

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа природных ресурсов  
Отделение нефтегазового дела  
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
Влияние асфальтосмолопарафиновых отложений на технологию добычи нефти на «Ф» нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.276.72(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Хадкевич Ольга Викторовна		

Руководитель

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа природных ресурсов  
Отделение нефтегазового дела  
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

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

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

В форме:

бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б43Т	Хадкевич Ольге Викторовне

Тема работы:

Влияние асфальтосмолопарафиновых отложений на технологию добычи нефти на «Ф» нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	22.02.2018 г., 1220/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2018 г.
--	---------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Пакет технологической информации по «Ф» месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого–технического отдела, фондовая и периодическая литература.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Основные факторы и механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений, технологии предотвращения и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений, анализ методов применяемых на «Ф» месторождении, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, социальная ответственность.

<b>Перечень графического материала</b>		
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>		
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>	
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Макашева Юлия Сергеевна	
«Социальная ответственность»	Абраменко Никита Сергеевич	

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

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б43Т	Хадкевич Ольга Викторовна		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б43Т	Хадкевич Ольге Викторовне

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело/21.03.01

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Рабочая документация, локальные сметы затрат на проведение ГКЛ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Принять нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Действующая система налогообложения.

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

1. Оценка финансовой составляющей инженерных решений (ИР)	Определить объем и стоимость работ по проведению операции ГКЛ.
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Выявить, эффективность проведение ГКЛ на месторождении.

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б43Т	Хадкевич Ольга Викторовна		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б43Т	Хадкевич Ольге Викторовне

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело/21.03.01

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Объектом исследования ВКР является влияние асфальтосмолопарафиновых отложений на технологию добычи нефти на «Ф» нефтяном месторождении (Томская область)</p>
---	---

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

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты;</li> <li>– (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).</li> </ul> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты).</li> </ul>	<p>1.1. Анализ вредных факторов рабочей зоны:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- повышенный уровень шума и вибрации;</li> <li>- отклонение показателей микроклимата в помещении и на открытом воздухе;</li> <li>- утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.</li> </ul> <p>1.2 Анализ опасных факторов рабочей зоны:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- движущиеся машины и механизмы;</li> <li>- возможность поражения током.</li> </ul>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу</li> </ul>	<p>Рассмотрены основные источники загрязнения окружающей среды, проведен</p>

<p>(выбросы);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>анализ по загрязнению атмосферного воздуха, литосферы, гидросферы и открытых водоемов. Разработаны мероприятия по их устранению. Рекультивационные работы перед сдачей участка землепользователю.</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> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Природного характера (паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы и тд.)</li> <li>– Техногенного характера (разгерметизация трубопроводов; пожары, взрывы и тд.)</li> </ul>
<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>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Профсоюзный общественный контроль за охраной труда осуществляют общественные инспектора и комиссии по охране труда комитетов профсоюзов.</li> <li>– Спецдежда – одно из основных средств индивидуальной защиты, которая выдается работникам согласно отраслевым нормам. При работе с вредными условиями труда работникам выдаются бесплатно по установленным нормам молоко или другие равноценные пищевые продукты.</li> </ul>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Хадкевич Ольга Викторовна		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 92 с., 8 рис., 13 табл., 45 источников.

Ключевые слова: асфальтены, парафины, месторождение, осложнения, асфальтосмолопарафиновые отложения, кристаллизация парафинов, методы борьбы с АСПО.

Объектом исследования являются методы борьбы с асфальтосмолопарафинистыми отложениями на «Ф» нефтяном месторождении.

Цель работы – выбор более эффективного метода борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, как базового для данных промысловых условий.

В процессе исследования были проанализированы причины образования парафиновых отложений и эффективность применения некоторых методов борьбы с АСПО на данном месторождениях.

Область применения: месторождения нефти и газа, имеющие осложнения в виде асфальтосмолопарафиновых отложений.

Экономическая эффективность/значимость работы: применение оптимальных методов борьбы с АСПО позволяет увеличить дебиты нефтяного потока, стабилизировать работу скважин, повысить эффективность производства и увеличить прибыль.

В будущем планируется исследование новых методов борьбы с АСПО, которые долговременно действуют на скважины и промысловые оборудования и не оказывают отрицательное влияние на скважинную продукцию и окружающую среду.

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office 2016, текстовая часть выполнена в Microsoft Word, расчеты и графики в – Microsoft Excel. Презентация создана в Microsoft Power Point.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АСВ – асфальто-смолистые вещества

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

ГО – горячая обработка

ДВА – диаграмма выпадения асфальтенов

МОП – межочистный период

НДС – нефтяные дисперсные системы

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ПАВ – поверхностно-активные вещества

ПУ – парафиновые углеводороды

САК – смолисто-асфальтеновые компоненты

УПС – установка подогрева скважин

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА АСПО.....	12
1.1 Отложения при добыче и транспорте нефти.....	13
1.1.1 Природа и состав асфальтосмолопарафиновых отложений.....	14
1.1.2 Процессы кристаллизации и структура парафиновых отложений....	14
1.1.3 Смолисто-асфальтеновые компоненты нефтяной системы.....	19
2. МЕХАНИЗМ ОБРАЗОВАНИЯ АСПО.....	24
2.1 Факторы, влияющие на отложения асфальтенов и парафинов.....	27
2.2 Факторы, влияющие на интенсивность образования АСПО.....	30
2.3 Отложение парафинов.....	33
3. МЕТОДЫ УДАЛЕНИЯ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ АСПО.....	35
3.1 Стратегии предотвращения образования отложения парафина.....	40
3.2 Борьба с отложениями асфальтенов.....	43
3.3 Термические методы.....	47
3.4 Механические методы.....	48
3.5 Химические методы.....	49
3.5.1. Ингибиторы отложения парафинов и депрессорные присадки.....	53
3.5.2 Методы ввода в действие ингибиторов образования отложения парафинов и депрессорных присадок.....	57
4. АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПРИМЕНЯЕМЫХ НА «Ф» МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	59
4.1 Общие сведения о «Ф» месторождении.....	59
4.2 Физико–химические свойства нефти и газа.....	60
4.3 Технология удаления АСПО скребкованием.....	61
4.4 Промывка скважины горячей нефтью.....	61
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	63
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	73
6.1 Производственная безопасность.....	73
6.2 Экологическая безопасность.....	78
6.3. Безопасность в чрезвычайные ситуации.....	83
6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	86
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	88
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	89

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в России и за рубежом в общем объеме добываемого нефтесодержащего сырья увеличивается доля проблемных нефтяных систем, характеризующихся высоким содержанием парафиновых углеводородов (ПУ) и смолисто-асфальтеновых компонентов (САК). При добыче и транспортировке парафинистых и высокопарафинистых нефтяных систем на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования происходит образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), что приводит к снижению производительности скважин, уменьшению поперечного сечения нефтепроводов, в некоторых случаях до полного прекращения перекачивания.

Существует ряд технологий борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО), причем большинство из них разработаны десятки лет назад и уже не в полном объеме отвечают современным требованиям. Так, применение традиционных технологий механического удаления АСПО не всегда рационально для скважин. Не всегда эффективными и безопасными оказываются и технологии, основанные на горячей промывке скважин и оборудования нефтью или водой с добавлением поверхностно-активных веществ, при этом довольно значительными являются потери нефти.

Актуальность данной работы обусловлена тем, что асфальтосмолопарафиновые отложения и борьба с ними на месторождении является одной из наиболее значимых проблем, наряду с коррозией и солеотложениями.

Объектом исследования является деятельность ООО «ТН» в структуре нефтегазовой отрасли России.

Предмет исследований – методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на «Ф» месторождении (Томская область).

Цель работы – провести анализ методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на примере «Ф» месторождения и выбрать наиболее приемлемый и эффективный.

Новизна работы заключается в том, что на основе комплексного анализа используемых методов дано технологическое и экономическое обоснование выбора метода борьбы с АСПО на рассматриваемых скважинах №21Р и №144 «Ф» месторождения.

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

## 1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА АСПО

Без знаний о составе и основных свойствах АСПО, основного объекта исследований, не может вестись работа по предотвращению отложений на нефтепромысловом оборудовании.

АСПО – это твёрдая или густая мазеобразная углеводородная смесь тёмно-коричневого или чёрного цвета, которая состоит из парафинов (от 20 до 70 % мас.) и асфальто-смолистых веществ (АСВ) (от 20 до 40 % мас.), силикагелевой смолы, нефти, воды и механических примесей [1]. В зависимости от природы нефтяной системы, состава и свойств добываемой продукции и ряда других факторов (геологических, гидродинамических, термодинамических и т.д.), состав АСПО и доли их компонентов могут изменяться в широких пределах.

Парафины — углеводороды метанового ряда от  $C_{16}H_{34}$  до  $C_{64}H_{130}$ . В пластовых условиях находятся в нефти в растворенном состоянии. В зависимости от содержания парафинов нефти классифицируют (ГОСТ 11851-85) на:

- малопарафиновые — менее 1,5% мас.;
- парафиновые — от 1,5 до 6% мас.;
- высокопарафиновые — более 6% мас.

Парафины устойчивы к воздействию различных химических реагентов (кислот, щелочей и др.), легко окисляются на воздухе.

Церезины — это смесь парафиновых углеводородов (ПУ) нормального и изомерного строения с числом атомов углерода от 36 до 55. Имеют молекулярную массу 500—700 и мелкокристаллическую структуру с температурой плавления  $57^{\circ}C$  и выше. В отличие от парафинов церезины имеют большую вязкость и способны загущать нефть за счет их мелкокристаллической структурой.

В состав АСВ входят азот, сера и кислород. АСВ обладают высокой молекулярной массой, не летучи, имеют существенную неоднородность структуры. Содержание смолистых веществ в нефти возрастает в связи с

испарением легких компонентов и ее окислением. Иногда к группе смолистых соединений относят асфальтены.

Смолы представляют собой высокомолекулярные гетероатомные компоненты нефти черного или бурого цвета, растворимые в низкокипящих насыщенных углеводородах. Они в основном состоят из таких соединений, которые содержат конденсированные нафтеновые, ароматические и гетероциклические фрагменты. Самые характерные заместители в циклах есть алкильные, алкенильные ( $C_7-C_{12}$ ), гидроксильные, сульфидные, карбоксильные, карбонильные, меркаптановые и аминогруппы. При низких температурах на воздухе смолы легко окисляются, а при 260-300 °С в инертной атмосфере теряют способность растворяться в алканах.

Асфальтены — порошкообразные вещества бурого или коричневого цвета, с плотностью более единицы, массовое содержание которых в нефти достигает 5,0 %. В асфальтенах содержится (% мас.): углерода от 80,0 до 86,0, водорода от 7,0 до 9,0, серы до 9,0, кислорода от 1,0 до 9,0 и азота до 1,5. Асфальтены могут растворяться в бензоле, сероуглероде ( $CS_2$ ), трихлорметане ( $CHCl_3$ ) и тетрахлорметане ( $CCl_4$ ), не растворяются в парафиновых углеводородах, спирте, эфире, ацетоне. Они служат наиболее тугоплавкой и малорастворимой частью отложений тяжелых компонентов нефти.

Физико-химические и технологические свойства нефти во многом зависят от межмолекулярных взаимодействия в системах «асфальтены-смолы» и «мальтены-смолы-асфальтены» [2].

### **1.1 Отложения при добыче и транспорте нефти**

При добыче и транспортировке парафинистых и высокопарафинистых нефтяных систем (с содержанием парафина от 3,1 до 12,4 %) происходит образование АСПО как на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования (подземного и наземного), так и в призабойной зоне продуктивного пласта [3]. Наиболее интенсивно формирование АСПО происходит в нефтяных сборных коллекторах и промысловых нефтепроводах, предназначенных для транспортировки нефтяных дисперсных систем (НДС) от

скважины к центральному пункту сбора нефти [4]. Также АСПО могут образовываться в межпромысловых трубопроводах, в установках комплексной подготовки нефтяных систем и в резервуарах товарных парков нефти [5].

### **1.1.1 Природа и состав асфальтосмолопарафиновых отложений**

Состав АСПО изучался многими авторами, и к настоящему времени по этому вопросу в литературе имеются довольно четкие представления. АСПО являются сложной структурированной системой, имеющей в своем составе парафины (40 – 60 % мас.), смолисто-асфальтеновые компоненты (10 – 56 % мас.), нефть и неорганические включения (песок, глину, соли, воду). В зависимости от состава и природы нефтяной системы, а также от условий формирования состав АСПО может изменяться.

Основную долю АСПО составляют парафины, которые содержатся в нефтяной системе в растворенном или кристаллическом состоянии и являются смесью церезинов и насыщенных алканов (парафиновых и изо-парафиновых углеводородов) [6].

Смолисто-асфальтеновые компоненты нефти представляют собой конденсированные гетероциклические соединения, содержащие углерод, водород, кислород, азот, серу, а также металлы (Fe, Mg, V, Ni, Ca, Cu, Ti, Mo, Cr и др.). Состав молекул смол и асфальтенов варьируется в широких пределах и определяется главным образом химической природой нефти [7]. Несмотря на то, что в составе АСПО содержание смол и асфальтенов значительно ниже, чем парафинов, тем не менее, их присутствие в нефти может оказывать существенное влияние на процесс образования кристаллов ПУ [8].

### **1.1.2 Процессы кристаллизации и структура парафиновых отложений**

Согласно литературным данным [9] процесс формирования АСПО на внутренних поверхностях нефтепромыслового оборудования может происходить по трем механизмам. Во-первых, кристаллизационно-поверхностный механизм, связанный с кристаллизацией углеводородов непосредственно на металлической поверхности и постепенным накоплением

твердой фазы осадка во времени, за счет подпитки из нефтяной системы. Во-вторых, осадочно-объемный механизм, основанный на том, что кристаллы углеводородов образуются в объеме НДС и постепенно оседают на внутренней поверхности оборудования, образуя осадочный слой из органических соединений. В-третьих, смешанный механизм, сочетающий в себе особенности первых двух. Независимо от механизма, процесс образования (кристаллизации) твердых углеводородов является определяющим условием формирования АСПО [10].

В состав твердых углеводородов нефти входят парафиновые углеводороды различной молекулярной массы, нафтеновые углеводороды, имеющие длинные алкильные заместители нормального и изо-строения, алкилпроизводные ароматических и нафено-ароматических углеводородов [11]. Если температура нефти выше температуры плавления твердых углеводородов, то такие соединения находятся в растворенном виде в жидкой фазе нефтяной системы, а при охлаждении они выделяются из нефти в виде кристаллов, способных к образованию пространственных структур.

В условиях кристаллизации растворяющая способность нефти снижается, в результате чего происходит выделение углеводородов из нефтяной системы в виде кристаллов и образование дисперсной фазы [12]. Процесс кристаллизации начинается с выделения из перенасыщенного раствора мельчайших частиц кристаллизующегося вещества (зародышей кристаллов), на поверхности которых согласно дислокационной теории А.И. Китайгородского находятся центры кристаллизации (дислокации) за счет которых происходит их дальнейший рост [13]. При понижении температуры в первую очередь выкристаллизовываются наиболее высокоплавкие углеводороды, на кристаллической структуре которых последовательно кристаллизуются углеводороды с меньшей температурой плавления и меньшим числом атомов углерода в молекуле [14]. Температура кристаллизации углеводородов сильно различается в зависимости от их химического строения даже в пределах одного гомологического ряда при одинаковой молекулярной массе. Известно, что ПУ

нормального строения (н-алканы) характеризуются самыми высокими температурами кристаллизации по сравнению с разветвленными и циклическими углеводородами (при одинаковом количестве атомов углерода в молекуле), т.к. только для н-алканов свойственны межмолекулярные (дисперсионные) взаимодействия между всеми атомами углерода соседних молекул [15]. Таким образом, образование АСПО на внутренних стенках нефтепромыслового оборудования, главным образом, связано с процессом кристаллизации ПУ [16].

В твердом состоянии молекулы ПУ образуют кристаллы различной модификации (полиморфизм). В зависимости от температуры среды индивидуальные н-алканы могут кристаллизоваться в 4 формах: гексагональной ( $\alpha$ -форма), орторомбической ( $\beta$ -форма), моноклинной ( $\gamma$ -форма) и триклинной ( $\delta$ -форма). Полиморфизм характерен всем нечетным н-алканам, начиная с  $C_9$  и четным:  $C_{22} - C_{36}$  [17].

При температуре выше температуры фазовых переходов (полиморфного перехода) все нечетные ПУ образуют гексагональную кристаллическую структуру, а при кристаллизации ниже этой температуры – орторомбическую. Для четных ПУ (выше  $C_{24}$ ) в высокотемпературной области характерна гексагональная форма кристаллов, которая при понижении температуры переходит в триклинную (для  $C_{18} - C_{26}$ ) и моноклинную (для  $C_{26} - C_{36}$ ). Индивидуальные ПУ  $C_{24}$  и  $C_{26}$  характеризуются двумя фазовыми переходами согласно схеме: гексагональная  $\leftrightarrow$  моноклинная  $\leftrightarrow$  триклинная структура.

Согласно авторам для низкомолекулярных алканов температура перехода одной кристаллической структуры в другую на десятки градусов ниже температуры плавления, в то время как для высокомолекулярных алканов этот интервал составляет всего 3–16 °С, а для некоторых вообще не обнаруживается. При кристаллизации ПУ из неполярных фракций образуются орторомбические кристаллические структуры, для которых характерна ступенчатая слоистость, т.е. каждый новый слой кристаллизуется на предыдущем, образуя пирамиду из параллельных ромбических плоскостей.

Скорость процесса кристаллизации ПУ складывается из скорости зарождения и скорости роста кристаллов. Скорость роста образовавшихся кристаллов в значительной мере зависит от вязкости среды, средней длины диффузионного пути молекул к центрам кристаллизации и среднего радиуса молекул твердых углеводородов. Таким образом, скорость процесса кристаллизации определяется температурой среды и чем ниже температура, тем выше скорость зарождения, но ниже молекулярная подвижность, а вместе с ней и скорость роста.

В зависимости от условий кристаллизации (температуры) нефтяной парафин в твердом состоянии может существовать в двух аллотропных модификациях: гексагональной (выше температуры полиморфного перехода) и орторомбической (ниже температуры полиморфного перехода). Первая модификация существует при повышенных температурах вплоть до температуры плавления парафина и характеризуется волокнистым рыхлым строением кристаллов. Другая модификация – орторомбическая стабильна при пониженной температуре, сохраняется до температуры фазового перехода и характеризуется пластинчатым строением кристаллов. Кристаллы моноклинной и триклинной модификации при кристаллизации нефтяного парафина не образуются, т.к. они свойственны только для индивидуальных n-алканов.

В литературе практически отсутствуют данные по влиянию ароматических компонентов масляной фракции НДС (флуоренов, фенантронов, нафталинов и др) на процесс кристаллизации ПУ. Однако в работах Ю.П. Гурова [16, 17] показано, что все ароматические углеводороды в области их низкой концентрации в жидких нефтепродуктах характеризуются пониженной способностью к структурообразованию по сравнению с ПУ.

