

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО БОРЬБЕ С ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЯМИ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.72(571.1)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Сулеймов Муса Тамерланович		

Руководитель ВКР

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

Со-руководитель ВКР (по разделу «Концепция стартап-проекта»)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ШИП	Жиронкин Сергей Александрович	д.э.н		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		

Томск – 2023 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ**21.03.01 Нефтегазовое дело****ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии

ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ А.А. Лукин
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б95	Сулеймов Муса Тамерланович

Тема работы:

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО БОРЬБЕ С ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЯМИ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	39–67/с от 08.02.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	15.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i>	Фондовая и научная литература, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i>	Влияние физико-химического состава пластового флюида на формирование парафиноотложений в скважине, определение факторов формирования парафиновых пробок в скважинных условиях, распределение температурного поля по стволу скважины, элементы математического моделирования процесса парафиноотложения в скважине, современные скребки, механический способ борьбы с парафиноотложениями, выбор греющих элементов.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	

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

<i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Концепция стартап-проекта	Жиронкин Сергей Александрович, профессор ШИП
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович, старший преподаватель ООД ШБИП
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	09.02.2023
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			09.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Сулеймов Муса Тамерланович		09.02.2023

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

ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ «КОНЦЕПЦИЯ СТАРТАП-ПРОЕКТА»

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б95	Сулеймов Муса Тамерланович

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление/ООП	21.03.01. Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Перечень вопросов, подлежащих разработке:

<i>Проблема конечного потребителя, которую решает продукт, который создается в результате выполнения НИОКР (функциональное назначение, основные потребительские качества)</i>	Определить проблему потребителя, которая будет решена в результате НИОКР
<i>Способы защиты интеллектуальной собственности</i>	Предложить способы защиты интеллектуальной собственности
<i>Объем и емкость рынка</i>	Подсчитать объем и емкость рынка
<i>Современное состояние и перспективы отрасли, к которой принадлежит представленный в ВКР продукт</i>	Проанализировать современное состояние и перспективы газовой отрасли
<i>Себестоимость продукта</i>	Оценить себестоимость продукта
<i>Конкурентные преимущества создаваемого продукта и Сравнение технико-экономических характеристик продукта с отечественными и мировыми аналогами</i>	Описать, сравнить конкурентные преимущества создаваемого продукта, сравнить технико-экономические характеристики с продукцией конкурентов
<i>Целевые сегменты потребителей создаваемого продукта</i>	Выделить целевые сегменты потребителей продукта
<i>Бизнес-модель проекта, производственный план и план продаж</i>	Описать бизнес-модель проекта по А.Остервальдеру и И.Пинье и производственный план согласно диаграмме Ганта
<i>Стратегия продвижения продукта на рынок</i>	Представить стратегию продвижения продукта на рынок

Перечень графического материала:

При необходимости представить эскизные графические материалы (например, бизнес-модель)	Бизнес-модель по А. Остервальдеру
--	-----------------------------------

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	09.02.2023
---	------------

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

Задание выдал консультант по разделу «Концепция стартап-проекта» (со-руководитель ВКР):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ШИП	Жиронкин Сергей Александрович	д.э.н		09.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Сулеймов Муса Тамерланович		09.02.2023

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ТНКП – температура начала кристаллизации парафинов;

САВ – смолисто-асфальтеновые вещества;

ПУ – природные углеводороды;

МОП – межочистной период;

МРП – межремонтный период;

ТЭН – трубчатый электронагреватель;

КРС – капитальный ремонт скважин;

ТРС – текущий ремонт скважин;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

АДПМ – агрегат для депарафинизации скважин;

ППУ – передвижная парообразующая установка;

УДС – установка депарафинизации скважин;

ПЗП – призабойная зона пласта.

РЕФЕРАТ

В данной выпускной квалификационной работе 100 страниц, в том числе 23 рисунка, 17 таблиц. Список использованных источников содержит 73 источника.

Ключевые слова: отложения парафинов, греющий скребок, температурное поле скважины, механический метод борьбы с парафиноотложениями, математическое моделирование процесса парафиноотложения.

Объектом исследования являются нефтяные месторождения Западной Сибири.

Цель исследования – повышение эффективности применения методов борьбы с отложениями парафинов при добыче нефти в различных геолого-технических условиях.

В данной работе рассматриваются механизм образования отложений парафинов и факторы, влияющие на интенсивность этого процесса. Моделируется температурное поле скважины и определяется глубина начала образования отложений парафинов. Анализируется механический метод борьбы с отложениями парафинов.

В результате исследования предложен и обоснован способ оптимизации механического метода борьбы с парафино-отложениями при помощи установки нагревательного элемента в тело скребка.

Область применения: добывающие скважины на месторождениях с парафинистой и высокопарафинистой нефтью.

Потенциальная экономическая эффективность выражается в оптимизации механического метода борьбы с отложениями парафинов для предотвращения аварий при его использовании, приводящих к экономическим потерям.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1 ОЦЕНКА УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	14
1.1 Влияние физико-химического состава пластового флюида на формирование парафиноотложений в скважине	17
1.2 Определение факторов формирования парафиновых пробок в скважинных условиях. Распределение температурного поля по стволу скважины	26
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ БОРЬБЫ С ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЯМИ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН	33
2.1 Элементы математического моделирования процесса парафиноотложения в скважине	33
2.2 Современные скребки. Механический способ борьбы с парафиноотложениями	38
2.3 Выбор греющих элементов.....	43
3 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РАБОТ СКРЕБКОВАНИЯ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ.....	52
4 КОНЦЕПЦИЯ СТАРТАП-ПРОЕКТА.....	57
4.1 Описание продукта как результата научно-исследовательской работы.....	57
4.2 Интеллектуальная собственность	59
4.3 Объем и емкость рынка.....	60
4.4 Анализ современного состояния и перспектив развития отрасли.....	61
4.5 Планируемая стоимость продукта	62
4.6 Конкурентные преимущества создаваемого продукта, сравнение технико-экономических характеристик с отечественными и мировыми аналогами.....	66
4.7 Целевые сегменты потребителей создаваемого продукта.....	67
4.8 Бизнес-модель проекта, производственный план и план продаж.....	68
4.9 Стратегия продвижения продукта на рынок.....	68
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	72
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	72
5.2.2 Анализ источников опасных и вредных производственных факторов.....	75
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	87
5.5 Выводы по разделу социальная ответственность	89
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	90
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	92

ВВЕДЕНИЕ

При эксплуатации нефтяных скважин одним из наиболее распространенных осложнений является образование парафиноотложений. Последствиями этой комплексной проблемы являются снижение эффективности и производительности системы добычи, а также увеличение вероятности отказа оборудования. В последние годы масштабы данной проблемы в Западной Сибири неуклонно увеличиваются, что связано с переходом многих месторождений в четвертую стадию разработки.

На процесс парафиноотложения влияет множество факторов: геолого-физические и технологические условия разработки месторождения, физико-химические свойства и компонентный состав пластовой нефти, изменение термобарических условий по стволу скважины, нарушение гидродинамического равновесия, изменение структуры и скорости потока, интенсивность разгазирования нефти, количество механических примесей, обводненность и состояние внутренней поверхности НКТ [1].

Ключевым фактором в данном случае является температура газожидкостного потока. При уменьшении температуры потока до значения температуры начала кристаллизации парафина начинается интенсивное выделение твердой фазы, что в дальнейшем приводит к образованию парафиновых отложений на внутренней поверхности НКТ и другом оборудовании. Снижение температуры происходит за счет теплообмена потока с поверхностью НКТ. Исследование температурного поля скважины и процессов тепломассопереноса позволяет определить область, подверженную образованию отложений, что определяет варианты борьбы с данной проблемой. Расчет распределения температуры по стволу скважины производится по различным существующим методикам (Мищенко И.Т., Ляпкова П.Д.), а также с помощью различных программных продуктов. Несмотря на ряд допущений в расчетных методиках, погрешность получаемых значений незначительна при сравнении с реальными термограммами [2].

