

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ВЛИЯНИЕ ПРОЦЕССОВ ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА НА ОБРАЗОВАНИЕ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

УДК 622.276.72

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Эккерт Алексей Юрьевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дукарт Сергей Александрович	К.И.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2021 г.

Планируемые результаты обучения

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов, а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Эккерт Алексей Юрьевич

Тема работы:

Влияние процессов тепломассопереноса на образование парафиновых отложений при добыче нефти	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	89-13/с от 30.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021
------------------------------------------	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Парафинообразование, его причины, последствия для процесса добычи. Химический состав и механизм образования парафиновых отложений. Методы и технологии, применяемые для предотвращения и борьбы с отложениями парафина. Планирование работ и технологий при борьбе с парафиноотложением. Тепломассоперенос, его сущность и место в добыче нефти. Основные законы и уравнения тепломассопереноса. Математическое моделирование процессов тепломассопереноса в скважинах. Обоснование необходимости

	применения математического моделирования процессов тепломассопереноса для подбора методов и технологий борьбы с парафинообразованием.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.и.н. Дукарт Сергей Александрович
Социальная ответственность	Старший преподаватель Фех Алина Ильдаровна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Анализ процессов парафинообразования и тепломассопереноса при эксплуатации скважин и промысловых трубопроводов	
Практический и теоретический подход к планированию мероприятий по предотвращению и борьбе с отложениями парафина	
Практические рекомендации к применению математического моделирования при планировании мероприятий по предотвращению и борьбе с парафиновыми отложениями	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	31.03.2021
-------------------------------------------------------------------------------------------------	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			31.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Эккерт Алексей Юрьевич		31.03.2021

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- НКТ** – насосно-компрессорная труба;
- ПАВ** – поверхностно-активные вещества;
- МОП** – межочистной период;
- МРП** – межремонтный период;
- ПЗП** – призабойная зона пласта;
- КРС** – капитальный ремонт скважин;
- ТРС** – текущий ремонт скважин;
- ПЭД** – погружной электродвигатель;
- НСК** – нефтесборный коллектор;
- АДПМ** – агрегат для депарафинизации скважин;
- ППУ** – передвижная парообразующая установка;
- УДР** – установка дозирования реагентов;
- УДЭ** – установка дозирочная электронасосная;
- УЭЦН** – установка электроцентробежного насоса;
- ТЛТ** – теплоизолированные лифтовые трубы;
- УДС** – установка депарафинизации скважин.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 90 страниц, в том числе 34 рисунка, 7 таблиц. Список литературы включает 35 источников. Работа не содержит приложений.

Ключевые слова: парафинообразование, тепломассоперенос, математическое моделирование, температура насыщения нефти парафином, температура помутнения, депарафинизация.

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

Цель исследования – выявление закономерностей влияния процессов тепломассопереноса на образование парафиновых отложений в скважинах и линейных сооружениях в процессе разработки месторождений.

В процессе исследования рассмотрены причины и механизм образования парафиновых отложений, их химический состав и классификация. Проведен анализ основных методов и технологий, применяемых для предотвращения и борьбы с отложениями парафина, а также выбор скважин-кандидатов и планирование мероприятий по борьбе с отложениями. Отдельно проанализированы процессы тепломассопереноса в скважинах и линейных сооружениях. Обосновано их влияние на процесс парафинообразования.

В результате исследования предложено и обосновано использование математического моделирования процессов тепломассопереноса для прогнозирования интервалов парафиноотложения при подборе методов и технологий борьбы.

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

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

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1 АНАЛИЗ ПРОЦЕССОВ ПАРАФИНООБРАЗОВАНИЯ И ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН И ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	11
1.1 Анализ и обоснование необходимости борьбы с отложениями парафина	13
1.2 Состав, свойства и механизм образования парафиновых отложений.....	14
1.3 Сущность процессов теплопередачи в скважинах и линейных сооружениях	23
1.4 Основные законы и уравнения теплопередачи	26
2 ПРАКТИЧЕСКИЙ И ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ПЛАНИРОВАНИЮ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И БОРЬБЕ С ОТЛОЖЕНИЯМИ ПАРАФИНА.....	30
2.1 Планирование работ по предотвращению и удалению парафиновых отложений и выбор скважин-кандидатов	30
2.2 Мероприятия по предотвращению образования и удалению парафиновых отложений.....	34
2.2.1 Предотвращение образования парафиновых отложений.....	35
2.2.2 Удаление парафиновых отложений	46
2.3 Применение положений теплопередачи к моделированию работы скважин и линейных сооружений, осложненных выпадением парафина	52
3 ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ К ПРИМЕНЕНИЮ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И БОРЬБЕ С ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ.....	61
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕДИНЕНИЕ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	65

4.1 Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели мероприятия	67
4.2 Расчет показателей экономической эффективности химических методов.....	69
4.3 Анализ результатов расчета и основные выводы.....	73
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	77
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	77
5.2 Производственная безопасность	79
5.3 Экологическая безопасность	82
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	84
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	88

ВВЕДЕНИЕ

Парафиновые отложения, возникающие в газонефтяных скважинах и линейных сооружениях в процессе добычи нефти, осложняют процесс разработки, создавая необходимость дополнительных мероприятий по их предотвращению и удалению.

Отложение парафина на стенках труб представляет собой комплексную проблему, требующую детального физического обоснования для внедрения новых методов борьбы.

Известно, что основным фактором, влияющим на отложение парафина, является падение температуры в среде. Это создает необходимость исследования температурного поля скважин с учетом движения жидкости и переноса ею энергии и массы.

Изучению данного вопроса посвящена дисциплина тепломассообмена, а именно тепломассопереноса.

Актуальность данной работы состоит в необходимости теоретического обоснования явления парафиноотложения для повышения эффективности методов предотвращения и борьбы с ними.

Целью выпускной квалификационной работы является выявление закономерностей влияния процессов тепломассопереноса на образование парафиновых отложений в скважинах и линейных сооружениях в процессе разработки месторождений.

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

1. Проанализировать процесс парафиноотложения, его физическую и химическую основу, методологию предотвращения и борьбы с парафиновыми отложениями, используемую на производстве на данный момент;
2. Определить процессы тепломассопереноса и его практическое применение, в том числе для моделирования процессов выпадения отложений парафина;

3. Разработка практических рекомендаций к применению математического моделирования при планировании мероприятий по предотвращению и борьбе с парафиновыми отложениями.

1 АНАЛИЗ ПРОЦЕССОВ ПАРАФИНООБРАЗОВАНИЯ И ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН И ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

При скважинной добыче нефти и при её движении по трубопроводам наблюдается образование парафиновых отложений на стенках трубопроводов.

Исследованию парафинообразования посвящены работы отечественных исследователей – В.П. Тронова, А.Р. Амирова, Л.А. Цветкова, Л.С. Абрамзона и др., зарубежных – Ф. Джессена, М. Пейнадо, С. Рестли, и др. Особенно интенсивно изучение процесса парафинообразования проводилось в период с 1960 по 1990 год.

В различных источниках приводится множество определений парафиновых отложений. Так в своей работе [4] В.И. Марьин вводит определение парафиновых отложений как сложную физико-химическую смесь, в состав которой входит целый ряд веществ (парафины, смолы, асфальтены, масла, сера, металлы, минеральные вещества, минерализованная вода, механические примеси). Отложения парафина представляют собой темно-коричневую или черную твердую или густую мазеобразную массу высокой вязкости, которая при повышении температуры снижается незначительно. Также автор утверждает, что парафиновые отложения являются сложной дисперсной системой, в которой одна часть компонентов находится в молекулярно-дисперсном состоянии, другая в виде коллоидных частиц, третья – в виде крупных твердых нерастворимых образований, на поверхности которых адсорбированы смолистые и другие ПАВ, а четвертая представляет собой эмульсию воды в нефти, стабилизированную различными природными эмульгаторами.

В своей монографии, связанной с парафинизацией нефтесборных систем [5] Б.А. Мазепа вводит определение парафинизации как процесса образования на внутренних поверхностях нефтепроводов и в местах отстоя нефти отложений, состоящих в основном из твердых углеводородов.

А.В. Шарифуллин и В.Н. Шарифуллин [6] приводят результаты наблюдения снижения темпа добычи нефти на месторождениях Республики Татарстан и связывают это с понижением температуры и давления, разгазированием нефти и как следствие образованием и накоплением парафина. Обозначаются также последствия образования отложений:

- уменьшение МРП скважин;
- снижение эффективности работы насосных установок;
- снижение пропускной способности нефтепроводов.

В своей обширной монографии В.П. Тронов [7] определяет парафинизацию как комплекс процессов, обуславливающих накопление твердой фазы на поверхности оборудования при добыче нефти.

Обобщая вышеприведенные определения, парафиноотложение – комплекс процессов, связанных с накоплением твердой фазы – парафина – на внутренней поверхности нефтепроводов, вызванный снижением давления и температуры, приводящих к снижению пропускной способности трубопроводов и эффективности работы насосных установок, уменьшению МРП. Отложения парафина представляют собой темно-коричневую или черную мажеобразную сложную физико-химическую смесь (рисунок 1), состоящую из крупных твердых нерастворимых образований, коллоидных частиц, смолистых и поверхностно-активных веществ, а также эмульсий нефти и воды.



Рисунок 1 – Парафиновые отложения на стенках труб

1.1 Анализ и обоснование необходимости борьбы с отложениями парафина

Вопросы удаления и предотвращения образований сопровождают работников на всех этапах разработки месторождений [1]. В первую очередь это связано с загрязнением объектов нефтегазовых промыслов на разных этапах, и как следствие – потерями добычи и выходом из строя промышленного оборудования. Главной причиной образования отложений принято считать падение температуры скважинной жидкости при ее движении по трубам ниже температуры насыщения нефти парафином (температуры помутнения).

Парафиновые отложения могут образовываться на следующих участках движения продукции от пласта до пунктов сбора:

1. Призабойная зона пласта – при давлениях ниже давления насыщения нефти газом, анализ эффекта Джоуля–Томсона при движении газонефтяной смеси к забоям скважин показывает, что температура на забое снижается, что неизбежно ведет к выпадению парафина. При разгазировании растворяющая способность нефти снижается, что ведет к перенасыщению тяжелыми компонентами и их выпадению в фильтрационных каналах и призабойной зоне пласта. Выпадение кристаллов парафина в ПЗП существенно снижает проницаемость, что ведет к уменьшению притока [5];

2. Насосно-компрессорные трубы – при движении флюида по НКТ происходит интенсивный теплообмен с трубами, а через них и с окружающей породой, вследствие чего температура снижается. При достижении газожидкостной смеси температуры насыщения нефти парафином, на поверхности НКТ начинает образовываться твердый осадок из парафина. Такой осадок снижает площадь «живого» сечения трубы, что приводит к снижению показателей добычи, увеличению гидравлических потерь, постепенной закупорке НКТ [5];

3. Нефтеборные коллекторы – при транспортировке продукции скважин от устьев к замерным установкам и пунктам подготовки также наблюдается отложение парафина на стенках труб. Это связано, опять же, с

интенсивным теплообменом жидкости с грунтом. Обильное скопление парафиновых отложений на стенках линейных сооружений может привести к выходу из строя перекачивающего оборудования и значительным гидравлическим потерям, и соответственно необходимости проведения сложных технологических операций по диагностике и удалению парафина.

Исходя из вышеперечисленных возможных мест скопления парафиновых отложений стоит отметить, что в целом на разных участках характер скопления парафина одинаков. Это позволяет подходить к вопросу предотвращения образования отложений комплексно. Однако перед принятием решений необходим анализ состава, механизмов образования и свойств парафина.

1.2 Состав, свойства и механизм образования парафиновых отложений

Как уже отмечалось, отложения парафина являются сложной дисперсной системой, состоящей из парафинов, церезинов, смол, асфальтенов, масел, серы, металлов, минеральных веществ, минерализованной воды, механических примесей.

На схеме (рисунок 2) представлена классификация парафиновых отложений по компонентному составу. На рисунке: С – смолы, П – парафины, А – асфальтены. Данная классификация [1] имеет широкое практическое применение при выборе методов предотвращения и борьбы с парафиновыми отложениями.



Рисунок 2 – Классификация парафиновых отложений по компонентному составу

Для того, чтобы понимать совокупные свойства смеси, необходимо проанализировать основные её компоненты.

а) Парафины:

Парафинами называются углеводороды метанового ряда, представляющих собой гомологический ряд с общей формулой [1]:



Названия углеводородов парафинового ряда начинаются с метана, этана, пропана, бутана и далее образуются греческим числительным с добавлением окончания «ан» [1].

Углеводороды метанового ряда в нефти существуют в виде трех агрегатных состояний: ($C_1 - C_4$) – в газообразном, ($C_5 - C_{15}$) – в жидком, (C_{16} и выше) – в твердом [1].

В составе парафиновых отложений в основном представлены углеводороды парафинового ряда с углеродным числом от 16 до 35, белое полупрозрачное вещество. В чистом виде парафин представляет собой белую воскоподобную смесь. Молекулярная масса парафина варьирует в пределах от 300 до 400, а плотность в твердом состоянии от 865,0 до 940,0 кг/м³, в расплавленном – от 777,0 до 790,0 кг/м³. Температура плавления – от 45 до 65 °С. Парафины – устойчивые соединения. Экспериментально установлено, что они способны растворяться в органических растворителях, таких как пентан, гексан, гептан, легкий бензин. Растворимость парафинов настолько низка, что достигает 12 частей парафина на 100 частей растворителя [1].

По современным представлениям молекулы углеводородов парафинового ряда имеют зигзагообразную структуру (рисунок 3) [7].

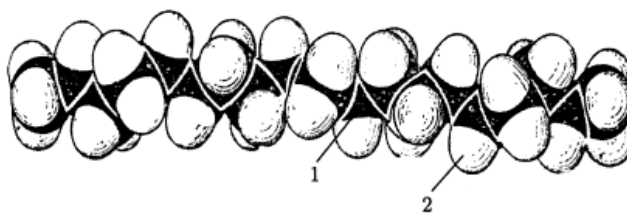


Рисунок 3 – Объемная модель молекулы нормального парафина: 1 – атомы углерода; 2 – атомы водорода

Угол между молекулярными связями $CH_2 - CH_2$ $\alpha = 109^\circ 47'$. В таких молекулах расстояние между молекулярными связями составляет порядка $1,54 \text{ \AA}$ ($0,154 \text{ нм}$), а между атомами углерода и водорода – $1,09 \text{ \AA}$ ($0,109 \text{ нм}$), при этом все атомы углерода располагаются в одной плоскости (рисунок 4) [7].

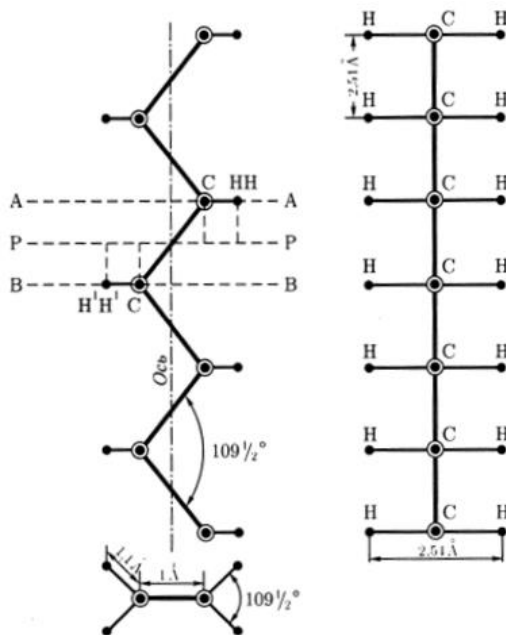


Рисунок 4 – Основные элементы молекул n-алканов с указанием размеров [7]

Молекулы углеводородов парафинового ряда способны к вращению осями в атомах углерода при различных воздействиях. В результате изменения температуры образуются поворотные изомеры (рисунок 5). Это связано с тем, что при повышенных температурах молекулы парафинового ряда интенсивно соударяются друг с другом, что приводит к закручиванию звеньев метиленовых цепей. При этом поворотные изомеры как жесткие системы способны к перемещению в объемах нефти, сохраняя свою структуру.

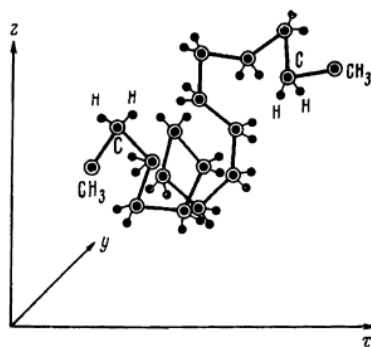


Рисунок 5 – Трехмерное представление поворотного изомера нормального парафина [7]

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

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

Все известные парафины могут образовывать кристаллы. Формы кристаллов зависят от следующих условий [7]:

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

В зависимости от условий при кристаллизации парафина выделяются следующие формы кристаллов (сингоний) (a, b, c – линейные размеры ребер решетки в трех направлениях; α, β, γ – углы между ребрами решетки в плоскостях) [7]:

1. Гексагональная (α – форма) (рисунок 6);

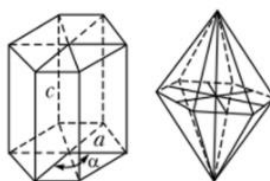


Рисунок 6 – Гексагональная кристаллическая решетка

$$(a = b \neq c; \alpha = \beta = 90^\circ; \gamma = 120^\circ) [10]$$

2. Орторомбическая (β – форма) (рисунок 7);

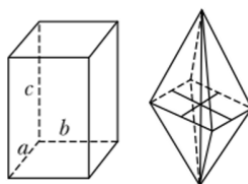


Рисунок 7 – Орторомбическая кристаллическая решетка

$$(a \neq b \neq c; \alpha = \beta = \gamma = 90^\circ) [10]$$

3. Моноклинная (γ – форма) (рисунок 8);

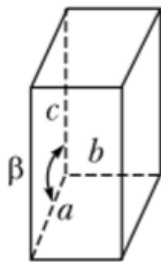


Рисунок 8 – Моноклинная кристаллическая решетка

$$(a \neq b \neq c; \alpha = \gamma = 90^\circ; \beta \neq 90^\circ) [10]$$

4. Триклинная (σ – форма) (рисунок 9).