В присутствии смолисто-асфальтеновых компонентов (САК) значительно изменяется процесс кристаллизации ПУ. Влияние САК проявляется как в диспергирующем эффекте, так и в глубоком изменении формы и структуры образующихся кристаллов.

Асфальтены, находящиеся в условиях кристаллизации в твердой фазе, не могут образовывать с углеводородами совместные кристаллы или твердые растворы. Они могут участвовать в этом процессе лишь как центры кристаллизации или как частицы, способствующие агрегированию кристаллов углеводородов. Однако такое их поведение возможно лишь при предварительном разрушении их сольватной оболочки путем нагрева [18]. Таким образом, при формировании твердой фазы вследствие кристаллизации углеводородов асфальтены выступают как компонент, способствующий укрупнению частиц, превращая их в агрегаты сложной структуры.

Молекулы смол, содержащие длинные алкильные цепи, при совместной кристаллизации с парафинами за счет этих цепей образуются совместные кристаллы. При этом полициклическая полярная часть молекул смолы оказывается направленной наружу, затрудняет доступ парафиновых молекул к поверхности кристаллов и блокирует дальнейший их рост. В результате в присутствии таких смол образуются относительно мелкие кристаллы неправильной формы.

Молекулы смол, не содержащие длинные алкильные цепи, не могут внедряться в кристаллы парафинов и образовывать смешанные кристаллы. Однако они обладают определенной поверхностной активностью, благодаря которой адсорбируются на поверхности кристаллов твердых углеводородов. Адсорбция таких смол на поверхности кристаллов в процессе кристаллизации вызывает поверхностные перенапряжения, усиливающиеся в связи с одновременным ростом и сжатием кристаллов из-за снижения температуры, вследствие чего поверхность кристаллов деформируется за счет смещения слоев. Активные участки, образовавшиеся в результате таких деформаций, не заблокированные в момент образования смолами, служат новыми центрами кристаллизации, что приводит к образованию дендритных кристаллов, сформировавшихся из нескольких центров кристаллизации.

В зависимости от состава системы и условий процесса кристаллизации могут образовываться кристаллические структуры различной модификации: дендритной, сферолитной и смешанной – дендритно-сферолитной.

Сферолиты состоят из большого количества фибрилл (кристаллических волокон), растущих радиально от общего центра. Фибриллы являются лентообразными пластинками, скручивающимися вдоль собственной оси, принимая винтообразную форму. При больших содержаниях в нефти САВ и повышении температуры кристаллизации фибриллы могут собираться в обособленные пучки. Исследования показали, что динамика роста такого сферолита состоит в удлинении основных радиальных фибрилл, дающих впоследствии соответствующие ответвления в сторону жидкой фазы с более высокой концентрацией молекул ПУ. При этом различают две стадии процессов роста сферолитов.

На первой стадии происходит рост кристаллических фибрилл из центра к периферии кристаллита, промежуточное пространство между фибриллами заполняется нефтью, при этом на боковых гранях кристаллизация идет медленнее. С течением времени пространство заполняется кристаллическими нитями, вследствие чего увеличивается плотность сферолитов. Впоследствии (вторая стадия) внутри сферолита происходят процессы перекристаллизации, приводящие к общему уплотнению его структуры. Исследование образующихся в нефти кристаллитов под микроскопом с применением микрокино съемки показало, что они имеют дендритно-сферолитную структуру.

### **1.1.3 Смолисто-асфальтеновые компоненты нефтяной системы**

Смолисто-асфальтеновые вещества являются высокомолекулярными компонентами нефти, имеющими в своем составе углерод (78-88 %), водород (8-10 %) и гетероатомы: азот, кислород и серу (4-14 %). В САК нефти сконцентрированы полностью все металлы, присутствующие в исходной нефтяной системе (V, Ni, Fe, Cu, Mg, Ca, Ti и др) [19]. Атомы азота входят в состав смол и асфальтенов нефти в виде гетероароматических фрагментов пиррольного, пиридинового и порфиринового характера. Кислород представлен

в виде спиртовых и фенольных, карбоксильных, карбонильных и эфирных групп, а также часть атомов кислорода может находиться в фурановых циклах. В составе САК нефтяной системы сера может существовать, как в виде сшивающих структурных фрагментов (сульфидных мостиков), так и в виде гетероциклических тиациклановых, тиофеновых, тиазольных фрагментах и тиольных группах [19 - 21].

Нефтяные смолы представляют собой густые вязкие вещества, структурные фрагменты, которых различаются физико-химическими свойствами. Смолистые компоненты НДС представлены конденсированными кольчатыми системами, связанными друг с другом алифатическими цепочками и состоящими из преимущественно ароматических, нафтеновых и гетероциклических колец с алкильными боковыми цепями. Известно, что в зависимости от происхождения и химической природы нефти состав и свойства нефтяных смол могут отличаться [22].

Асфальтены – твердые высокоплавкие хрупкие вещества, являющиеся наиболее высокомолекулярными и полярными гетероорганическими компонентами нефти. Молекулы асфальтенов можно условно рассматривать как продукты конденсации нескольких молекул нефтяных смол.

Известно, что САК в зависимости от состава растворителя и температуры среды находятся в нефтяной системе либо в коллоидно-диспергированном, либо в молекулярно-растворенном состоянии или в виде макрофазы [23]. Однако молекулярная структура смолисто-асфальтеновых компонентов до сих пор однозначно не установлена. Современный уровень возможностей различных физико-химических методов позволяет дать представление о структурной организации молекулы, установить количество конденсированных нафтено-ароматических циклов и другие характеристические параметры, а также построить среднестатистические модели молекул смол и асфальтенов [24, 25].

До сих пор окончательно не известно, какие именно молекулярные компоненты «смол» и «асфальтенов» более всего склонны к самоассоциации и

к формированию нанокolloидов и более крупных коллоидных частиц в нефтях [26]. Некоторые авторы утверждают, что формирование нанокolloидов нефти осуществляется путем совместного агрегирования молекул смол и асфальтенов, в то время как другие авторы говорят об отсутствии влияния смолистых компонентов и легких углеводородов на закономерности процессов агрегации асфальтенов.

В настоящее время общепринятой модели строения асфальтеновой молекулы не существует. Согласно одной из первых моделей организации надмолекулярной структуры НДС асфальтены имеют слоистое строение и состоят из плоских «пластин», образующих «пачки». Каждая «пластина» состоит из сконденсированных ароматических, нафтеновых и гетероциклических колец, обрамленных алкильными боковыми заместителями различной длины нормального и изо-строения. Пластины связаны в «пачке» углеводородными или гетероатомными цепочками, также существует возможность  $\pi$ - $\pi$ -взаимодействия между ароматическими фрагментами соседних пластин.

Позднее Унгер Ф.Г. в своей работе [27] выдвинул предположение, что наряду с пачечной кристаллической структурой основная масса асфальтеновых компонентов представлена углеродными структурами линейно-полимерной формы, которые содержат парамагнитные центры (свободные радикалы), причем количество центров определяет степень ароматичности молекулы асфальтенов.

В современной литературе можно выделить два основных типа построения молекул асфальтенов. На рисунке 1 представлена модель молекулы асфальтенов, которая состоит из конденсированных ароматических колец в центре с небольшим количеством насыщенных колец и короткими боковыми цепочками по периферии. Такая модель получила название «континентальной» или «островной».

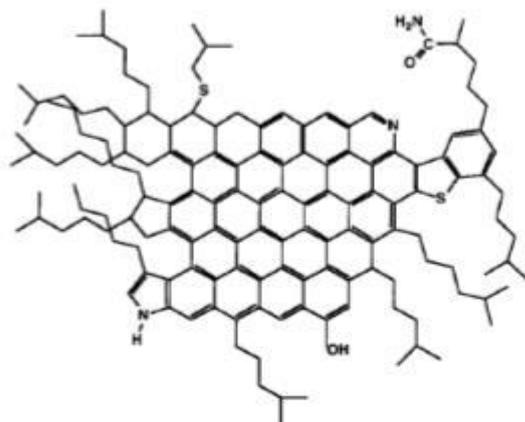


Рисунок 1 – Двумерная модель асфальтеновой молекулы типа «КОНТИНЕНТ»

В работе описывает другой тип асфальтеновой молекулы. Согласно этим исследованиям молекулы асфальтенов состоят из небольших кластеров (конденсированных ароматических ядер), которые соединяются алифатическими  $-(CH_2)_n-$ , сульфидными  $-S-$ , сложноэфирными  $-C(O)-O$  и эфирными  $-O-$  мостиками. Периферийные функции, обусловленные замещениями водорода в ядрах и боковых цепях, могут быть представлены неразветвленными и разветвленными алифатическими цепями, гидроксильными  $-OH$ , карбоксильными  $-C(O)-OH$  и другими группами (рисунок 2). Такая модель получила название «архипелаг».

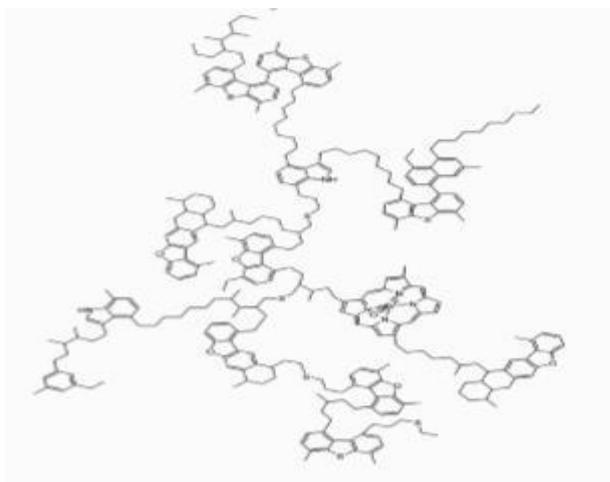


Рисунок 2 – Двумерная модель асфальтеновой молекулы типа «архипелаг»

Согласно литературным данным, молекулы асфальтенов типа «континентальной» характеризуются высокой ароматичностью, степенью конденсированности ароматических колец и долей полярных фракций, а также низким отношением Н/С.

В настоящее время доказано существование в асфальтеновых компонентах молекулярных структур типов «континент» и «архипелаг». При этом преобладание молекулярных структур одного из типов определяет размер и структуру образующихся асфальтеновых агрегатов и, соответственно, свойства НДС.

## 2.МЕХАНИЗМ ФОРМИРОВАНИЯ АСПО

Под механизмом образования АСПО понимают совокупность процессов, которые приводят к накоплению твердой фазы на поверхности нефтепромыслового оборудования при транспортировке нефти.

По мере движения нефтяной системы от забоя к устью скважины и далее снижается температура и давление нефтяного потока, что является определяющими факторами образования отложений органических соединений на внутренних стенках промыслового оборудования. Снижение давления при добыче нефти сопровождается выделением газа, соответственно проявляется эффект Джоуля-Томсона, и как следствие температура потока снижается. При снижении температуры ухудшается растворяющая способность нефти, в результате чего в системе появляются кристаллы парафиновых углеводородов.

В работе отмечено, что С.Е. Reistly (1927г.) был одним из первых исследователей в области механизма образования АСПО. Он предполагал, что кристаллы парафиновых углеводородов, образовавшиеся в объеме нефти, будут оседать на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования, если скорость движения нефтяного потока незначительна (ламинарный режим движения жидкости), а толщина пленки нефти стекающей по трубам мала. Причем образование парафиновых отложений будет происходить только в том случае, если температура осадкообразующей поверхности будет ниже температуры потока.

До 1957г. разногласий в механизме формирования АСПО не возникало, однако было выполнено много работ по изучению, какой из факторов в наибольшей степени оказывает влияние на снижение растворяющей способности нефти и, как следствие, на образование кристаллов парафиновых углеводородов. Если W.Y. Brown, С.Е. Reistly, А.Д. Амиров и Р.Д. Торрей определяющим считали температурный фактор, то И.И. Кравченко и П.П. Галонский доминирующую роль в процессе парафинизации отводили постепенному разгазированию нефти [28].

Одной из наиболее значительных работ в области исследования процесса образования АСПО является работа Н.Н. Непримерова в 1957 – 1958г. [29]. Автор считает, что решающая роль в формировании парафиновых отложений принадлежит кристаллам ПУ, которые возникли на поверхности газовых пузырьков, находящихся непосредственно на внутренних стенках оборудования. При отрыве пузырька газа, имеющиеся на его поверхности кристаллы ПУ совместно со САК остаются на стенках оборудования, образуя АСПО. Согласно данной теории кристаллы ПУ, находящиеся в объеме нефти, не участвуют в процессе образования нефтяных отложений.

Исследованиями Ф.Б. Джессена, И.Х. Хоувелла и В.П. Тронова установлено, что формирование АСПО происходит либо в результате кристаллизации ПУ непосредственно на поверхности нефтепромыслового оборудования, либо за счет кристаллов ПУ, взвешенных в объеме нефти, которые образуют АСПО путем сокристаллизации друг с другом и поверхностью оборудования. Однако предпочтение отдавалось смешанному механизму, сочетающему особенности двух параллельно протекающих процессов.

Согласно современным представлениям существуют различные теории, позволяющие описывать образование АСПО. Наиболее распространенная теория объясняет образование АСПО с точки зрения температуры кристаллизации твердых парафино-нафтеновых углеводородов [30–33]. Такая теория не учитывает таких определяющих факторов как адгезия, адсорбция и влияние САК нефтяной системы. На практике она применима в случаях, когда эксплуатация нефтепромысловых объектов происходит при пониженных температурах (зимний период) и фактор индивидуальной кристаллизации парафино-нафтеновых углеводородов играет основную роль в процессах парафинизации нефтепромыслового оборудования.

Существует также теория, которая принимает во внимание существенное влияние САК на процесс парафинизации нефтепромыслового оборудования. Процесс образования АСПО объясняется сложным сочетанием процессов

коагуляции, агрегации и мицеллообразования парафино-нафтеновых углеводородов и асфальтенов нефтяной системы. Многими исследователями показано, что смолы НДС способны как ингибировать, так и усугублять процесс парафинообразования путем образования ассоциативных комплексов с асфальтенами [34, 35].

### **2.1 Факторы, влияющие на отложения асфальтенов и парафинов.**

Выпадение асфальтенов обусловлено рядом факторов, в том числе изменениями давления, температуры и состава. К двум преобладающим причинам выпадения асфальтенов в пласте относится снижение давления смешение нефти с растворителями, закачиваемыми по технологии повышения нефтеотдачи пластов. В прискважинной зоне к выпадению отложений может также привести бурение и заканчивание скважин, кислотная обработка и гидроразрыв пласта. При подъеме нефти по стволу скважины асфальтены могут также выпадать в результате изменения давления и температуры.

***Выпадение асфальтенов в режиме естественного истощения пластов.*** При нормальном падении давления асфальтены обычно выпадают в пластах, которые обладают следующими характеристиками:

- пластовым флюидом является нефть от легкой до средней плотности с небольшим содержанием асфальтенов;
- начальное пластовое давление намного выше давления насыщения, а следовательно, флюид сильно недонасыщен;
- максимальное выпадение асфальтенов происходит при давлении насыщения.

Более тяжелые нефти, которые содержат больше асфальтенов, представляют намного меньше проблем с выпадением асфальтенов, потому что они могут растворять больше асфальтенов.

***Выпадение асфальтенов при закачке газа для повышения нефтеотдачи.*** Закачка углеводородных газов или  $CO_2$  для повышения нефтеотдачи усиливает выпадение асфальтенов. Хотя зачастую оно

проявляется в призабойной зоне при прорыве растворителя, асфальтены могут выпадать в любой точке в пласте.

Асфальтены могут также выпадать при закачке растворителей в пласты с тяжелой нефтью. Для пластов с тяжелой нефтью и для битуминозных песчаников разработана технология экстракции растворителей в пластовых условиях, названная VAPEX. Для применения данной технологии используются две горизонтальные скважины (одна нагнетательная и одна добывающая). В результате закачки растворителя (например, пропана) образуется камера растворителя, в которой нефть скапливается и стекает к добывающей скважине. Помимо повышения подвижности нефти, растворитель может вызвать выпадение асфальтенов в осадок и повредить таким образом качество нефти в пластовых условиях.

***Выпадение и отложение асфальтенов.*** Изменение давления, температуры и состава могут нарушить начальное состояние равновесия и привести к выпадению асфальтенов.

Область, в которой происходит выпадение, ограничена диаграммой выпадения асфальтенов (ДВА). На рисунке 3 приведена типовая ДВА при изменении давления и состава и ДВА при изменении давления и температуры. Такие ДВА называются также диаграммами отложения асфальтенов. Под выпадением понимается образование осадка асфальтенов в результате термодинамического равновесия, а под отложением понимается осаждение выпавших в осадок асфальтенов на поверхности породы в пористой среде. Начальные условия соответствуют определенным точкам на ДВА. На ДВА количество выпавших в осадок асфальтенов увеличивается с падением давления от верхнего начального давления до давления насыщения нефти. Выпадение асфальтенов достигает максимального значения при давлении насыщения и уменьшается со снижением давления ниже давления насыщения.

Внутри пласта асфальтены после выпадения в осадок могут оставаться во взвешенном состоянии в потоке нефти или откладываться на поверхности породы. Основными механизмами отложения являются адсорбция и

механическое удержание. Отложения асфальтенов могут забивать пласт и изменять смачиваемость породы с гидрофильной на гидрофобную.