Результатом широкого изучения данной проблемы стало создание широкого перечня используемых методов профилактики и борьбы с отложениями парафинов. Однако наибольшее распространение получил механический метод, заключающийся в удалении отложений парафинов с внутренней поверхности НКТ с помощью скребков различных типов. Данный метод характеризуется высокой эффективностью и экономичностью использования. Данный метод не является безапелляционным решением проблемы парафиноотложения, так как при его использовании существует вероятность осложнений. Распространенной проблемой при очистке внутренней поверхности НКТ механическим способом является застревание скребка из-за высокой вязкости парафиновых отложений. Данная ситуация часто приводит к обрыву удерживающего устройства, в результате чего возникает необходимость в остановке работы скважинного оборудования для извлечения скребка [3].

В данной работе представлен вариант модификации механического способа очистки внутренней поверхности НКТ от отложений парафинов. Данная модификация учитывает влияние температуры на вязкость вещества. Также следует учитывать, что при нагреве потока выше ТНКП, происходит плавление твердых отложений. Таким образом, при синергии теплового и механического воздействия на отложения парафинов возможно снизить риск застревания скребка до минимума. В борьбе с парафиноотложениями тепловое воздействие реализуется в виде горячих обработок, заключающихся в закачке горячего агента в скважину, а также использования греющих кабелей различных типов. Однако и эти методы имеют свои недостатки в виде высоких эксплуатационных затрат и глубины воздействия.

Использование нагревательного элемента в модели скребка для борьбы с парафиноотложениями позволяет снизить вероятность аварии, а также уменьшить эксплуатационные затраты, связанные с технологическими мероприятиями в процессе борьбы с парафиноотложениями. Техническое

решение также предполагает установку источника питания в тело скребка для автономной работы устройства, что облегчает эксплуатацию данного устройства. Греющий скребок позволяет увеличить эффективность используемых методов, оставаясь в то же время экономичным методом, что несомненно является важным фактором при нефтедобыче в осложненных условиях.

Целью работы является: повышение эффективности применения методов борьбы с отложениями парафинов при добыче нефти в различных геолого-промысловых условиях.

Задачи, поставленные к выполнению:

1. Оценить условия формирования парафиновых отложений на месторождениях Западной Сибири;
2. Проанализировать технологические аспекты борьбы с парафиноотложениями в процессе эксплуатации скважин;
3. Предложить и обосновать метод повышения эффективности проведения технологических работ скребкования скважин в процессе добычи нефти;
4. Разработать концепцию стартап-проекта.

1 ОЦЕНКА УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Отложения парафинов – это серьезная проблема нефтяной индустрии, поэтому их предотвращение и удаление является актуальной проблемой на данный момент. Процесс парафиноотложения в нефтяных скважинах ведет к уменьшению проходного сечения скважины и, как следствие, к снижению добычи, вплоть до полной закупорки сечения ствола скважины. Нельзя не упомянуть и влияние парафиноотложения на работу погружного оборудования – насоса, осуществляющего подъем скважинной продукции на дневную поверхность. Отложения парафинов оказывают негативное влияние на работу насоса, что приводит к остановкам и необходимости ремонта погружного оборудования.

Первое упоминание отложений парафинов, как о явлении, приведшим к существенным проблемам при добыче и транспортировке нефти, в мировой практике датируется 1928 годом. Масштабы данной проблемы с каждым годом лишь возрастали. Например, США в 1969 году борьба с отложением парафинов при внутреннем производстве стоила ежегодно 4,5-5 миллионов долларов. Проблема решалась такими распространенными методами, как оптимизация условий эксплуатации, тепловое воздействие на отложения парафинов, а также механическое удаление. Данные простые методы являются достаточно эффективными, но не универсальными [4].

В России промышленная добыча нефти началась в конце 19 века, в районах Кавказа (Бакинский и Грозненский нефтегазоносные районы), однако, добыча велась на примитивном уровне из скважин с глубиной до ста метров, поэтому упоминаний об отложениях парафинов, а тем более и методах борьбы с данной проблемой за данный период нет. Одно из первых упоминаний о борьбе с отложениями парафинов в России относится к 40-ым годам 20 века [5]. Проблема стала очевидна при начале добычи девонской нефти, парафинистость, которой составляет до 7%, что относит ее к

высокопарафинистым нефтям [6]. В процессе добычи девонской нефти на Туймазинском месторождении вследствие изменения термобарических условий происходит отложение парафинов по всей поверхности оборудования. Для удаления отложений парафинов использовались механические методы – на Туймазинском месторождении производили спуск и подъем скребков лебедками компании Haliburton и аппаратом Яковлева с ручным приводом (Рисунок 1).

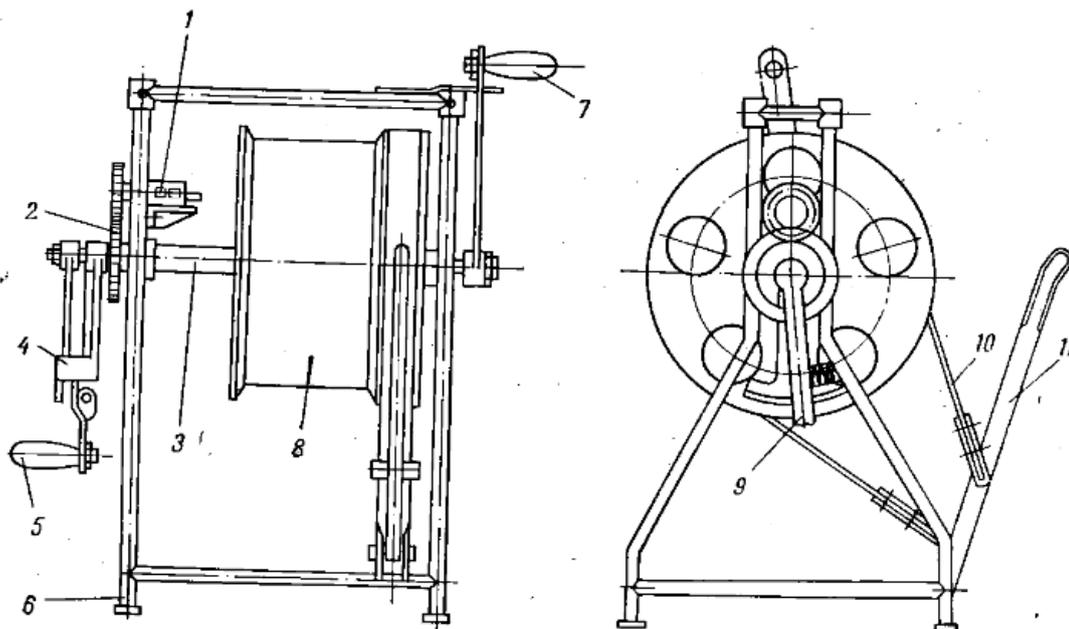


Рисунок 1 – Аппарат Яковлева

1 – счетчик оборотов, 2 – зубчатая передача, 3 – вал, 4 – сектор с делениями, 5 – рукоятка, 6 – опоры, 7 – ручка для вращения барабана, 8 – барабан, 9 – винтовая пружина, 10 – ленточный тормоз, 11 – рукоятка

Лишь в 1949 году началось использование лебедок с электроприводом, а в 1953 году была произведена попытка полной автоматизации механического способа очистки оборудования от отложений парафинов. В следующие годы началось использование тепловых методов борьбы с парафиноотложением. С этой целью осуществлялось поршневая очистка труб, в НКТ спускался поршень, в который подавалась горячая нефть, в результате происходит нагрев поверхности труб и плавление парафина [7].