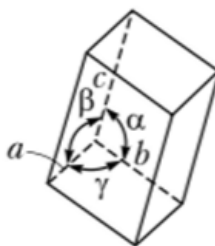


Рисунок 9 – Триклинная кристаллическая решетка

$$(a \neq b \neq c; \alpha \neq \beta \neq \gamma \neq 90^\circ) [10]$$

Как было отмечено ранее, форма кристаллической решетки зависит от длины цепи и, соответственно, от числа атомов, входящих в ее состав. Если молекула парафина имеет нечетное число атомов углерода, то при кристаллизации образуется плоскость симметрии, перпендикулярная к оси цепи. Образуется ромбическая сингония (рисунок 10).

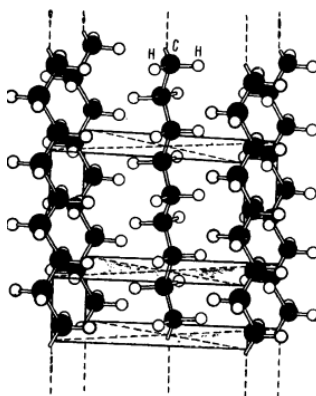


Рисунок 10 – Упаковка цепей молекул нормальных парафинов

При четном числе атомов углерода появляется центр инверсии [7]. Такой упаковке свойственны триклинная и моноклинная решетки. В таких кристаллах наблюдается наиболее плотная упаковка молекул.

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

Процессы парафинообразования непосредственно связаны с остыванием скважинной жидкости при движении ее по трубопроводам. Снижение температуры обусловлено теплообменными процессами, в которых непосредственно участвует сам парафин, скважинная жидкость, стенки труб и окружающая горная порода. Парафин обладает следующими теплофизическими свойствами [9]:

1. Коэффициент теплопроводности $\lambda_s = 0,267$ Вт/(м·К);
2. Удельная теплоемкость $c_s = 2200$ Дж/(кг·К);
3. Удельная теплота плавления $l^{ls} = 2 \cdot 10^5$ м²/с²;
4. Температура плавления $T_\sigma = 45 - 65$ °С;
5. Температура кипения $T_{\text{кип}} = 300 - 500$ °С.

При перемещении зародышей парафина к стенкам НКТ происходит их прилипание к стенкам труб за счет имеющихся на них шероховатостей. Таким образом, шероховатость труб является еще одним фактором, обуславливающим процесс выпадения парафина.

Таким образом парафинообразование происходит под действием следующих факторов:

1. Наличие в составе скважинной жидкости углеводородов парафинового ряда, склонных к отложению;
2. Снижение температуры ниже температуры насыщения нефти парафином;

3. Интенсивное разгазирование нефти с увеличением концентрации молекул парафина и последующим перенасыщением раствора парафином;

4. Шероховатость трубопроводов, по которым перемещается жидкость, поскольку образовавшиеся кристаллы фиксируются на неровностях поверхности;

5. Скорость течения жидкости. При её избытке, зародыши парафина выносятся с потоком;

6. Обводненность продукции. При увеличении обводненности интенсивность образования отложений парафина снижается, ввиду высокой теплоемкости воды.

Обобщая все вышеописанное, можно представить механизм роста парафиновых отложений следующим образом: процесс образования и роста кристаллов парафина начинается как в жидкости, так и в пристеночном слое трубы при снижении температуры и перенасыщении раствора парафином. При образовании зародышей молекулы парафина раскручиваются, принимают прямолинейную форму (в таком виде они наиболее склонны к образованию кристаллов) и упаковываются в кристаллическую решетку, плоскость симметрии которой и плотность упаковки сильно зависят от числа атомов углерода в молекулах. Если зародыши образовались в жидкости, то процессами диффузии они перемещаются в ближайшие к стенкам слои, где, приликая к шероховатостям стенок параллельно или перпендикулярно наслоению молекул, начинают расти. Аналогичный процесс происходит при непосредственном образовании зародышей у стенок трубы, исключая диффузию. При появлении в составе зародышей природных ПАВ (смолы, асфальтены) механизм образования значительно усложняется, где ПАВ уже будут являться неким «цементирующим» веществом.

б) Церезины:

Церезинами называются предельные углеводороды (парафинового ряда) с числом атомов углерода от 36 до 55, представляющие собой в смеси твердое воскообразное вещество [1]. Молекулярная масса церезинов находится в

пределах от 500 до 750, а температура плавления – от 66 до 85 °С. Аналогично парафинам, церезины имеют общую формулу



Однако, между парафинами и церезинами есть существенная разница. Если парафины представлены углеводородами нормального строения, то молекулы церезинов имеют как нормальное, так и изомерное строение [1]. В состав церезинов также могут входить циклические и ароматические структуры с боковыми алкильными цепями. В связи с этим, для фракций церезинов характерны большие плотности и вязкости. Также церезины ввиду особенностей своего строения имеют более низкую устойчивость и более высокую растворимость, чем парафины.

Парафины и церезины выпускаются в промышленных масштабах и применяются для электротехнической, бумажной, кожевенной, парфюмерной и т.д. промышленности. Некоторые свойства таких продуктов сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Физико-химические свойства парафинов и церезинов [1]

Показатели	Парафины			Церезины			
	П-1 (1)	П-1 (2)	Т	67	75	80	85
Температура кипения, °С	55,4	54,8	51,2				
Температура каплепадения, °С				69,0	75,5	82,5	85,5
Молекулярная масса	375	-	-	560	600	603	651
Плотность, ρ_4^{20} , кг/м ³	810,3	823,9	803,1	853,2	853,6	847,9	848,7
Показатель преломления	1,4339	1,4339	1,434	1,444	1,443	1,443	1,442
Кинематическая вязкость при 100 °С, м ² /с	3,2	3,42	3,09	-	12,0	11,53	13,7

в) Асфальтены:

Впервые понятие «асфальтены» было использовано Ж.-Б. Буссенго в 1837 году. Так он назвал осадок от перегонки битума, нерастворимый в спирте, но растворимый в скипидаре. С момента открытия и по сей день предпринимаются попытки изучить состав и строение молекул асфальтенов. Однако, до конца они еще не изучены. По существующим представлениям, асфальтены представляют

собой твердые продукты от черно-бурого до черного цвета плотностью около 1000 кг/м^3 . Молекулярная масса находится в пределах от 1500 до 10000 [1].

Асфальтены являются наиболее высокомолекулярными компонентами, состоящие из колец, преимущественно ароматических, причем каждая молекула имеет от трех до десяти и более колец. Молекулы асфальтенов содержат все возможные добываемые с нефтью металлы (V, Ni, Fe, Ca, Mg, Cu, Ti, Mo, Co, Cr и др.), а также гетероатомы (N, S, O) [1]. Элементный анализ асфальтенов показал, что они состоят из углерода и водорода в соотношении примерно 1:1,2, что свидетельствует о высоком содержании ароматических соединений и гетероатомов в структуре молекул.

В настоящее время ученые, занимающиеся исследованием строения асфальтенов, придерживаются модели, предложенной Т. Йеном в 1961 году. В ее основе лежит пачечная упаковка, согласно которой асфальтены представляют собой совокупность из 4 – 5 слоев (расстояние между слоями 0,36 нм) кристаллоподобных структур с несовершенной гексагонально-плоскостной упаковкой атомов углерода диаметром 0,9 – 1,7 нм с боковыми алкильными цепями (рисунок 11). Взаимодействие между слоями – стэкинг.

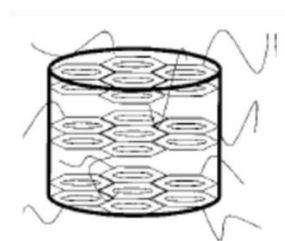


Рисунок 11 – Иллюстрация пачечной модели строения асфальтенов Т. Йена

г) Смолы:

Смолами называются высокомолекулярные жидкие или твердые вещества, содержащие в своем составе конденсированные циклические структуры (нафтеновые, ароматические и гетероциклические кольца). Цвет смол обычно бурый или черный, а молекулярная масса колеблется от 400 до 1800. Плотность смол находится около 1000 кг/м^3 . При определенных условиях смолы могут превращаться в асфальтены, поскольку имеют определенное сродство с

ними, но разный количественный состав. Существует устоявшееся мнение о том, что асфальтены являются продуктами конденсации смол [1].

Основные отличия смол от асфальтенов: растворимость в алканах и углеводородах нефти, малая степень ароматичности, полидисперсность и отсутствие структуры. Основные отличительные признаки смол и асфальтенов сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Отличительные признаки смол и асфальтенов [1]

Показатели	Смолы	Асфальтены
Растворимость в низкомолекулярных алканах	Имеется	Нет
Возможность разделения на узкие фракции однородных веществ	Имеется	Нет
Полидисперсность	Значительная	Незначительная
Отношение С/Н	7...9	9...11
Степень ароматичности	0,2...0,4	0,45...0,58
Молекулярная масса	400...1800	1800...2500
Структурные характеристики	Бесструктурные вещества	Вещества с кристаллоподобной структурой

1.3 Сущность процессов тепломассопереноса в скважинах и линейных сооружениях

Подъем газожидкостной смеси по газонефтяным скважинам и дальнейшее ее движение по выкидным линиям связано с переносом массы и энергии потоком движущейся газожидкостной смеси.

Изучение процессов тепломассопереноса берет свое начало из термодинамики.

Существенный вклад в изучение теории тепломассопереноса внесли такие известные советские теплофизики, как А.И. Вейник, М.В. Кирпичёв, С.С. Кутателадзе, А.В. Лыков, Б.С. Петухов, В.И. Субботин. А.И. Вейник остался известным как один из основоположников теории.

А.Б. Шабаров и А.А. Кислицин [2] вводят следующее определение: тепломассоперенос – это процесс самопроизвольного или вынужденного

переноса энергии (тепла) и вещества. Для составления наиболее полного определения необходимо исследование нескольких источников.

О.Н. Брюханов [3] вводит аналогичное определение: тепломассоперенос – это процесс распространения теплоты и массы. В отличие от термодинамики, где изучается процесс переноса энергии вследствие возникновения разности температур, тепломассоперенос позволяет не только рассчитать количество перемещенной энергии, но также и скорость процесса, и скорость изменения свойств участвующих в нем тел. Тепломассоперенос связан с тепловым движением микрочастиц (молекул, атомов, ионов) в среде, а также перенос порций теплоты может осуществляться в результате перемещения объемов среды. Для возникновения теплового потока необходима разность температур или концентраций вещества в разных областях среды.

По В.В. Дерюгину [11], тепломассоперенос – необратимый самопроизвольный процесс распространения в пространстве теплоты или массы одного из компонентов вещества относительно другого.

По Ф.Ф. Цветкову [12], тепломассопереносом называется совместно протекающий процесс переноса теплоты и массы вещества. Состоит из тепло- и массообмена. Теплообменом называется самопроизвольный необратимый процесс переноса теплоты в пространстве с неоднородным полем температуры. Пространство может быть заполнено многокомпонентной смесью веществ. Если концентрации компонентов в различных точках пространства разные, происходит необратимый процесс переноса массы компонентов из одной области в другую – массообмен. Как любой реальный самопроизвольный процесс тепломассообмен является необратимым и продолжается до тех пор, пока в системе не установится термодинамическое равновесие.

Обобщая все приведенные определения, тепломассоперенос – необратимый самопроизвольный процесс совместного распространения (переноса) в пространстве энергии (тепла) и массы вещества, возникающий в результате появления в разных областях среды разности температур или концентраций вещества или и того, и другого одновременно.

Движущаяся по стволу скважин и промышленным трубопроводам ГЖС является динамической системой, и методы классической термодинамики не позволяют дать развернутое описание происходящих процессов. Теория тепломассопереноса сочетает в себе положения механики сплошных сред, уравнений математической физики, а также термодинамики.

Как видно из названия тепломассоперенос состоит из двух совместно протекающих процессов переноса теплоты и переноса массы.

Передача тепла и массы осуществляется в зависимости от агрегатного состояния тел различными способами.

Если тело находится в твердом состоянии, то передача тепла осуществляется путем колебательного движения атомов и молекул кристаллической решетки – теплопроводности (кондуктивного переноса тепла), а перенос массы перемещением атомов примеси по дислокациям решеток – диффузией [2].

Для жидкостей и газов появляются дополнительные механизмы переноса тепла и массы. Если перенос теплоты осуществляется при перемещении жидкости или газа из одной в другую с потоками вещества и энергии, то имеет место конвективного переноса теплоты и массы [3].

Отдельно для теплообмена выделяется перенос энергии излучением. В случае такого переноса промежуточная среда, по которой осуществляется перенос между начальным и конечным положением, отсутствует, а перенос осуществляется за счет электромагнитного излучения.

Поскольку скважины и линейные сооружения являются динамическими системами с движущейся внутри них средой, то процессы тепломассопереноса, описанные выше, чаще всего протекают совместно. Поэтому при моделировании таких систем необходимо учесть их все.

При моделировании течения газонефтяной смеси в скважинах и линейных сооружениях необходимо составить замкнутую систему уравнений, позволяющую рассчитать поля различных параметров, таких как давление и температура по всей длине ствола или участка трубопровода. В случае

движущихся жидкостей или газов тепломассоперенос объединяет в себе законы, основанные на уравнениях математической физики, механики сплошных сред, о которых речь пойдет ниже.

1.4 Основные законы и уравнения тепломассопереноса

Для движущейся сплошной среды, коей является газонефтяная смесь, должны выполняться три базовых закона сохранения: массы, импульса и энергии.

Сущность закона сохранения массы состоит в том, что масса жидкости или газа, втекающих в объем среды dV , должна быть равна массе вытекающих из него при движении. В механике сплошных сред закон сохранения массы представлен в виде уравнения неразрывности, полученного приравнованием изменения массы объема dV при протекании через него жидкости и количества жидкости, проходящего через площадь поверхности, ограничивающей объем dV и имеющего вид [13]:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \operatorname{div} \rho v = 0, \quad (3)$$

где ρ – плотность среды, а v – скорость её движения.

Закон сохранения импульса для жидкости или газа в механике сплошных сред связывает изменение количества движения во времени с изменением давления среды и количества движения в различных направлениях и в отечественной литературе имеет вид в тензорных обозначениях [13]:

$$\frac{\partial}{\partial t} \rho v_i = - \frac{\partial p}{\partial x_i} - \frac{\partial}{\partial x_k} \rho v_i v_k, \quad (4)$$

где i, k – компоненты импульса в рассматриваемом объеме, p – давление среды.

Уравнение импульса также учитывает потери количества движения на трение при перемещении по шероховатым трубам. Уравнение для потерь на трение для смеси жидкости и газа имеет вид [8]:

$$F_w = \frac{\lambda_w}{4R} \left(\rho_{\text{ж}}^0 \frac{(1 - \varphi)^2}{(1 - \alpha)^2} + \rho_{\text{г}}^0 \frac{\varphi^2}{\alpha^2} \right), \quad (5)$$

где λ_w – коэффициент трения между потоком и стенкой трубы, φ – объемное газосодержание, α – массовое газосодержание.

Закон сохранения энергии в случае процессов тепломассопереноса включает в себя компоненты, представляющие собой отдельные уравнения термодинамики, отражающие, на что расходуется энергия системы при взаимодействии её с окружающей средой. Это количество теплоты, необходимое для нагревания (охлаждения) тела, изменение внутренней энергии среды, теплота парообразования, закон теплопроводности Фурье.

Количество теплоты, необходимое для нагревания (охлаждения) тела выражается зависимостью вида [3]:

$$dQ = mc dt, \quad (6)$$

где m – масса объема среды, к которому или от которого подводится или отводится теплота, c – удельная теплоемкость вещества (для смеси $mc = \sum_i m_i c_i$ – среднее взвешенное значение произведений массы на удельную теплоемкость компонентов), dt – бесконечно малое приращение температуры среды.

Закон Фурье ставит количество теплоты, проводимое средой в прямую зависимость от градиента температуры, и говорит о том, что количество теплоты, проходящее через элемент изотермической поверхности dF за промежуток времени dt , прямо пропорционально температурному градиенту $\partial T / \partial n$ и имеет вид [3]:

$$dQ = -\lambda \frac{\partial T}{\partial n} dF dt, \quad (7)$$

где λ – коэффициент теплопроводности, характеризующий способность вещества проводить теплоту в единицу времени через единичную поверхность при температурном градиенте равном единице. Определяется экспериментально и для каждого вещества (смеси) индивидуален.

Связь между временным и пространственным изменениями температуры в любой точке тела устанавливает дифференциальное уравнение теплопроводности [3]:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \chi \nabla^2 T + \frac{q_v}{C\rho}; \quad (8)$$

$$\chi = \frac{\lambda}{C\rho}, \quad (9)$$

где χ – коэффициент температуропроводности; q_v – количество теплоты, выделяемое внутренними источниками.

В моделях тяжелой нефти (Black oil) принимается, что испарения и конденсации компонентов нефти не происходит. Однако в реальных условиях скважин и линейных сооружений происходит интенсивный обмен фазами. Описать его можно при помощи следующих зависимостей [8]:

$$A_{\text{ж}} = m_{\text{ж}}(L_{\text{г}} - L_{\text{ж}}) + \frac{Lm_{\text{ж}}}{k_{\text{г}(\text{г})} - k_{\text{ж}(\text{г})}}, \quad (10)$$

$$A_{\text{г}} = \frac{Lm_{\text{ж}}}{k_{\text{г}(\text{г})} - k_{\text{ж}(\text{г})}}, \quad (11)$$

где $L_{\text{г}}$ – удельная теплота выделения растворенного газа, $L_{\text{ж}}$ – удельная теплота испарения нефти, $L = L_{\text{г}}k_{\text{г}(\text{г})} + L_{\text{ж}}k_{\text{ж}(\text{г})}$ – удельная теплота испарения всей системы, $k_{\text{ж}(\text{г})}$, $k_{\text{г}(\text{г})}$ – массовая концентрация газового компонента в жидкой и газовой фазах соответственно.

Для описания взаимодействия с окружающей средой система может быть представлена как совокупность N коаксиальных цилиндров, включающая: трубу с газожидкостной смесью (для скважины: НКТ + затрубное пространство + обсадная колонна) и окружающие породы (для промысловых трубопроводов – грунт). Тогда уравнение для интенсивности теплового потока через стенки можно записать [8]:

$$q_i = 2\pi(T_i - T_0) / \sum_{i=1}^N \frac{1}{\lambda_i} \ln \left(\frac{R_i}{R_{i-1}} \right), \quad (12)$$

где q_i – интенсивность теплового потока через границу i цилиндра; λ_i и T_i – удельная теплопроводность и температура i слоя соответственно; R_i – радиус i цилиндра; R_{i-1} – радиус $(i - 1)$ цилиндра.