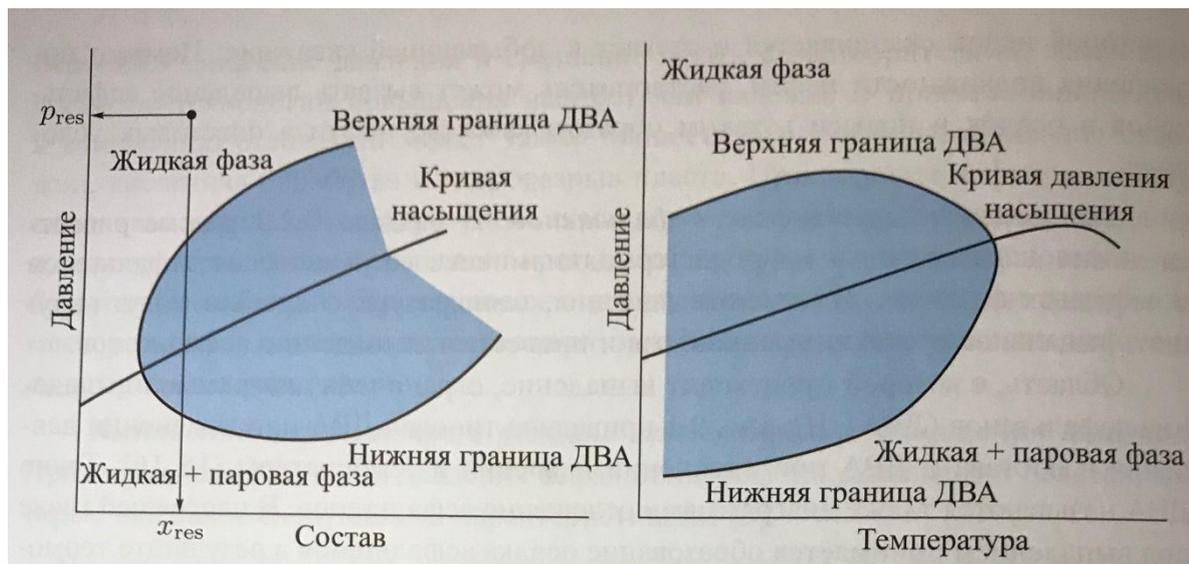


Рисунок 3 – Диаграмма выпадения асфальтенов при изменении давления и состава и при изменении давления и температуры

Парафиновые компоненты могут выпадать в осадок из пластовых флюидов при изменении условий равновесия в пласте и снижении растворимости парафинов, однако выпадение парафинов в осадок не обязательно приводит к их отложению. Вместо того, чтобы откладываться на поверхности, отдельные кристаллы парафинов стремятся раствориться во флюиде. При образовании достаточно большого количества кристаллов парафина или при наличии других образующих центры кристаллизации соединения (таких, как асфальтены, мелкодисперсные частицы, глинистые минералы или продукты коррозии) кристаллы могут слипаться и образовывать более крупные частицы. Затем укрупненные частицы могут выделяться из флюида и образовывать твердые отложения.

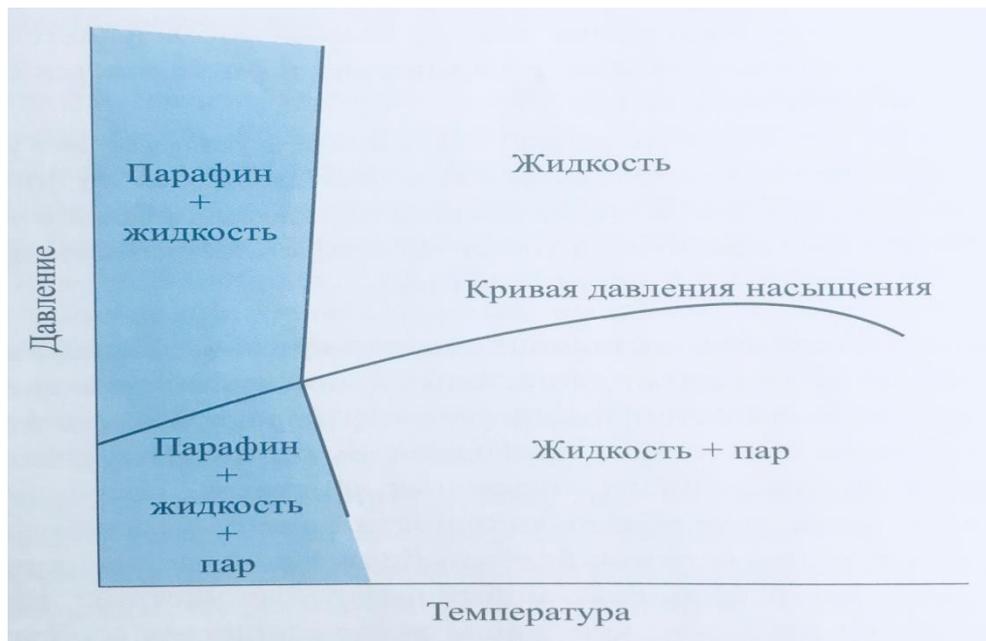


Рисунок 4 – Диаграммы выпадения парафинов при изменении давления и температуры

На рисунке 4 на графике зависимости давления и температуры приведена типовая диаграмма выпадения парафинов в осадок. В отличие от ДВА, для парафинов граница между твердой и жидкой фазами проходит почти вертикально, что свидетельствует о сильной зависимости выпадения парафинов от температуры и слабой зависимости от давления.

Наиболее распространенной причиной отложения парафинов является снижение температуры, потому что растворимость парафинов в углеводородных жидкостях уменьшается при понижении температуры. Охлаждение пластовых флюидов происходит на протяжении всего процесса их добычи. Охлаждение могут вызвать такие причины, как расширение нефти и газа в прискважинной зоне пласта, в перфорационных отверстиях обсадной колонны или при прохождении других отверстий или сужений, выделение газа из растворенного состояния, охлаждение пластового флюида при его подъеме по стволу скважины, прохождение пластового флюида по наземным сооружениям с низкой температурой и нагнетание воды или других флюидов, температура которых ниже пластовой.

Обычно изменение давления не оказывает большого влияния на температуру выпадения парафинов и их количество; однако изменение

начального равновесного состава флюидов может привести к снижению растворимости парафинов. Отмечается довольно отчетливая закономерность, которая состоит в том, что самые легкие компоненты действуют как хорошие растворители парафинов. Доказано, что выделение растворенного газа из сырой нефти при снижении давления ниже давления насыщения флюида повышает температуру помутнения нефти. Тот же эффект наблюдается в синтетических смесях метана, декана и тяжелых n-алканов с углеродным числом от 18 до 30, а также в товарной нефти, смешанной с метаном и углекислым газом. Доказано, что эта тенденция меняется на противоположную при исследовании двух газоконденсатных флюидов, у которых температура помутнения снижается при понижении давления ниже границы раздела паровой и жидкой фаз и может повышаться только при очень низком давлении. Экспериментально доказано, что добавление промежуточных нафтеновых, парафиновых и ароматических компонентов с углеродным числом от 5 до 10 снижает температуру помутнения двух сортов сырой нефти. Эти результаты противоречат прогнозным расчетам, выполненным на моделях, согласно которым при добавлении пентана, гексана или нонана в товарную нефть ее температура помутнения повышается.

## **2.2 Факторы, влияющие на интенсивность образования АСПО**

Многолетние исследования ученых позволили к настоящему времени выделить следующие факторы, влияющие на процесс образования нефтяных отложений:

1. *Нарушение гидродинамического равновесия системы.* При движении нефтяной системы от забоя до устья скважины происходит снижение давления, вследствие чего гидродинамическое равновесие системы нарушается. Происходит увеличение объема газовой фазы, следовательно, жидкая фаза становится нестабильной и из нее начинают образовываться кристаллы ПУ. Равновесное состояние системы нарушается в пласте, следовательно, образование АСПО возможно как в пласте, так и в стволе скважины.

2. *Температурный фактор.* При транспортировке нефть поступает в трубопровод и находится в непосредственном контакте с охлажденной

металлической поверхностью нефтепровода. Вследствие разности температур возникает градиент, который направлен перпендикулярно от охлажденной поверхности к центру трубы. Температура нефтяного потока снижается, что приводит к выделению кристаллов ПУ на поверхности и кристаллизации ПУ в объеме нефтяной системы. Практически важным считается не сама по себе кристаллизация ПУ, а отложение образовавшихся кристаллов на поверхности нефтепромыслового оборудования по направлению теплопередачи. Исследование влияния температурного фактора на процесс образования АСПО изучалось в работах, где показано, что при увеличении разницы между температурами нефтяного потока и окружающей среды количество образовавшихся АСПО пропорционально возрастает. Максимальная скорость осадкообразования наблюдается вначале процесса, затем интенсивность роста АСПО уменьшается, т.к. увеличивается толщина отложившегося слоя АСПО, что приводит к снижению скорости теплоотдачи от нефти к среде. Таким образом, нефтяные отложения выступают в качестве теплоизоляционного материала.

3. *Скорость движения нефтяного потока* во многом определяет интенсивность формирования АСПО. Так в случае низких скоростей потока (ламинарный режим течения жидкости) формирование АСПО происходит медленно. При увеличении скорости (турбулизации нефтяного потока) интенсивность образования АСПО вначале возрастает из-за увеличения массопереноса, достигает максимума, а затем снижается, вследствие того, что при высоких скоростях движения потока микрокристаллы ПУ удерживаются во взвешенном состоянии в объеме системы. Кроме того, при турбулентном движении нефти часть образовавшихся АСПО срывается потоком со стенок труб, т.к. сила касательных напряжений выше сил сцепления между кристаллами ПУ и поверхностью трубы, что объясняет резкое уменьшение количества нефтяных осадков на первых 50 м от устья скважины. Максимум интенсивности образования АСПО наблюдается при критических значениях числа Рейнольдса (переход из зоны гладкого трения в зону смешанного

трения), когда толщина диффузионного подслоя становится сопоставимой с высотой выступов шероховатости стенки.

1. *Влияние шероховатости стенок труб.* Микронеровности поверхности труб могут быть очагами вихреобразования и замедлителями скорости течения нефтяного потока у стенки трубы, в результате чего образуются новые центры кристаллизации ПУ, увеличивается адгезия кристаллов ПУ на внутренней поверхности стенок, блокируется движение образовавшихся кристаллов между выступами и впадинами поверхности. В случае если неровности поверхности труб соизмеримы с размером кристаллов ПУ, либо меньше, процесс осадкообразования затруднен. Интенсивность осадкообразования зависит от свойств материалов, из которых изготовлено нефтепромысловое оборудование: чем больше полярность материала, тем меньше интенсивность образования АСПО, вследствие низкой адгезии кристаллов ПУ. Качество обработки внутренней поверхности труб влияет на процесс формирования АСПО только на начальном этапе, т.к. неровности поверхности интенсифицируют перемешивание. С течением времени интенсивность осадкообразования не зависит от качества обработки поверхности, вследствие того, что первоначальный слой отложений уже образовался. Таким образом, с увеличением степени полярности материала и улучшением качества обработки поверхности труб адгезия кристаллов ПУ снижается, а, следовательно, процесс образования АСПО замедляется.

4. *Компонентный состав нефти* определяет растворяющую способность нефтяной системы по отношению к ПУ. Растворяющая способность легких нефтей выше, чем тяжелых, однако процесс образования АСПО интенсивнее. Это связано с тем, что растворяющая способность влияет, в основном, на температуру спонтанной кристаллизации ПУ, в остальном же, на процесс образования АСПО (структурообразование и агрегативную устойчивость ПУ) влияет содержание смол и асфальтенов в нефти. САК могут ингибировать процесс образования АСПО, адсорбируясь на поверхности кристаллов ПУ, они снижают поверхностное натяжение, вследствие чего происходит десольватация

кристаллов и изменение характера кристаллизации. Между образовавшимися кристаллами значительно ослабляются силы коагуляционного сцепления, в результате чего не образуется объемная структурная сетка, и кристаллы ПУ остаются в подвижном состоянии в объеме нефти. Нефтяные системы, характеризующиеся повышенным содержанием нафтеновых и ароматических углеводородов склоны к формированию менее прочных осадков, чем нефти, в состав которых входят преимущественно соединения метанового ряда нормального строения. Частицы песка, глины и других механических примесей, содержащиеся в нефти, способствуют связыванию кристаллов ПУ и САК в агломераты, которые в дальнейшем осаждаются на стенках нефтепромыслового оборудования.

5. *Обводненность нефти и объемное соотношение фаз.* До сих пор не существует единого мнения о механизме образования АСПО в случае высокой обводненности нефти. Встречаются достаточно противоречивые данные, свидетельствующие как об увеличении, так и о снижении интенсивности формирования АСПО с увеличением обводненности нефти. В работе Е.В. Кирбижековой [36] было исследовано влияние обводненности нефти на процесс образования АСПО высокопарафинистой смолистой нефти. Показано, что наличие воды в нефтяной системе не оказывает влияния на механизм осадкообразования при условии образования устойчивых обратных эмульсий. Однако, отмечено, что с ростом обводненности нефти увеличивается скорость осадкообразования и количество АСПО в обратных водонефтяных эмульсиях, при этом доля органической составляющей в осадке снижается [36, 37].

### **2.3 Отложение парафинов**

Отложение парафинов, как полагают, возникает посредством двух основных механизмов:

1. Если стенки трубы холоднее, чем температура начала кристаллизации парафина, парафин может сформироваться и отложиться на стенку. Это может произойти, даже если температура основной части флюида выше температуры

начала кристаллизации парафина. Данное явление называется механизмом молекулярной диффузии.

2. Уже осажденный парафин, находящийся недалеко от стенки трубы, движется к области меньшей скорости — к стенке трубы и откладывается. Данное явление известно как дисперсия сдвига.

Таким образом, осаждение парафина с помощью механизма 1 может возникать ниже и выше температуры начала кристаллизации парафина. Механизм 2 работает только при температуре ниже температуры начала кристаллизации парафина. Скорость осаждения парафина во многом зависит от механизма 1 и гидродинамики, поскольку скорость снятия парафина со стен считается решающей. В литературе предлагаются около восьми различных механизмов, объясняющих, что именно способствует транспортировке как твердых, так и жидких парафинов к холодной стенке, но только из молекулярной диффузия следует значительный приток по направлению к стенке. То есть, жидкие парафины приводятся в движение по направлению к холодной стенке посредством градиента концентрации. Однако надежная универсальная модель отложения парафинов еще должна быть согласована. Например, на основании лабораторного исследования с использованием многофазных флюидов был сделан вывод, что должен существовать другой механизм осаждения парафина, действующий в некоторых флюидах, отличающийся от тех, которые основаны на обычной теории диффузии.

В некоторых видах нефти осаждение парафина может начаться в нижней части скважины, если она достаточно холодная. Такие скважины могут периодически останавливаться и «депарафинизироваться» посредством использования химических веществ, горячей нефти или воды, проводных резцов или инструментов для чистки скважин, подаваемых через отводную линию. И отложение парафинов, и температура начала кристаллизации парафина зависят от количества и типа асфальтенов в нефти или конденсате. В целом, значительное снижение парафиновых отложений наблюдается в нефтях, содержащих большую долю асфальтовых компонентов.

### 3. МЕТОДЫ УДАЛЕНИЯ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ АСПО

В практике добычи и транспортировки нефти широко применяются различные методы как для предотвращения образования АСПО, так и для удаления уже образовавшихся отложений на внутренних поверхностях нефтепромыслового оборудования. При выборе метода предупреждения или профилактического удаления отложений АСПО следует учитывать, что эффективность метода зависит от способа добычи, а также от состава и свойства добываемой продукции. Следует отметить и то, что при выборе способа обработки скважины необходимо учитывать такие основные параметры как: интервал возможного парафинообразования и интенсивность отложений на стенках оборудования.

1. *Термические методы* основаны на способности ПУ нефти плавиться при температуре выше 50 °С . Предотвращение процесса образования АСПО осуществляется за счет поддержания температуры нефтяной системы выше температуры начала кристаллизации твердых углеводородов с помощью электронагревателей (греющий кабель, электроподогрев), горения термита в призабойной зоне пласта. Удаление АСПО проводится промывкой горячим теплоносителем (нефтью или водой) или обработкой паром. Недостатки термических методов заключаются в высокой энергоемкости, электро- и пожароопасности, ненадежности и низкой эффективности. Для увеличения эффективности метода необходимо своевременно корректировать и соблюдать межочистный период скважин, а также планировать объем жидкости для прокачки индивидуально для каждой скважины.

2. *Механические методы* используются для периодической очистки внутренних поверхностей нефтепромыслового оборудования от образовавшихся АСПО. Для этого применяется широкий ряд различных очистных устройств: скребки различных конструкций, эластичные шары, перемешивающие устройства. Способ механической очистки является трудоемким и малоэффективным.

3. *Физические методы борьбы с АСПО* предусматривают воздействие ультразвуковых и вибрационных колебаний; электрических, магнитных и электромагнитных полей, а также покрытие твёрдых поверхностей эмалями, стеклом, бакелитовым лаком. Вибрационные и ультразвуковые воздействия позволяют создать колебания в области образования АСПО, которые при воздействии на кристаллы ПУ, способствуют их перемещению, и как следствие препятствуют осаждению образующихся кристаллов ПУ на внутренних поверхностях оборудования. Воздействие магнитных полей для предотвращения формирования АСПО широкого распространения не получило, вследствие низкой эффективности действия. Однако с 2000 г. в литературе имеются данные о многочисленных положительных промышленных испытаниях магнитоактиваторов (магнитных аппаратов) для защиты оборудования от образования АСПО, что связано с появлением высокоэнергетических магнитов, изготовленных на основе редкоземельных материалов. Воздействие магнитного поля на движущуюся жидкость приводит к разрушению агрегатов, которые состоят из большого количества ферромагнитных микрочастиц соединений железа. Поэтому при их разрушении значительно (в 100-1000 раз) увеличивается количество центров кристаллизации. Кристаллы ПУ образуются в виде тонкодисперсной, устойчивой взвеси, а скорость роста АСПО уменьшается пропорционально снижению средних размеров образовавшихся кристаллов ПУ. По некоторым данным, после магнитной обработки в ряде условий проявляется газолифтный эффект, сопровождающийся образованием микропузырьков газа на центрах кристаллизации ПУ.

4. *Химико-механические методы.* Совместное механическое и физико-химическое воздействие водных растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ) на АСПО и очищаемую поверхность. Данные методы применяются для струйной, циркуляционной, пароводоструйной и погружной очистки трубопроводов, ёмкостей, резервуаров и деталей нефтепромышленного оборудования от образовавшихся АСПО.

5. *Химические методы.* Включают использование различных реагентов как для предотвращения образования АСПО (ингибиторы), так и для удаления уже существующих АСПО с внутренней поверхности нефтяного оборудования (растворители). В качестве химического способа борьбы с нефтяными осадками применяется промывка скважин растворителями (в частности, бензиновой фракцией). Наряду с высокой эффективностью данный способ имеет большие экономические затраты, поэтому обработка химическими реагентами используется в основном на скважинах, где применение других способов борьбы с АСПО не предоставляется возможным.

На практике применяют методы, дополняющие друг друга. Так, для применения ингибирующих присадок необходимо подготовить скважину и очистить от АСПО насосно-компрессорные трубы, арматуру и выкидные линии с помощью других дополнительных методов (термических, механических или химических).

Отложение парафинов может происходить как в скважине, так и в верхних строениях, блокируя поток углеводородных флюидов по мере их охлаждения. Парафины представляют собой твердые вещества, состоящие из длинноцепочечных ( $>C_{18}$ ) нормальных или разветвленных алкановых соединений, которые присутствуют в сырой нефти и некоторых конденсатах. Было установлено, что за парафиновые отложения в трубопроводах отвечают преимущественно нормальные алканы (*n*-парафиновые воски). Отложение парафинов в сырой нефти, как правило, труднее предотвратить, чем отложения в конденсатах, так как алканы там имеют более длинные цепи. При длине углеводородной цепи в 16—25 атомов углерода происходит образование мягких парафинов. Твердые кристаллические парафины имеют 25-50 или более атомов углерода в цепи. Температура плавления парафиновых восков возрастает по мере увеличения размера молекул. Обычно чем выше температура плавления, тем труднее предотвратить образование отложения парафинового воска.