Туймазинское месторождение находится на поздней стадии разработки, обводненность продукции составляет 97%. Более того, большая часть месторождений России, в частности Западной Сибири, находится на поздней стадии разработки, что характеризуется «истощением» месторождения – снижением пластового давления, падением пластовой температуры. Данное изменение термобарических условий ведет к увеличению интенсивности отложения парафинов. При этом также заметна тенденция увеличения доли трудноизвлекаемых запасов, одним из признаков которых является высокое содержание парафинов в нефти. Соответственно проблема парафиноотложения становится все более значимой при вовлечении в разработку новых месторождений с парафинистой нефтью [8].

Несовершенство существующих методов и высокие эксплуатационные затраты обостряют необходимость совершенствования существующих методов борьбы с отложениями парафинов и использование новых методов воздействия. Эволюция методов отчетливо видна, как в отечественной, так и в зарубежной практике. Однако несмотря на создание новых методов, заключающихся в магнитной, акустической, вибрационной и других видов обработок скважинной продукции, широкого распространения они не получили вследствие таких проблем, как высокие эксплуатационные затраты, возможность использования методов только для узкого спектра возможных физико-химических свойств продукции, подходящей под данный вид обработки, а также низкие результаты эффективности, полученные при апробации. В Российской промышленности основными методами борьбы с отложениями парафинов остаются механические, тепловые и химические. Данные методы широко распространены и показывают высокие результаты на большинстве месторождений Западной Сибири: Самотлорское, Ванкорское, Русское, Приобское и другие.

Однако следует отметить, что ни один из методов не дает идеального результата, использование каждого из них сопряжено с различными

трудностями. Химические методы удаления парафиновых отложений высокоэффективны, однако, использование растворителей и диспергаторов зачастую экономически нецелесообразно в связи с высокой стоимостью реагентов. Горячие обработки скважин, заключающиеся в закачке нагретого агента до температуры, значительно превышающей температуру плавления парафина, также обладают определенными недостатками. При закачке горячей нефти происходит ее значительное охлаждение вследствие теплообмена с окружающими поверхностями. Также нагрев нефти способствует испарению более легких компонентов, в результате чего коммерческая стоимость продукции снижается. Использование вместо горячей нефти других агентов, например, воды или пара – также влечет за собой определенные последствия. Слишком высокая температура нагрева способствует закоксовыванию нефти, в результате чего данный метод становится контрпродуктивным. Также использование воды в этом случае сопряжено с необходимостью добавления поверхностно-активных веществ, которые будут способствовать растворению парафина, в противном случае использование данного вида закачки приведет к образованию крупных агломератов, еще больше усложняющих процесс депарафинизации. Менее эффективным, но наиболее экономичным считается механическая очистка скважины. Главный недостаток данного метода – вероятность застревания скребка в парафиновых отложениях, что в дальнейшем приводит к обрыву проволоки, удерживающей скребок, то есть к авариям с экономическими последствиями [9]. Все вышеупомянутые факты свидетельствуют о необходимости продолжения совершенствования методов борьбы с отложениями парафинов.

1.1 Влияние физико-химического состава пластового флюида на формирование парафиноотложений в скважине

Парафин в нефти существует в различных фазовых состояниях – газообразном, жидком, твердом, в зависимости от давления и температуры

[10]. К парафинам относят углеводороды метанового ряда преимущественно нормального строения с числом атомов углерода в молекуле от 18 до 35. При этом отложения парафинов имеют сильно разнящийся состав от месторождения к месторождению, так как это напрямую зависит от состава добываемого пластового флюида (Рисунок 2). В зависимости от фракционного состава, кристаллической структуры парафины имеют различную температуру плавления – от 28°С до 71°С. По существующей номенклатуре твердые углеводороды нефти делят на парафины и церезины, это основано на существенном различии их кристаллической структуры, химических и физических свойств. Церезины отличаются большей молекулярной массой, плотностью и вязкостью, также они обладают меньшей химической устойчивостью и, в отличие от парафинов, имеют мелкокристаллическую структуру.

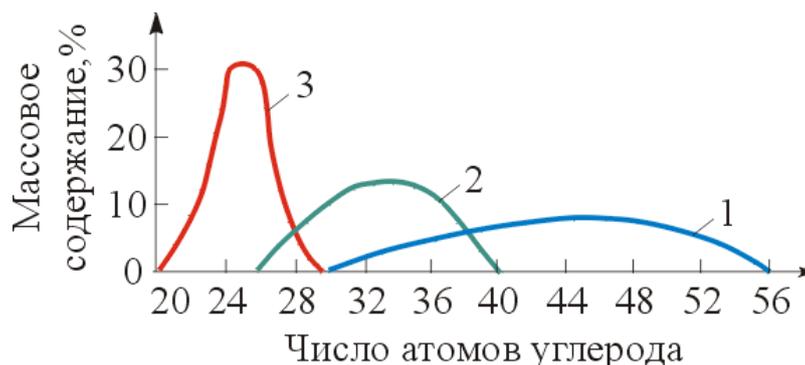


Рисунок 2 – Гомологический состав парафинов Северо-Варьеганского месторождения

1 – церезины, 2 – парафины из отложений, 3 – парафины в нефти

Температура плавления увеличивается с увеличением молекулярной массы углеводородов, при этом следует отметить и влияние молекулярной диффузии – снижение температуры в то же время препятствует осаждению более высокомолекулярных компонентов [11].

На образование отложений парафинов значительное влияние оказывают смолы и асфальтены. Асфальтены являются наиболее сложными и наименее изученными компонентами нефти.

Асфальтены – это полициклические ароматические структуры с короткими алифатическими цепями в виде темно-бурых аморфных порошков. Асфальтены не кристаллизуются и не могут быть разделены на индивидуальные компоненты или узкие фракции. Асфальтены являются поверхностно-активными веществами, при их содержании в нефти более 4-5%, они начинают оказывать депрессорное действие. Таким образом, асфальтены будут выступать в качестве зародышевых центров и молекулы парафинов в таком случае сокристаллизуются с алкильными цепочками асфальтенов, в результате чего образуется точечная структура. Так как в этом случае парафин перераспределяется между большим количеством таких центров, его выделение на поверхности существенно ослабляется [12].

Смолы так же оказывают существенное влияние на отложения парафинов. Молекулярная масса смол находится в пределах 600-800 а.е.м, иногда бывает выше. При значительном содержании смол увеличивается вязкость нефти, также смолы влияют и на цвет нефти. Основой смол является поликарбоциклическая сетка, состоящая преимущественно из бензольных колец. Смолы выступают «нейтрализаторами» асфальтенов, в результате чего влияние последних на парафин нивелируется. Таким образом, смолы способствуют созданию условий для формирования ленточных агрегатов парафиновых кристаллов и прилипанию к поверхности.

Асфальтены состоят в генетической связи с нефтяными смолами и нефтяными маслами, что не позволяет провести четкую границу между данными компонентами (Рисунок 3). С переходом от нефтяных масел к нефтяным смолам и асфальтенам увеличивается молекулярная масса соединения, возрастает число гетероатомов, возрастает доля ароматических элементов структуры, наблюдается снижение доли водорода и обогащение углеродом, увеличение числа парафиновых цепей при резком сокращении их длины (Рисунок 4).