Составление при моделировании из данных зависимостей условия теплового баланса образует уравнение притока тепла, которое и объясняет процессы, происходящие при транспортировке жидкой и газообразной среды по подъемным и линейным трубопроводам.

Процессы тепломассопереноса также сопровождаются процессом, стремящимся к установлению внутри фаз равновесного распределения концентраций – диффузией. Для многокомпонентной смеси плотность потока массы, характеризующая диффузию, прямо пропорциональна произведению градиента концентрации на плотность смеси и имеет вид [2]:

$$j_{k,di} = -\rho D \frac{\partial k_i}{\partial n} \quad (13)$$

где D – коэффициент диффузии – количество вещества, диффундирующего через поверхность одного компонента относительно другого.

Таким образом, рассматриваемая система подъемник скважины – линейный трубопровод может быть описана с применением теории тепломассопереноса путем обоснования динамики движения среды, внешнего воздействия окружающей среды и процессов, происходящих внутри системы.

Парафинообразование в скважинах и линейных сооружениях обусловлено совокупностью факторов, главным из которых является падение температуры ниже температуры насыщения нефти парафином. При достижении потоком данной точки образуются первые зародыши парафина как в жидкости, так и в пристеночном слое. Диффундируя в жидкости и осаждаясь на неровностях трубы, отложения начинают обрастать новыми молекулами и укрупняться. Процессы охлаждения жидкости и осаждения твердого вещества связаны с тепло- и массообменными процессами, описать которые позволяют положения тепломассопереноса, основанные на базовых законах сохранения, а также положениях теории диффузии.

2 ПРАКТИЧЕСКИЙ И ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ПЛАНИРОВАНИЮ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И БОРЬБЕ С ОТЛОЖЕНИЯМИ ПАРАФИНА

На нефтегазодобывающих предприятиях планированию мероприятий по предотвращению отложений парафина уделяется особое внимание, поскольку характер «запарафинивания» для каждой скважины и эффективность того или иного метода уникальны. Поэтому необходимо четкое выделение скважин, к которым необходимо применять меры, связанные с ликвидацией осложнений. Должны также подниматься вопросы о том, насколько эффективно удаление, чем предотвращение и наоборот. Появляется необходимость обоснования критериев, по которым происходит отбор скважин-кандидатов и какие меры эффективны для каждой из них.

Как правило, подход к планированию мер построен на опыте предприятий в данной области. В этой связи возникает вопрос о возможности применения теоретического подхода с использованием математического моделирования.

Поскольку процесс отложения парафина на стенках труб связан с тепло- и массообменными процессами, то они подлежат описанию с помощью уравнений динамики, термодинамики, механики сплошных сред, основанных на базовых законах сохранения.

2.1 Планирование работ по предотвращению и удалению парафиновых отложений и выбор скважин-кандидатов

На предприятиях существуют методические документы регламентирующие все операции, связанные с планированием и организацией работ, подбором методов и обоснованием работ, связанных с ликвидацией отложений парафина.

Процесс планирования работ по предотвращению и борьбе с парафиновыми отложениями состоит из следующих последовательных операций [19]:

1. Ведение, уточнение списка осложненных скважин;
2. Выбор технологии предотвращения или борьбы;
3. Составление производственной программы;
4. Составление месячного плана-графика работ;
5. Составление групповой режимно-технологической карты (ГРТК);
6. Составление графиков монтажа-демонтажа дозирующих устройств;
7. Составление типового плана работ.

Следует отметить, что пункты 1-7 обязательно соблюдаются для работ, где внедряется дозирование ингибиторов, а для периодических работ по удалению отложений парафина только 1, 2, 4, 7.

Ведение, уточнение списка осложненных отложениями парафина скважин осуществляется в соответствии со следующими критериями. К скважинам, осложненным парафиновыми отложениями, относятся [19]:

1. Нефтяные скважины, в оборудовании которых (фонтанная арматура, подземное оборудование, выкидные линии) при разборе при КРС и ТРС обнаруживаются отложения парафина;
2. Нефтяные скважины, в составе продукции которых содержится 1% и более массовой доли парафинов и асфальтенов;
3. Нефтяные скважины, обводненность которых не превышает 30% и у которых происходит снижение эксплуатационных показателей (дебит жидкости, нагрузка на ПЭД и др.) более чем на 30%. Для данных скважин должно быть установлено отсутствие связи с отложением солей и мехпримесей.

Контроль за работой таких скважин должен производиться не реже четырех раз за месяц работы, а также шаблонированием НКТ при снижении дебита на 10% и более.

Все скважины, которые удовлетворяют хотя-бы одному из вышеперечисленных критериев должны быть отнесены к скважинам-кандидатам.

Для скважин-кандидатов, отнесенных к фонду осложненных выпадением парафина, выполняется подбор методов борьбы. Рекомендуемая конфигурация, представленная на рисунке 12, показывает, что подбор методов осуществляется в соответствии с классификацией парафиновых отложений по компонентному составу (рисунок 2). Все методы и технологии описаны в разделе 2.2.

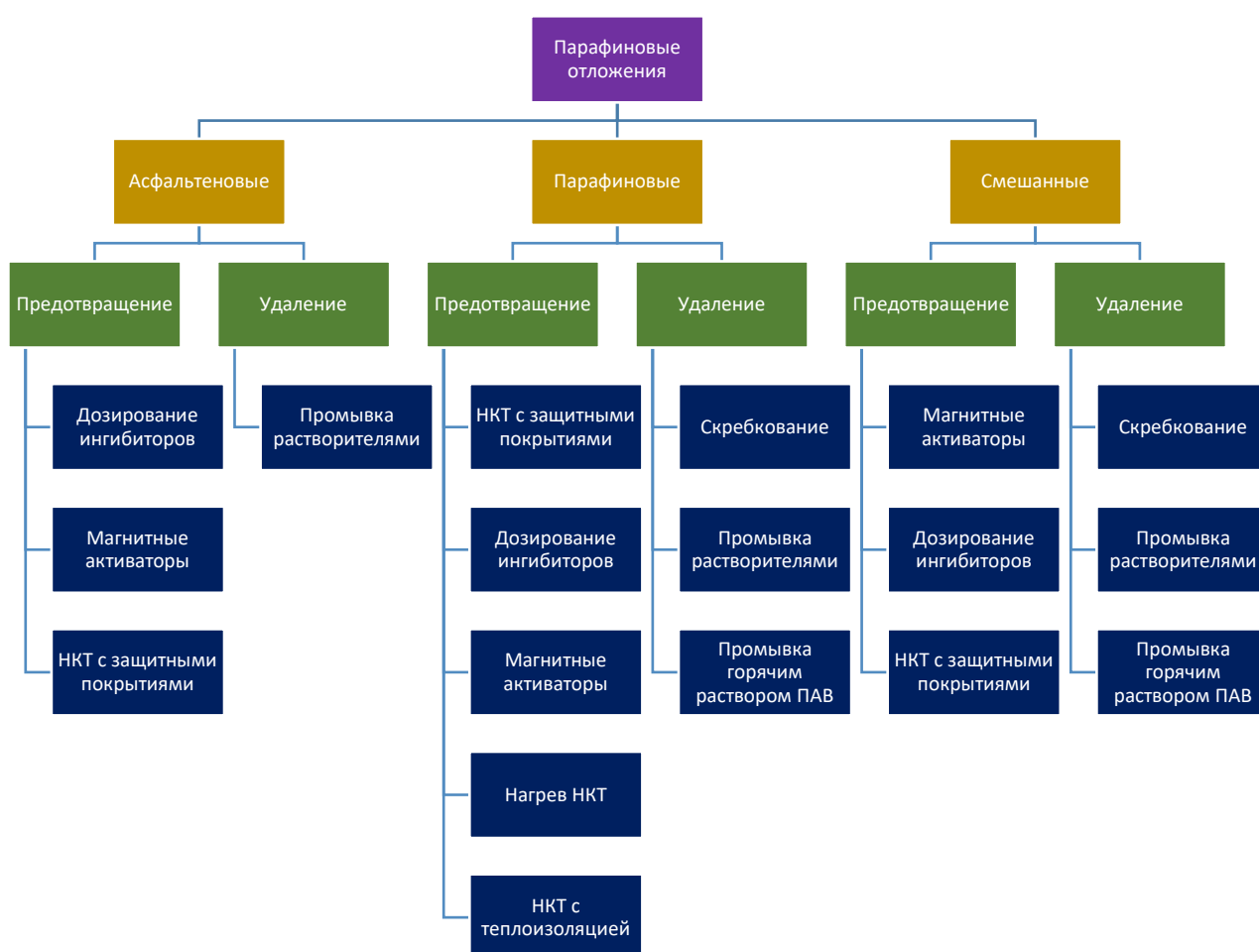


Рисунок 12 – Рекомендации к подбору методов борьбы с парафинообразованием [19]

Выбор методов борьбы с отложениями парафина также зависит от зоны, где происходит выпадение. Перечень технологий, применяемых в зависимости от зоны отложения парафина представлен в таблице 3.

Следует сказать, что методов предупреждения выпадения отложений в ПЗП не существует. Поэтому на практике возможно лишь их удаление. В данном процессе большое значение имеет выбор правильного реагента и времени выдержки. Для этого необходимо детально изучить все свойства тяжелых компонентов нефти, чтобы знать примерное время их осаждения и растворения.

Таблица 3 – Методы борьбы с парафином в зависимости от зоны отложения [19]

Зона	Класс отложений	Технологии
1. ПЗП	Асфальтеновый	<ul style="list-style-type: none"> • Обработка призабойной зоны нефтяными растворителями.
2. НКТ	Асфальтеновый или смешанный	<ul style="list-style-type: none"> • Дозирование ингибиторов; • Промывка растворителями; • НКТ с защитными покрытиями.
	Парафиновый	<ul style="list-style-type: none"> • Дозирование ингибиторов; • НКТ с защитными покрытиями; • Промывка растворителями; • Нагрев НКТ; • Скребокание; • Промывка теплоносителем (АДПМ, ППУ); • Магнитные активаторы.
3. НСК	Смешанный	<ul style="list-style-type: none"> • Промывка теплоносителем (АДПМ, ППУ); • Нагрев НКТ; • Скребокание; • Промывка раствором ПАВ.

Производственная программа и месячный план-график по внедрению технологий дозирования ингибиторов составляются каждым добывающим предприятием самостоятельно. Каждое из них размещает свою программу в единой базе данных, где производится их анализ.

Поскольку оборудование и работы по установке дозирующих ингибиторов парафиновых отложений устройств являются достаточно дорогими, необходим учет их состояния, дат установки, количества и т.д. План монтажа-демонтажа дозирующих устройств составляется ответственным лицом ежемесячно на предстоящий месяц. При составлении должны быть учтены

планы работы бригад КРС и ТРС, ГТМ, планы монтажа-демонтажа за предыдущий месяц. Такой план необходим для оптимизации борьбы с парафиновыми отложениями и выполняется в автоматизированных программных комплексах и уже имеющихся базах данных. На предприятии должен вестись постоянный контроль соблюдения плана. Любые отклонения фиксируются документально и оформляются в виде заявок.

Типовой план работ составляется для однотипных операций (скребкование, периодическая закачка ингибитора, промывка теплоносителем с помощью АДПМ, ППУ, спуск нагревательного элемента). Типовой план работ обязательно должен содержать ссылки на инструкции по правилам безопасности. Каждый работник, привлеченный к такой работе, обязан ознакомиться с данными инструкциями.

Таким образом, планирование работ по предотвращению образования и удалению парафиновых отложений осуществляется по строгому плану, который определяется стандартом каждой нефтедобывающей организации. Планирование осуществляется на основании анализа и ведения списка осложненных скважин, выделяемых по установленным критериям. Каждый вид работ сопровождается документацией, созданной и оформленной согласно установленным документам. Особое внимание при планировании уделяется соблюдению требований производственной безопасности.

2.2 Мероприятия по предотвращению образования и удалению парафиновых отложений

На производстве мероприятия по регулированию воздействия парафиновых отложений на добычу нефти подразделяются на следующие группы:

1. Методы предотвращения образования парафиновых отложений – комплекс мероприятий, направленных на исключение образования парафиновых отложений;

2. Методы удаления парафиновых отложений – комплекс мероприятий, направленных на оперативное удаление парафина со стенок скважин и линейных сооружений.

2.2.1 Предотвращение образования парафиновых отложений

Предотвращение образования парафиновых отложений на стенках труб направлено на исключение факторов, обуславливающих выпадение парафина.

В качестве методов предотвращения образования отложений парафина применяются:

Установка стальных НКТ с защитным покрытием (рисунок 13):

Защитное покрытие может быть представлено в следующем виде [19]:

- a. Остекленное покрытие;
- b. Эпоксидное и полимерное покрытия;
- c. Силикатно-эмалевое покрытие.

Целесообразность применения НКТ с защитным покрытием состоит в создании низкой шероховатости таких труб. Это необходимо для предотвращения налипания парафина на стенки НКТ смыванием агрегатов потоком нефти. На производстве к трубам с защитными покрытиями предъявляются следующие требования:

- Покрытие должно быть сплошным. Не допускается образование трещин, царапин, пузырей и др.;
- Поверхность покрытия должна быть гладкой, блестящей, без видимой шероховатости;
- Толщина защитного покрытия должна составлять от 0,18 до 0,65 мм;
- Плотность защитного покрытия должна составлять от 2300 до 2600 кг/м³;
- Трубы с защитным покрытием должны соответствовать требованиям документов ТУ 14-2Р-370-2008, ГОСТ 633 и ГОСТ 24405.

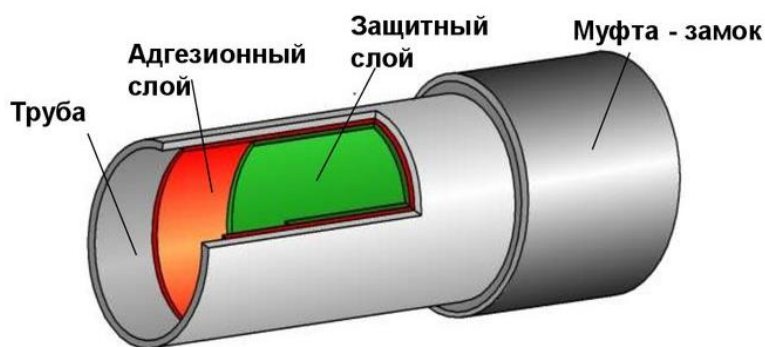


Рисунок 13 – Схема НКТ с защитным покрытием

Дозирование ингибиторов парафиновых отложений:

Ингибиторы парафиновых отложений замедляют образование слоя парафина на стенках труб и существуют нескольких видов [19]:

д. Смачивающие ингибиторы:

Введение смачивающих ингибиторов парафиновых отложений предназначено для образования на внутренней поверхности НКТ гидрофильной пленки, препятствующей закреплению парафина. Кристаллы парафина смываются потоком жидкости ввиду невозможности задержаться на поверхности труб. Важным условием применения таких ингибиторов является полное отсутствие парафина на стенках при введении ингибитора. Обработка скважины ингибитором производится периодически, что создает простой скважины. Реагент может загрязнить оборудование, а также довольно часто происходит смыв пленки со стенок скважин.

В качестве основных смачивающих ингибиторов представлены полиакриламид, кислые органические фосфаты, силикаты щелочных металлов, водные растворы синтетических полимерных ПАВ

е. Модификаторы:

Введение модификаторов в движущуюся ГЖС по скважинам и линейным сооружениям предназначено для изменения формы и поверхностной энергии кристаллов парафина. В результате такого воздействия снижается склонность кристаллов к взаимному объединению или налипанию к стенкам оборудования.

В качестве основных модификаторов применяют атактический полипропилен, низкомолекулярный полиизобутилен, сополимеры этилена и

сложных эфиров, тройной сополимер этилена с винилацетатом и винилпирролидоном.

f. Депрессаторы:

При введении депрессаторов в ГЖС, они адсорбируются на кристаллах парафинов, что затрудняет их способность к агрегации и накоплению. Молекулы депрессатора сцепляются своими полярными концами с парафином, образуя мицеллы.

В качестве основных депрессаторов применяются сополимеры этилена с винилацетатом (ВЭС), полиалкилметакрилаты (ПМА«Д»), парафлю, алкилфенолы.

g. Диспергаторы:

h. Диспергаторы предназначены для увеличения теплопроводности нефти. Также диспергаторы образуют на поверхности зародышей парафина адсорбционный слой, препятствуя их слипанию.

Основные компоненты вводимых в поток диспергаторов это соли металлов, соли высших свободных жирных кислот, силикатно-сульфенольные растворы, сульфатированный щелочной лигнин.

Технологии дозирования ингибиторов применимы для скважин с небольшим дебитом (до 50 м³/сут).

Расчет рабочей дозировки ингибитора производится по формуле:

$$V_{\text{инг}} = \frac{P_0 Q_{\text{н}}}{\rho_{\text{инг}}} \cdot 0,001, \quad (14)$$

где $Q_{\text{н}}$ – дебит скважины, т/сут; P_0 – оптимальная (ударная) дозировка ингибитора, кг/т; $\rho_{\text{инг}}$ – плотность ингибитора, кг/м³.

Существует несколько способов ввода ингибиторов в скважинную жидкость. Они рознятся в зависимости от участка подачи реагента.

Так, классическим является способ подачи ингибитора в затрубное пространство с помощью дозировочного устройства типа УДЭ. Осуществляется путем установки на устье скважины обвязки, принципиальная схема которой показана на рисунке 14. Основной механизм данной работ состоит в откачивании

ингибитора из рабочей емкости насосом типа НД и по системе капилляров подача его в затрубное пространство. Данная технология в настоящее время вытесняется более прогрессивными методами подачи реагента в конкретный участок скважины поскольку имеет ряд существенных недостатков, связанных с высотой дозирования, колебаниями динамического уровня, плотностью нефти в межтрубном пространстве выше приема насоса, наличием зоны разгазирования, плотностью химического реагента.