В пласте при высокой температуре и давлении любые парафины в нефти будут в растворе. При падении температуры парафин начинает выпадать из сырой нефти в осадок, как правило, в виде игл и пластин. Кроме того, по мере падения давления в процессе добычи, происходит переход низкомолекулярных углеводородов (легких фракций) в газовую фазу, что уменьшает растворимость парафинов в нефти. Температура начала кристаллизации парафина, или температура помутнения, является той температурой, при которой первые кристаллы парафина начинают выпадать из сырой нефти в осадок. Это очень важное измерение. Температура начала кристаллизации парафина может быть порядка 50 °С для некоторых видов нефти и зависит от давления, состава нефти (в частности, концентрации легких фракций) и температуры начала кипения. Возникновение парафиновых осадений/отложений, как правило, происходит при более высокой температуре, чем образования газогидратов. Нефть, направленная на реализацию, часто содержит твердые парафинистые вещества. Данная нефть из-за потери легких фракций и более низкой температуры окружающей среды теряет большую часть своей способности удерживать парафины в растворе. Типичные проблемы, вызванные парафиновыми отложениями:

- Сокращение или закупорка трубопроводов, блокировка потока — данное явление может происходить в скважине, если температура в скважине является низкой.
- Повышение вязкости жидкости, ведущее к увеличению давления закачки.
- Проблемы перезапуска, вызванные высоким напряжением сдвига загущенной нефти.
- Снижение эффективности эксплуатации и нарушение технологических параметров с перерывами в добыче или остановками оборудования.
- Дорогостоящее и технически сложное удаление.

- Угроза безопасности в связи с отложениями, мешающими работе клапанов и инструментов.
- Проблемы утилизации, связанные с накоплением парафина.

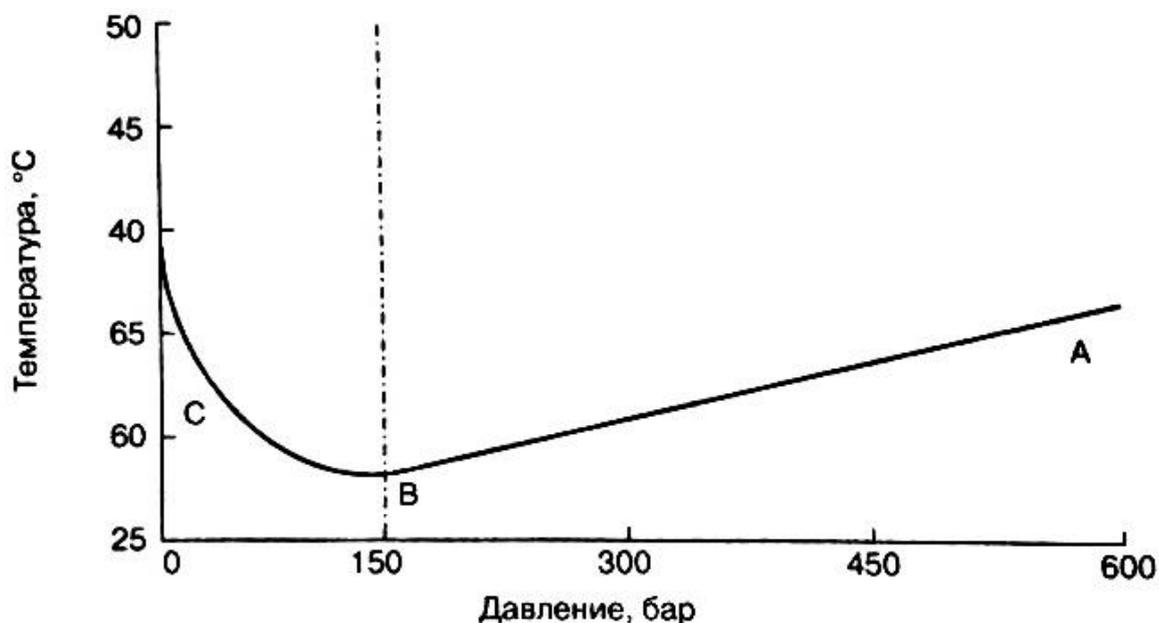


Рисунок 5 – Типичный фазовый график осаждения парафинов

Рисунок 5 иллюстрирует типичную фазовую диаграмму осаждения парафина. Положение А представляет собой пластовое давление с недонасыщенной газом нефтью. По мере добычи флюидов давление падает, и легкие фракции расширяются в большей пропорции к растворенным парафинам, увеличивая их растворимость и получая более низкую температуру начала кристаллизации парафина. В точке начала кипения (В) объемное соотношение легких фракций к тяжелым фракциям является максимальным, поэтому температура начала кристаллизации парафина является самой низкой. Снижение давления еще больше (С) приводит к высвобождению растворенных газов и легких фракций в газовую фазу. Это снижает растворимость воска и поэтому температура начала кристаллизации парафина увеличивается. Данное влияние может изменить температуру начала кристаллизации парафина на целых 15 °C по сравнению с товарной нефтью при 1 бар.

Осаждение парафина имеет три последствия:

1. Постепенное сужение трубопровода вследствие отложений на стенах — в результате чего снижается скорость потока из-за сочетания

уменьшенного диаметра трубы и увеличенной шероховатости стенок трубы за счет парафиновых отложений. Полная блокировка трубы происходит редко.

2. Увеличение вязкости флюида — данное обстоятельство приводит к последующей потере давления в линии. В худших случаях, загущение флюида может полностью остановить добычу.

3. Формирование нефтяного геля — данное обстоятельство может произойти, если трубопровод остановлен, флюиды охладились ниже температуры застывания, и результатом будет появление геля при нулевой скорости сдвига. Если предел текучести геля выше, чем максимальное давление в трубопроводе, то линия не может быть перезапущена.

### **3.1 Стратегии предотвращения образования отложения парафина**

Чтобы избежать проблем, связанных с отложением парафина в трубопроводах, иногда применяется смешивание высокопарафинистых сортов сырой нефти, особенно тяжелых, с разбавителем. Разбавитель может представлять собой газовый конденсат, сжиженный природный газ или легкую нефть с низкой температурой начала кристаллизации парафина или температурой застывания. В результате этого смешивания содержание парафина в высокопарафинистой сырой нефти снижается, что уменьшает температуру начала кристаллизации или застывания до более низких температур.

Есть несколько других способов предотвращения гелеобразования парафинов и накопления парафиновых отложений в скважине и в промысловых трубопроводах:

- теплоизоляция;
- механическое удаление;
- очистка транспортных линий скребками;
- скважинные фрезы;
- нагревание: скважины, трубопровода;
- растворители для удаления парафиновых отложений;

- ингибиторы отложения парафина (парафинового воска), понизители температуры застывания нефти и диспергаторы;
- магниты;
- резкое охлаждение (холодный поток);
- ультразвук;
- микробная обработка.

Может оказаться так, что скважина, добывающая высокопарафинистую нефть, находится рядом со скважиной, нефть из которой совсем не содержит парафин. Смешение этих потоков не всегда может привести к проблемам образования отложений парафина. Поэтому ввод непарафинистой нефтяной скважины сначала может смягчить проблему парафиновых отложений там, где потоки скважин смешиваются, но не обязательно далее по проточной линии, где условия могут быть прохладнее.

Очистка трубопроводов скребками для предотвращения накопления отложений парафинов является обычным делом и производится на регулярной основе. Имитатор осаждения парафина может быть использован для определения частоты очистки скребками и падения давления в линии. Очистка скребками часто проводится в сочетании с непрерывным использованием ингибиторов отложения парафина, что снижает скорость осаждения парафина и смягчает уже существующие отложения. Механическое удаление парафина из скважины является относительно простой процедурой, но требует довольно длительной остановки скважины. Кроме того, это крайне неэффективно, поскольку значительное количество парафина часто остается в скважине.

Теплоизоляция трубопровода может помочь сохранить температуру транспортируемых флюидов выше температуры осаждения парафина. Нагревание может осуществляться посредством электричества (индуктивный нагрев) или горячей воды, что осуществляется обвязкой трубопровода трубками или системой «труба в трубе». Электрическое нагревание является дорогостоящим, если использовать его на постоянной основе, и поэтому, как правило, применяется только в ситуациях остановки.

Резкое охлаждение или холодный поток рассматривается в качестве метода для предотвращения отложения парафинов при транспортировке нефти, где наблюдается очень низкая температура и происходит сильное осаждение парафина. Идея заключается в том, чтобы охладить некоторое количество высокопарафинистой нефти как можно быстрее, таким образом, осаждения парафина останутся в самом объеме флюидов, насколько это возможно, а не на стенках трубы. Первые сформированные затравочные частицы парафина предоставляют место для дальнейшего роста кристаллов парафина. В конце концов, весь парафин будет сформирован в виде дисперсии транспортируемых частиц парафина практически без осаждения на стенках трубы. Данный безреагентный метод все еще находится на стадии исследования. Также существуют сведения о разработке методов, при которых парафин вынуждают оседать на частицах отложений, а не на стенках труб, посредством электрических или электромагнитных полей.

Постоянные магниты и электромагниты используются для предотвращения отложения парафинов, главным образом в скважинах. Составные магниты работают лучше. Также существуют свидетельства об использовании импульсных электрических или магнитных полей для уменьшения вязкости нефти. Однако, как и в случае с предотвращением отложений, коэффициент успешности лабораторных и полевых исследований был переменным. Могут появиться и отрицательные результаты полевых испытаний, если в полевых условиях оператор использует технологию, не обеспечивающую необходимую производительность скважины. Некоторые лабораторные исследования показывают положительное влияние магнитов в снижении отложения парафинов и уменьшении вязкости. Данное влияние больше наблюдается в конденсатных системах, а не в сырой нефти. Присутствие воды и ее соленость также могут влиять на магнитную обработку парафина, впрочем влияние магнитов на парафиновые отложения отмечается и в чисто углеводородных системах.

Существуют свидетельства, что для удаления парафина из нефтяных скважин используется микробная обработка. Добыча нефти увеличилась, и были отменены 16 циклов термической промывки скважин и 44 цикла добавления присадок в течение 4 месяцев тестирования, что дало значительную экономическую выгоду. Микробная биоремедиация парафина является довольно дорогой техникой в больших масштабах. Тем не менее, о ее производительности касательно скважин, обработанных в Китае, отзываются очень хорошо. Побочные продукты метаболизма, такие как органические кислоты и биосурфактанты, также обладают способностью диспергировать парафины и другие органические отложения и увеличивать их растворимость в добываемых флюидах.

В лабораторных испытаниях получены свидетельства об ультразвуковых методах обработки скважин для удаления парафиновых отложений, и они предлагаются в качестве нового метода обработки скважин. Предложен метод, особенно эффективный при обработке длинных интервалов продуктивного пласта, где химические методы могут быть слишком дорогими. Лабораторные эксперименты по обработке акустической кавитацией и магнитным взаимодействием показали значительное снижение вязкости нефти с высокой температурой застывания. Полевые испытания, использующие данный метод, показали удлинение цикла осаждения парафинов в скважине.

### **3.2 Борьба с отложениями асфальтенов**

Отложения асфальтенов представляют собой серьезную проблему и в процессах добычи, и в процессах переработки нефти. Асфальтены называют «холестеролом» нефти. Асфальтены могут блокировать поры в призабойном пространстве и откладываться в насосно-компрессорных колоннах, трубопроводах и установках первичной переработки. Многие нефтяные коллекторы, содержащие асфальтены, выдают нефть без признаков отложения асфальтенов, пока стабильность нефти не нарушена. Стабильность асфальтенов нарушается прорывом газа (падение давления), промывкой конденсатом, нагнетанием газа или газоконденсатной жидкости, кислотной обработкой,

закачкой под давлением ингибиторов солеотложений с низким рН, смешиванием нефти и высоким потенциалом сдвига или течения. Если эта дестабилизация возникает в пласте, содержащем заряженные минералы, то асфальтены могут адсорбироваться и изменить гидрофильность и проницаемость. Высокая концентрация асфальтенов в нефти необязательно приводит к проблеме отложения асфальтенов. На самом деле в нефти с 20%-ным содержанием асфальтенов проблемы отложений могут не возникать, но могут возникать в сортах с очень малым содержанием – 0,2% масс.

Тяжелые сорта нефти содержат значительный процент асфальтенов и создают особые проблемы при их извлечении, транспортировке по трубопроводам и переработке.

У асфальтенов нет ярко выраженных гидрофильных головок и хвостовых групп и, следовательно, они не проявляют амфифильный характер и классическое поведение поверхностно-активных веществ. При этом иерархическое агрегирование частиц асфальтенов способствует стабильности водонефтяной эмульсии посредством образования сетчатой структуры с тонкой нефтяной пленкой, разделяющей приближающиеся капли воды.

Обычно асфальтены определяют как фракцию нефти, нерастворимую в легких алифатических углеводородах, таких как пентан и гептан, но растворимую в ароматических растворителях, таких как толуол. Однако на месторождении возможно возникновение проблем осаждения асфальтенов в нефти, в которой в лабораторных условиях асфальтены при добавлении избыточного гептана не осаждаются. Асфальтены считаются одними из самых тяжелых (высокомолекулярных) компонентов сырой нефти. К асфальтенам относятся низкомолекулярные мальтены или простые смолы, которые также имеют полициклические полярные группы, но характеризуются большим количеством алифатических боковых цепей и растворимы в гептане. Мальтены и смолы не образуют повреждающих осадений, но считается, что они помогают стабилизировать асфальтены в растворе.

Асфальтены являются органическими твердыми частицами, состоящими из различных полиароматических структур с алифатическими цепями, а также содержащими гетероатомы, такие как сера, азот и кислород, и металлы, такие как никель, ванадий и железо. Металлы образуют комплексы и сообщают электрический заряд, который в свою очередь влияет на выпадение асфальтенов. Процентное содержание каждого элемента в асфальтенах зависит от сорта нефти; при этом средние значения составляют 76-86 % масс. С, 7,3-8,5 Н, 5,0-9,0 S, 0,7-1,2 O, 1,3-1,41 N и 0,1-0,2 % масс. металлов (в основном Ni, V и Fe). В асфальтенах можно обнаружить различные функциональные группы. Сера присутствует, главным образом, в виде сульфидных и тиофеновых групп и, в меньшей степени, в виде сульфоксида. Азот присутствует практически полностью в ароматических группах, таких как пиррольная, в меньшей степени в виде пиридиновых групп и крайне редко в виде третичных аминов. Кислород присутствует главным образом в карбонильных и гидроксильных/фенольных группах. К ним относятся кетоны и карбоновые кислоты.

При высоком давлении в пласте асфальтены существуют в виде отдельных молекул или, самое большее, в виде наноагрегатов в нефти. На протяжении почти 70 лет считалось, что полярные смолы, действующие подобно поверхностно-активным веществам, стабилизируют асфальтены в растворе. Однако свидетельства, полученные в результате измерений гравитационного градиента и измерений высококачественной ультразвуковой акустики и диффузии ядерного магнитного резонанса, показали, что смолы совсем не ассоциированы с асфальтенами в пласте. При этом были обнаружены два ключевых параметра, регулирующие стабильность асфальтеновых агрегатов (мицелл) в сырой нефти – соотношение ароматических углеводородов и насыщенных углеводородов и соотношение смол (или мальтенов) и асфальтенов. При уменьшении этого соотношения произойдет флокуляция асфальтеновых мономеров или агрегатов с образованием более крупных флокулянтов, которые могут осадиться в системе. Известно, что некоторые ингибиторы асфальтенов на основе мономерных ПАВ,

предназначенные для работы в качестве искусственных смол или усилителей смолы, способны удерживать асфальтены в диспергированном состоянии. Таким образом, возможно, что низкомолекулярные асфальтеновые кластеры или агрегаты, которые не осаждаются из раствора, взаимодействуют со смолами только при более высоких агрегационных числах и не в пласте.

Когда при добыче нефти давление падает, но остается выше давления насыщения, плотность нефти понижается, и объемы, занимаемые более легкими компонентами, увеличиваются быстрее, чем объемы более тяжелых, менее сжимаемых компонентов. Таким образом, уменьшается полярность нефти и может начаться ассоциирование асфальтенов с последующей флокуляцией. Это часто происходит в перфорационных отверстиях в забойном пространстве, но может случиться в любой точке системы, вплоть до установок первичной переработки. Таким образом, одним из способов контролирования осаждения асфальтенов является сведение к минимуму перепадов давления в процессе добычи.

К нехимическим методам, рекомендованным для борьбы с отложениями асфальтена, относятся следующие:

- Недопущение смешения определенных потоков нефти. Смешение сырых нефтей является обычной причиной осаждения асфальтенов. Легкие неасфальтеновые сорта являются возможным осадителем для более тяжелых сортов.
- Варьирование температуры, давления или режима потока, что позволяет свести к минимуму возникновение условий, ускоряющих осаждение асфальтенов и, таким образом, увеличить коэффициент пребывания в эксплуатации скважины и оборудования.
- Механическая очистка скважин и поверхностного оборудования: к ней относятся использование каротажных методов и открытие сосудов, например, сепараторов, с удалением (выкапыванием) отложившегося материала.
- Использование более интенсивного потока для эрозии отложений.

Для очистки скважин от асфальтенов можно использовать ультразвуковое излучение. Имеется опыт отделения асфальтенов от нефти посредством керамических мембран.

Существуют два химических способа предупреждения отложения асфальтенов в процессе добычи:

- Предупреждение отложений при помощи диспергентов и ингибиторов асфальтенов (непрерывное или периодическое дозирование, закачка под давлением, размещение в проппантах в процессе гидравлического разрыва).
- Восстановительная обработка с использованием растворителей асфальтенов (растворителей или деасфальтизаторов).

### **3.3 Термические методы**

Поскольку выпадение парафинов напрямую зависит от температуры, термические методы могут весьма эффективно предотвращать и устранять осложнения, связанные с выпадением парафинов. К методам предотвращения выпадения парафинов относятся прокладка линий парового или электрического подогрева трубопроводов в сочетании с теплоизоляцией. К термическим методам удаления отложений парафинов относится промывка скважин горячей нефтью и горячей водой. Горячая вода не обладает такой растворяющей способностью, как нефть, поэтому в воду часто добавляют поверхностно-активные вещества для повышения диспергирования парафинов в водной фазе. Применение поверхностно-активных веществ рассматривается в разделе о химических методах.

Одним из наиболее распространенных способов удаления отложившегося парафина является промывка горячей нефтью. Парафин плавится и растворяется в горячей нефти, что позволяет прокачивать его от скважины до наземных технологических сооружений. Как правило, горячая нефть закачивается в скважину по обсадным трубам и поднимается на поверхность по насосно-компрессорным; в фонтанирующих же скважинах нефть может подаваться по насосно-компрессорным трубам и подниматься по обсадным.

Есть примеры, когда в результате промывки скважин горячей нефтью снижалась проницаемость призабойной зоны в результате проникновения расплавленного парафина в пласт.