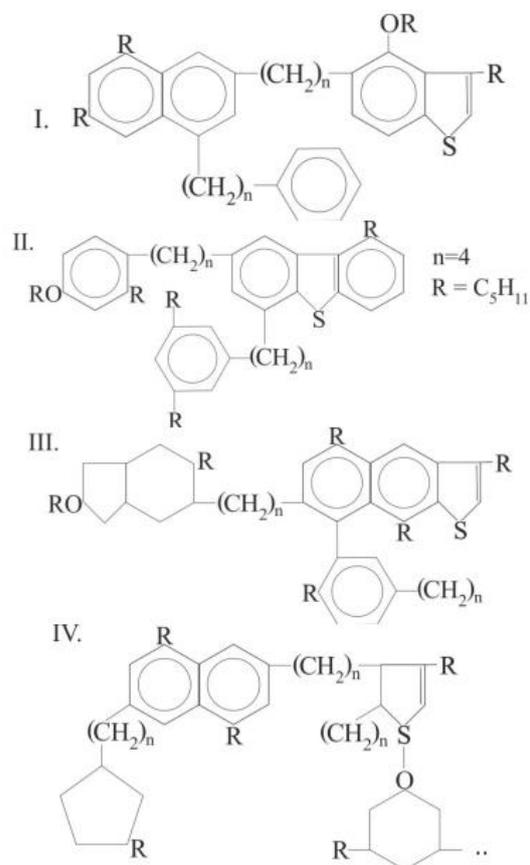


Рисунок 3 – Модельные структурные формулы нефтяных смол [13]

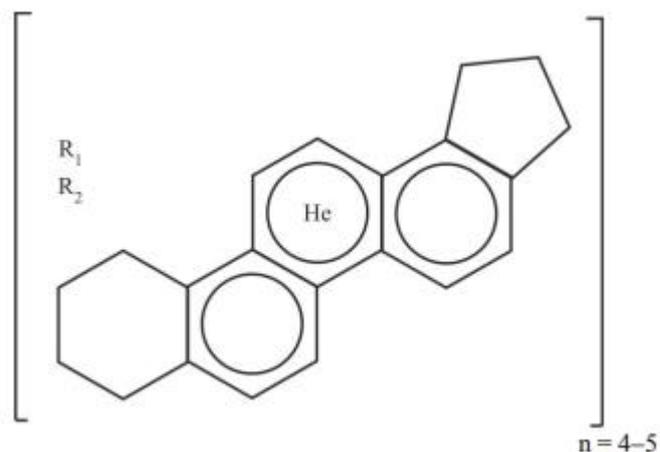


Рисунок 4 – Модельная структурная формула фрагмента асфальтена ($R_1=0 - 1 \text{ CH}_3$, $R_2=\text{C}_3\text{H}_7 - \text{C}_{12}\text{H}_{25}$) [14]

Температура насыщения нефти парафином зависит от процентного содержания смол и асфальтенов в пластовом флюиде. С увеличением количества асфальтенов происходит уменьшение температуры насыщения нефти парафином, при этом увеличение количества смол приводит к

обратному результату. В таком случае важной характеристикой становится отношение содержания асфальтеновых и смолистых соединений в пластовой нефти. Увеличение значения данного отношения ведет к уменьшению температуры насыщения, а также к снижению интенсивности процесса кристаллизации парафинов. Таким образом, низкие значения отношения содержания асфальтеновых и смолистых соединений в пластовой нефти свидетельствуют о высокой температуре насыщения нефти парафином, что способствует образованию парафиноотложений в результате более свободного выделения парафинов из нефти [15]. Влияние фракционного состава твердых углеводородов нефти на интенсивность накопления отложений парафинов носит однозначный характер: увеличение содержания тугоплавких углеводородов увеличивает интенсивность парафинизации [16].

В зависимости от содержания парафинов, асфальтенов и смол, парафиновые отложения делятся на 3 группы, где П, А, С – содержание парафинов, асфальтенов и смол соответственно:

- 1) Парафиновая $P/(A+C) > 1$
- 2) Асфальтеновая $P/(A+C) < 1$
- 3) Смешанная $P/(A+C) \approx 1$

Важным параметром для характеристики парафиновых отложений является плотность. Значение плотности определяется теоретическим путем в зависимости от состава исходной нефти. Плотность будет наибольшей, если отложения асфальтенового типа за счет высокого содержания асфальто-смолистых веществ. Различия в плотности так же могут быть по причине содержания таких компонентов, как сера, азот, механические примеси [17].

Присутствие в составе парафиновых отложений глин, песка и других механических примесей ведет к упрочнению структуры парафиновых отложений, при этом зачастую они являются центрами кристаллизации. Наличие в составе нефти воды снижает растворимость парафина и повышает температуру начала кристаллизации, причем присутствие свободной воды в

виде тонкой эмульсии оказывает действие, аналогичное механической примеси, при этом увеличивая вязкость нефти. При достижении инверсии фаз вода будет противодействовать образованию парафиновых отложений.

Существует две основные теории образования парафиновых отложений – осадочно-объемная и кристаллизационно-поверхностная. Разница заключается в том, что осадочно-объемная теория предполагает кристаллизацию парафинов в объеме движущейся нефти и постепенное оседание образований на поверхности металла, а кристаллизационно-поверхностная – образование отложений непосредственно на металлической поверхности и дальнейшую кристаллизацию в комплексы.

Структура отложений парафинов обуславливается температурой среды. При более высоких температурах наблюдается меньшее количество зародышевых центров, но более высокая скорость роста образовавшихся кристаллов. При низких температурах наблюдается большое количество мелких кристаллов.

Нефтяной парафин в твердом состоянии может находиться в двух аллотропных формах: гексагональной и орторомбической. Первая модификация существует при повышенных температурах вплоть до температуры плавления парафина и характеризуется волокнистым, рыхлым строением кристаллов, придающим продукту пластичность. Кристаллы парафина, имеющие гексагональную структуру, слипаются при сжатии. Другая модификация — орторомбическая, стабильная при пониженной температуре, сохраняется до температуры фазового перехода и характеризуется пластинчатым строением кристаллов.

Парафины, которые состоят преимущественно из нормальных алканов, кристаллизуются в виде пластин, а кристаллы парафинов, состоящих из изоалканов и циклоалканов имеют игольчатую форму (Рисунок 5).

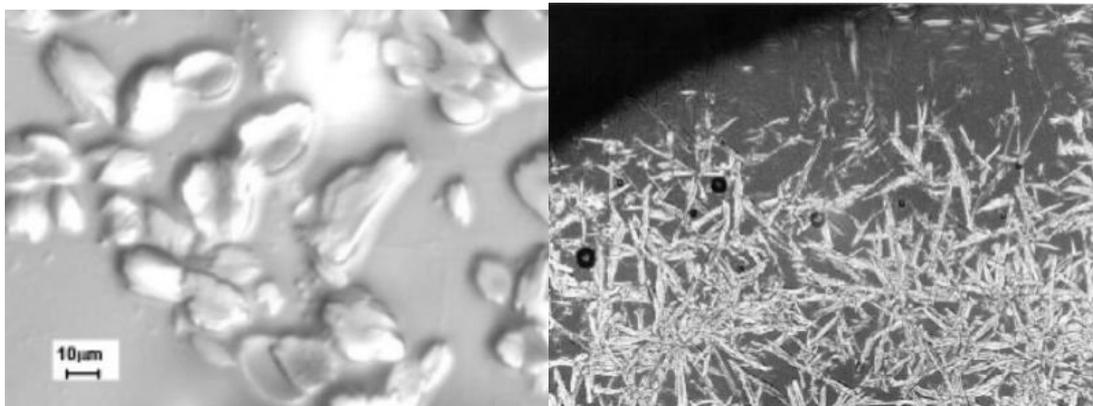


Рисунок 5 – Пластинчатые и игольчатые кристаллы парафинов

Пластинчатые кристаллы парафинов имеют макрокристаллическую структуру, в то время как игольчатые кристаллы – микрокристаллическую (Рисунок 6).