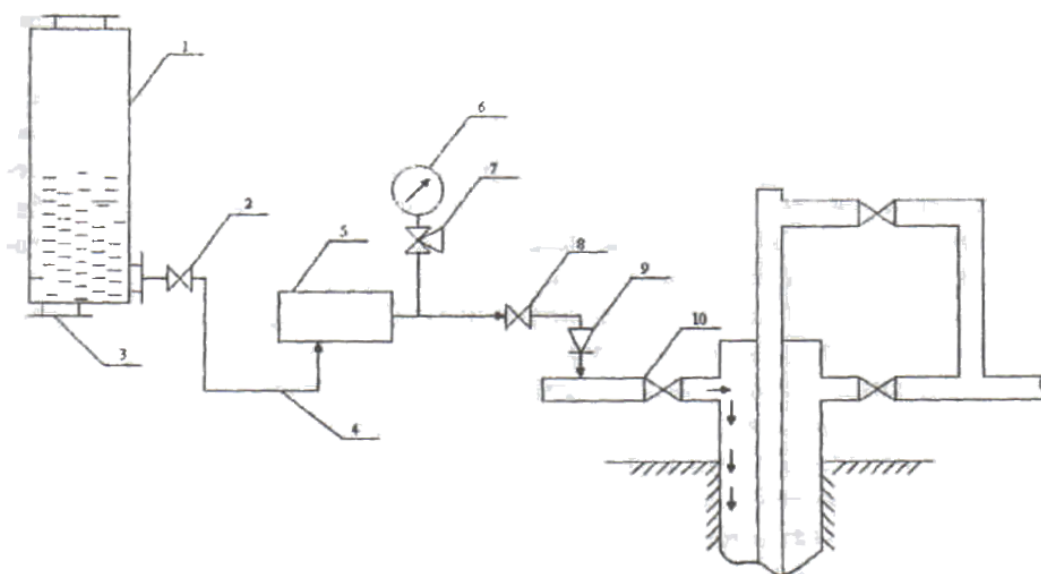


Рисунок 14 – Принципиальная технологическая схема подачи ингибитора в затрубное пространство дозирующим устройством типа УДЭ (1 – рабочая емкость; 2 – запорный вентиль; 3 – сливной штуцер; 4 – трубопровод подачи ингибитора на насос; 5 – насос типа НД; 6 – электроконтактный манометр; 7 – трехходовой кран; 8 – запорный вентиль; 9 – обратный клапан; 10 – задвижка в затрубное пространство) [31]

Как было уже упомянуто, в настоящее время происходит вытеснение классической схемы подачи дозированием реагента в конкретный участок скважины. В зависимости от технологической необходимости дозирование может проводиться в интервал перфорации, на прием погружного насоса и в колонну НКТ (рисунок 15).

Во всех представленных схемах наземное оборудование (рисунок 16) выполнено в виде дозирующей установки (рисунок 17) с емкостью для

химического реагента и насосом, трубопровода малого диаметра, устройства ввода в устьевую арматуру, выполненного в виде фланцевого разъема, либо с кабелем УЭЦН.

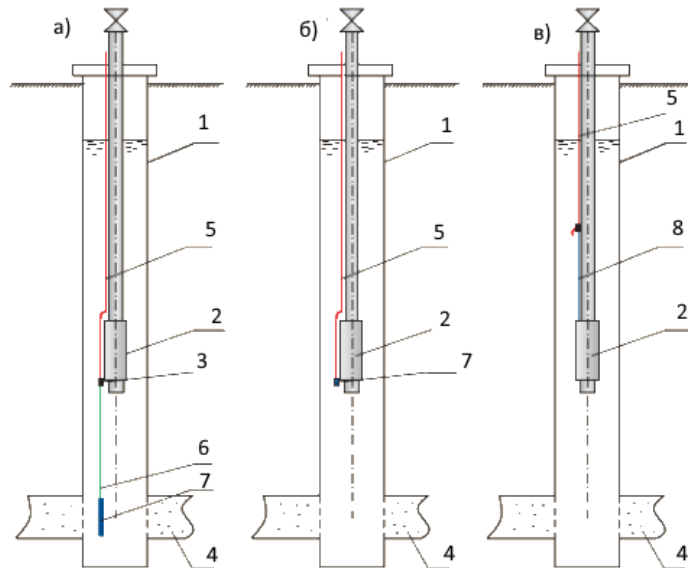


Рисунок 15 – Принципиальная схема дозирования реагента в интервал перфорации (а), на прием погружного насоса (б) и в интервал образования отложений на НКТ (в) с применением специального погружного кабельного устройства (1 – обсадная колонна; 2 – УЭЦН; 3 – соединительный ниппель; 4 – продуктивный пласт; 5 – специальный кабель с капиллярной трубкой; 6 – капиллярная трубка; 7 – груз-распылитель; 8 – питающий кабель УЭЦН)

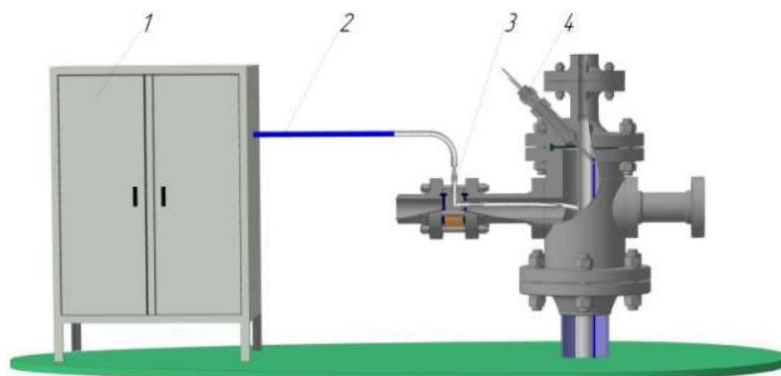


Рисунок 16 – Наземное оборудование для дозированной подачи реагента (1 – дозировочная установка; 2 – наземный трубопровод; 3 – устройство ввода капиллярного трубопровода в устьевую арматуру через фланцевый разъем; 4 – устройство ввода капиллярного трубопровода в устьевую арматуру с кабелем УЭЦН) [34]



Рисунок 17 – Дозирующая установка

Оборудование для доставки ингибитора до места назначения представлено в виде кабельного полимерного армированного трубопровода (рисунок 18) внутренним диаметром 4,5 мм, интегрированного в кабель УЭЦН (рисунок 19).



Рисунок 18 – Полимерный армированный трубопровод для ввода ингибитора в скважину

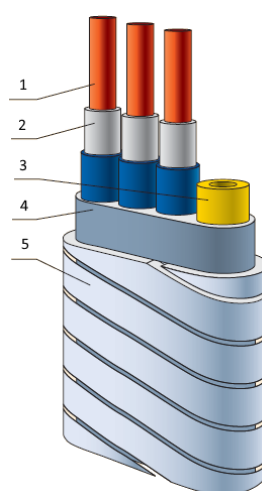


Рисунок 19 – Конструкция погружного кабельного устройства
(1 – основные или контрольные жилы; 2 – изоляция полиэтилена в два слоя; 3 – армированный трубопровод; 4 – подушка под броню; 5 – броня)

Ввод ингибитора в скважинную продукцию осуществляется при помощи дозирующих устройств, выбор и конструкция которых зависит от места ввода. Это груз-распылитель (рисунок 20) в случае ввода реагента в интервал перфорации, клапан-распылитель (рисунок 21) для ввода на прием насоса и вводная муфта для ввода в НКТ (рисунок 22).

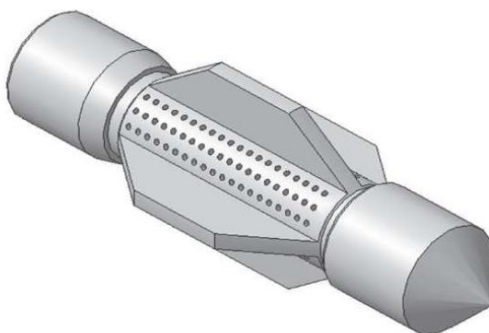


Рисунок 20 – Груз-распылитель для ввода ингибитора в интервал перфорации [34]

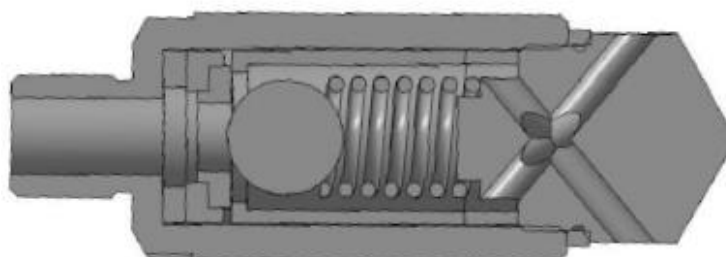


Рисунок 21 – Клапан-распылитель для ввода ингибитора на прием УЭЦН [34]



Рисунок 22 – Вводная муфта для подачи ингибитора в НКТ [34]

Установка нагревательных кабелей;

Как уже было отмечено, основным фактором, обуславливающим выпадение парафиновых отложений, является снижение температуры потока скважинной жидкости ниже температуры насыщения нефти парафином. Применение нагревательных кабелей основано на компенсации тепловых потерь путем ввода в конструкцию скважин в осложненный выпадением парафина интервал нагревательного элемента – кабеля. Нагревательный кабель представляет собой специальный термобаростойкий сложно изготовленный кабель, устойчивый к воздействию агрессивных сред (рисунок 23). Рабочая часть нагревательного элемента имеет изоляционную оболочку, изготовленную из высокотемпературных материалов (фторопласт, сополимер пропилена), на которую затем накладывается броня из стальной оцинкованной проволоки. На верхний повив накладывается защитная оболочка из синтетического материала.

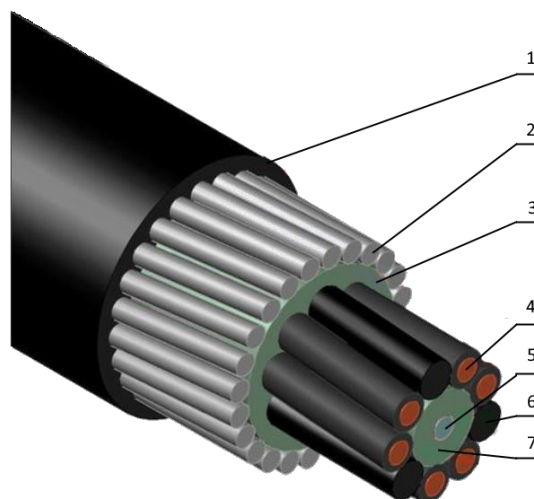


Рисунок 23 – Типовая конструкция нагревательного кабеля для предотвращения парафиновых отложений (1 – оболочка; 2 – проволоки повива брони; 3 – промежуточная оболочка; 4 – нагревательная жила в изоляции; 5 – грузонесущий сердечник; 6 – разделительный кордель; 7 – оболочка сердечника) [33]

Оборудование для установки, управления и контроля за работой нагревательного кабеля представлено на рисунке 24.

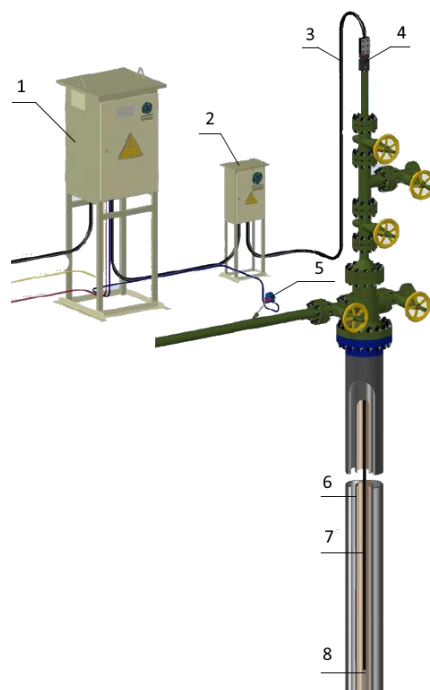


Рисунок 24 – Оборудование для установки, управления и контроля за работой нагревательного кабеля (1 – станция управления; 2 – переходный клеммный шкаф; 3, 7 – нагревательный кабель; 4 – зажим кабельный и герметизатор устьевого; 5 – датчик температуры устьевого; 6 – колонна НКТ; 8 – наконечник нагревательного кабеля) [33]

Расположение нагревательного кабеля в скважине возможно как внутри НКТ, так и снаружи. Выбор расположения зависит от способа эксплуатации скважины. Так в скважинах, эксплуатируемых штанговыми глубинными насосами необходимо устанавливать нагревательный элемент снаружи НКТ, для остальных – внутри.

Применение нагревательных кабелей имеет ограничения по содержанию в парафиновых отложениях скважины – не более 7%. Основная причина – коксообразование и укрупнение отложений.

Нагревательный кабель спускается в скважину с помощью геофизической аппаратуры.

К контролируемым параметрам при эксплуатации нагревательных кабелей относятся:

- ток через нагревательный элемент;
- напряжение, подводимое к нагревательному элементу;

- температура кабеля в скважине;
- температура добываемой жидкости;
- температура внутри станции управления.

В настоящее время на рынке известны нагревательные системы некоторых следующих компаний: ЗАО «Уралкабель», ООО «СПО-АЛНАС», ООО «ЛукриЛ-Пермь», ОАО «Удмуртнефть», ГК «ССТ», НПО «ПермНефтеГаз».

Установка магнитных активаторов:

Парафиновые отложения содержат в своем составе ферромагнитные микрокристаллы железа (ФМЖ), которые при прохождении потоком через магнитное поле дробятся в 100-1000 раз и образуют центры кристаллизации парафина. Такое измельчение облегчает снос их восходящим потоком жидкости.

При воздействии магнитного поля на поток скважинной жидкости происходит понижение температуры насыщения нефти парафином. Процесс становится еще более эффективным при повышенном содержании в составе флюида хлористых солей, а соответственно и при высокой обводненности.

Данный эффект достигается путем установки магнитных активаторов, создающих магнитное поле в скважину (рисунок 25) и ее выкидную линию (рисунок 26).



Рисунок 25 – Установка магнитной обработки жидкости УМЖ-122



Рисунок 26 – Установка электромагнитная УМП [34]

Применение НКТ с теплоизолирующими покрытиями.

Применение НКТ с теплоизолирующим покрытием основано на снижении коэффициента теплопроводности труб (до $0,01 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$) и соответственно и их теплообмена с внешней средой. Теплоизолированные НКТ предполагают размещение теплоизоляции между двух коаксиальных труб – теплоизолированные лифтовые трубы (ТЛТ) (рисунок 27). Также известна практика использования труб, целиком выполненных из базальта, который является хорошим теплоизолирующим материалом.

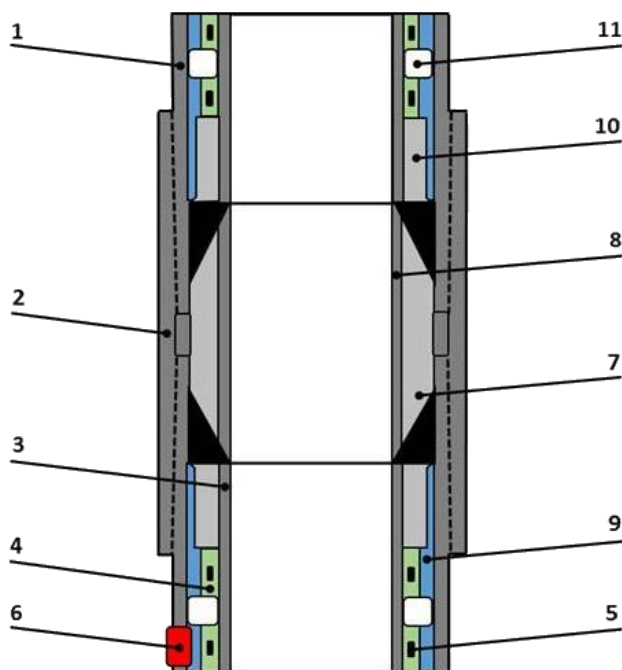


Рисунок 27 – Конструкция основного элемента теплоизолированных лифтовых труб (ТЛТ) (1 – наружная труба; 2 – муфтовое соединение; 3 – внутренняя труба; 4 – экранная изоляция; 5 – геттер (газопоглотитель); 6 – вакуумный клапан; 7 – вкладыш муфтовый (фторопласт); 8 – втулка защитная; 9 – вакуум в межтрубном пространстве; 10 – соединительный элемент; 11 – центратор)

2.2.2 Удаление парафиновых отложений

Удаление парафиновых отложений со стенок является неотъемлемой частью работ, проводимых с осложненными скважинами, где применение методов предотвращения не оправданно технологически или экономически. Работы по удалению парафиновых отложений носят периодический характер и выполняются в соответствии с планом. Выделяются следующие виды мероприятий по удалению отложений парафина:

Скребоквание:

Скребоквание лифтовых труб добывающих скважин основано на механическом соскабливании (срезании) со стенок труб парафина различного рода скребками (рисунок 28) и выносе его потоком поднимаемого флюида. Выбор скребка, а также способа его ввода в скважину зависит от способа ее эксплуатации. Поскольку в данный момент происходит стремительное вытеснение эксплуатации скважин штанговыми-глубинными насосами эксплуатацией УЭЦН, УЭВН, а фонтанная эксплуатация все еще актуальна, рассматриваются только скребки, применяемые для эксплуатации погружными электронасосами.



Рисунок 28 – Скребки для очистки НКТ от отложений парафина

По назначению и конструкции выделяются следующие виды современных скребков:

- скребки-пробойники (СП) (рисунок 29, а) – применяются для первичного устранения парафиновых отложений перед механической очисткой;
- скребки лезвийные (СЛ) (рисунок 29, б) – применяется для непосредственно срезания (скребкования) парафиновых отложений с поверхности НКТ;
- скребки фрезовые (СФ) (рисунок 29, в) – применяется для срезания парафиновых отложений с поверхности НКТ высокодебитных скважин.



Рисунок 29 – Типовые конструкции современных скребков для очистки НКТ от отложений парафина (а – скребок-пробойник; б – скребок лезвийный; в – скребок фрезовый) [35]

Ввод скребка в скважину осуществляется через лубрикатор (рисунок 30), отдельно монтируемый в верхней части фонтанной арматуры.



Рисунок 30 – Лубрикатор скважинный

Спуск и подъем скребка внутри скважины осуществляется с помощью установок депарафинизации скважин (УДС), работающих в автоматическом и полуавтоматическом режимах. Пример автоматической УДС представлен на рисунке 31.