Парафины с повышенным молекулярным весом чаще откладываются в нижней части ствола скважины, где температура выше. Фракции с меньшим молекулярным весом откладываются выше по стволу по мере снижения температуры. При промывке горячей нефтью больше всего нагревается верхняя часть ствола скважины. По мере продвижения нефти вниз по стволу ее температура будет падать, а несущая способность по парафину снижаться. Следовательно, необходимо закачивать достаточное количество нефти, чтобы растворить и расплавить парафины на нужных глубинах.

### **3.4 Механические методы**

Для удаления отложений парафина из НКТ широко применяются скребки и резак; они экономичны и минимально повреждают призабойную зону. Скребки легко крепятся к приборам, спускаемым на кабеле, или к насосным штангам и удаляют парафин при насосной эксплуатации скважин. Для удаления отложений в наземных трубопроводах по ним пропускают растворимые или нерастворимые пробки. Растворимые пробки могут состоять из нафталина или микрокристаллического парафина. Нерастворимые пробки изготавливаются из пластмассы или эбонита.

В качестве еще одного механического способа предотвращения отложений применяются пластиковые трубы или трубы с покрытием. Низкий коэффициент трения таких поверхностей затрудняет прилипание кристаллов парафина к стенкам трубы. Однако при весьма благоприятных условиях для выпадения парафинов они могут все-таки отложиться, и их объем может увеличиваться с той же скоростью, что и в обычных трубах, в том случае, если на их стенках образовался начальный слой материала. Поэтому трубы из пластика и с нанесенным покрытием должны обладать термической и химической устойчивостью к применению одного из других методов удаления парафинов.

### 3.5 Химические методы

К химическим методам, которые можно применять для удаления парафинов, относится использование растворителей, модификаторов кристаллов, дисперсантов и ПАВ.

Растворители можно применять для удаления отложений в колоннах НКТ, а также для обработки призабойной зоны. Хотя хлорированные углеводороды прекрасно растворяют парафины, их обычно не применяют по соображениям безопасности и в связи с тем, что их присутствие в продукции скважин затрудняет ее подготовку. Для удаления отложений с пониженным содержанием асфальтенов можно применять углеводородные жидкости, которые состоят в основном из нормальных алканов (например, конденсат и дизтопливо). Хорошими растворителями как для парафинов, так и для асфальтенов являются такие ароматические растворители, как толуол и ксилол.

Модификаторы кристаллов действуют на молекулярном уровне и снижают склонность молекул парафина создавать сети и образовывать в нефти структуры кристаллической решетки. Они работают на молекулярном уровне и благодаря

этому эффективны при концентрациях, которые измеряются в миллиграммах на килограмм, в отличие от горячей нефти и растворителей, которые необходимо применять в больших количествах. Модификаторы кристаллов обладают довольно высоким молекулярным весом, что позволяет им вступать во взаимодействие с парафинами с таким же высоким молекулярным весом. Из-за того, что у них высокая температура плавления, они применяются только в районах с холодным климатом.

Дисперсанты — это химические реагенты, которые разбивают отложившийся парафин на частицы, размер которых настолько мал, что они выносятся потоком нефти. Эти химические реагенты применяются в виде слабokonцентрированных водных растворов, что обеспечивает относительную безопасность и экономичность их использования.

ПАВ могут применяться как ингибиторы отложений или как реагенты, повышающие растворимость для нуклеирующих агентов в нефти. ПАВ не нашли такого же широкого применения, как другие химические реагенты.

Чтобы определить вероятность парафинового осаждения из нефти или конденсата сначала измеряется температура начала кристаллизации парафина, или температура помутнения. Рассматривается множество способов сделать это. Такие методы, как измерение вязкости и закупорка фильтра, возможны только при очень благоприятных обстоятельствах. То же самое можно сказать и о дифференциальной сканирующей калориметрии. Также используется микрокалориметрия высокого давления.

Надежный метод определения температуры начала кристаллизации парафина состоит в определении температуры, при которой начинают формироваться отложения парафина на охлажденной поверхности, подверженной воздействию теплой текущей нефти. Другие действенные методы включают:

- кросс-поляризационную микроскопию;
- лазерную и коллиматорную систему обнаружения твердой фазы;
- инфракрасную спектроскопию с использованием преобразования Фурье;
- метод рассеяния света в ближнем инфракрасном диапазоне;
- метод микроскопирования при охлаждении под высоким давлением;
- акустический дефектоскоп;
- Ядерный магнитный резонанс.

Также сконструирована проточная ячейка с видеомикроскопом, позволяющим наблюдать возникновение агломераций и осадений. Сильные парафиновые агрегаты можно было наблюдать в неингибированной нефти, в то время как в ингибированной нефти наблюдались скопления со слабыми связями. Примечателен тот факт, что с помощью данной техники наблюдались

более низкие температуры помутнения, чем посредством более традиционных методов.

Скорость осаждения парафинов обычно определяется посредством использования метода «холодного пальца», аналогии Чилтона—Колберна и односистемного параметра настройки. Рассматривается применение аппарата «мульти-холодный палец». В качестве альтернативы можно использовать коаксиальное устройство осаждения парафина со сдвигом ячейки. Существуют сведения о системе осаждения парафинов, подходящей для тестирования небольших объемов, обеспечивающей контроль над условиями сдвига и полем распределения температур и обладающей способностью измерять и наблюдать толщину отложений, их состав, микроскопическое строение и макроскопические структуры. Эксперименты, проведенные с увеличением концентрации серийного ингибитора парафина в парафиновых отложениях на испытательном стенде, подвергают сомнению используемую в настоящее время модель осаждения парафинов. Результаты показали, что добавление ингибитора не изменяет входные параметры, используемые для прогнозирования отложения парафинов (температуру начала кристаллизации парафина, содержание парафина, кривую растворимости). Кроме того, параметр пористости, который, очевидно, подвергается влиянию ингибитора, в настоящее время не прогнозируется и используется только в качестве параметра настройки.

Более сложным аппаратом для измерения скорости осаждения парафина является гидравлический испытательный стенд замкнутого типа или установка с системой блокировки трубы. Капиллярные установки с системой блокировки трубы измеряют изменение давления в капилляре микроколонки, возникающее из-за нарастания слоя парафина на внутренних стенках капилляра. Капилляр или петля стенда замкнутого типа либо охлаждаются рубашкой, либо помещаются в охлаждающую ванну. Также используются экспериментальные петли большего диаметра. Изучается процесс затвердевания и структура парафиновых отложений в потоке в трубопроводе. Результаты экспериментов

по осаждению парафинов на гидравлическом испытательном стенде замкнутого типа показали количественно хорошее соответствие с результатами экспериментов на холодном диске. Существуют сведения о сравнении парафиновых отложений, образующихся в промышленных условиях, с отложениями, полученными при использовании метода «холодного пальца».

Измерение температуры застывания парафинистой сырой нефти традиционно проводится с использованием простого теста на застывание (вязкость также следует измерять). Повторяемость теста может быть плохой, но позволяет ранжировать производительность депрессорной присадки. Сдвиг, предоставляемый данным методом, является крайне низким и может показывать очень небольшие изменения в вязкости. Таким образом, измерения вязкости помогут избежать неточности данных, полученных посредством данного метода. Как утверждается, температуру застывания лучше всего измерять реологическим механическим спектрометром. Прочность парафинового геля можно определить посредством тестов на предел текучести с использованием вискозиметрии. Морфология и структура кристаллов парафина, образующихся в процессе обработки депрессорной присадкой, исследуются на микроскопическом уровне.

Существуют свидетельства, что для оценки качества продукта очень эффективна вискозиметрия высокого давления. Нестабильность поведения полимера в растворе в составах ингибиторов отложения парафина при высоких давлениях и низких температурах может быть причиной некоторых сбоев в промышленных комбинированных реагентопроводных линиях. Нестабильность зависит от химического состава ингибитора и его концентрации в растворе. Большинство ингибиторов парафинообразования не являются, по сути, хорошо растворимыми при низких температурах даже в хороших растворителях. Тем не менее, более хорошей растворимости ингибитора, даже при пониженных температурах, можно достичь посредством комбинации слабого или среднего растворителя и второго сильного растворителя парафиновых отложений. Примеры слабых или средних растворителей включают бензол, толуол, ксилол,

этилбензол, пропилбензол, триметилбензол и их смеси. Примеры сильных растворителей парафиновых отложений включают циклопентан, циклогексан, сероуглерод, декалин и их смеси.

### **3.5.1 Ингибиторы отложения парафинов и депрессорные присадки**

Химические вещества необходимы и для предотвращения как отложения парафинов, так и парафинового гелеобразования. Они должны влиять на температуру начала кристаллизации парафина и температуру застывания, соответственно. Химические вещества могут также изменить кристаллы парафина, чтобы они не агломерировались и не откладывались. Химические вещества, влияющие на температуру начала кристаллизации парафина, обычно называют ингибиторами отложения парафинов или модификаторами кристаллов парафина. Химические вещества, воздействующие на температуру застывания, называют депрессорными присадками или химреагентами для снижения гидравлических потерь. Так как оба класса химических веществ, так или иначе, должны взаимодействовать с процессом кристаллизации воска, есть немало совпадений в химическом составе и механизмах двух классов. Таким образом, большинство ингибиторов отложения парафинов функционируют и в качестве депрессорной присадки. Диспергаторы парафина действуют по-другому. Ингибиторы отложения парафинов и депрессорные присадки должны быть доставлены в трубопроводы до того, как основная температура опустится ниже температуры начала кристаллизации парафина.

Концентрация необходимого ингибитора отложения парафинов или депрессорной присадки зависит от серьезности проблемы отложения парафинов, но 100-2000 ppm охватывают большинство сфер применения. На одном месторождении дозировку депрессорной присадки пришлось увеличить в два раза, при этом увеличилось содержание асфальтенов. Возможно, это связано с взаимодействием депрессорной присадки и асфальтенов.

Во многих сферах применения ингибиторов отложения парафинов не удастся полностью предотвратить отложения парафинов во всем трубопроводе, но можно снизить частоту процедур удаления парафинов, таких как внутренняя

очистка трубопроводов скребком или промывка скважины горячей нефтью. Депрессорные присадки часто используются, чтобы не допустить парафинового гелеобразования во время остановки скважины, когда флюиды могут охладиться ниже температуры застывания.

Существуют различные способы проектирования химического вещества, которое будет вмешиваться в зародышеобразование кристаллов парафинов и процесс кристаллизации. Короче говоря, часть молекулы должна взаимодействовать или сокристаллизоваться с парафином, чтобы изменить или помешать его кристаллизации. Другая часть молекулы может предотвратить дальнейший рост кристаллов парафина, покрывая места, где могли бы прикрепиться новые молекулы парафина. Это предотвращает образование структурированных парафиновых решеток на стенке трубы. Существуют сведения, что в микроскопическом масштабе ингибиторы отложения парафинов имеют огромное влияние на морфологию кристаллов парафина: наблюдаются сильно разветвленные микрокристаллические сетки, а не обычный рост пластинок, показываемый чистым парафином.

Основные классы ингибиторов отложения парафинов и депрессорных присадок можно суммировать следующим образом:

- Полимеры и сополимеры этилена.
- Гребенчатые полимеры.
- Прочие разветвленные полимеры с длинными алкильными группами.

Как мы видим, разработка данных продуктов в ароматических растворителях поможет увеличить их производительность. Может оказаться затруднительным работать с высокими концентрациями полимерных депрессорных присадок или ингибиторов отложения парафинов в холодном климате из-за их высокой температуры затвердевания, но данную проблему можно преодолеть. Водонефтяное эмульгирование может использоваться для предотвращения их гелеобразования или для использования при нефтедобыче более одного химического вещества в одном и том же трубопроводе. Смесь

слабого или среднего растворителя парафиновых отложений, такого как толуол или ксилол, и сильного растворителя, такого как циклопентан или циклогексан, также поможет избежать гелеобразования ингибитора отложения парафинов в холодном климате. Фазовое поведение сополимера этилена и винилацетата было исследовано в различных растворителях. Химреагент для снижения гидравлических потерь в плохом растворителе (циклогексане) по сравнению с другим растворителем дал лучшие результаты улучшения текучести сырой нефти.

Гребенчатые полимеры работают наиболее эффективно в качестве ингибиторов отложения парафинов, но могут работать синергетически с этиленовыми сополимерами, такими как сополимер этилена и винилацетата, и поверхностно-активными веществами. Как следует из названия, гребенчатые полимеры напоминают гребень, так как у них есть поливиниловая основная цепь со множеством длинноцепочечных боковых групп (рисунок 6). На самом деле, лучшим описанием будет «волосы, накрученные на бигуди», потому что в атактическом полимере боковые цепи направлены от основной цепи во многих направлениях. В качестве общей рекомендации ингибиторы отложения парафинов или модификаторы кристаллов парафина могут предотвратить отложения парафинов при температуре на 10-15 °C ниже температуры начала кристаллизации парафина при типичных дозах 50-200ppm. Используются и более высокие дозы. Часто понижение температуры застывания оказывается большим, чем понижение температуры начала кристаллизации парафина; наблюдалось понижение до 30 °C при очень высокой дозе депрессорной присадки. Кроме возможности сокристаллизоваться с парафинами посредством ван-дер-ваальсового взаимодействия, гребенчатые полимеры стерически изолируют кристалл парафина, что мешает правильной расстановке новых входящих молекул парафина и рост кристалла прекращается. Это мешает кристаллам парафина соединяться друг с другом и иногда мешает им прикрепляться к стенкам труб. Температура застывания также обычно снижается. Ингибирование роста кристаллов посредством гребенчатого

полимера моделируется с помощью полиоктадецилакрилата на октакозане. Данная модель предсказывает, что полиоктадецилакрилат предотвращает рост парафиновых отложений при низких пересыщениях, где рост происходит в основном на этапе развития дефектов, и замедляет рост при более высоких пересыщениях, где островковый рост является очень важным. Оптимальная длина боковых цепей в гребенчатых полимерах зависит от длины алканов в парафинах. Таким образом, в общем случае более высокомолекулярные парафины лучше всего ингибируются гребенчатыми полимерами с длинноцепочечными боковыми группами. По существу, необходимо хорошее соответствие между длинами алканов и боковыми цепями. Тем не менее, для очень длинноцепочечных парафинов ( $C_{30+}$ ), не существует экономически эффективных синтетических способов введения в равной степени длинноцепочечных алкилов в гребенчатый полимер. Лабораторные исследования показывают, что некоторые из лучших серийных гребенчатых полимеров, а также сополимеров этилена и винилацетата, не могут справиться с парафинами с длинными алкановыми цепями. Большое значение имеет и частота длинных боковых цепей в гребенчатых полимерах. Остальные боковые цепи являлись метальными группами, так как сложные эфиры  $C_{18}$  изготавливаются посредством переэторификации катализируемого основания сложного метилового эфира полиакрилата. Исследования осаждения парафинов различных сырых сортов нефти с использованием характеристик парафинов, полученных посредством спектроскопии ядерного магнитного резонанса, показали, что более липкие парафины имеют разветвленные углеродные цепи, в то время как нелипкие парафины являются, главным образом, парафиновыми восками с прямой цепью. Таким образом, разветвление в алкильных боковых цепях полимерных ингибиторов отложения парафинов может быть полезным.

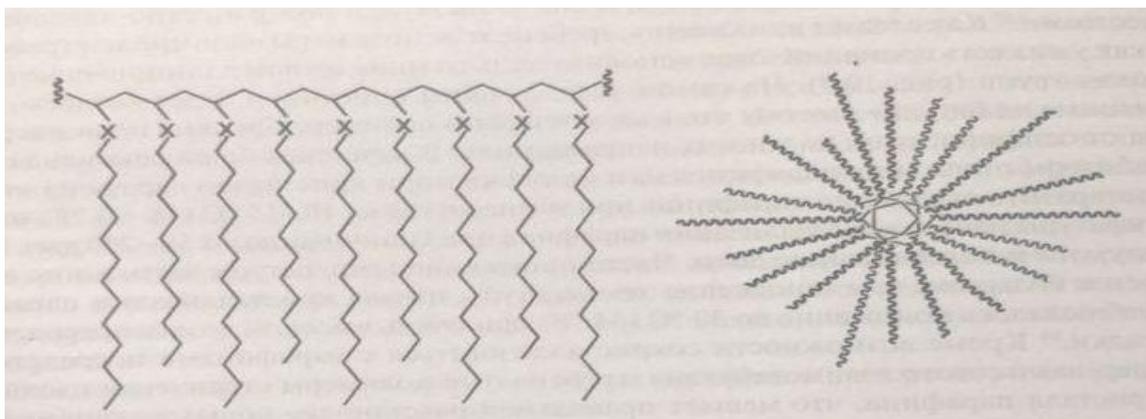


Рисунок 6 – Традиционно изображаемая структура гребенчатого полимера (слева). X представляет собой пространственную группу. Структура спиральной основы в боковом разрезе (справа)

Гребенчатые полимеры, как правило, рассматриваются как наиболее эффективный класс ингибиторов образования парафиновых отложений. Тем не менее, в тяжелых случаях парафиновых отложений с высокой температурой начала кристаллизации даже эти ингибиторы могут не решить проблему осаждения в течение длительного периода. Это происходит потому, что основная часть парафиновых алканов значительно длиннее, чем алкильные цепи в гребенчатом полимере. Следовательно, может потребоваться периодическая очистка скребком или другой метод удаления парафиновых отложений. Гребенчатые полимеры, как правило, изготавливаются из одного или двух классов мономеров, метакриловой кислоты или малеинового ангидрида, или обоих.

### **3.5.2 Методы ввода в действие ингибиторов образования отложения парафинов и депрессорных присадок**

Безусловно, наиболее распространенным методом ввода в действие для ингибиторов образования отложения парафинов и депрессорных присадок является их введение на устье скважины. Однако если парафин является проблемой в скважине, и присутствует капиллярная колонна, эти химические вещества также могут быть введены в скважину через капиллярную колонну. Техник, используемой в Китае, является добавление в скважину цилиндрического твердого ингибитора образования отложения парафинов,

помещенного в трубчатую емкость с отверстиями, которая прикрепляется к нижней части насоса в скважине. Ингибитор постепенно растворяется в течение долгого времени и действует в качестве системы с медленным высвобождением. Теоретически, обработка пласта под давлением не представляется экономически выгодной, так как ингибиторы образования отложения парафинов являются, по необходимости, очень похожими по полярности на естественную сырую нефть. Таким образом, они обладают плохой способностью адсорбироваться на породе пласта и поэтому, как правило, имеют тенденцию быстро возвращаться. Это создает короткий эффективный срок обработки. Двумя важными аспектами контроля являются смачиваемость и разработка способа получения минимальной концентрации ингибитора в продукции скважин.