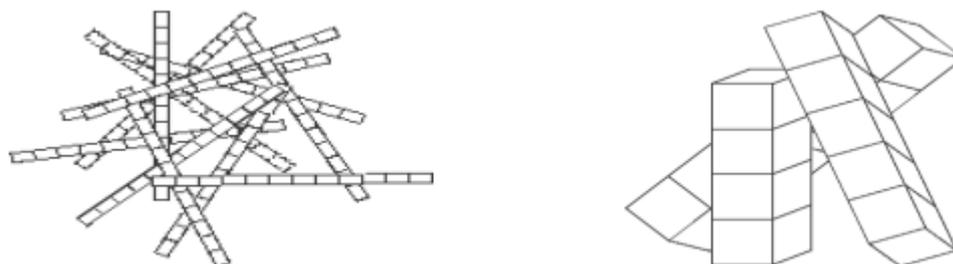


Рисунок 6 – Микрокристаллическая и макрокристаллическая структуры нефтяного парафина

Типичный состав и свойства макрокристаллических и микрокристаллических парафинов приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав и свойства макрокристаллического и микрокристаллического парафина [18]

	Макрокристаллическая структура	Микрокристаллическая структура
Нормальные парафины, %	80-95	0-15
Разветвленные парафины, %	2-15	15-30
Циклопарафины, %	2-8	65-75
Диапазон температуры плавления, °С	50-65	60-90
Диапазон среднего молекулярного веса, а.е.м.	350-430	500-800
Диапазон типового углеродного числа	18-36	30-60

Диапазон кристалличности, %	80-90	50-65
--------------------------------	-------	-------

Было обнаружено, что несмотря на более тонкую структуру микрокристаллических парафинов, их сложнее удалить со стенок НКТ или трубопровода [19].

Согласно В.П. Тронову процесс кристаллизации начинается с появления температурного градиента в пристенном слое, далее возникает градиент концентрации парафина, что влечет движение растворенного парафина к стенкам НКТ (Рисунок 8). За счет броуновского движения частицы непрерывно соударяются со стенками НКТ и, когда адсорбционные и адгезионные силы превышают инерционные, происходит отложение кристаллизовавшегося парафина на стенке НКТ (Рисунок 7). Кристаллизация парафинов при этом начинается с наиболее тугоплавких углеводородов, как правило, имеющих наибольшую молекулярную массу. Далее парафины сокристаллизуются, образуя кристаллическую решетку с заключенной внутри нефтью [20].

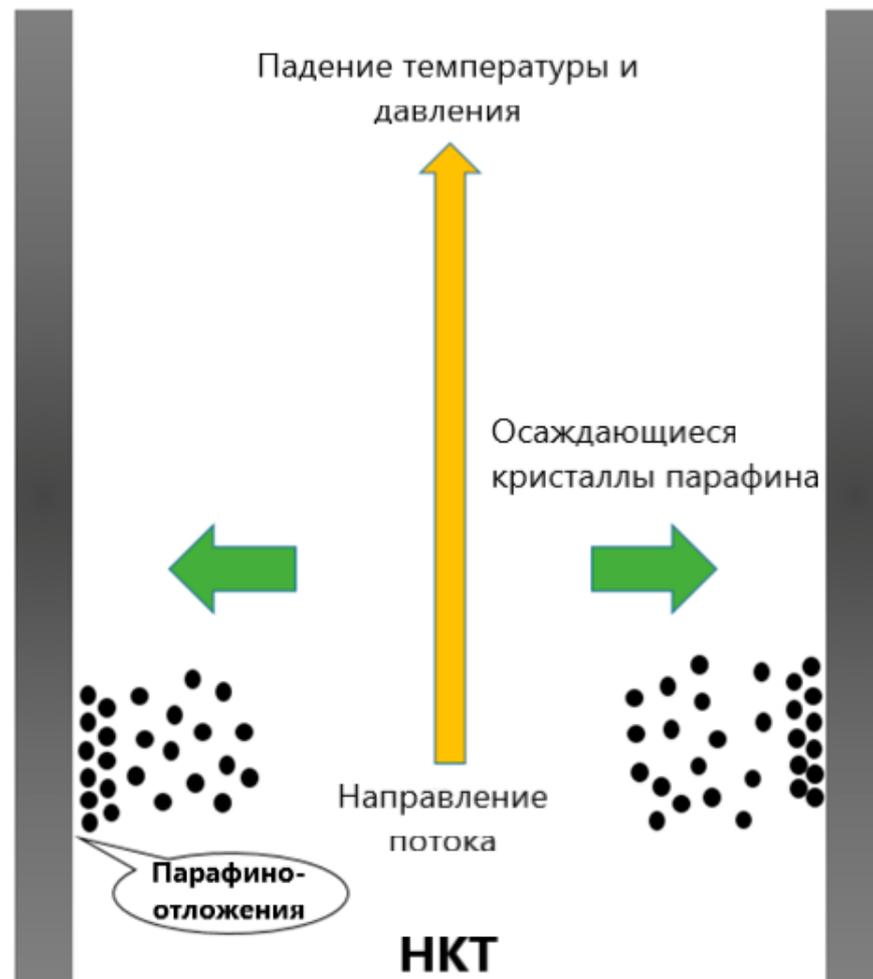


Рисунок 7 – Принципиальная схема осаждения парафина в стволе скважины

Рост твердых отложений на стенке трубопровода за счет молекулярной диффузии определяется диффузией Фика:

$$\frac{dG}{dt} = AD_m \frac{dC}{dy},$$

где G – общий объем отложений парафина, A – площадь поверхности, D_m – коэффициент молекулярной диффузии, $\frac{dC}{dy}$ – производная от объемной доли растворенных в нефти частиц парафина по расстоянию от стенки трубы.

При этом, описывая парафиновые отложения, название которых обусловлено преобладанием парафина в данных образованиях, необходимо учитывать весомый вклад САВ в структуру и свойства данных отложений. Чистые парафиновые отложения хрупкие и имеют низкую сцепляемость с

металлической поверхностью, но присутствие САВ улучшает структурно-механические свойства отложений. САВ являются поверхностно-активными веществами, поэтому играют существенную роль в процессах адсорбции и адгезии [21].

1.2 Определение факторов формирования парафиновых пробок в скважинных условиях. Распределение температурного поля по стволу скважины

На процесс парафиноотложения влияет широкий спектр факторов:

1. Нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы в результате снижения давления по стволу скважины ниже давления насыщения нефти газом и последующее разгазирование нефти;
2. Компонентный состав нефти;
3. Обводненность нефти и объемное соотношение фаз;
4. Гидродинамический режим течения скважинной продукции;
5. Шероховатость стенок труб и наличие механических примесей.

Вследствие преобладания одних или иных факторов, а также их изменение при движении пластового флюида по стволу скважины, способствует тому, что процесс парафиноотложения не является постоянным: свойства, состав отложений будут иметь переменный характер [22].

На процесс парафиноотложения в значительной степени зависит химический состав нефти. С увеличением содержания САВ, температура начала кристаллизации снижается. Также необходимо отметить, что осаждение САВ с твердыми парафиновыми углеводородами приводит к образованию отложений, имеющих в своей структуре значительную долю аморфных зон, что сказывается на свойствах отложений. Также содержание САВ приводит к образованию объемных дендритных структур с заполненными нефтью полостями. Увеличение молекулярной массы ПУ ведет к улучшению адсорбционной способности смол. Также значительную роль в компонентном составе нефти имеет наличие механических примесей, что

способствует агрегации и связыванию кристаллов в агломераты и дальнейшему осаждению [23].

Скорость потока влияет на процессы массообмена: увеличение скорости ведет к увеличению поступающей нефти к концентрированным твердым углеводородам, осажденным на поверхности НКТ и снижению темпов охлаждения нефти. Турбулизация потока ведет к значительному росту интенсивности парафинообразования. При этом дальнейшее увеличение скорости ведет к снижению интенсивности парафиноотложения за счет выноса кристаллизовавшихся парафинов в твердом состоянии на поверхность, а также за счет увеличения напряжения сдвига, что влечет к удалению отложений с поверхности оборудования. Максимальная интенсивность парафиноотложения соответствует переходу из зоны гладкого трения в зону смешанного трения, когда толщина диффузионного подслоя становится сопоставимой с шероховатостью стенки [24].