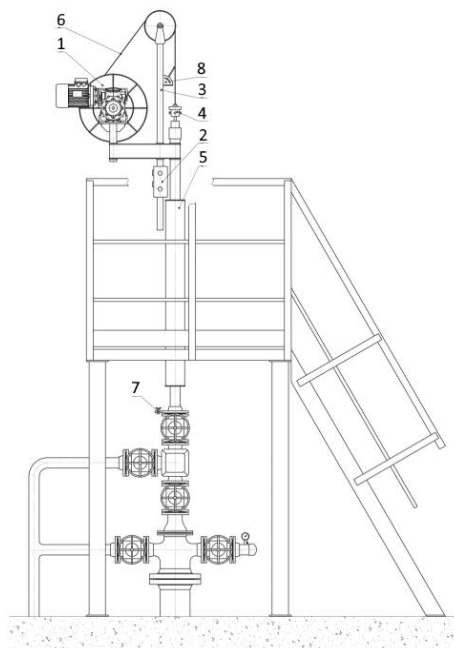


Рисунок 31 – Автоматическая УДС (1 – агрегат силовой; 2 – система контроля положения скребка; 3 – мачта подвижная; 4 – устройство сальниковое; 5 – лубрикатор обогреваемый; 6 – проволока; 7 – сливной вентиль; 8 – датчик натяжения)

Промывка скважины растворителями

Применение промывок скважин растворителями основано на способности компонентов парафиновых отложений разрушаться или растворяться в нагнетаемом агенте. Как правило, растворители рекомендуется применять только в крайнем случае – когда все имеющиеся методы не дали положительного эффекта. Применение растворителей также оправдано при промывках УЭЦН, удалении глубоких отложений, обработке длинных выкидных линий, обработке ПЗП.

Выделяются следующие виды растворителей [19]:

- индивидуальные органические растворители (толуол, сернистый углерод) – имеют хорошую растворимость по отношению ко многим

соединениям. Имеет ограничения на практике ввиду дороговизны, негативного влияния на процессы переработки, пожароопасности и токсичности;

- растворители природного характера (газоконденсат, легкая нефть и др.) – родственные парафинам соединения. Широко применяются на практике ввиду доступности;

- растворители на основе сырья производств нефтехимии и нефтепереработки (керосин) – менее эффективны, чем растворители природного характера из-за содержания в своем составе соединений с числом углерода более 6;

- органические смеси с добавками ПАВ (растворитель с ПАВ (до 3%) – направлены на повышение поверхностной активности растворителей и диспергирование отложений;

- растворители на водной основе (моющие смеси) – основаны на диспергировании отложений и их отмыве.

К растворителям парафиновых отложений предъявляются следующие требования:

- растворители не должны вызывать коррозию нефтепромыслового оборудования и осложнения при добыче;

- растворители не должны образовывать эмульсий с пластовыми флюидами;

- растворители не должны ухудшать товарные свойства нефти.

Очистка лифтовых труб осуществляется путем нагнетания в затрубное пространство скважины 5-7 м³ либо 2-3 объемов НКТ растворителя и продавливанием его нефтью через УЭЦН до фиксации выхода растворителя на устье скважины. Затем скважина останавливается на 2 часа для того, чтобы произошла реакция с парафином, а затем скважина пускается в работу. Альтернативным вариантом является нагнетание растворителя в затрубное пространство и поступление его в НКТ через клапан, установленный на 500-800 м от устья. Таким образом нагнетание осуществляется без использования насоса.

В состав оборудования для нагнетания растворителя входят: насосный агрегат ЦА-320, автоцистерна, доливная емкость, нагнетательная линия, выкидная линия, линии низкого давления.

Промывка скважины горячим раствором ПАВ

Промывка скважины горячим раствором ПАВ основана на способности молекул активного вещества сорбироваться на поверхностях раздела и изменять структуру, поверхностную энергию и размеры агрегатов парафина. Перед закачкой приготавливается водный раствор 1% ПАВ. Затем полученный раствор нагревается до температуры выше температуры насыщения нефти парафином.

Подача ПАВ в скважину осуществляется путем разовых закачек или с помощью дозаторов.

Промывка скважины горячей нефтью

Промывка скважин горячей нефтью направлена на повышение температуры стенок НКТ выше температуры насыщения нефти парафином, их растворения и сноса потоком жидкости. Для таких операций применяется агрегат депарафинизации (АДПМ) (рисунок 32), обеспечивающий подачу до 12 м³ агента при температуре 150 °С и давлении 20 МПа.

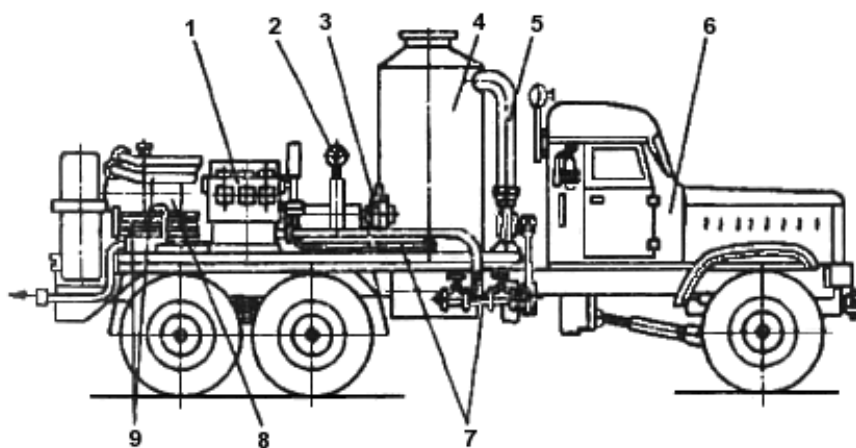


Рисунок 32 – Агрегат для депарафинизации скважин АДПМ (1 – нагревательный насос; 2 – система КИПиА; 3 – силовая передача; 4 – нагреватель нефти; 5 – воздуховод; 6 – шасси автомобиля; 7 – технологические трубопроводы; 8 – топливная система; 9 – вспомогательные трубопроводы)

Применяется две схемы промывки скважин: прямая (через устьевой сальник в НКТ), обратная (через затрубное пространство).

При обратной промывке (рисунок 32, а) нагнетаемая в затрубное пространство нагретая нефть проходит вдоль лифта НКТ, отдавая ему энергию, тем самым разогревая образовавшиеся отложения и делая их подвижными. После, проходя через насос проходит по НКТ и сносит теплым потоком уже подвижный парафин. При прямой промывке (рисунок 32, б) необходима установка циркуляционного клапана над насосом. Нагретая нефть растворяет отложения парафина напрямую, без прохождения через затрубное пространство.

Обвязка наземного оборудования при обработке скважин горячей нефтью представлена на рисунке 32:

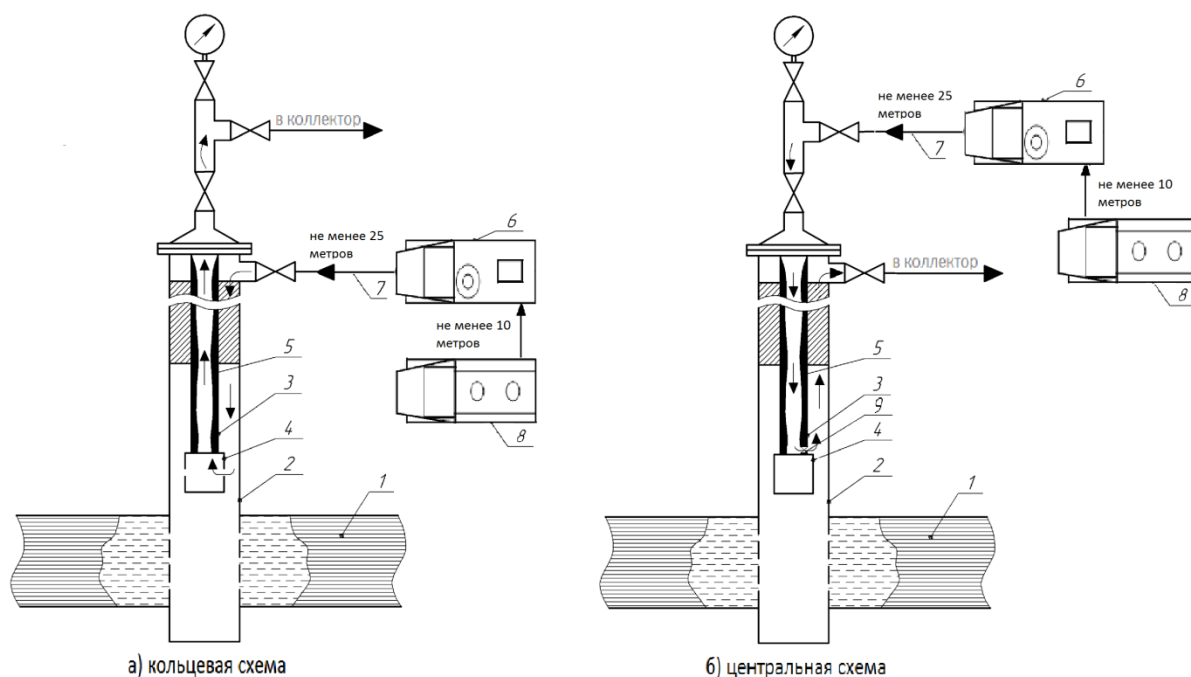


Рисунок 32 – Обвязка наземного оборудования при обработке скважины горячей нефтью при обратной (а) и прямой (б) промывках (1 – пласт; 2 – обсадная колонна; 3 – колонна НКТ; 4 – насос; 5 – отложения парафина; 6 – АДПМ; 7 – нагнетательная линия; 8 – емкость с нефтью; 9 – промывочный клапан)

Обработка перегретым паром

Обработка перегретым паром температурой порядка 130 °С наиболее эффективна при обработке нефтесборных коллекторов. Производится с помощью передвижных парообразующих установок ППУ (рисунок 33).

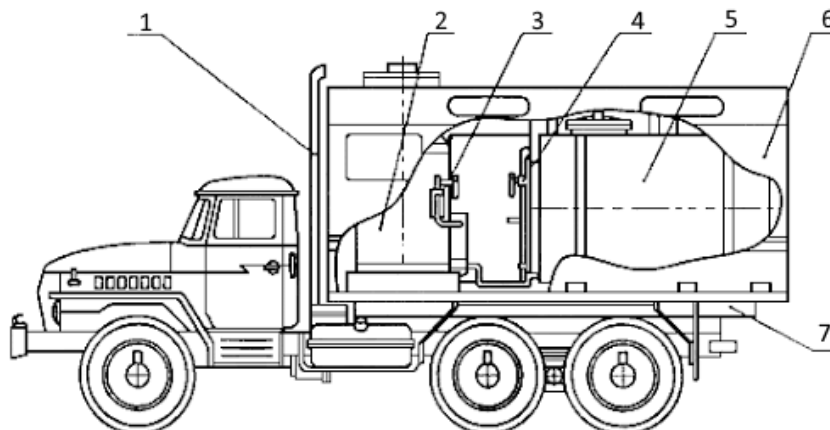


Рисунок 33 – Передвижная парообразующая установка ППУ (1 – система выхлопа; 2 – паровой котел; 3 – обвязка; 4 – топливная система питания котла; 5 – цистерна для воды; 6 – кузов-фургон; 7 – рама)

Обработка НКТ с помощью ППУ происходит только после подъема их на поверхность для ремонта на земной поверхности. Расплавленный действием нагретого пара парафин удаляется из труб поршнем.

2.3 Применение положений тепломассопереноса к моделированию работы скважин и линейных сооружений, осложненных выпадением парафина

Для систем, осложненных выпадением парафина необходимо введение дополнительных термодинамических характеристик, описывающих поведение твердой фазы в условиях тепломассопереноса. Н.Г. Мусакаев и В.Ш. Шагапов [8] предложили подход к теоретическому моделированию скважин, осложненных выпадением парафина.

Данную модель можно применить при теоретическом исследовании процессов выпадения парафина с целью оптимизации мер по борьбе и предотвращению. Для этого необходимо рассчитать поля давлений, температур и интенсивность выпадения парафина вдоль всего разреза скважины.

Модель предполагает следующие допущения:

1. Температура в каждом сечении трубы постоянна для каждой из перемещающихся по подъемнику фаз (газ, жидкость);
2. Течение квазиустановившееся – характеристики не меняются с течением времени;
3. Фазовые переходы происходят в равновесном режиме;
4. Смесь принимается состоящей из трех компонентов:
 - a. Тяжелого (твердая фаза) – парафин. Присутствует как в виде твердой фазы, так и в растворенном состоянии;
 - b. Летучего – попутный газ;
 - c. Среднего – пары нефти, присутствующие как в жидкой, так и в газовой фазе, и сама нефть.
5. Газ считается калорически совершенным, а жидкость несжимаемой;
6. Ось z направлена вертикально вверх. Ее начало – забой скважины;
7. Изменение массы потока при выпадении парафина пренебрежимо мало.

С учетом вышеприведенных положений, авторами составляются уравнения основных законов сохранения, а также необходимые уточнения для создания замкнутой системы уравнений, решение которой дает распределение температур и давлений по стволу скважины, а также интенсивность отложения парафина.

Поскольку изменением массы потока при отложении парафина пренебрегают, закон сохранения массы может быть записан в виде:

$$m_l + m_g = m = const; \quad (15)$$

$$k_{l(g)}m_l + k_{g(g)}m_g = m_{(g)}, \quad (16)$$

где m_l – массовый расход жидкой фазы через сечение скважины; m_g – массовый расход газовой фазы через сечение скважины; $k_{l(g)}$ – концентрация летучего компонента в жидкой фазе; $k_{g(g)}$ – концентрация летучего компонента в газовой фазе; p_b – пластовое давление; p_f – забойное давление; Уравнение (15) – закон

сохранения массы для всей смеси, а уравнение (16) – закон сохранения массы для летучего компонента.

Уравнение импульса записывается в следующем виде:

$$m_l \frac{d(v_l^u)}{dz} + m_g \frac{d(v_g^u)}{dz} = -S \frac{dp}{dz} + J^{lg}(v_l^u - v_g^u) - f_w - J^{ls}(v_{ls} - v_l^u) - (\rho_l^0(1 - \alpha) + \rho_g^0\alpha)Sg \quad (17)$$

где v_l^u – среднеимпульсная скорость жидкой фазы; v_g^u – среднеимпульсная скорость газовой фазы; S – площадь сечения ствола скважины; f_w – сила трения между потоком и стенками скважины; J^{lg} – интенсивность выделения газа из жидкой фазы; J^{ls} – интенсивность выделения твердых отложений; v_{ls} – скорость тяжелого компонента относительно жидкой фазы; α – объемное – газосодержание; g – ускорение свободного падения; ρ_l^0 – истинная плотность жидкой фазы; ρ_g^0 – истинная плотность газовой фазы. После серии математических преобразований, связанных с пренебрежением инерционными эффектами и реактивными силами при выпадении твердой фазы и разгазировании, уравнение (17) запишется в виде:

$$\frac{dp}{dz} = -F_w - (\rho_l^0(1 - \alpha) + \rho_g^0\alpha)g; \quad (18)$$

$$F_w = \frac{\lambda_w}{4R} \left(\rho_l^0 \frac{(1 - \varphi)^2}{(1 - \alpha)^2} + \rho_g^0 \frac{\varphi^2}{\alpha^2} \right) \omega^2, \quad [R = R_0 - \delta_s] \quad (19)$$

где F_w – удельные потери давления на трение потока о стенки трубы; $(\rho_l^0(1 - \alpha) + \rho_g^0\alpha)g$ – потери давления на гравитационные эффекты; φ – объемное расходное газосодержание; ω – среднерасходная скорость:

$$\omega = \frac{m}{\pi R^2 \cdot (\rho_l^0(1 - \alpha) + \rho_g^0\alpha)}; \quad (20)$$

R_0 – радиус подъемной колонны; δ_s – толщина отложений парафина; λ_w – коэффициент трения между потоком и стенками трубы. Для снарядного и кольцевого режимов потока имеет вид:

$$\lambda_w = 0,067 \left(\frac{158}{Re} + \frac{\varepsilon}{R} \right)^{0,2}, \quad (21)$$

где ε – шероховатость трубы; Re – число Рейнольдса:

$$Re = \frac{2\rho_l^0(1-\alpha)\omega R}{\mu_l}, \quad (22)$$

где μ_l – динамическая вязкость жидкости.

Объемным газосодержанием называется отношение площади поперечного сечения трубы, занятого газом, к общей площади поперечного сечения потока:

$$\varphi = \frac{S_\Gamma}{S} \quad (23)$$

Массовым газосодержанием называется отношение массового расхода газа к общему расходу смеси:

$$\alpha = \frac{m_g}{m} \quad (24)$$

Объемное и массовое газосодержания связаны корреляционной зависимостью вида:

$$\alpha = \begin{cases} 0,833\varphi, & \varphi \leq 0,9 \\ \left[0,833 + \frac{0,167}{\rho_l^0(1-\varphi)/(\rho_g^0\varphi)} \right] \varphi, & \varphi > 0,9 \end{cases} \quad (25)$$

Уравнение притока тепла представляется авторами в виде:

$$mc \frac{dT}{dz} = \frac{m_g}{\rho_g^0} \frac{dp}{dz} + A_l \frac{dk_{l(g)}}{dz} + A_g \frac{dk_{g(g)}}{dz} - Q_w, \quad (26)$$

где $mc = m_l c_l + m_g c_g$ (c_l и c_g – удельные теплоемкости жидкости и газа); Q_w – интенсивность отвода тепла на единицу длины скважины ($Q_w = 2\pi R q_w$, q_w – интенсивность отвода тепла):

$$q_w = \beta_w(T - T_\sigma), \quad (27)$$

β_w – коэффициент теплопередачи через граничащую с жидкостью поверхность; A_l – теплота парообразования летучего компонента жидкой фазы, зависящая от изменения концентрации по стволу; A_g – теплота парообразования летучего компонента газовой фазы, зависящая от изменения концентрации по стволу:

$$A_l = m_l \left(l_{(g)}^{lg} - l_{(l)}^{lg} \right) + \frac{l^{lg} m_l}{k_{g(g)} - k_{l(g)}}; \quad (28)$$

$$A_g = \frac{l^{lg} m_l}{k_{g(g)} - k_{l(g)}}, \quad (29)$$

$$l^{lg} = l_{(g)}^{lg} k_{g(g)} + l_{(l)}^{lg} (1 - k_{l(g)}) \quad (30)$$

где $l_{(g)}^{lg}$ – удельная теплота выделения растворенного газа; $l_{(l)}^{lg}$ – удельная теплота испарения жидкости; l^{lg} – теплота кристаллизации смеси.