Из-за полимерной природы большинства ингибиторов образования отложения парафинов и депрессорных присадок растворы данных химических веществ могут быть очень вязкими, что затрудняет их применение в трубопроводах при холодном климате. Таким образом, задействованные составы часто являются смесями с низкой концентрацией или растворами активного ингредиента в растворителе, часто ароматическом углеводороде. Это приводит к необходимости использования высоких доз этих низкоактивных продуктов на основе растворителей. Одним из способов повышения концентрации активных ингредиентов и сохранения низкой вязкости является использование эмульсии. Диспергатор содержит неионогенное поверхностно-активное вещество, такое как этоксилированный алифатический спирт, и присутствует в дисперсии в количестве, достаточном для придания дисперсии стабильности.

Другой способ заключается в использовании дисперсии ингибиторов образования отложения парафинов. Новое поколение экологически чистых дисперсионных продуктов было успешно применено во время полевых испытаний и сейчас находится в непрерывном использовании на многих месторождениях.

#### **4. АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПРИМЕНЯЕМЫХ НА «Ф» МЕСТОРОЖДЕНИИ**

##### **4.1 Общие сведения о «Ф» месторождении**

В административном отношении «Ф» месторождение находится в пределах Каргасокского района Томской области, в 60 км от г. Кедровый, и в 400 км от г. Томск. Географически месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской низменности. «Ф» месторождение находится в пределах Южно-Мыльджинского лицензионного участка.

Ближайшим населенным пунктом является с. Мыльджино, расположенное в 37 км от района работ. Наиболее крупный и ближайший населенный пункт – г. Кедровый, находится на расстоянии 60 км на юго-восток. Здесь расположены аэропорт, почта, телеграф, объекты соцкультбыта, центральные базы снабжения, ремонтные и инженерные службы Лугинецкого НГДУ. Имеется ЛЭП и ряд действующих зимников. Население занято в сельском хозяйстве, геологоразведке, строительстве.

Железные дороги и дороги с твердым покрытием до месторождения отсутствуют. Основная часть материалов доставляется из г. Томска водным путем до села Средний Васюган, далее наземным транспортом в зимний период. Навигационный период на крупных реках продолжается 150-170 дней, а на мелких – значительно меньше. В 17 км к востоку от «Ф» месторождения проходит дорога-зимник в направлении г. Кедровый – районный центр г. Парабель – областной центр г. Томск. Срок действия зимников в среднем составляет 3-4 месяца.

В связи с деятельностью ОАО "Томскгаз" развивается транспортная инфраструктура в регионе, включая автодорогу д. Мыльджино – Мыльджинское газоконденсатное м-е, газопровод Мыльджинское м-е - п. Вертикос, ЛЭП и продуктопровод Мыльджинское м-е - Лугинецкое м-е. В 2004 году проведен продуктопровод «Ф» месторождение – Лугинецкая КС.

Отопительный сезон длится с конца сентября по май включительно.

Строительный лес имеется на месте.

## 4.2 Физико–химические свойства нефти и газа

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов «Ф» месторождения

№ п/п	Параметры	Размерность	Продуктивные пласты	
			$Ю_1^{1-4}$	$Ю_1^5$
1	Средняя глубина залегания кровли	м	-2394	-2443
2	Абсолютная отметка ВНК	м	-2358	-2376
3	Абсолютная отметка ГНК	м		
4	Абсолютная отметка ГВК	м		
5	Тип залежи		Пластовая, сводовая	Пластовая, сводовая, литологически ограниченная
6	Тип коллектора		поровый	поровый
7	Площадь нефте/газоносности	тыс.м <sup>2</sup>	26698	7776
8	Средняя общая толщина	м	35,2	6,5
9	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	8,9	1,9
10	Средняя эффективная газонасыщенная толщина	м		
11	Средняя эффективная водонасыщенная толщина	м	3,1	2,1
12	Коэффициент пористости	доли ед.	0,18	0,18
13	Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.		
14	Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.		
15	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,54	0,54
16	Коэффициент газонасыщенности пласта	доли ед.		
17	Проницаемость	10 <sup>-3</sup> * мкм <sup>2</sup>	13,4	19,5
18	Коэффициент песчанности	доли ед.	0,37	0,32
19	Расчлененность	ед.	6,5	1,7
20	Начальная пластовая температура	°С	85,7	90
21	Начальное пластовое давление	МПа	25,4	25,8
22	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	0,6	0,43
23	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см <sup>3</sup>	0,592	0,595
24	Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см <sup>3</sup>	0,783	0,783
25	Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,25	1,25
26	Содержание серы в нефти	%	0,15	0,09
27	Содержание парафина в нефти	%	11,6	15,9
28	Давление насыщения нефти газом	МПа	13	10,7
29	Газосодержание	м <sup>3</sup> /т	228	228
30	Давление начала конденсации	МПа		

31	Потенциальное содержание стабильного конденсата в газе ( $C_{5+}$ )	г/м <sup>3</sup>		
32	Содержание сероводорода	%		
33	Вязкость газа в пластовых условиях	мПа*с		
34	Плотность газа в пластовых условиях	кг/м <sup>3</sup>		
35	Коэффициент сверхсжимаемости газа	доли ед.		
36	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	0,38	0,38
37	Плотность воды в поверхностных условиях	г/см <sup>3</sup>	1,029	1,039
38	Сжимаемость	1/МПа *10 <sup>4</sup>		
39	нефти		10,2	11,9
40	воды		4,3	4,3
41	породы		2	2
42	Коэффициент вытеснения	доли ед.	0,467	0,467
43	Коэффициент продуктивности	м <sup>3</sup> /сут *МПа	3,6	5,6

### 4.3 Технология удаления АСПО скребкованием

Данная работа выполняется силами оператора проекта, то есть ООО «ТН», без привлечения подрядных организаций. Метод довольно-таки прост: в скважину через лубрикатор опускается скребок, его опускают вглубь, при этом он проходит по стенкам скважины и отделяет парафин от стенок. Затем отделенные АСПО вымываются с добываемой жидкостью на поверхность. Этот метод эффективен для очистки скважин, но он никак не влияет на предотвращение образования АСПО, поэтому межремонтный период на рассматриваемой скважине №21Р «Ф» месторождения составляет всего лишь 3 дня.

### 4.4 Промывка скважины горячей нефтью

Промывка скважин горячей нефтью для расплавления и растворения отложений парафина проводится столько, сколько существует добыча нефти. В методе промывки скважины горячей нефтью добываемая сырая нефть нагревается до температуры, значительно превышающей точку плавления парафина, а затем циркулирует вниз через кольцевое пространство скважины и возвращается в систему нагревания нефти через насосно-компрессорные трубы. Целью использования горячей нефти является расплавление и/или растворение

парафина, так чтобы его можно было удалить из скважины в жидкой форме. Это дорогой способ, так как сырая нефть должна пройти не только через аппарат для термообработки, но и через деэмульгатор, чтобы облегчить удаление из нее твердых веществ и воды.

Во время процесса промывки скважины горячей нефтью при нагревании к нефти добавляется диспергатор парафинов, который часто является нефтяным сульфонатом. Диспергатор парафинов способствует диспергированию расплавленных парафинов в горячей нефти. Проверяется вероятность повреждения пласта из-за промывки скважины горячей нефтью. Методика промывки скважины горячей нефтью может быть опасной, особенно в скважинах, добывающих сырую нефть с низкой температурой вспышки. Существуют сведения о способе избежать возникновения избыточных температур. Таким образом, смесь воды; поверхностно-активного вещества на основе алкиларалкилполиоксиалкиленэфира фосфорной кислоты; общего растворителя, включающего смеси спирта, выбранного из группы, состоящей из алифатических спиртов, гликолей, полигликолей и гликолевых эфиров; и ароматических углеводородов (например, толуола или ксилола) может растворять парафины, когда указанная смесь нагревается до температуры на 15-20 °С выше температуры плавления парафина, который необходимо удалить. Для расплавления парафинов в скважинах также используются пар или горячая вода. Это может привести к коррозии и эмульсионным проблемам.

## **5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСΟΣБЕРЕЖЕНИЕ**

Добыча нефти в условиях «Ф» месторождения ведется механизированным способом с помощью установок электроцентробежных насосов.

Основными видами осложнений при добыче нефти являются образование и скопление асфальтосмолопарафиновых отложений, которые приводят к снижению производительности системы, уменьшению межремонтного периода эксплуатации скважин и эффективности работы насосных установок.

При добыче нефти одной из проблем, вызывающих осложнения в работе скважин и нефтепромыслового оборудования, являются асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО). На скважинах «Ф» месторождения применяются механические и тепловые методы борьбы с парафиноотложениями (по данным ЦДНГ «ТН»).

Основным методом была закачка горячей нефти. Средний межочистный период (МОП) скважин на месторождении составляет 5,5 сут. Применяемые методы депарафинизации скважин на месторождении, в целом, являются эффективными в борьбе с парафиновыми отложениями скважин, но не решают проблему их предупреждения, т.е. в скважине через определенное количество суток повторно образуются АСПО, соответственно не решается проблема увеличения МОП. Необходимы новые методы борьбы с парафиновыми отложениями, прежде всего, предотвращения образования АСПО.

Одним из подобных методов является применение установок подогрева скважин (УПС).

Нагревательный кабель – основной элемент, обеспечивающий надежность установки в целом и выполняющий функцию распределенного по всей длине скважины нагревательного элемента. Принцип работы всех выпускаемых кабелей основан на резистивном способе нагрева, т.е. выделении тепла электрическими проводниками при протекании по ним электрического тока. За счет выделяемого тепла поддерживается температура по стволу

скважины выше температуры кристаллизации парафино- гидратов, и, тем самым, предотвращается выпадение твердых фракций и их налипание на стенках насосно-компрессорных труб (НКТ) скважин.

Проведем анализ эффективности применения греющего кабеля на примере скважин № 21Р и № 144. По данным ЦДНГ, в данных скважинах проблема отложения парафина наиболее ярко выражена. Характеристики скважин и результаты после проведения мероприятия по электропрогреву приведены в таблице 2. В результате анализа и расчетов определены коэффициенты изменения дебита нефти скважин.

$$\Delta q_{21p} = q_{н \text{ после}} - q_{н \text{ до}} = 74 - 62 = 12,$$

$$\Delta q_{144} = q_{н \text{ после}} - q_{н \text{ до}} = 85 - 76 = 9,$$

$$\Delta q_{ср} = \frac{\Delta q_{21p} + \Delta q_{144}}{2} = \frac{12 + 9}{2} = 10,5.$$

Коэффициент изменения дебита нефти скважин составил:

$$K_{изм. q_n} = \frac{\Sigma q_{н.после}}{\Sigma q_{н.до}} = \frac{74 + 85}{62 + 76} = 1,15.$$

Начало выпадения парафина  $7^{\circ}\text{C}$ , судя по распределению температуры по глубине наиболее проблемные зоны приходятся на интервал 120-300 м.

Далее при углублении температура в стволе скважины повышается и достигает значений, превышающих значения температуры выпадения отложений.

Проведем расчет распределения температуры по стволу рассматриваемых скважин. Исходные данные для построения геотермы, отражающей распределение естественной температуры в недрах по глубине скважины до начала её эксплуатации, представлены в таблице 9. Проведем расчет распределения температуры по глубине скважины, оборудованной греющим кабелем. Если известна геотерма на участке погружения нагревательного кабеля длиной  $l$ , то распределение температуры в кабеле может быть найдено по формуле:

$$T_{ав}(l) = t(l) + \alpha_t \Delta T = t_0 + kgl + \Delta T,$$

где  $t_0$  - заданная температура в устье скважины, °С;

$kg$  - тангенс угла наклона геотермы на длине кабеля;

$T$  - смещение по температуре относительно геотермы, которое может быть найдено по формуле:

$$\Delta T = \frac{R - R_0}{\alpha R_{\text{нач}}},$$

Где  $R$  - текущее полное сопротивление токовой петли нагревательного кабеля, Ом;

$R_0$  - начальное полное сопротивление токовой петли нагревательного кабеля (значение  $R_0$  может быть измерено после погружения ненагретого кабеля в скважину и выдержки времени), Ом;

$R_{\text{нач}}$  - сопротивление нагревательной петли при температуре 0 °С, Ом, является паспортным данным поставляемого кабеля;

$\alpha$  - температурный коэффициент сопротивления материала токопроводящей жилы нагревательного кабеля (медь, алюминий).

Исходные данные по скважинам представлены в таблицах 3 и 4.

Для определения начального сопротивления кабеля он спускается в скважину и выдерживается в ней не нагретым в течение нескольких часов для того, чтобы распределение температуры в нем соответствовало геотерме скважины. После этого кратковременно включается нагрев и считывается с панели оператора значение сопротивления кабеля  $R$ .

Таблица 2 – Технологические характеристики скважин № 21Р и № 144

Параметры скважин до и после обработок	Скважины			
	№21Р		№144	
	до	после	до	после
Способ эксплуатации	ЭЦН (Р6-194ст)		ЭЦН (Р6-229ст)	
Глубина искусственного забоя, м	3120	3120	2920	2920
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	178	178	178	178

Динамический уровень, м	932	954	847	860
Дебит по нефти, т/сут	932	74	76	85
Давление пластовое, МПа	13,5	13,5	14,2	14,2
Давление на устье, МПа	3,6	3,7	3,7	3,8
Газовый фактор, м3 /т	93	93	100	100
Пластовая температура, °С	12	12	12	12
Температура начала выпадения парафинов, °С	7	7	7	7

Таблица 3 – Распределение температуры нефти по глубине скважины №21Р

<b>Скважина №21Р</b>							
Глубина, м	0	250	500	750	1000	1250	1500
Т, °С	5	8	10	11	12	12,5	13

Таблица 4 – Распределение температуры нефти по глубине скважине №144

<b>Скважина №144</b>							
Глубина, м	0	500	1000	1200	2500	2750	3000
Т, °С	5	16	28	30	35	40	45

Таблица 5 – Исходные данные по скважине №21Р

Показатели	Значение
Текущее сопротивление, Ом	5,89
Начальное сопротивление, Ом	4,89
Сопротивление нагревательной петли, Ом	5
Тангенс угла наклона геотермы	0,06
Температурный коэффициент	1

Таблица 6 – Исходные данные по скважине №144

Показатели	Значение
Текущее сопротивление, Ом	4,17
Начальное сопротивление, Ом	3,56
Сопротивление нагревательной петли, Ом	3,6
Тангенс угла наклона геотермы	0,06
Температурный коэффициент	1

Подставив  $T$  в формулу, получим геотерму с применением греющего кабеля для скважины № 144. Проанализировав полученные графики, можно сделать вывод, что геотермы с применением установок подогрева нефти (УПН) находятся выше кривой кристаллизации парафинов. Таким образом, использование греющего кабеля позволяет предотвратить отложение парафинов на стенках насосно-компрессорного оборудования.

Для определения технологической эффективности УПН применили электронагрев путем спуска греющего кабеля. Используем коэффициент изменения дебита по каждой скважине равный 1,15.

Таблица 7 – Расчетные данные по скважине №21Р и №144

Глубина, м	Образование парафина, °С	Геотерма без кабеля, °С	Скважина №21Р, °С	Скважина №144, °С
0	5	5	5,5	5,4994
250	10,5	8	5,68	5,5102
500	16	10	5,8	5,5174
750	22	11	5,86	5,5210
1000	28	12	5,92	5,5246
1250	32	12,5	5,95	5,5264
1500	36	13	5,98	5,5282

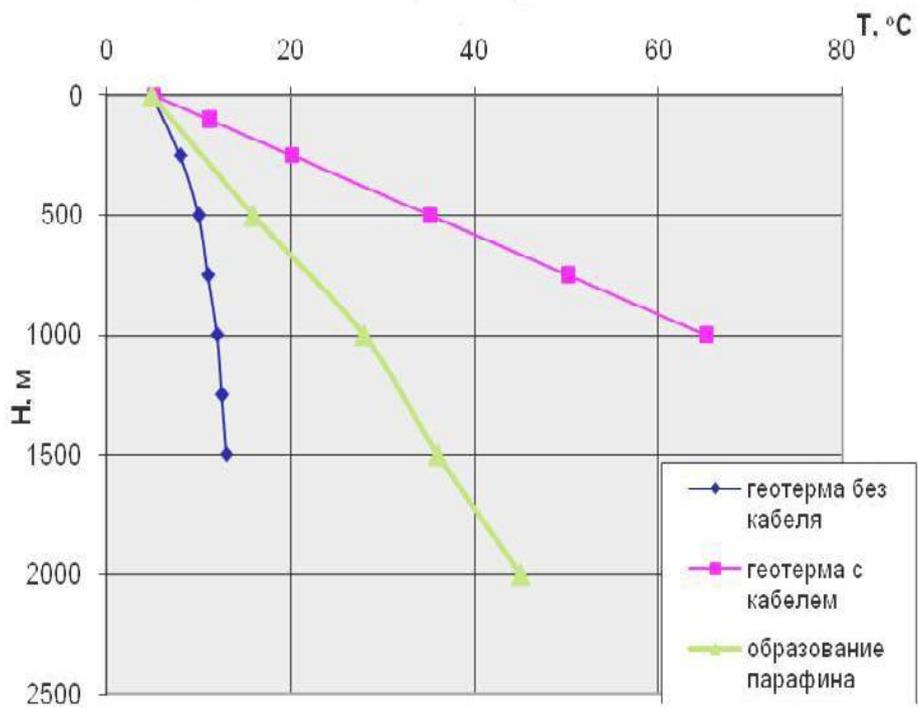


Рисунок 7 - Распределение температуры по стволу скважины № 21Р

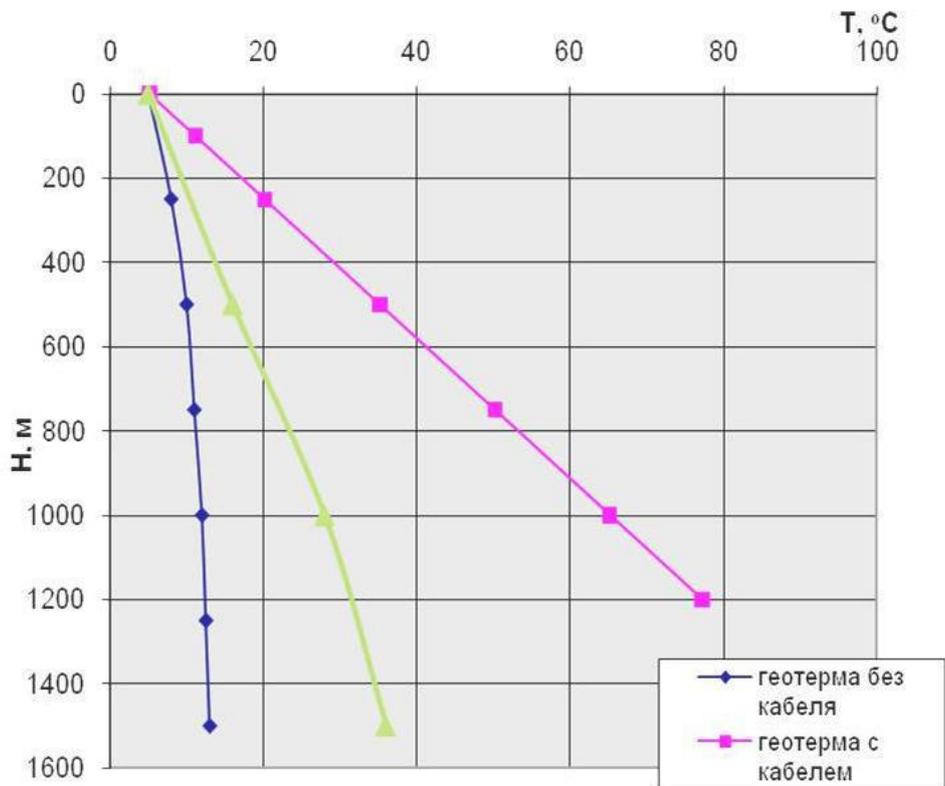


Рисунок 8 - Распределение температуры по стволу скважины № 144

Таблица 8 – Технологические характеристики скважин №21Р и №144

Параметры скважин до и после обработок	Скважины			
	№21Р		№144	
	до	после	до	после
Способ эксплуатации	ЭЦН (Р6-194ст)		ЭЦН (Р6-229ст)	
Глубина искусственного забоя, м	2720	2720	2945	2945
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	178	178	178	178
Динамический уровень, м	1232	1300	1460	1490
Дебит по нефти, т/сут	53	61	44	50,6
Давление пластовое, МПа	12,9	12,9	13	13
Давление на устье, МПа	3,2	3,2	3,4	3,5
Газовый фактор, м3 /т	93	93	100	100
Пластовая температура, °С	12	12	12	12

Применение технологии электрообогрева нефтяных скважин нагревательными кабелями позволяет:

- предотвратить отложение парафинов на стенках НКТ;
- увеличить межремонтный период
- сократить потери нефти, затраченные на тепловые обработки скважины;
- стабилизировать работу ЭЦН;
- исключить капитальный ремонт скважины;
- получить дополнительную добычу нефти.