Шероховатость труб повышает интенсивность образования парафиноотложений. Различные микровыступы и другие неровности становятся очагами завихрения и тормозят движение жидкости, что в результате приводит к образованию в этих местах центров кристаллизации. Шероховатость также негативно влияет на смачиваемость соприкасающейся жидкостью, что является определяющим фактором в вопросе адсорбции и адгезии материалов на поверхности осаждения. Интенсивность образования парафиноотложения пропорциональна гидрофобности и степени шероховатости поверхности [25].

Интенсивность парафинообразования имеет экстремальную, зависит от величины обводненности, так как при увеличении соотношения фаз воды и нефти происходит снижение адгезии парафинов к гидрофильной поверхности. Также увеличение обводненности ведет к увеличению устьевой температуры за счет снижения темпа охлаждения, так как вода обладает меньшей теплопроводностью, чем нефть (Рисунок 8).

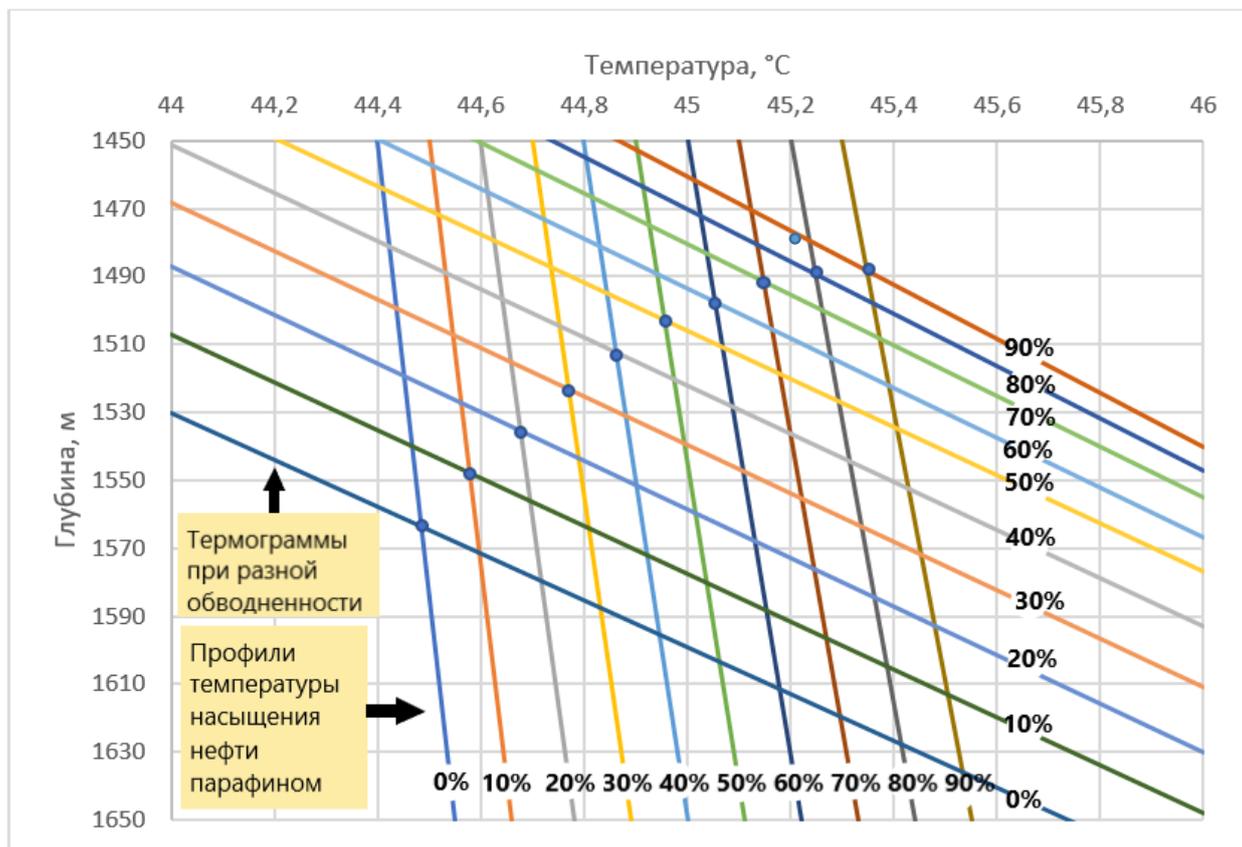


Рисунок 8 – Зависимость глубины образования парафиноотложений от обводненности

Также при анализе парафиноотложений необходимо учесть влияние изменения давления при подъеме скважинной продукции. В процессе разработки месторождения происходит снижение пластового и буферного давлений, что влечет за собой интенсивное разгазирование и, как следствие, повышение интенсивности парафиноотложения [26].

Ключевым фактором в вопросе образования парафиноотложений является температура НДС. Согласно типовой диаграмме выпадения парафинов в осадок, граница между твердой и жидкой фазами проходит почти вертикально, что говорит о сильной зависимости осадкообразования от температуры и слабой зависимости от давления (Рисунок 9).