Изменение концентрации летучего компонента в жидкой и газовой фазе описывается следующими уравнениями вида:

$$\frac{dk_{l(g)}}{dz} = \frac{\frac{dp}{dz} - p'_{(l)}(T) \frac{dT}{dz}}{G_{(g)}}; \quad (31)$$

$$\frac{dk_{g(g)}}{dz} = \frac{p'_{(l)}(T) \frac{dT}{dz} - B \frac{dp}{dz}}{B' p}; \quad (32)$$

$$p'_{(l)}(T) = \frac{T_* p_{(l)}(T)}{T^2}; \quad (33)$$

$$p_{(l)}(T) = p_{(l)*} e^{\frac{T_*}{T}}; \quad (34)$$

$$B' = - \frac{R_{(l)} R_{(g)}}{\left(R_{(l)} (1 - k_{g(g)}) + R_{(g)} k_{g(g)} \right)^2}; \quad (35)$$

$$B = \frac{R_{(l)} (1 - k_{g(g)})}{R_{(l)} (1 - k_{g(g)}) + R_{(g)} k_{g(g)}}, \quad (36)$$

где $G_{(g)}$ – постоянная Генри; $p_{(l)}(T)$ – зависимость парциального давления среднего компонента газовой фазы от температуры ($p_{(l)*}$ и T_* – эмпирические константы); B – отношение парциального давления среднего компонента к общему давлению в газовой фазе.

Уравнения (15) – (36) образуют замкнутую систему, с помощью которой можно получить распределение гидродинамических параметров по стволу скважины задав необходимые граничные условия:

1. Забойное давление p_f – постоянно;

2. Дебит скважины определяется значениями забойного (p_f) и пластового (p_b) давлений. Задание дебита определяется выражением $m = K(p_b - p_f)$, где K – коэффициент продуктивности скважины, выраженный в единицах массы;

3. Значения концентраций летучего компонента в жидкой и газовой фазах определяется выражениями вида (T_f – температура на забое скважины):

$$k_{l(g)f} = \frac{p_f - p_{(l)}(T_f)}{G_{(g)}}; \quad (37)$$

$$\frac{p_{(l)}(T_f)}{p_f} = \frac{R_{(l)}(1 - k_{g(g)f})}{R_{(l)}(1 - k_{g(g)f}) + R_{(g)}k_{g(g)f}}. \quad (38)$$

Приведенная система уравнений (15) – (38) описывает динамику потока и распределение его параметров по стволу, однако для оценки влияния тепломассопереноса на образование парафиновых отложений необходимы дополнительные уравнения, описывающие динамику образования и роста отложений, а также взаимодействие системы с окружающей породой.

Распределение температуры в твердом слое удовлетворяет уравнению теплопроводности:

$$r^{-1} \frac{\partial}{\partial r} \left(\chi_s r \frac{\partial T_s}{\partial r} \right) = 0 \quad (R < r < R_0), \quad (39)$$

где χ_s – коэффициент температуропроводности парафина.

Для интенсивности роста толщины парафиновых отложений предлагается уравнение следующего вида:

$$\frac{\partial \delta_s}{\partial t} = \left[\beta_w (T_e - T) + \lambda_s \frac{T_0 - T_e}{R \ln \left(\frac{R}{R_0} \right)} \right] / \left[\rho_s^0 \left(l^{ls} + \frac{\lambda_s / R \ln \left(\frac{R}{R_0} \right)}{K_m} \right) \right]; \quad (40)$$

$$K_m = \frac{2\rho_l^0 D}{R(1 - \alpha)} \left(\frac{\partial k_{l(s)e}}{\partial T_\sigma} \right)_{T_e}, \quad (41)$$

где β_w – коэффициент теплопередачи, зависящий от структуры потока в трубе; λ_s – удельная теплопроводность парафина; T_e – температура кристаллизации

парафина; $k_{l(s)e}$ – равновесная концентрация тяжелого компонента при температуре, равной температуре поверхности твердой фазы:

$$k_{l(s)e} = k_{l(s)e_*} e^{\frac{-T_j^*}{T_\sigma}}; \quad (42)$$

D – коэффициент диффузии; T_0 – температура внутренней стенки скважины; $k_{l(s)e_*}$ и T_j^* – эмпирические аппроксимационные параметры; T_σ – температура поверхности слоя парафина, полученная в виде:

$$T_\sigma = \frac{\beta_w T + K_m l^{ls} T_e - \frac{\lambda_s T_0}{R \ln\left(\frac{R}{R_0}\right)}}{\beta_w + K_m l^{ls} - \frac{\lambda_s}{R \ln\left(\frac{R}{R_0}\right)}}; \quad (43)$$

Полученная система уравнений (15) – (43) описывает гидродинамику газожидкостного потока при движении по стволу скважины с образованием отложений парафина, однако данная система не имеет смысла при отсутствии взаимодействия с окружающей породой. Добавление условий взаимодействия скважины с окружающей породой также необходимо, чтобы найти T_0 .

Взаимодействие скважины с окружающей горной породой описывается уравнением теплопроводности вида:

$$\frac{\partial T^{(1)}}{\partial t} = \chi^{(1)} r^{-1} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T^{(1)}}{\partial r} \right), \quad r > R_c, \quad (44)$$

где $T^{(1)}$ – температура окружающей породы; $\chi^{(1)}$ – коэффициент температуропроводности окружающей породы:

$$\chi^{(1)} = \frac{\lambda^{(1)}}{\rho^{(1)} c^{(1)}}, \quad (45)$$

где $\lambda^{(1)}$ – коэффициент теплопроводности окружающей породы; $\rho^{(1)}$ – плотность окружающей породы; $c^{(1)}$ – удельная теплоемкость окружающей породы.

Условие теплообмена на границе контакта скважины с породой:

$$-\lambda^{(1)} \frac{\partial T^{(1)}}{\partial r} = \beta (T_0 - T^{(1)}), \quad r = R_c, \quad (46)$$

$$\beta = \frac{1}{R_c \left(\frac{1}{\lambda_s} \ln \frac{R_0}{R} + \frac{1}{\lambda_b} \ln \frac{R_c}{R_0} \right)}, \quad (47)$$

где β – коэффициент пропорциональности, учитывающий теплопроводность совокупности коаксиальных цилиндров, составленной из потока жидкости, слоя парафина и затрубного пространства. В данной модели не учитывается толщина стенок труб, поскольку материалы, из которых изготавливаются трубы имеют настолько высокие значения теплопроводности, что изменение температуры в них происходит почти мгновенно и несущественно.

Условие равенства тепловых потоков через внутреннюю и внешнюю стенки скважины:

$$\lambda^{(1)} R_c \left(\frac{\partial T^{(1)}}{\partial r} \right)_{R_c} = \lambda_s R_0 \left(\frac{\partial T_s}{\partial r} \right)_{R_0}, \quad (48)$$

где T_s – температура парафина (параметр распределения температуры в твердой фазе).

Зависимость для температуры НКТ в каждом сечении по оси Z получается в виде:

$$T_0 = T_\sigma - \frac{B_1 (T^{(1)} - T_\sigma) \ln \frac{R}{R_0}}{\frac{\lambda_s}{\lambda^{(1)}} - B_1 \ln \frac{R}{R_0}}, \quad (49)$$

$$B_1 = \frac{\beta^{(1)} (\theta_* - 1)}{\theta_* - 1 + \beta^{(1)} (\theta_* \ln \theta_* - \theta_* + 1)}, \quad (50)$$

$$\theta_* = \frac{R_*}{R_c}, \quad (51)$$

где R_* – радиус теплового влияния скважины (определяется из уравнения (44) и зависит от времени); $\beta^{(1)} = \frac{\beta R_c}{\lambda^{(1)}}$ – коэффициент пропорциональности, учитывающий теплопроводность окружающей породы.

Полученная система уравнений (15) – (51) позволяет дать описание распределения температуры T , толщины парафиновых отложений δ_s по стволу скважины. Данные параметры необходимы при составлении списка скважин-

кандидатов и определения им приоритета при удалении парафиновых отложений. Модификация данной системы уравнений позволит смоделировать поведение температурного поля скважины и интенсивности отложения парафина при воздействии на нее при удалении. Это поможет предприятиям сделать шаг в сторону максимальной оптимизации работ по предотвращению и удалению парафиновых отложений.

В нефтедобывающих предприятиях, организуется полный цикл мероприятий по планированию работ и мероприятий по предотвращению и удалению парафиновых отложений. Процесс проектирования мер по ликвидации осложнений включает в себя выделение скважин-кандидатов

3 ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ К ПРИМЕНЕНИЮ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И БОРЬБЕ С ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ

Для предотвращения образования и удаления парафиновых отложений существует множество технологий, основанных на физических и химических свойствах парафина и компонентов, входящих в его состав. В настоящее время разработана существенная методическая база, позволяющая подбирать мероприятия и их периодичность. Такие знания основываются, как правило, на опыте применения технологии, её эффективности и приоритете скважины к проведению мероприятий. Выбор периодичности обработки, характеризуемой межочистным периодом (МОП), также определяется опытным путем.

Как было уже неоднократно сказано, основным фактором, обуславливающим выпадение парафиновых отложений, является падение температуры. Ранее была предложена математическая модель тепломассопереноса в скважине газонефтяных месторождений, осложненной образованием отложений парафина, учитывающая фазовые переходы жидкость-газ, жидкость-твердое тело, а также основные процессы тепло- и массообмена и диффузии. Данная модель представляет собой замкнутую систему уравнений, позволяющую найти распределение следующих параметров по стволу скважины: температуры, давления, скоростей фаз, толщины парафиновых отложений, концентраций газового и жидкого компонентов.

Решение подобных систем уравнений вручную зачастую затруднительно. В настоящий момент существует множество прикладных программных продуктов (Matlab, Wolfram Mathematica, ANSYS Fluent и пр.), позволяющих численно и аналитически отыскать поля распределения и решения для довольно сложных математических связей. Что касается специализированных программных продуктов в нефтегазовой отрасли, то в Schlumberger PIPESIM

реализована возможность численного моделирования парафинообразования с учетом компонентного состава жидкости.

При задании в программные продукты системы уравнений, начальных, граничных условий и известных констант, можно получить поля параметров, подобные изображенному на рисунке 34:

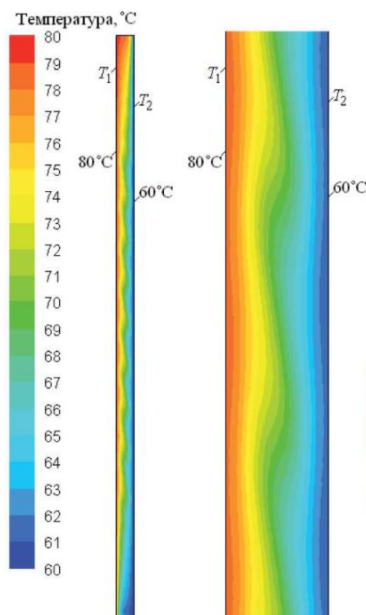


Рисунок 34 – Пример температурного поля нефтяной скважины

Подобное поле можно построить для скважин, по которым есть достаточное количество исходных данных.

Поскольку определение наиболее эффективного мероприятия для каждой скважины требует привлечения дополнительных ресурсов, множества попыток и экспериментов, появляется необходимость оптимизации данного процесса. К реализации и внедрению в процесс планирования предлагается добавить математическое моделирование процессов теплопереноса. Данная мера позволит осуществлять процесс выбора методов, периодичности их применения, основываясь не на результатах экспериментов, а на компьютерных симуляциях, что может также оптимизировать МОП, поскольку моделирование позволяет оценить процесс парафиноотложения в динамике.

Безусловно, в данной модели сделано множество допущений. Это связано с тем, что во времена, когда она была разработана, а именно в 1997 году,

широкого распространения компьютерного моделирования еще не было. Сейчас такая возможность появилась. Поэтому модель может и должна быть модифицирована и учитывать множество связанных с течением жидкости по стволу скважины и ее тепломассопереносом процессов, процессы конвективного теплообмена по вертикали, турбулентность течения.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Эккерт Алексей Юрьевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Годовая стоимость мероприятий по предупреждению и удалению парафиновых отложений
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Обоснование проведения мероприятия с точки зрения экономической эффективности
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	В зависимости от МОП скважины
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Сравнение экономической эффективности внедрения химической обработки скважин при разных МОП

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.03.2021
-------------------------------------------------------------	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дукарт Сергей Александрович	к.и.н.		31.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Эккерт Алексей Юрьевич		31.03.2021

РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы предложено применение математического моделирования процессов тепломассопереноса для прогнозирования выпадения и проектирования мер по предотвращению и борьбе с парафиновыми отложениями. Внедрение методов математического моделирования процессов тепломассопереноса для прогнозирования отложений парафина направлено в первую очередь на увеличение периода между обработками (МОП). Это, как и любое другое предложение по повышению эффективности производственного процесса, должно быть оправданно не только технологически, но и экономически. Данный раздел выпускной квалификационной работы направлен на обоснование эффективности применения математического моделирования при планировании мер по предотвращению и удалению парафиновых отложений. Работа построена таким образом, чтобы оценить экономический эффект от повышения МОП для каждого из видов мероприятий по предотвращению и борьбе с парафиновыми отложениями.

Основные методы, применяемые для борьбы с отложениями парафина, классифицируются на механические, тепловые и химические. Каждый из вышеперечисленных видов характеризуется своими затратами на проведение для одной скважины (таблица 4). Из таблицы можно сделать логичный вывод: при увеличении МОП затраты на обработку скважин уменьшаются кратно.

Таблица 4 – Затраты на обработку скважины различными методами

МОП, сут		1	3	7	14	21	30	60
Затраты на одну скважину, руб/год								
Скребокание	Индивидуальный привод	31370	26837	22089	20362	20218	19642	19283
	Привод от транспортной базы	55617	18563	7915	3957	2590	1871	935
Тепловая обработка		263481	88355	37630	18851	12519	8778	4389
Химические методы		1752702	584234	250386	125193	83462	58423	19498

При выполнении расчетов ставилась следующая задача: пусть путем внедрения математического моделирования удалось оптимизировать применение химических методов обработки скважин от отложений парафина так, что МОП увеличился с 30 до 60 суток.

Поскольку затраты в таблице 4 указаны за год, что в течение следующих прогнозных лет мероприятие проводится ежегодно. Все исходные данные для расчета сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Исходные данные для расчета экономической эффективности

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	МОП - 30 сут	МОП - 60 сут
1	Продолжительность технологического эффекта	лет	3	3
2	Стоимость одной химической обработки	руб.	58423	19498
3	Среднесуточный прирост дебита одной скважины	т/сут	1,7	1,7
4	Кол-во скважин, на которых проводится обработка	ед	20	20
5	Среднегодовой коэффициент падения добычи	ед	0,9	0,9
6	Средний коэффициент эксплуатации скважин	ед	0,97	0,97
7	Себестоимость добычи нефти	руб/т	2880,7	2880,7
9	Доля условно переменных затрат в себестоимости нефти	%	66	66
10	Ставка дисконта	%	15	15
11	Цена одной тонны нефти	руб	27131,3893	27131,3893
12	Среднесписочная численность ППП	чел	5149	5149
13	Среднегодовая стоимость основных производственных фондов	млн. руб.	7902,8	7902,8
14	Годовая добыча нефти	т	11977300	11977300
15	Курс доллара	руб/долл	75,85	75,85
16	Коэффициент перевода из баррелей в тонны	-	0,1364	0,1364
17	Цена барреля нефти	долл/барр	48,79	48,79
18	Величина налога на прибыль	%	20	20

4.1 Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели мероприятия

Поскольку характер мероприятия не изменился, то и технологические показатели не изменились. В сравнении изменилась лишь стоимость одного мероприятия. А именно:

- увеличение добычи нефти:

$$\Delta Q_{(q)} = \Delta q \cdot T \cdot K_э \cdot N, \quad (52)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут.; T – время работы скважины в течение года, сут.; N – количество скважин с на которых проводится инновационное мероприятие, ед.; $K_э$ – коэффициент эксплуатации скважин, ед.;

$$\Delta Q_{(30)} = \Delta Q_{(60)} = 1,7 \cdot 365 \cdot 0,97 \cdot 20 = 12\,037,7 \text{ т}$$

- рост производительности труда:

$$\Delta \text{ПТ} = \frac{\Delta Q \cdot C_n}{Ч_{\text{ППП}}}, \quad (53)$$

где $\Delta \text{ПТ}$ – повышение производительности труда, руб./чел; ΔQ – прирост добычи, т; C_n – цена одной тонны нефти, руб. (на момент проведения расчетов составляла 27 131,39 руб./т.); $Ч_{\text{ППП}}$ – среднесписочная численность ППП, чел.;

$$\Delta \text{ПТ}_{(30)} = \Delta \text{ПТ}_{(60)} = \frac{12\,037,7 \cdot 27\,131,39}{5\,149} = 63\,429,7 \text{ руб./чел.}$$

- увеличение фондоотдачи:

$$\Delta \Phi_{\text{отд}} = \frac{\Delta Q \cdot C_n}{\Phi_{\text{опф}}}, \quad (54)$$

где $\Delta \Phi_{\text{отд}}$ – прирост фондоотдачи; $\Phi_{\text{опф}}$ – среднегодовая стоимость основных производственных фондов, руб.

$$\Delta \Phi_{\text{отд}(30)} = \Delta \Phi_{\text{отд}(60)} = \frac{12\,037,7 \cdot 27\,131,39}{7\,902 \cdot 10^6} = 0,04;$$

- условно-постоянные затраты на добычу нефти:

$$Z_{\text{пост}} = Q \cdot C \cdot \frac{100 - D_{\text{у/пер}}}{100}, \quad (55)$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну; $D_{у/пер}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %; Q – добыча нефти до мероприятия, тыс. т.

$$Z_{\text{пост}(30)} = Z_{\text{пост}(60)} = 11\,977\,300 \cdot 2\,880,7 \cdot \frac{100 - 66}{100} = 11\,731\,022\,757,4 \text{ руб.};$$

- снижение себестоимости добычи нефти:

$$\Delta C = Z_{\text{пост}} \cdot \left(\frac{1}{Q} - \frac{1}{Q + \Delta Q} \right), \quad (56)$$

где ΔC – снижение себестоимости добычи нефти; $Z_{\text{пост}}$ – условно постоянные затраты на добычу нефти, руб.;

$$\begin{aligned} \Delta C_{(30)} = \Delta C_{(60)} &= 11\,731\,022\,757,4 \cdot \left(\frac{1}{11\,977\,300} - \frac{1}{11\,977\,300 + 12\,037,7} \right) \\ &= 0,98 \text{ руб./т}; \end{aligned}$$

- абсолютная величина прибыли от реализации:

$$\Delta P_{\text{рп}} = \Delta Q_{(q)} \cdot (C_{\text{н}} - (C - \Delta C)); \quad (57)$$

где $\Delta P_{\text{рп}}$ – дополнительная прибыль от реализации нефти, руб.; C – себестоимость добычи нефти до проведения обработки, руб./т; ΔC – снижение себестоимости нефти, руб./т.