## 5.1 Оценка экономической целесообразности применения греющего кабеля на скважинах механизированного фонда

Исходные данные для расчета представлены в таблицах №9,10.

Таблица 9 – Исходные данные по ГКЛ

<b>Статья расходов</b>	<b>Величина</b>
Стоимость ГКЛ без НДС, руб	796 000,00
Амортизация (срок 25 месяцев) руб	31 840,00
Стоимость 1 суток обслуживания ГКЛ на 2015 год без НДС, руб	647,72
Стоимость 1 кВт э/энергии, руб	2,59
Потребляемая мощность, кВт	60

Таблица 10 – Исходные данные по механической очистке

<b>Статья расходов</b>	<b>Величина</b>
Стоимость 1 операции по очистке НКТ, руб	3485,00

При проведении расчета затрат при использовании ГКЛ, условно примем допущение, что ГКЛ в течение месяца работает без отключений.

Результата расчеты представлены в таблице №11

Таблица 11 – Затраты на использование ГКЛ

<b>Статья расходов</b>	<b>Величина</b>
Стоимость 30 суток обслуживания без НДС, рублей	19 431,60
Амортизация (срок 25 месяцев) рубл	31 840,00
Стоимость потребления электроэнергии	111 888,00
Суммарное количество затрат	163 159,60

Таблица 12 – Сравнение затрат

Тип затрат	Величина
Затраты на электроэнергию, руб	111 888,00
Затраты на ГКЛ (амортизация, э/энергию, обслуживание), руб	163 159,60
Затраты на механическую очистку (30 операций), руб	104 550,00

- Суммарная стоимость затрат на ГКЛ на 65 % больше, затрат на ежедневную очистку лифта скребкованием.

- Затраты на электроэнергию для работы ГКЛ превышают затраты на проведение 30 операций в месяц на 7%.

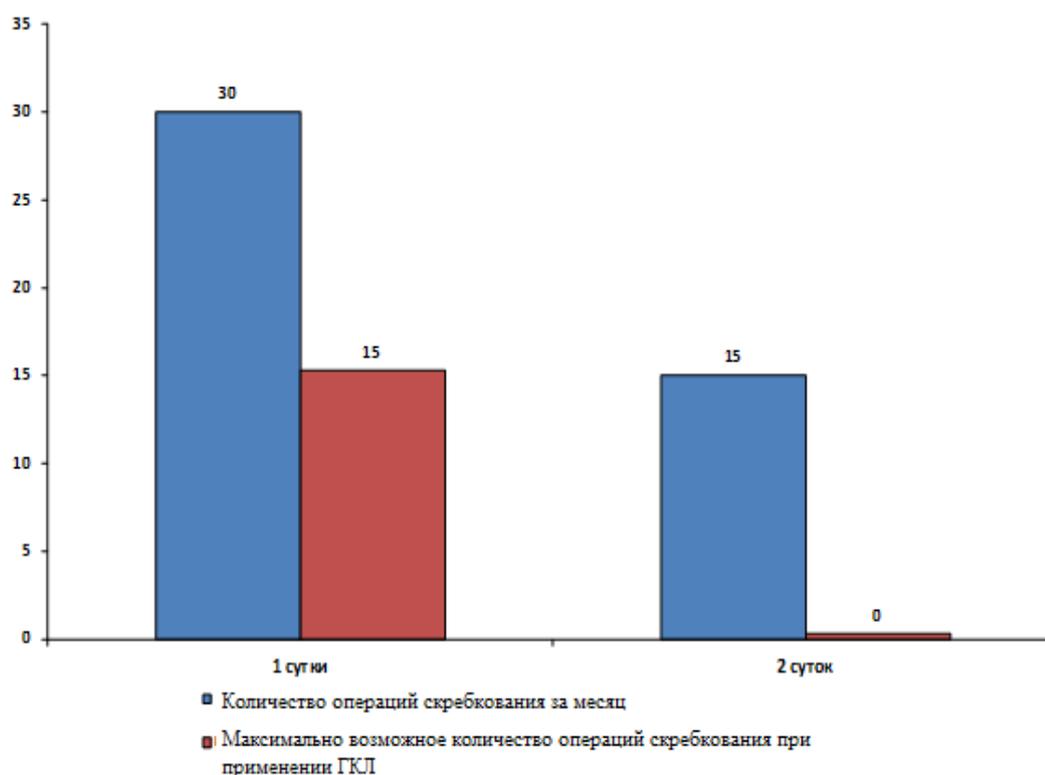


Рисунок 8 – Зависимость операций по очистке скважин

Диаграмма показывает необходимое уменьшение количества операций по проведению скребкования при начале применения греющего кабеля, при

условии не превышения уровня затрат на профилактику АСПО методом скребкования. При этом не учитывались затраты на электроэнергию.

Синим цветом обозначено количество операций по очистке НКТ скребкованием, при условии не применения греющего кабеля.

Красным цветом обозначено максимальное количество возможных операций по очистке НКТ скребкованием на скважине, при условии начала использования на скважине греющего кабеля.

Из зависимости видно, что применение греющего кабеля оправдано при следующих условиях:

- снижение количества операций скребкования с 30 до 15 в месяц,
- снижение количества операций скребкования с 15 до 0 в месяц.
- при МОП от 3 суток и более затраты на обслуживание ГКЛ и амортизацию превысят затраты на скребкование.

Исходя из полученных расчетов можно сделать следующие выводы:

1. Уровень затрат только на электроэнергию при применении ГКЛ превышает на 7%, стоимость ежедневного проведения работ по скребкованию, а суммарные затраты на ГКЛ на 65%.
2. Затраты на обслуживание и амортизацию ГКЛ сопоставимы со стоимостью 15 дополнительных операций по скребкованию.
3. Применение ГКЛ экономически невыгодно в связи с высокой стоимостью эксплуатационных расходов.

## **6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

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

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

### **6.1 Производственная безопасность**

Руководящие и управляющие органы предприятий обязательно обеспечивают подходящее техническое оборудование всех рабочих мест и там создают условия работы, которые соответствуют правилам охраны труда, включающим в себя правила по технике безопасности, санитарные нормы и правила и др. [38].

В технологическом процессе ремонта оборудования присутствуют вредные и опасные производственные факторы, характерные для базы по ремонту погружного оборудования. Все эти факторы служат основной опасностью для производственного персонала участка, поэтому требуют особых мероприятий для снижения или удаления влияния на здоровье рабочего персонала. Эти мероприятия необходимо согласовать с санитарно-гигиеническими нормами охраны труда.

## **6.1.1 Анализ вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения**

### **Повышенный уровень шума**

Шум оказывает неблагоприятное влияние на организм человека: он нарушает физиологические и психические функции, снижает слух и работоспособность, ослабляет память и внимание, вызывает профессиональные заболевания и производственный травматизм, нарушает артериальное давление и ритм сердца. И тем самым, шум даже приводит к неожиданным авариям.

Производственное оборудование и инструменты, которые в процессе эксплуатации создают шум, необходимо проектировать и создавать согласно требованиям данного стандарта и снабжаются паспортом с указанием спектра излучаемой звуковой мощности.

Существуют следующие мероприятия для устранения повышенного уровня шума [39]:

- снижение шума в источнике его возникновения с помощью технологического оборудования, например, шумоглушитель;
- использование звукопоглощающих материалов в конструкциях оборудования и механизмов; – правильная организация режима труда и отдыха;
- облицовка небольших помещений звукопоглощающими и звукоизолирующими материалами;
- использование средств индивидуальной защиты органов слуха при помощи вкладышей, наушников и шлемов [40].

В соответствии с СанПиН 2.2.4.3359-16 максимальное значение шума станков – 80 дБА.

### **Повышенный уровень вибрации на рабочем месте**

Работа в условиях вибраций приводит к снижению производительности труда и повышению числа травм. На организм человека наиболее вредное влияние оказывает вибрация, частота которой совпадает с частотой собственных колебаний отдельных органов. Их примерные

значения (Гц): глаза – 40...100; сердце – 4...6; почки – 6...8; желудок – 2...3; кишечник – 2...4 и т.д. [41]

В данном рабочем месте среднегеометрическая частота вибрации – 31,5 Гц. Допустимая виброскорость составляет 2 мм/с и допустимое виброускорение – 0,4 м/с<sup>2</sup>.

Чтобы нормировали воздействие вибрации установлены четыре критерия: обеспечение комфорта, сохранение работоспособности, сохранение здоровья и обеспечение безопасности.

Существуют следующие методы для защиты от вибрации: отстройка от резонансных частот, снижение активности вибраций машин, вибродемпфирование, виброизоляция, виброгашение и индивидуальные средства защиты. При работе с механизированным инструментом применяют специальную обувь и антивибрационные рукавицы как средства защиты от вибрации. Чтобы длительность непрерывного действия вибрации не превышала 15...20 минут, операции должны распределяться между работниками. Рекомендуется делать перерывы на 20 минут через 1...2 часа после начала смены и на 30 минут через 2 часа после обеда.

### **Отклонение показателей микроклимата в помещении и на открытом воздухе**

В производственном помещении на ООО «ТН» параметры микроклимата установлены согласно СанПиН 2.2.4.548-96 в следующих пределах:

- В тёплое время года температура воздуха изменяется от плюс 19 до плюс 24 °С, а в холодное время года - от плюс 17 до плюс 23 °С;
- Скорость движения воздуха в помещениях не превышает 0,2 м/с;
- Относительная влажность не превышает 60 %.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ микроклимат производственной среды представляет собой сочетание относительной влажности воздуха и температуры интенсивности теплового излучения. Они в большей степени влияет на деятельность человека, его здоровье, самочувствие, а также

эффективность работы.

По энергозатратам организма работа может делиться на три категории тяжести. Работа инженером-разработчиком относится к категории легких работ. В этом случае допустимые параметры микроклимата даны в таблице 13. Помещения, в которых находятся рабочие места, соответствуют данным нормам.

Таблица 13 – Оптимальные параметры микроклимата для категории Ia [42].

Период года	Категория работы	Температура, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Теплый	средняя	22-24	50-60	0,2
Холодный	средняя	21-23	40-60	0,1

Размеры помещения должны соответствовать количеству рабочих и размещенному оборудованию.

Чтобы обеспечить нормальные условия труда, санитарные нормы устанавливают, что на одного человека должно приходиться не менее 4,5 м<sup>2</sup> помещения и 20 м<sup>3</sup> воздуха [43].

Параметры помещения: длина: 60 м, ширина: 20 м, высота: 10 м.

Площадь данного помещения:  $S = 60 \cdot 20 = 1200 \text{ м}^2$

Объем:  $V = 60 \cdot 20 \cdot 10 = 12000 \text{ м}^3$

В цеху работает 52 человека, то есть приходится 230 м<sup>3</sup> объема воздуха на каждого человека. Такое условие очень хорошо удовлетворяет санитарным нормам.

### **Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу**

В данном цеху при применении и ремонтировании большинства оборудования используются нефтяные синтетические смазочные масла с предельно допустимой концентрацией (ПДК) 5 мг/м<sup>3</sup> [43]. Во время работы

на станке при попадании смазочного масла на пол возможно падение, что приводит к переломам и повреждению кожного покрова, а также попаданию его в глаза. Использование смазочного масла может приводить к различным кожным заболеваниям, а также оказывает неблагоприятное влияние на верхние дыхательные пути.

Для устранения вредного воздействия на здоровье рабочих продуктов горения и испарения смазочного масла необходимо установить в цеху систему вентиляции, которая поддерживает необходимый состав атмосферы в рабочем помещении. Кроме того, чтобы устранить влияние смазочного масла на кожу рук, надо выдавать рабочим биологические перчатки и мыло.

### **6.1.2 Анализ опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения**

#### **Движущиеся машины и механизмы**

Обслуживание и ремонт оборудования ведётся вручную, что приводит к физическим перегрузкам и травмам. В общей структуре несчастные случаи на производстве обусловлены типичными причинами организационного характера: неудовлетворительной организации работ, нарушения норм и требований безопасности, нарушения трудовой дисциплины и др.

Основными мероприятиями по снижению травматизма на предприятие, являются:

- механизация опасных и трудоёмких работ, в первую очередь, работ по переноске и транспортировке тяжестей, например, погрузочно-разгрузочные работы;
- обеспечение контроля за исправностью оборудования и состоянием рабочих мест;
- наличие доброкачественных средств индивидуальной защиты на каждой упаковке средств индивидуальной защиты проверяется наличие стандартной маркировки, в том числе по защитным свойствам согласно приложению.

Сигнальный жилет – это одежда, которая сделана из яркого материала и снабжена светоотражающими вставками. Он предназначен для повышения видимости человека в темное время суток и в сложных метеорологических условиях.

Защитная каска – это средство индивидуальной защиты, которое применяется для защиты головы рабочего от механических повреждений, электрического тока и воды, в том числе и при проведении строительно-монтажных работ.

Корпуса касок часто окрашивается в один из четырех цветов: белого – для начальников участков, руководящего состава организаций и предприятий и инженеров по охране труда; красного – для инженерно-технических работников, мастеров, прорабов, главных специалистов; оранжевого и желтого – для рабочих и младшего обслуживающего персонала. Требования к цветовым характеристикам спецодежды, в том числе на сигнальных жилетах и защитных касках регламентируется ГОСТ Р 12.4.219-99 ССБТ.

### **Поражение электрическим током**

В основном существуют следующие причины воздействия тока на человека: появление напряжения на металлических частях оборудования из-за повреждения изоляции и приближение к токоведущим частям на опасное расстояние.

Существуют следующие мероприятия по борьбе с поражением электрическим током [44]:

- 1) Когда появляется напряжение на кожухах, корпусах или других частях оборудования, для устранения опасности поражения электрическим током допустимо применение малых напряжений, использование двойной изоляции, защитное заземление, выравнивание потенциала, зануление и др.;
- 2) Обеспечение недоступности токоведущих частей, которые находятся под напряжением с помощью надежной изоляции;
- 3) Использование специальных электрозщитных средств;
- 4) Электрическое разделение сети;

5) Безопасная эксплуатация электроустановок.

## **6.2 Экологическая безопасность**

По степени и интенсивности воздействия на основные компоненты природы (воздух, почву, недру, воду, растительный и животный мир и человека) нефтяная отрасль занимает третье место (после металлургической и химической отрасли).

### **Охрана атмосферного воздуха**

При строительстве и эксплуатации промышленных объектов нефтедобычи происходит выделение загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферный воздух. Загрязнение атмосферы происходит через организованные и неорганизованные источники выбросов. В результате работ происходит загрязнение атмосферы: продукты сгорания топлива, растворителей (окрасочные работы), сварочные аэрозоли.

При разработке месторождения главным источником выброса в атмосферу углеводородов является устье факела, дыхательные клапаны резервуаров, дымовые трубы, неплотность фланцевых соединений, сальниковые уплотнения насосов, автотранспорт.

Для предупреждения выбросов в атмосферный воздух необходимо рассмотреть мероприятия по предотвращению аварийных выбросов, вредных веществ, в которые входят: контроль сварных швов, защита оборудования от коррозии, герметизация системы сбора, транспортировки нефти, сброс нефти и газа с предохранительных клапанов аппаратов в аварийные емкости перед остановкой оборудования на ремонтные работы.

Также необходима ликвидация загрязнения технологических площадок, отдельное хранение легковоспламеняющихся веществ, использование компрессоров с электроприводом, работы по гидратообразованию в трубопроводах, дистанционное управление, блокировка механизмов при аварийных ситуациях, безрезервуарная откачка нефти, утилизация газа.

## **Охрана гидросферы и литосферы**

Одной из самых сложных проблем по охране гидросферы и литосферы от загрязнения являются проблема утилизации отработанных буровых растворов (ОБР), буровых сточных вод (БСВ) и бурового шлама (БШ), а также проблема нейтрализации их вредного воздействия на объекты природной среды.

Наиболее эффективным методом утилизации ОБР является их повторное использование при бурении новых скважин. Этот подход справедлив с точки зрения экологии и экономики, что сокращает значительные затраты на приготовление буровых растворов.

Перспективным методом утилизации ОБР является их использование при креплении скважин. ОБР применяется как добавки к известным тампонажным материалам, которые традиционно применяются в процессе цементирования скважин.

Наиболее прогрессивным методом утилизации ОБР представляется их использование в виде исходного сырья, в результате получают изделия грубой строительной керамики, особенно в производстве глинистого кирпича и керамзита. Компонентный состав ОБР является предпосылкой этого и в основном составляет глина с высоким качеством, которая является главным компонентом бурового раствора и находится в высокодисперсном состоянии.

Ликвидация отходов бурения путем захоронения является самым доступным. Захоронение отходов бурения в специально местах предусматривает использование шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся карьеров. Захоронение таким способом сопровождается со значительными транспортными расходами, то есть экономически невыгодно. В настоящее время преимущественно применяется захоронение полужидкой массы и нетекучего осадка непосредственно в шламовых амбарах на территории буровой после предварительного подсыхания их содержимого. Но такое захоронение не предотвращает загрязнения природной среды, потому что вследствие подвижности и высокой проникающей способности

содержащиеся в отходах загрязнители мигрируют в почвогрунты.