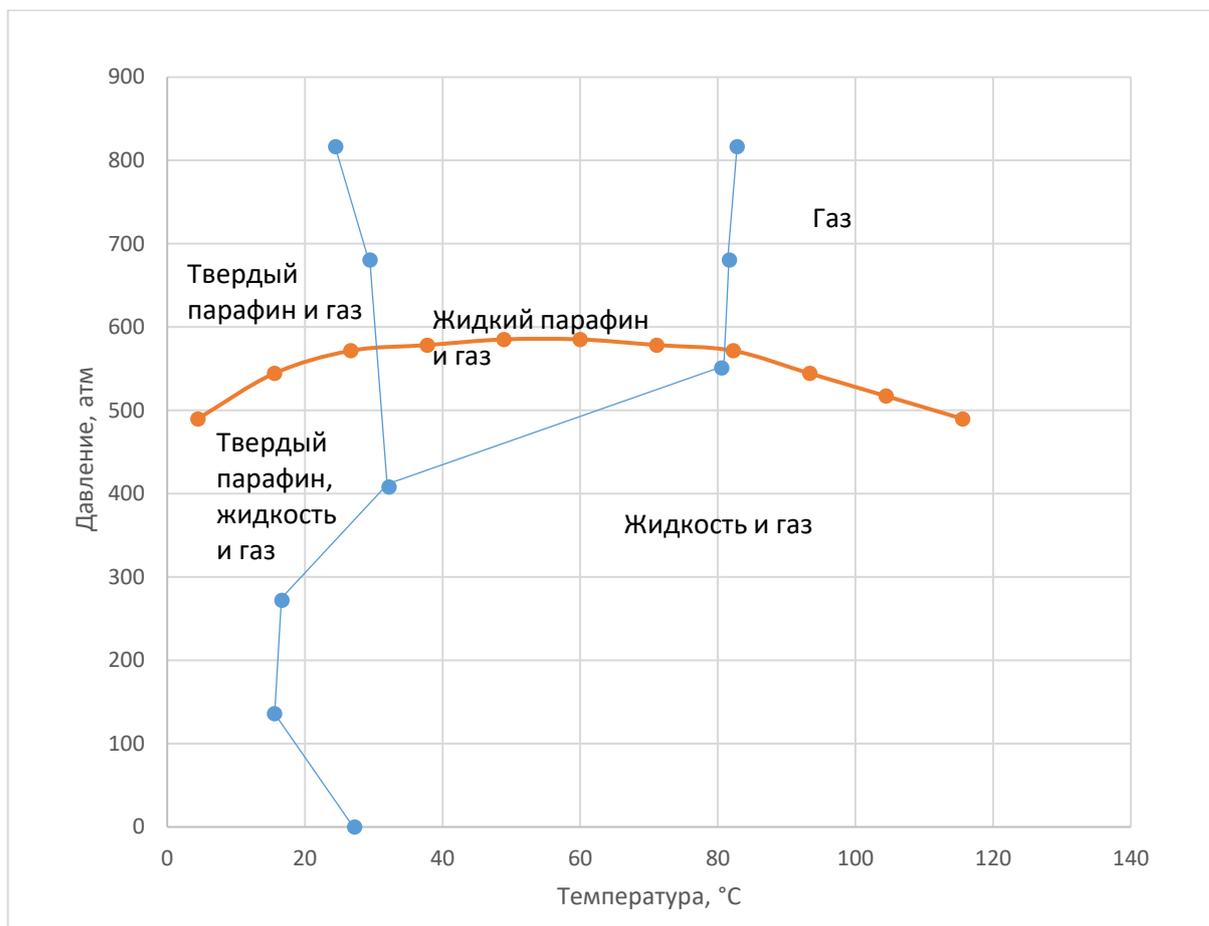


Рисунок 9 – Типовая диаграмма выпадения парафинов при изменении давления и температуры [27]

Основная причина выпадения парафинов – снижение температуры ниже температуры насыщения нефти парафином. Подобное снижение происходит по причине различных факторов: расширение нефти и газа, что сопряжено с дроссель-эффектом согласно закону Джоуля-Томсона, выделение газа из растворенного состояния, теплообмен с окружающей средой, а также низкой температурой нагнетаемого в пласт агента.

Выделение легких компонентов из нефти по причине снижения давления ниже давления насыщения нефти парафином влечет за собой резкое снижение растворимости парафинов. В результате происходит увеличение температуры помутнения, которая определяется как температура, при которой появляются первые «облака» мелких кристаллов парафина [28].

Для прогнозирования начала места начала образования отложений необходимо рассмотреть температурное поле скважины. Существует большое

количество методик определения температурного поля скважины. Простейшие методики, показывающие высокие точность, - это методики Ляпкина П.Д. (1) и Мищенко И.Т. (2):

$$T(H) = T_{\text{пл}} - (L_c - H) \cdot \frac{0,0034 + 0,79 \cdot w \cdot \cos \alpha}{\frac{q}{1086400 \cdot 20 \cdot d^{2,67}}}, \quad (1)$$

где $T_{\text{пл}}$ – пластовая температура, К; L_c – глубина скважины, м; H – текущая глубина, отсчитываемая от устья скважины, м; α – угол отклонения скважины от вертикали, градус; q – дебит жидкости, приведенный к стандартным условиям, м³/с; d – диаметр подъемника, м [29].

$$t(h) = t_{\text{пл}} \left\{ 1 - \frac{h}{c} \left[0,544 \cdot \left(623,7 \frac{d_{\text{НКТ}}}{Q_m} + 1 \right) \right] \right\}, \quad (2)$$

где $t_{\text{пл}}$ – пластовая температура, °С; h – глубина, отсчитываемая от забоя, м; Q_m – массовый дебит скважины, т/сут; $d_{\text{НКТ}}$ – внутренний диаметр НКТ, м; c – удельная теплоемкость продукции скважины, Дж/кг·К [30].

Несмотря на то, что данные методики позволяют получить довольно точные результаты профилей температуры, в них используются допущения, связанные с постоянством теплофизических свойств окружающей среды, пренебрежением фазовыми переходами, сопротивлением теплопередачи.

Изменчивость теплофизических свойств окружающей среды влияет на коэффициент теплопередачи между жидкостью и НКТ, а также между НКТ и жидкостью в межтрубном пространстве, обсадными колоннами и между обсадными колоннами и горными породами. Коэффициент теплопередачи определяется аналитически или экспериментально. При его изучении экспериментальным способом необходимы большие капитальные затраты. Коэффициент теплопередачи зависит от типа флюида в затрубном пространстве, времени эксплуатации и теплофизических свойств погружного оборудования и горных пород [31].

Также для точного построения профиля температуры, как было сказано ранее, нельзя не учитывать фазовые переходы. По мере того, как температура в скважине продолжает падать, выпавший в осадок парафин образует

сетчатую структуру, что приводит к снижению подвижности сырой нефти. Кроме того, изменение фазового состояния кристалла парафина в процессе охлаждения также напрямую влияет на передачу теплообмена. Существует три основных вида теплопередачи: конвекция, теплопроводность и излучение. Конвекция характеризуется передачей тепла потоками жидкости или газа, а теплопроводность – при непосредственном контакте веществ. При выпадении небольшого количества парафина режим теплопередачи такой же, как и у жидкого флюида, а естественная конвекция является основным режимом теплопередачи. С увеличением осаждения кристаллов парафина появляются отложения, приобретающие характеристики пористой среды, а ее теплопередача и режим течения отличаются от характеристик жидкой нефти (Рисунок 10) [32]. Соответственно, основным режимом теплопередачи при затвердевании отложений становится теплопроводность. Физический процесс фазового перехода сырой нефти напрямую связан с осаждением парафинов, поэтому большое значение имеет изучение фазового теплопереноса. Более того, выпадение кристаллов парафина влияет на реологические свойства нефти, что также играет важную роль при планировании эффективной добычи нефти.

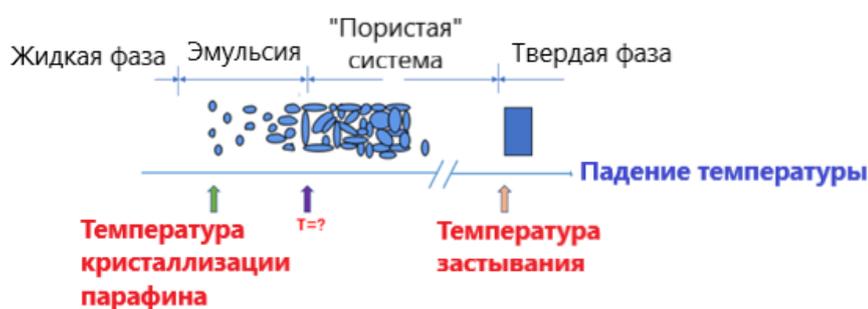


Рисунок 10 – Фазовое превращение кристаллов парафина

Учет сопротивления теплопередачи можно представить суммой сопротивлений, обусловленных конвективной передачей тепла, проводимостью через стенку НКТ, а также конвективной передачей тепла в окружающую среду [9]:

$$\frac{T_f - T_o}{q_o} = \frac{1}{h_w} \frac{r_o}{r_i} + \frac{r_o}{k_p} \ln \frac{r_o}{r_i} + \frac{1}{h_o}, \quad (3)$$

где T_f – объемная температура жидкости в скважине, К; T_o – температура стенки НКТ, К; q_o – тепловой поток через внешнюю стенку НКТ, r_o и r_i – внешний и внутренний радиус НКТ, k_p – теплопроводность материала стенки НКТ; h_o – коэффициент теплопередачи от внешней поверхности НКТ в окружающую среду.

При этом после образования отложений парафинов необходимо также учитывать и конвективный теплообмен между флюидом и твердыми отложениями с учетом теплопроводности слоя отложений:

$$\frac{T_f - T_o}{q_o} = \frac{1}{h_w} \frac{r_o}{r_i - \delta_w} + \frac{r_o}{k_w} \ln \frac{r_i}{r_i - \delta_w} + \frac{r_o}{k_p} \ln \frac{r_o}{r_i}, \quad (4)$$

где h_w – коэффициент теплопередачи от жидкости к парафиноотложениям, k_w – теплопроводность отложений парафина, δ_w – толщина слоя парафина.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ БОРЬБЫ С ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЯМИ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

2.1 Элементы математического моделирования процесса парафиноотложения в скважине

Механизм и характер формирования парафиноотложений носит сложный характер. Процесс образования отложений зависит от большого количества факторов, каждый из которых необходимо учитывать при моделировании развития парафиноотложений в скважине.