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{рп}(30)} = \Delta P_{\text{рп}(60)} &= 12\,037,7 \cdot (27\,131,39 - (2\,880,7 - 0,98)) \\ &= 291\,934\,360,28 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

- изменение чистой прибыли предприятия:

$$\Delta P_{\text{ч}} = \Delta P_{\text{рп}} - N_{\text{пр}}, \quad (58)$$

где $N_{\text{пр}}$ – величина налога на прибыль, руб. (согласно Налоговому кодексу РФ, составляет 20%)

$$\Delta P_{\text{ч}(30)} = \Delta P_{\text{ч}(60)} = 291\,934\,360,28 \cdot (1 - 0,2) = 233\,547\,488,22 \text{ руб.};$$

- дополнительная чистая прибыль на 1 тонну нефти:

$$\Delta P_{\text{чт}} = \frac{\Delta P_{\text{ч}}}{\Delta Q_{(q)}} = \frac{233\,547\,488,22}{12\,037,7 \cdot 1000} = 19,4 \text{ тыс. руб.}$$

4.2 Расчет показателей экономической эффективности химических методов

При расчете экономической эффективности мероприятия при разных значениях МОП появится разница в результатах, поскольку годовая стоимость химической обработки изменится. Соответственно и изменятся затраты.

- прирост среднесуточного дебита во второй и третий год:

$$\Delta q_{2(30)} = \Delta q_{2(60)} = \Delta q_1 \cdot K_{\Pi} = 1,7 \cdot 0,9 = 1,53 \text{ т/сут};$$

$$\Delta q_{3(30)} = \Delta q_{3(60)} = \Delta q_2 \cdot K_{\Pi} = 1,53 \cdot 0,9 = 1,38 \text{ т/сут}$$

где K_{Π} – среднегодовой коэффициент падения добычи нефти;

- прирост добычи нефти во второй и третий годы:

$$\Delta Q_{2(30)} = \Delta Q_{2(60)} = \Delta q_2 \cdot T \cdot K_3 \cdot N = 1,53 \cdot 365 \cdot 0,97 \cdot 20 = 10\,833,93 \text{ т};$$

$$\Delta Q_{3(30)} = \Delta Q_{3(60)} = \Delta q_3 \cdot T \cdot K_3 \cdot N = 1,38 \cdot 365 \cdot 0,97 \cdot 20 = 9\,750,54 \text{ т};$$

- прирост выручки за первые три года после проведения мероприятия:

$$\Delta B_{1(30)} = \Delta B_{1(60)} = \Delta Q_1 \cdot C_{\Pi} = 12\,037,7 \cdot 27\,131,39 = 326\,599\,524,93 \text{ руб.};$$

$$\Delta B_{2(30)} = \Delta B_{2(60)} = \Delta Q_2 \cdot C_{\Pi} = 10\,833,93 \cdot 27\,131,3 = 293\,939\,572,93 \text{ руб.};$$

$$\Delta B_{3(30)} = \Delta B_{3(60)} = \Delta Q_3 \cdot C_{\Pi} = 9\,750,54 \cdot 27\,131,39 = 264\,545\,915,19 \text{ руб.};$$

- условно-переменные затраты на дополнительную добычу:

$$\begin{aligned} \Delta Z_{\text{доп } 1(30)} = \Delta Z_{\text{доп } 1(60)} &= \Delta Q_1 \cdot C \cdot \frac{D_{\text{пер}}}{100} = 12\,037,7 \cdot 2\,880,7 \cdot \frac{66}{100} \\ &= 22\,886\,821,58 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta Z_{\text{доп } 2(30)} = \Delta Z_{\text{доп } 2(60)} &= \Delta Q_2 \cdot C \cdot \frac{D_{\text{пер}}}{100} = 10\,833,93 \cdot 2\,880,7 \cdot \frac{66}{100} \\ &= 20\,598\,139,42 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta Z_{\text{доп } 3(30)} = \Delta Z_{\text{доп } 3(60)} &= \Delta Q_3 \cdot C \cdot \frac{D_{\text{пер}}}{100} = 9\,750,54 \cdot 2\,880,7 \cdot \frac{66}{100} \\ &= 18\,538\,325,48 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

- затраты на проведение мероприятия:

$$Z_{\text{мер}} = C_{\text{им}} \cdot N, \tag{58}$$

где $C_{им}$ – стоимость обработки одной скважины, руб/год;

N – количество скважин, на которых проводится обработка, ед;

$$Z_{мер(30)} = 58\,423 \cdot 20 = 1\,168\,460 \text{ руб}$$

$$Z_{мер(60)} = 19\,498 \cdot 20 = 389\,960 \text{ руб}$$

- текущие затраты, связанные с дополнительной добычей нефти:

$$\begin{aligned} \Delta Z_{1(30)} &= \Delta Z_{доп\,1(30)} + Z_{мер(30)} = 22\,886\,821,58 + 1\,168\,460 \\ &= 24\,055\,281,58 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta Z_{2(30)} &= \Delta Z_{доп\,2(30)} + Z_{мер(30)} = 20\,598\,139,42 + 1\,168\,460 \\ &= 21\,766\,599,42 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta Z_{3(30)} &= \Delta Z_{доп\,3(30)} + Z_{мер(30)} = 18\,538\,325,48 + 1\,168\,460 \\ &= 19\,706\,785,48 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta Z_{1(60)} &= \Delta Z_{доп\,1(60)} + Z_{мер(60)} = 22\,886\,821,58 + 389\,960 \\ &= 24\,055\,281,58 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta Z_{2(60)} &= \Delta Z_{доп\,2(60)} + Z_{мер(60)} = 20\,598\,139,42 + 389\,960 \\ &= 21\,766\,599,42 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta Z_{3(60)} &= \Delta Z_{доп\,3(60)} + Z_{мер(60)} = 18\,538\,325,48 + 389\,960 \\ &= 19\,706\,785,48 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

- налогооблагаемая прибыль:

$$\begin{aligned} \Delta\Pi_{н/обл\,1(30)} &= \Delta B_{1(30)} - \Delta Z_{1(30)} = 326\,599\,524,93 - 24\,055\,281,58 \\ &= 302\,544\,243,35 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta\Pi_{н/обл\,2(30)} &= \Delta B_{2(30)} - \Delta Z_{2(30)} = 293\,939\,572,93 - 21\,766\,599,42 \\ &= 272\,172\,973,02 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta\Pi_{н/обл\,3(30)} &= \Delta B_{3(30)} - \Delta Z_{3(30)} = 264\,545\,915,19 - 19\,706\,785,48 \\ &= 244\,838\,829,72 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta\Pi_{н/обл\,1(60)} &= \Delta B_{1(60)} - \Delta Z_{2(60)} = 326\,599\,524,93 - 24\,055\,281,58 \\ &= 303\,322\,743,35 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta\Pi_{\text{н/обл } 2(60)} &= \Delta B_{2(60)} - \Delta Z_{2(60)} = 293\,939\,572,93 - 21\,766\,599,42 \\ &= 272\,951\,473,72 \text{ руб.};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta\Pi_{\text{н/обл } 3(60)} &= \Delta B_{3(60)} - \Delta Z_{3(60)} = 264\,545\,915,19 - 19\,706\,785,48 \\ &= 245\,617\,329,72 \text{ руб.};\end{aligned}$$

- налог на прибыль:

$$\Delta H_{\text{пр } 1(30)} = \Delta\Pi_{\text{н/обл } 1(30)} \cdot N_{\text{пр}} = 302\,544\,243,35 \cdot 0,2 = 60\,508\,848,67 \text{ руб.};$$

$$\Delta H_{\text{пр } 2(30)} = \Delta\Pi_{\text{н/обл } 2(30)} \cdot N_{\text{пр}} = 272\,172\,973,02 \cdot 0,2 = 54\,434\,594,60 \text{ руб.};$$

$$\Delta H_{\text{пр } 3(30)} = \Delta\Pi_{\text{н/обл } 3(30)} \cdot N_{\text{пр}} = 244\,838\,829,72 \cdot 0,2 = 48\,967\,765,94 \text{ руб.};$$

$$\Delta H_{\text{пр } 1(60)} = \Delta\Pi_{\text{н/обл } 1(60)} \cdot N_{\text{пр}} = 303\,322\,743,35 \cdot 0,2 = 60\,664\,548,67 \text{ руб.};$$

$$\Delta H_{\text{пр } 2(60)} = \Delta\Pi_{\text{н/обл } 2(60)} \cdot N_{\text{пр}} = 272\,951\,473,72 \cdot 0,2 = 54\,590\,294,60 \text{ руб.};$$

$$\Delta H_{\text{пр } 3(60)} = \Delta\Pi_{\text{н/обл } 3(60)} \cdot N_{\text{пр}} = 245\,617\,329,72 \cdot 0,2 = 49\,123\,465,94 \text{ руб.};$$

- прирост денежных потоков:

$$\begin{aligned}\Delta ДП_{1(30)} &= \Delta\Pi_{\text{н/обл } 1(30)} - \Delta H_{\text{пр } 1(30)} = 302\,544\,243,35 - 60\,508\,848,67 \\ &= 242\,035\,394,68 \text{ руб.};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta ДП_{2(30)} &= \Delta\Pi_{\text{н/обл } 2(30)} - \Delta H_{\text{пр } 2(30)} = 272\,172\,973,02 - 54\,434\,594,60 \\ &= 217\,738\,378,41 \text{ руб.};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta ДП_{3(30)} &= \Delta\Pi_{\text{н/обл } 3(30)} - \Delta H_{\text{пр } 3(30)} = 244\,838\,829,72 - 48\,967\,765,94 \\ &= 195\,871\,063,77 \text{ руб.};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta ДП_{1(60)} &= \Delta\Pi_{\text{н/обл } 1(60)} - \Delta H_{\text{пр } 1(60)} = 303\,322\,743,35 - 60\,664\,548,67 \\ &= 242\,658\,194,68 \text{ руб.};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta ДП_{2(60)} &= \Delta\Pi_{\text{н/обл } 2(60)} - \Delta H_{\text{пр } 2(60)} = 272\,951\,473,72 - 54\,590\,294,60 \\ &= 218\,361\,178,41 \text{ руб.};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta ДП_{3(60)} &= \Delta\Pi_{\text{н/обл } 3(60)} - \Delta H_{\text{пр } 3(60)} = 245\,617\,329,72 - 49\,123\,465,94 \\ &= 196\,493\,863,77 \text{ руб.};\end{aligned}$$

- поток денежной наличности:

$$\text{ПДН}_{1(30)} = \Delta\text{ДП}_{1(30)} = 242\,035\,394,68 \text{ руб.};$$

$$\text{ПДН}_{2(30)} = \Delta\text{ДП}_{2(30)} = 217\,738\,378,41 \text{ руб.};$$

$$\text{ПДН}_{3(30)} = \Delta\text{ДП}_{3(30)} = 195\,871\,063,77 \text{ руб.};$$

$$\text{ПДН}_{1(60)} = \Delta\text{ДП}_{1(60)} = 242\,658\,194,68 \text{ руб.};$$

$$\text{ПДН}_{2(60)} = \Delta\text{ДП}_{2(60)} = 218\,361\,178,41 \text{ руб.};$$

$$\text{ПДН}_{3(60)} = \Delta\text{ДП}_{3(60)} = 196\,493\,863,77 \text{ руб.};$$

- накопленный поток денежной наличности:

$$\text{НПДН}_{1(30)} = \Delta\text{ДП}_{1(30)} = 242\,035\,394,68 \text{ руб.};$$

$$\begin{aligned} \text{НПДН}_{2(30)} &= \Delta\text{ДП}_{1(30)} + \Delta\text{ДП}_{2(30)} = 242\,035\,394,68 + 217\,738\,378,41 = \\ &= 459\,773\,773,10 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{НПДН}_{3(30)} &= \Delta\text{ДП}_{1(30)} + \Delta\text{ДП}_{2(30)} + \Delta\text{ДП}_{3(30)} \\ &= 242\,035\,394,68 + 217\,738\,378,41 + 195\,871\,063,77 \\ &= 655\,644\,836,87 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

$$\text{НПДН}_{1(60)} = \Delta\text{ДП}_{1(60)} = 242\,658\,194,68 \text{ руб.};$$

$$\begin{aligned} \text{НПДН}_{2(60)} &= \Delta\text{ДП}_{1(60)} + \Delta\text{ДП}_{2(60)} = 242\,658\,194,68 + 218\,361\,178,41 = \\ &= 461\,019\,373,10 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{НПДН}_{3(60)} &= \Delta\text{ДП}_{1(60)} + \Delta\text{ДП}_{2(60)} + \Delta\text{ДП}_{3(60)} \\ &= 242\,658\,194,68 + 218\,361\,178,41 + 196\,493\,863,77 \\ &= 657\,513\,236,87 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

- дисконтированный поток денежной наличности (i – ставка дисконта):

$$\text{ДПДН}_{1(30)} = \frac{\Delta\text{ДП}_{1(30)}}{(1+i)^1} = \frac{242\,035\,394,68}{(1+0,15)^1} = 210\,465\,560,59 \text{ руб.};$$

$$\text{ДПДН}_{2(30)} = \frac{\Delta\text{ДП}_{2(30)}}{(1+i)^2} = \frac{217\,738\,378,41}{(1+0,15)^2} = 164\,641\,495,97 \text{ руб.};$$

$$\text{ДПДН}_{3(30)} = \frac{\Delta\text{ДП}_{3(30)}}{(1+i)^3} = \frac{195\,871\,063,77}{(1+0,15)^3} = 128\,788\,403,89 \text{ руб.};$$

$$\text{ДПДН}_{1(60)} = \frac{\Delta\text{ДП}_{1(60)}}{(1+i)^1} = \frac{242\,658\,194,68}{(1+0,15)^1} = 211\,007\,125,81 \text{ руб.};$$

$$\text{ДПДН}_{2(60)} = \frac{\Delta\text{ДП}_{2(60)}}{(1+i)^2} = \frac{218\,361\,178,41}{(1+0,15)^2} = 165\,112\,422,24 \text{ руб.};$$

$$\text{ДПДН}_{3(60)} = \frac{\Delta\text{ДП}_{3(60)}}{(1+i)^3} = \frac{196\,493\,863,77}{(1+0,15)^3} = 129\,197\,905,00 \text{ руб.};$$

- чистая текущая стоимость:

$$\text{ЧТС}_{1(30)} = \text{ДПДН}_{1(30)} = 210\,465\,560,59 \text{ руб.};$$

$$\begin{aligned} \text{ЧТС}_{2(30)} &= \text{ДПДН}_{1(30)} + \text{ДПДН}_{2(30)} = 210\,465\,560,59 + 164\,641\,495,97 \\ &= 375\,107\,056,56 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{ЧТС}_{3(30)} &= \text{ДПДН}_{1(30)} + \text{ДПДН}_{2(30)} + \text{ДПДН}_{3(30)} \\ &= 210\,465\,560,59 + 164\,641\,495,97 + 128\,788\,403,89 \\ &= 503\,895\,460,45 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

$$\text{ЧТС}_{1(60)} = \text{ДПДН}_{1(60)} = 211\,007\,125,81 \text{ руб.};$$

$$\begin{aligned} \text{ЧТС}_{2(60)} &= \text{ДПДН}_{1(60)} + \text{ДПДН}_{2(60)} = 211\,007\,125,81 + 165\,112\,422,24 \\ &= 376\,119\,548,05 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{ЧТС}_{3(60)} &= \text{ДПДН}_{1(60)} + \text{ДПДН}_{2(60)} + \text{ДПДН}_{3(60)} \\ &= 211\,007\,125,81 + 165\,112\,422,24 + 129\,197\,905,00 \\ &= 505\,317\,453,06 \text{ руб.} \end{aligned}$$

4.3 Анализ результатов расчета и основные выводы

Результаты, полученные в ходе выполнения расчета сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Сводная таблица результатов расчета

Показатели	МОП – 30 сут			МОП – 60 сут			Разница			Сум.
	1-й год	2-й год	3-й год	1-й год	2-й год	3-й год	1-й год	2-й год	3-й год	
Капитальные вложения, тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	12	11	10	12	11	10	0	0	0	0
Прирост выручки от	326600	293940	264546	326600	293940	264546	0	0	0	0

реализации, тыс. руб.										
Текущие затраты, тыс. руб.	24055	21767	19707	23277	20988	18928	-779	-779	-779	-2336
Прирост прибыли, тыс. руб.	302544	272173	244839	303323	272951	245617	779	779	779	2336
Прирост суммы налоговых выплат, тыс. руб.	60509	54435	48968	60665	54590	49123	156	156	156	467
Денежный поток, тыс. руб.	242035	217738	195871	242658	218361	196494	623	623	623	1868
Поток денежной наличности, тыс. руб.	242035	217738	195871	242658	218361	196494	623	623	623	1868
Накопленный поток денежной наличности, тыс. руб.	242035	459774	655645	242658	461019	657513	623	1246	1868	3737
Дисконтиро- ванный поток денежной наличности, тыс. руб.	210466	164641	128788	211007	165112	129198	542	471	410	1422
Чистая текущая стоимость, тыс. руб.	210466	375107	503895	211007	376120	505317	542	1012	1422	2976

Анализируя результат расчета, можно сказать, что увеличение межоперационного периода путем математического моделирования имеет экономическое обоснование. За три года применение технологии прирост прибыли составил 2 млн. 336 тыс. рублей, увеличился денежный поток.

