромысловом оборудовании при добыче парафинистых, высокосмолистых нефтей.	Температура застывания: минус 40 50 °С	320 000
СНПХ-7941	предназначен для предотвращения асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтепромысловом оборудовании.	Плотность: 850-940 кг/м <sup>3</sup> , температура застывания: минус 40 °С	320 000