Анализ данной проблемы показывает, захоронение отходов бурения не решает проблемы защиты окружающей среды от загрязнения. Необходимо их обезвреживание. Существует несколько способов нейтрализации ОБР. Следует обратить внимание на способ ликвидации шламовых амбаров методом расслоения ОБР на загущенную и осветленные фазы с последующим отверждением верхней части осадка после удаления осветленной воды.

Гидрофобизация поверхности является одним из эффективных методов обезвреживания бурового шлама. В связи с высаливанием полимера частицы породы покрываются пленкой, которая препятствует растворению в воде загрязняющих и токсичных веществ.

В качестве безреагентных методов обезвреживания твердых отходов заслуживает внимания термический метод. В процессе термической обработки шламовых масс разрушаются органики всех основных классов, которые присутствуют в буровом шламе.

Практически доступным и эффективным методом частичного обезвреживания бурового шлама является отмывка его от загрязняющей органики, включающей нефть и нефтепродукты.

Можно сделать вывод, что с экологической и технико-экономической точек зрения метод обезвреживания ОБР с последующим захоронением продуктов отверждения на территории буровой является более выгодным по сравнению с другими методами.

В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, все земли, нарушенные в период цикла строительства скважины, подлежат восстановлению. Нарушение земель в период цикла строительства скважин происходит в ходе инженерной подготовки территории, а также в процессе бурения и испытания. Работы по проведению рекультивации выполняются в два этапа: механический и биологический.

Механическая рекультивация предусматривает следующие виды работ:

демонтаж и вывоз бурового оборудования; очистка территории от технического мусора; переработка ОБР; выравнивание рельефа площади.

Биологическая рекультивация проводится на участках с нарушенным растительным покровом. Для восстановления растительности проектом предусматривается проведение биологической рекультивации, которая заключается в следующем: обработка нарушенного грунта, пропитанного ГСМ; подготовка почвенного слоя; рыхление нарушенного участка механическими средствами; внесение комплексных минеральных удобрений и создание плодородного слоя; засев травами.

### **Охрана поверхностных и подземных вод**

В процессе разработки участка месторождения неблагоприятное воздействие на водную среду происходит при строительстве эксплуатационных скважин, кустовых площадок и инженерных сетей, при применении пресных вод и подземного водозабора для строительства эксплуатационных скважин, а также при сбросе сточных вод в аварийных разливах.

В процессе строительства и эксплуатации нефтегазодобывающих месторождений на подземные и поверхностные водные объекты оказывается следующее воздействие: использование природных ресурсов на собственные нужды, загрязнение воды, в итоге аварийных сбросов, дренажа, изменение режима стока водоемов за счет проведения земляных работ, нарушение рельефа местности, растительности.

Источниками загрязнения являются нефтяные кусты скважин, ДНС, ЦППН (центр подготовки и перекачки нефти), КНС (канализационная насосная станция), отстойники, емкости с нефтепродуктами, нефтепроводы в местах пересечения с водотоками, в пойменной части рек.

Также, основным источником вредных веществ, поступающих в поверхностные воды при разведке и эксплуатации участка месторождения нефти и газа являются: хозяйственно-бытовые стоки; ливневые и талые воды, стекающие с производственных площадок; попадание строительного мусора

в водоемы; аварийные разливы нефти; сброс отходов в водоемы.

По охране окружающей среды и рациональному использованию земельных ресурсов имеются следующие мероприятия: движение автотранспорта только по одному пути; дороги (зимники) функционируют только зимой; запрет на движение транспорта вне дорог; прокладка единых коридоров с учетом экологической оценки разрушаемых экосистем; разработка мероприятий по сохранению плодородия почв; ликвидирование участков в мазуте особенно в водоохраных зонах; сооружение специальных гаражей для ремонта и мойка автотранспорта; рекультивационные работы перед сдачей участка землепользователю.

Применяются установки электроприводной запорной арматуры, автоматически перекрывающей трубопроводы, когда начинает падать давление; стопроцентный контроль швов соединений трубопроводов.

### **6.3 Безопасность в чрезвычайные ситуации**

Существуют 2 вида чрезвычайных ситуаций (ЧС):

1) Природного характера: лесные и торфяные пожары; паводковые наводнения; ураганы; метели и снежные заносы; сильные морозы (ниже минус 40 0С).

2) Техногенного характера: разгерметизация труб; открытое газонефтеводопроявление; пожары; взрывы; разливы сильнодействующих ядовитых веществ (СДЯВ); непреднамеренное отключение энергии.

Для промышленных объектов разрабатывается и утверждается план ликвидации аварии (ПЛА).

На кустовой площадке месторождения в процессе осуществления работ возможны следующие аварийные ситуации:

- открытый фонтан нефти из скважины;
- порыв нефтесборной сети и сети поддержания пластового давления.

В результате открытого фонтана, возможен выброс нефти на поверхность нескольких десятков тонн нефти. В таких случаях возможно попадание нефти в водоемы. Такой вид аварии является самым опасным.

Если нефть разлилась в окружающую среду, то принимаются меры для быстрого реагирования по устранению аварии.

В результате разгерметизации трубопроводов в системе поддержания пластового давления (ППД) необходимо действовать в соответствии с правилами ликвидации аварии:

- 1) сообщить непосредственному руководителю об аварии;
- 2) перекрыть в блоке гребенки соответствующую отсекающую арматуру на поврежденный трубопровод;
- 3) закрыть задвижки на самой скважине;
- 4) ждать бригаду линейно-эксплуатационной службы.

Коррозионные отказы трубопроводов связаны с растущей обводненностью, минерализацией пластовых вод, а также присутствием механических смесей.

Мероприятия по предупреждению возможных аварий предусматривают: оперативное оповещение и отсекаание поврежденных участков труб; оснащение трубопровода автоматической системой обнаружения утечек; в водоохраных зонах трубопроводы оборудуются задвижками; проведение планово-предупредительного ремонта (ППР) оборудования; трубопроводы должны быть с внутренним и внешним антикоррозийным покрытием.

Служба ППР должна быть обеспечена средствами диагностики, которые определяют состояние оборудования и трубопроводов.

В системах ППД основным методом уменьшения скорости коррозии является применение труб из коррозионностойких материалов: трубы повышенной коррозионной стойкости, выполненные из сталей без внутреннего покрытия при низкой коррозионной активности воды; трубы с внутренним покрытием для водоводов низкого давления.

Масштабно применяемый ингибиторный метод защиты от коррозии может рекомендоваться только для поддержания работоспособности старых трубопроводов.

## **Пожарная и взрывная безопасность**

Пожары на ремонтных предприятиях могут вызывать большую опасность для рабочих и приносить значительный материальный ущерб. Вопросы о защите производственных зданий и сооружений от пожара предусматриваются государственными постановлениями и указами и обладают большим значением.

Пожар – это неконтролируемое горение вне специального очага, который может наносить огромный материальный ущерб. В соответствии с ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ пожарная безопасность объекта означает такое состояние, при котором исключается возможность возникновения и развития пожара и влияния опасных факторов на человека, а также по возможности обеспечивается сохранение материальных ценностей.

В процессе работы с электронной аппаратурой возникновение пожара может быть за счет и электрического, и неэлектрического характера.

Причина возникновения пожара электрического характера состоит в коротком замыкании, перегрузках по току, искрении и электрических дугах, статическом электричестве и т. п.

Существуют следующие причины возникновения пожара неэлектрического характера [45]:

- а) самовоспламенение и самовозгорание веществ;
- б) неосторожность в обращении с огнём, например, курение без присмотра нагревательные приборы.

Чтобы устранить причины возникновения пожаров в цехах могут проводить следующие мероприятия:

- а) работники и рабочие необходимы пройти противопожарный инструктаж;
- б) все сотрудники обязательно знают место средств пожаротушения и умеют пользоваться ими;
- в) пожарный инвентарь должны содержаться в исправном состоянии и располагаться на видном и легко доступном месте;

г) необходимо правильно обеспечить электрический и тепловой режим работы оборудования.

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

При работах с вредными и опасными условиями, в особых температурных условиях или в загрязненных условиях, в соответствии с типовыми нормами работникам бесплатно выдаются специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и (или) обезвреживающие средства.

Спецодежда – это одно из основных средств индивидуальной защиты. Она выдается работникам цеха согласно отраслевых норм, утвержденных вышестоящим органом. Работникам цеха выдаются рабочие костюмы (типа х/б), зимняя спецодежда, спецобувь. При ремонтных работах по видам работ выдается инвентарная спецодежда: брезентовые и резиновые рукавицы, резиновая обувь, защитные очки и каска, пояса, шланговые противогазы ПШ-1 или ПШ-2. Чтобы защищать органы дыхания выдают каждому работнику фильтрующий противогаз с фильтрующей коробкой БКФ.

При работе во вредных трудовых условиях по установленным нормам работникам бесплатно выдаются молоко или другие равноценные пищевые продукты. Если предусмотрено коллективным договором и (или) трудовым договором, выдача работникам молока или других равноценных пищевых продуктов по письменным заявлениям работников может заменить компенсационной выплатой в размере, эквивалентном стоимости равноценных пищевых продуктов.

Федеральный государственный надзор за соблюдением трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, которые содержат нормы трудового права, осуществляется федеральной инспекцией труда в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

Создаются специальные службы охраны труда в виде отделов с аппаратом инженеров по охране труда, санитарных врачей и других

специалистов. Профсоюзный общественный контроль за охраной труда осуществляют общественные инспектора и комиссии по охране труда комитетов профсоюзов.

Чтобы исключить возможность несчастных случаев необходимо проводиться обучение, инструктажи и проверка знаний работников требований безопасности труда.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сегодня практически все месторождения в Российской Федерации, эксплуатируемые механизированным способом добычи, а именно установками электроцентробежных насосов, характеризуются снижением темпа отбора жидкости, падением пластового давления, увеличением обводнённости продукции добываемой из скважин, что закономерно ухудшило условия работы погружного оборудования, вопросы поддержания эксплуатационного фонда скважины в работоспособном состоянии имеют очень важное значение. Одной из мер по повышению работоспособности скважин и увеличение межремонтного периода работы установок - является борьба асфальтосмолопарафиновыми отложениями.

В работе рассмотрены способы и методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, главной целью данной работы являлся – проведение анализа и предложение технологических решений позволяющих решить задачу управления АСПО.

Из результатов анализа существующих методов борьбы с парафинами на скважинах «Ф» месторождения, можно сделать следующие выводы:

На сегодняшний день невозможно полностью отказаться от механизированных способов борьбы с парафинами, так как прочие методы не исключают, а лишь увеличивают межочистной период.

Технологический эффект от применения установок греющего кабеля, в основном, выражается в изменении интервалов посадок фрезы при очистке колонны НКТ, при этом к уменьшению межоперационного периода не увеличивается.

Промывки скважин по затрубному пространству не всегда эффективны. Прямые промывки обладают достаточной успешностью, но есть риск потери циркуляции через ЭЦН с последующим уходом в клин, что ставит под сомнение использования ГО на постоянной основе (регулярно по графику проведения технологических работ).

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000.
2. Ибрагимов Н.Г., Хафизов А.Р., Шайдаков В.В., Хайдаров Ф.Р. и др. Осложнения в нефтедобыче. Уфа: Монография, 2003 -302 с.
3. Шарифуллин, А.В. Композиционные составы для процессов удаления и ингибирования асфальтено-смоло-парафиновых отложений / А.В. Шарифуллин, В.Н. Шарифуллин // Монография. – Изд-во: КГТУ. Казань, 2010. – 304 с.
4. Мастобаев, Б.Н. Химические средства и технологии в трубопроводном транспорте нефти / Б.Н. Мастобаев, А.М. Шаммазов, Э.М. Мовсумзаде. – М.: Химия, 2002. – 296 с.
5. Маркин, А.Н. Нефтепромысловая химия / А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов, С.В. Суховерхов // Практическое руководство. – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.
6. Казакова, Л.П. Физико-химические основы производства нефтяных масел / Л.П. Казакова. – М.: Химия, 1978. – 320 с.
7. Казакова, Л.П. Твердые углеводороды нефти / Л.П. Казакова. – М.: Химия, 1986. – 176 с.
8. Рябов, В.Д. Химия нефти и газа: учебное пособие / В.Д. Рябов. – М.: Изд-во «ФОРУМ»: ИНФРА-М, 2014. – 336 с.
9. Ганеева, Ю.М. Асфальтеновые наноагрегаты: структура, фазовые превращения, влияние на свойства нефтяных систем / Ю.М. Ганеева // Успехи химии. – 2011. – Т. 80, № 10. – С. 1034 – 1050.
10. Тронов, В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними / В.П. Тронов. – М.: Недра, 1966. – 192 с.
11. Сюняев, З.И. Нефтяные дисперсные системы / З.И. Сюняев, Р.З. Сюняев, Р.З. Сафиева. – М.: Химия, 1990. – 226 с.
12. Саханов, А.Н. Растворимость парафинов и застываемость парафинистых продуктов // Нефтяное и сланцевое хозяйство. – 1952. – № 6. – С. 820 – 837.

13. Китайгородский, А.И. Молекулярные кристаллы / А.И. Китайгородский – М.: Наука, 1971. – 424 с.
14. Сюняева, Р.З. Взаимосвязь строения молекул и физико-химических свойств n-алканов / Р.З. Сюняева // Химия и технология топлив и масел. – 1981. – № 3. – С. 53 – 55
15. Переверзев, А.Н.. Производство парафинов / А.Н. Переверзев, Н.Ф. Богданов, Ю.Н. Рощин. – М.: Химия, 1973. – 224 с.
16. Гуров, Ю.П. Моделирование процессов кристаллизации и структурообразования в системах твердых углеводородов нефти в присутствии депрессорных присадок и полиолефинов: диссертация ... кандидата технических наук: 05.17.07 / Гуров Юрий Петрович. – Тюмень, 2003. – 146 с.
17. Агаев, В.Г. Фазовые переходы и структурообразование в модельных системах твердых углеводородов и депрессорных присадок / В.Г. Агаев, Ю.П. Гуров, Е.О. Землянский // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2004. – №9. – С. 37– 40.
18. Черножуков, Н.И. Химия минеральных масел / Н.И. Черножуков, С.Э. Крейн, Б.В. Лосиков. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – 415 с.
19. Поконова, Ю.В. Химия смолисто-асфальтеновых веществ нефти / Ю.В. Поконова. – Л.: Изд-во ЛТИ, 1978. – 85 с.
20. Камьянов, В.Ф. Гетероатомные компоненты нефтей / В.Ф. Камьянов, В.С. Аксенов, В.И. Титов. – Новосибирск: Наука, 1983. – 238 с.
21. Большаков, Г.Ф. Азоторганические соединения нефти / Г.Ф. Большаков. – Новосибирск: Наука, 1988. – 215 с.
22. Сергиенко, С.Р. Высокомолекулярные соединения нефти / С.Р. Сергиенко, Б.А. Таимова, Е.Н. Талалаев. – М.: Наука, 1979. – 269 с.
23. Сафиева, Р.З. Физикохимия. Физико-химические основы технологии переработки нефти / Р.З. Сафиева. – М.: Химия, 1998. – 448 с.
24. Новиков, А.А. Физико-химические основы процессов транспорта и хранения нефти и газа / А.А. Новиков, Н.В. Чухарева. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 111 с.

25. Ахметов, С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа / С.А. Ахметов. – Уфа: Гилем, 2002. – 672 с
26. Лихтеров, С.Д. Исследование структурообразования и ассоциации компонентов в нефтяных маслах вискозиметрическими методами / С.Д. Лихтеров, Г.И. Шор // Химия и технология топлив и масел. – 1978. – № 6. – С. 55 – 58.
27. Унгер, Ф. Г. Фундаментальные аспекты химии нефти. Природа смол и асфальтенов / Ф.Г. Унгер, Л.Н. Андреева. – Новосибирск: Наука, 1995. – 192 с.
28. Галонский, П.П. Борьба с парафином при добыче нефти. Теория и практика / П.П. Галонский. – М.: Гостоптехиздат, 1960 – 88 с.
29. Непримеров, Н.Н. Экспериментальное исследование некоторых особенностей добычи парафинистых нефтей / Н.Н. Непримеров. – Казань: Изд-во КГУ, 1958. – 48 с.
30. Иванова, Л.В. Удаление асфальтосмолопарафиновых отложений разной природы / Л.В. Иванова, В.Н. Кошелев // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело". – 2011. – № 2. – С. 257 – 270.
31. Иванова, Л. В. Исследование состава асфальтосмолопарафиновых отложений различной природы и пути их использования / Л. В. Иванова, В. Н. Кошелев, О. А. Стоколос // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело". – 2011. – № 2. – С. 250 – 256.
32. Агаев, С.Г. Парафиновые отложения Верхне-Салатского месторождения нефти Томской области / С.Г. Агаев, Е.О. Землянский, С.В. Гульятеев // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2006. – № 3. – С. 8 – 12.
33. Халадов, А.Ш. Повышение эффективности удаления асфальтосмолистых и парафиновых отложений при добыче с большими перепадами температур в фонтанном лифте: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Халадов Абдула Ширваниевич. – УГНГУ. – 2002. – 25 с.
34. Прозорова, И.В. Особенности осадкообразования и состава парафиновых углеводородов нефти Верхне-Салатского месторождения / И.В. Прозорова, О.В. Серебренникова, Ю.В. Лоскутова, Н.В. Юдина, Л.Д. Стахина, Т.Л. Николаева //

Известия Томского политехнического университета. – 2007. – Т. 310, № 2. – С. 155 – 159.

35. Бешагина, Е.В. Кристаллизация нефтяных парафинов в присутствии поверхностно-активных веществ / Е.В. Бешагина, Н.В. Юдина, Е.В. Лоскутова // Нефтегазовое дело. – 2007. – № 1. – 8 с.

36. Кирбижекова, Е.В. влияние содержания и минерализации водной фазы эмульсий на состав асфальтосмолопарафиновых отложений: диссертация ... кандидата химических наук: 02.00.13 / Кирбижекова Екатерина Владимировна. – Томск, 2013. – 136 с.

37. Кирбижекова, Е.В. Особенности образования асфальтосмолопарафиновых отложений в эмульсиях высокопарафинистой нефти / Е.В. Кирбижекова, И.В. Прозорова, Н.В. Юдина // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – №1. – С. 80 – 86.

38. Охрана труда в машиностроении. Учебник для машиностроительных ВУЗов./ Под ред. Фельдштейна Е.Э. - Минск: Дизайн ПРО, 1997 - 384с.

39. СНиП П-12-77. Защита от шума.

40. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

41. Руководство 2.2.013-94 «Гигиенические критерии оценки условий труда по показателям вредности и опасности факторов производственной среды, тяжести, напряженности трудового процесса».

42. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

43. ГОСТ 8581-78. Масла моторные для автотракторных дизелей.

44. ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

45. СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. М.: Гострой России, 1997.-с. 12.