Таким образом, в ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» оценена экономическая эффективность внедрения математического моделирования процессов тепломассопереноса в скважинах и линейных сооружениях с целью оптимизации межоперационного периода, а также затрат на химическую обработку скважин при образовании парафина.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Эккертю Алексею Юрьевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Влияние процессов тепломассопереноса на образование парафиновых отложений при добыче нефти	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: нефтяные скважины, агрегаты депарафинизации (АДПМ), передвижная парообразующая установка (ППУ), установка дозирования реагента (УДР), установка дозирования электронасосная (УДЭ), ингибиторы парафинотложения, кустовые площадки.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. – ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. – Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 36. Обеспечение прав работников на охрану труда.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<ul style="list-style-type: none"> – Недостаточная освещенность рабочей зоны; – Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей среды; – Повышенный уровень шума и вибраций; – Высокое давление рабочей среды в коммуникациях и оборудовании; – Взрывоопасность рабочего процесса; – Химические ожоги; – Отравление парами и газами.
3. Экологическая безопасность:	<ul style="list-style-type: none"> – Атмосфера: загрязнение атмосферного воздуха; – Гидросфера: загрязнение поверхностных вод;

	–Литосфера: загрязнение почв при разливе нефти и химических реагентов.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	–пожар при разгерметизации узлов агрегатов; –пожар при воспламенении реагентов.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.03.2021
-------------------------------------------------------------	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			31.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Эккерт Алексей Юрьевич		31.03.2021

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Образование парафиновых отложений при добыче нефти сопряжено с оперативным их удалением. Очистка труб от парафиновых отложений проводится промысловыми работниками на местах при помощи специального оборудования, применение которого сопряжено с определенными его спецификой рисками возникновения опасных и вредных факторов.

В нефтегазовых компаниях большое внимание уделяется промышленной безопасности и охране труда (ПБ и ОТ). Поэтому необходимо обоснование требований и мер безопасности при выполнении различных видов работ. В частности, в данном разделе речь пойдет о работах, связанных с очисткой внутренней поверхности НКТ от парафиновых отложений.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К работам по очистке скважин от парафиновых отложений привлекается рабочий персонал из числа операторов по добыче нефти и газа (ДНГ) и машинистов АДПМ, ППУ и АЦН. Зачастую для данных работ привлекается рабочий персонал подрядных организаций по техническому заданию с указанием характера работ и требований к подрядчику. Как правило, вышеперечисленные работники осуществляют свою деятельность вахтовым методом. Для вахтовой работы предусмотрены отдельные положения в Трудовом кодексе Российской Федерации (ТК РФ). В статье 297 ТК РФ [1] дается следующее определение: «Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания». Соответственно, работники, привлеченные к работе вахтовым методом, должны быть обеспечены местом проживания в вахтовом поселке или других объектах работодателя [15], где должны быть все необходимые для обеспечения жизнедеятельности объекты.

Согласно статье 298 ТК РФ [15], существуют ограничения по работе вахтовым методом. Так к работе вахтовым методом не могут привлекаться работники в возрасте до 18 лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

В соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 [16], рабочая зона рабочих, привлекаемых к очистке НКТ от парафиновых отложений должна быть спроектирована так, чтобы рабочий мог выполнять свои функции с удобством и без вреда для здоровья.

Согласно статье 221 ТК РФ [17], каждый работник, осуществляющий свою деятельность в условиях наличия вредных производственных факторов (имеет место в нефтегазовой отрасли) должен быть обеспечен работодателем средствами индивидуальной защиты и спецодеждой.

Перед осуществлением работ по удалению парафиновых отложений со стенок НКТ необходимо обеспечить прохождение персоналом инструктажа по безопасности труда, пожарной и экологической безопасности от руководителя с отметкой в журнале, а также обучение навыкам оказания первой медицинской помощи. Руководитель также обязан проводить внеплановые инструктажи при изменении производственного процесса. Работники, не прошедшие инструктажи к работе не допускаются. [18]

Единичная обработка скважин от парафиновых отложений осуществляется только после утверждения наряда-допуска, при оформлении которого прилагается вся необходимая документация (планы, схемы, мероприятия и др.). Для периодических обработок рекомендуется наряд-допуск не оформлять. Наряд-допуск оформляется по форме, в которую включается [19]:

1. Характер проведения работ;
2. Опасные и вредные производственные факторы;

3. Место проведения работ;
4. Состав бригады;
5. Последовательность проведения работ;
6. Меры по обеспечению безопасности;
7. Орган, выдающий наряд-допуск;
8. Ряд согласующих органов.

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

5.2 Производственная безопасность

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

Скважины и линейные сооружения относятся к опасным производственным объектам. В соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 [20], обработка скважин от парафиновых отложений может иметь следующие вредные и опасные факторы производства (таблица 7):

Таблица 7 – Вредные и опасные факторы при обработке скважин

Вредные и опасные факторы производства (ГОСТ 12.0.003-2015)	Способы обработки			Нормативные документы
	Обработка горячей нефтью (АДПМ)	Обработка нагретым паром (ППУ)	Дозирование ингибиторов в затрубное пространство	
1. Недостаточная освещенность рабочей зоны;	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [21]
2. Повышенная или пониженная	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические

температура воздуха рабочей среды;				требования к микроклимату производственных помещений [22].
3. Повышенный уровень шума и вибраций;	+	+		ГОСТ 12.1003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [23]; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. [24]
4. Высокое давление рабочей среды в коммуникациях и оборудовании;	+	+	+	ГОСТ 12.2.003.91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [25]
5. Взрывоопасность рабочего процесса;	+	+	+	ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования [26].
6. Химические ожоги;			+	ГОСТ 12.0.004-2015. ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения [27].
7. Отравление парами и газами.	+		+	ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [28]; ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [29].

Недостаточная освещенность

Недостаточная освещенность возникает, как правило, при работе в ночное время. Согласно СП 52.13330.2016 [7] норма освещенности не должна быть менее 10 люксов (1 люкс – освещенность 1 м² поверхности при световом потоке 1 лм (люмен)). Это достигается путем установки заводом-изготовителем специального светового оборудования на шасси установок.

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей среды

Обработка скважин и линейных сооружений с целью предупреждения и борьбы с парафиновыми отложениями с помощью АДПМ и ППУ направлена на искусственное повышения температуры среды в объектах при воздействии на них тепловым агентом (горячей нефтью или паром). При такой работе необходимы дополнительные СИЗ – перчатки с теплоизоляцией, а также каски из непроводящего материала. Также при обработке скважин горячим паром или нефтью запрещается применение резиновых рукавов и нахождение в процессе работы установок ближе, чем 10 метров от устья скважины.

Работы всегда происходят на открытом воздухе. Поэтому в соответствии с СанПиН 2.2.4.548-96 [22] работы приостанавливаются при –40 °С в безветренную погоду, при –35 °С и скорости ветра менее 5 м/с, при –25 °С и скорости ветра от 5 до 10 м/с, при –15 °С и скорости ветра от 10 до 15 м/с.

Повышенный уровень шума и вибраций

Работа АДПМ и ППУ вызывает уровень звука в кабине водителя 80 дБ. Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [23], уровень звука не должен превышать 40-45 дБ, поэтому необходимы дополнительные СИЗ в виде защитных противошумных наушников.

Высокое давление рабочей среды в коммуникациях и оборудовании

АДПМ и ППУ относятся к установкам, работающим под высоким давлением 100-150 кгс/см² поэтому нарушение их герметичности может вызвать взрывы, результатом которых может быть тяжкий вред здоровью рабочих. Такие неисправности могут быть вызваны негерметичностью вследствие износа

оборудования. Поэтому при выполнении работ производится опрессовка оборудования на полуторакратное от максимального ожидаемого давления системы для проверки герметичности.

Химические ожоги и отравление парами и газами

Реагенты, применяемые в качестве рабочих при дозировании их в затрубное пространство, являются сильными отравляющими веществами, способными вызвать ухудшение самочувствия, травмы слизистой, глаз и прочих органов чувств человека. Так, реагенты на углеводородной основе вызывают покраснение слизистых оболочек глаз, головную боль, головокружение, боли в области сердца, а реагенты на основе метанола при приеме внутрь могут привести к слепоте и смерти [30]. В этой связи применяется особый комплект СИЗ: костюмы из хлопчатобумажной ткани, кожаная обувь, рукавицы или резиновые перчатки, очки защитные, противогаз марки БКФ [30].

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

5.3 Экологическая безопасность

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

1. Основным источником выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются выхлопные газы установок. Как правило, такие агрегаты проектируются с учетом основных требований к выбросам в окружающую среду. Отдельного внимания заслуживают применяемые химические реагенты при их

дозировании в скважину. Они являются летучими токсичными веществами. Поэтому необходимо предотвратить их выброс в окружающую среду путем полной герметизации сосудов для перевозки, хранения их в определенных безопасных для экологии строго отведенных местах [30].

2. Источниками загрязнения в литосферу могут быть выбросы нефти и нефтепродуктов при разгерметизации трубопроводов от автоцистерн к установкам и от установок к скважинам. Поэтому необходимо предотвращение путем проверок на герметичность опрессовкой на полуторакратное давление. Также к источникам выбросов в литосферу относится попадание химических реагентов на почву. Категорически запрещается слив остатков растворов на почву. Аварийные ситуации, связанные с попаданием реагента на почву, регистрируются, утечки локализуются, на месте проводится регенерация почвы, а загрязненный грунт вывозится на полигон для утилизации [30].

3. При выполнении работ по предотвращению парафиновых отложений загрязнение гидросферы возможно только путем слива отходов химической обработки в водоемы, что категорически запрещается. Работы планируются и проектируются таким образом, чтобы исключить воздействие на водоемы, а лица, нарушающие правила охраны вод, привлекаются к ответственности [30].

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

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При депарафинизации скважин горячей нефтью могут возникнуть чрезвычайные ситуации, связанные с разгерметизацией узлов оборудования и последующим их возгоранием. Для таких случаев агрегаты оборудуются противопожарным оборудованием, включающим в себя огнетушитель и систему подвода углекислоты.

Химические реагенты, используемые для дозирования в скважину, относятся к группе легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ). Поэтому средства дозирования должны быть оборудованы огнетушителями, песком, кошмой, асбестовым одеялом [30].

Для исключения пожаров, все применяемое оборудование должно быть выполнено из искробезопасных материалов, а машины (шасси агрегатов) должны быть снабжены искрогасителями. Электрооборудование должно быть во взрывозащищенном исполнении [30].

При выполнении работ категорически запрещается использование открытого огня и курение [30].

Выводы по разделу:

В ходе выполнения раздела выпускной квалификационной работы «Социальная ответственность» выявлены особенности трудового законодательства для вахтового метода работы и потенциальные риски и опасности в виде вредных и опасных факторов производства при обработке скважин с целью предотвращения и борьбы с отложениями парафина, которые могут нанести вред здоровью рабочих и могут возникнуть в процессе выполнения ими своих трудовых обязанностей, обоснованы меры для минимизации данных проблем. Также выявлены потенциальные риски для окружающей среды и обоснована необходимость производственных мер по их устранению.

Обобщая все описанное в данном разделе, можно сделать ряд выводов:

1. Депарафинизация скважин сопряжена с воздействием ряда вредных и опасных факторов. В их числе недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенная или пониженная температура воздуха рабочей среды; повышенный уровень шума и вибраций; высокое давление рабочей среды в коммуникациях и оборудовании; взрывоопасность рабочего процесса; химические ожоги; отравление парами и газами. Для исключения воздействия данных факторов на рабочий персонал, рекомендуется детальный подбор СИЗ, проектирование мероприятий, ориентируясь на возможность негативного влияния;

2. Работы по депарафинизации скважин планируются таким образом, чтобы исключить негативное влияние на окружающую среду, а контроль за исполнением требований по охране окружающей среды выполняется специализированными органами;

3. При выполнении работ возможно возникновение пожара в связи с разгерметизацией оборудования и воспламенением реагентов. Для локализации и устранения огня, установки и места проведения оборудуются средствами пожаротушения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Образование парафиновых отложений представляет собой проблему, которая сопровождает промысловых работников на всех этапах разработки месторождений. Основные трудности, связанные с выпадением, заключаются в уменьшении «живого» сечения трубопроводов и, как следствие, увеличением гидравлических сопротивлений и уменьшением дебитов скважин и пропускной способности промысловых трубопроводов.

Основным фактором, обуславливающим выпадение парафиновых отложений, является падение температуры ниже температуры насыщения нефти парафином (температуры помутнения). В этой связи молекулы парафиновых углеводородов, в обычных скважинных условиях закрученных вокруг атомов углеродов, раскручиваются и принимают прямолинейную форму. Так они склонны к образованию центров кристаллизации, которые, попадая в пристеночный слой диффузией или уже находясь там, закрепляются за шероховатости, начинают обрастать новыми молекулами и, укрупняясь, образуют отложения парафина.

Падение температуры при движении скважинной продукции от забоя к устью и от устья к замерным установкам по выкидным линиям обусловлено тепло- и массообменными процессами с затрубным пространством и окружающей скважину горной породой, не поддающимися описанию с позиции классической термодинамики ввиду своей нестационарности. Теория тепломассопереноса основана на описании таких процессов путем составления уравнений, основанных на базовых законах сохранения – массы, импульса и энергии, а также законов диффузии.

Существует множество мер по предотвращению и борьбе с парафиновыми отложениями. Глобально они классифицируются на физические, химические, механические и тепловые. Выбор того или иного метода зависит от типа отложений, которых выделяется всего три: парафиновый, асфальтеновый и смешанный. В ходе выполнения выпускной квалификационной работы уделено

внимание производственной безопасности при выполнении работ по реализации данных мер.

В промышленной практике уделяется большое внимание процессу планирования мероприятий по предотвращению и удалению отложений парафина. Существуют методические документы, рекомендуемые четкие способы подбора методов в зависимости от различных факторов. Как правило методическая база выработана на основании производственного опыта. Однако такой подход не учитывает всю физику процесса и требует к себе теоретических приложений.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы выдвинуты практические рекомендации по использованию теории тепломассопереноса при планировании мер по предотвращению и борьбе с парафиновыми отложениями. Применение моделирования дает широкий спектр возможностей от визуализации процесса до создания моделей конкретной меры и возможности обоснования и оптимизации ее применения в конкретных случаях. Основная цель математического моделирования с учетом процессов тепломассопереноса – это оптимизация процессов и, как следствие, увеличения межочистного периода, снижения экономических затрат, что было обосновано в отдельном разделе.

Перспектива внедрения математического моделирования в практику планирования мер по предотвращению и удалению парафиновых отложений ставит целый ряд задач, таких как анализ и модификация имеющихся моделей, цифровизацию процесса планирования, а также создание и внедрение в практику специализированного программного обеспечения, позволяющего исследовать всю физику парафиноотложения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Каменщиков Ф.А. Тепловая депарафинизация скважин. – М. Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005 – 254 с.
2. Шабаров А.Б., Кислицын А.А. Теория тепломассопереноса в нефтегазовых и строительных технологиях: учеб. пособие для вузов: Тюменский государственный университет. – М.: Издательство Юрайт, 2018. – 332 с. – Серия: Университеты России.
3. Брюханов О.Н., Шевченко С.Н. Тепломассообмен: Учебник. – М.: ИНФРА-М, 2012. – 464 с. – (Высшее образование: Бакалавриат).
4. Марьин В.И., Акчурин В.А., Демахин А.Г. Химические методы удаления и предотвращения образования АСПО при добыче нефти: аналитический обзор. Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2001. – 156 с.
5. Мазепа Б.А. Парафинизация нефтесборных систем и промышленного оборудования. Москва: Изд-во «Недра», 1966. – 185 с.
6. Шарифуллин А.В., Шарифуллин В.Н. Композиционные составы для процессов удаления и ингибирования нефтяных отложений: монография / А.В. Шарифуллин, В.Н. Шарифуллин. Казань: Изд-во Казан. гос. технолог. ун-та, 2010 – 304с.
7. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. М.: Недра, 1970. 192 с.
8. Шагапов В.Ш., Мускаев Н.Г. Теоретическое моделирование работы газонефтяной скважины в осложненных условиях // Прикл. механика и техн. физика. 1997, Т.38, №2. С.125-134
9. Парафин, свойства, марки, получение и применение [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://xn--80aaaf1tebbc3auk2aepkhr3ewjpa.xn--p1ai/parafin-svoystva-marki-poluchenie-i-primenenie/#fizicheskie-svoystva-parafina>.
10. Кристаллические решетки [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://studme.org/183822/matematika_himiya_fizik/kristallicheskie_reshetki.

11. Дерюгин В.В., Васильев В.Ф., Уляшева В.М. Тепломассообмен: Учебное пособие. – СПб.: Издательство «Лань», 2018. – 240 с.
12. Цветков, Ф.Ф. Тепломассообмен: Учебник для ВУЗов / Ф.Ф. Цветков. - М.: МЭИ, 2011. - 562 с.
13. Ландау, Л.Д. Теоретическая физика в 10 томах. т.6. Гидродинамика / Л.Д. Ландау, Е.М. Лившиц. - М.: Физматлит, 2017. - 728 с.
14. Волкова Г.И., Лоскутова Ю.В., Прозорова И.В., Березина Е.М. Подготовка и транспорт проблемных нефтей (научно-практические аспекты). – Томск: Издательский Дом ТГУ, 2015. – 136 с.
15. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
16. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
17. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 36. Обеспечение прав работников на охрану труда.
18. Требования в области промышленной и пожарной безопасности, охране труда и окружающей среды к организациям, привлекаемым к работам и оказанию услуг в интересах АО «НК «Конданефть» (для внесения в технические задания).
19. Методический документ «Выполнение работ по удалению и предотвращению асфальтосмолопарафиновых отложений»
20. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
21. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
22. СП 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
23. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

24. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
25. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
26. ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования.
27. ГОСТ 12.0.004-2015. ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения.
28. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
29. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
30. Методический документ «Выполнение работ по удалению и предотвращению асфальтосмолопарафиновых отложений»
31. Булатов А. В., Кусов Г. В., Савенюк О.В. Асфальто-смолопарафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг». Т. 1, 2. – 2011.
32. Галикеев, И.А. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях / И.А. Галикеев, В.А. Насыров, А.М. Насыров. – Москва; Вологда : Инфра-Инженерия, 2019. – 357 с.
33. Технология нагрева нефти в скважине специальным кабелем для снижения вязкости и профилактики АСПО [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.npk-asn.ru/>
34. Каталог продукции ИНКОМП-НЕФТЬ [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://incomp.nt-rt.ru/>
35. ТехСмарт: оборудование, приборы и лаборатории для исследования скважин [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://tehsmart.ru/>