Модель Дж.М. Эльфингстоуна основана на механизмах молекулярной диффузии и дисперсии сдвига. Данная модель представлена следующим уравнением:

$$\frac{\frac{\partial y}{\partial t}}{2v_{z,avg}r\delta\frac{\partial T}{\partial z}} = \frac{\rho^2\hat{c}_pD_{wo}}{4\rho^s k} \frac{\partial \varpi(w)}{\partial T}, \quad (5)$$

где y – толщина осажденного твердого парафина; t – время, с; ρ – средняя плотность жидкости, кг/м³; \hat{c}_p – средняя удельная теплоемкость жидкости; D_{wo} – коэффициент диффузии парафина в нефти; ρ^s – плотность твердого парафина, кг /м³; k – средняя теплопроводность жидкости в объеме; T - усредненная по времени объемная температура, К.

Модель Эльфингстоуна была смоделирована на основе модели осаждения парафина в однофазном потоке для прогнозирования данного процесса в двухфазном потоке газожидкостной смеси, учитывая эффекты молекулярной диффузии и дисперсии сдвига. Данная методика фундаментальна, но на практике наблюдается нехватка экспериментальных данных для подтверждения ее эффективности [33].

Модель Апте и Матцайна основана на влиянии напряжения сдвига на удаление отложений парафина. Модель Апте и Матцайна описывается следующим уравнением:

$$\frac{d\delta}{dt} = -\frac{\Pi_1}{1+\Pi_2} D_w \frac{dC_w}{dT} \frac{dT}{dr}, \quad (6)$$

D_w - коэффициент молекулярной диффузии, м²/с; δ – толщина слоя парафина, м; C – концентрация парафина, масс. %; t – время, с; Π_1 – коэффициент осаждения парафина на стенке, который отражает осаждение парафина, вызванное содержанием нефти в слое осажденного парафина и молекулярной диффузией; Π_2 – коэффициент депарафинизации стенки, который отражает депарафинизацию стенки, вызванную удалением при сдвиге.

В модели Апте и Матцайна рассматривается влияние процесса конденсации в осажденном слое парафина, сдвигового удаления парафиноотложений, а также скорости осаждения парафина в двухфазном потоке. В данной модели не обоснована возможность применения при высоких значениях парафинистости нефти [34].

Модель Гонга основана на механизме молекулярной диффузии и описывается следующим уравнением:

$$\frac{d\delta}{dt} = k Re_{fp}^a \Pi^b \frac{1}{\mu_o} \frac{dC}{dT} \frac{dT}{dr}, \quad (7)$$

где δ - толщина парафина, м; Π – характерным параметром схемы течения; k , a , b – константы; Re_{fr} – число Рейнольдса; t - время, с; T - температура, °С.

В модели Гонга осаждение парафина основано на законе Фика с учетом скорости движения газовой и жидкой фаз, а также характера течения и числа Рейнольдса. Данная модель позволила сделать вывод о влиянии относительной скорости движения фаз на интенсивность отложения парафинов. Модель была подтверждена экспериментально для высокопарафинистых нефтей [35].

Также процесс отложения парафинов в двухфазном потоке описывается моделью Дуаня, основанной на молекулярной диффузии,

дисперсии сдвига в и учете внутренней диффузии. Данная модель описывается следующим уравнением:

$$\frac{dM}{dt} = 2\pi r_i \Delta L q_{m,in} = 2\pi r_i \Delta L \left(-D_{wo} \frac{\partial C}{\partial r} \Big|_{r_i} \right), \quad (8)$$

Где M – массовый поток; r_i – расстояние от центра до границы раздела нефть-отложения, м; t – время, с; ΔL – длина трубы, подверженной парафинообразованию, м; D_{wo} – коэффициент диффузии парафина в нефти, м²/с; C – концентрация парафина в нефти, кг/м³; r – внутренний радиус трубы, м.

Модель Дуаня разработана для прогнозирования толщины отложений и доли парафина в отложениях в слоистом потоке нефти / газа в трубопроводе с использованием однонаправленного анализа потока неізотермической гидродинамики и теплопереноса. На основе коэффициента диффузии и градиента растворимости на границе раздела нефть–отложения в разное время была выявлена причина, по которой отложения образуют форму полумесяца в поперечном сечении трубы, наблюдавшуюся в разных экспериментах [36].

Моделирование процесса парафиноотложения все еще имеет ряд допущений, но даже на данный момент существующие модели позволяют получить крайне точные результаты в сравнении с экспериментальными значениями глубины начала образования парафиноотложений, а также их толщины на всех участках скважины. Методика Дуаня позволяет производить моделирование с учетом механизмов молекулярной диффузии, дисперсии сдвига и внутренней диффузии. Для использования данной модели для скважины необходимо внести ряд изменений касательно термобарических условий [37].

Отложение парафина происходит путем осаждения и диффузии при прохождении потока флюида через сечение скважины. В результате образуется массовый поток парафина, который можно охарактеризовать, как скорость диффузии массы в единицу времени на единицу площади проходного сечения.

$$\dot{g} = \frac{dm}{A dt}, \quad (9)$$

где A – площадь поперечного сечения.

Градиент концентрации можно рассчитать, как произведение коэффициента растворимости и температурного градиента. Данный метод предполагает, что осадок выпадает по мере уменьшения растворимости:

$$\left. \frac{\partial C}{\partial r_d} \right|_{ij} \approx \left. \frac{dC}{dT} \frac{dT}{dr} \right|_{ij}, \quad (10)$$

где $\frac{dC}{dT}$ – коэффициент растворимости.

Таким образом, радиальный градиент концентрации парафина:

$$\left. \frac{\partial C}{\partial r_d} \right|_{ij} = h_T \frac{dC}{dT} \frac{(T_1 - T_2)}{C_{th}}, \quad (11)$$

где h_T – коэффициент теплопередачи стенки НКТ; C_{th} – теплопроводность нефти.

Скорость роста толщины отложений предлагается рассчитывать по следующей формуле:

$$\frac{d\tau}{dt} = \frac{1}{\rho\eta} \left[\left(-D_{12} \left. \frac{\partial C}{\partial r_d} \right|_{12} \right) - \left(-D_{23} \left. \frac{\partial C}{\partial r_d} \right|_{23} \right) \right], \quad (12)$$

Где τ – толщина отложений, м; η – массовая доля парафина, масс.%; ρ – плотность твердого парафина; D_{12} , D_{23} – константы, зависящие от температуры и определяемые по уравнениям Касслера.

Распределение температуры в скважине носит следующий характер:

$$T(h) = T_0 + \frac{T_0 - t_0}{\beta_0 H} (\beta_0 H + 1) - \frac{T_0 - t_0}{\beta_0 H} e^{-\beta_0 (H - h)}, \quad (13)$$

где β_0 – коэффициент, зависящий от дебита, коэффициента теплопередачи и теплоемкости нефти.

Дисперсия сдвига является одним из факторов, способствующих отложению парафина. Скорость осаждения в большей степени зависит от дисперсии сдвига, чем от молекулярной диффузии. Таким образом, для учета дисперсии сдвига градиент температуры определяем по уравнению:

$$\left. \frac{dT}{dr} \right|_{23} = \frac{\dot{m}C}{2C_{th}\pi r} \frac{dT}{dL}, \quad (14)$$

где C – удельная теплоемкость нефти.

При уменьшении эффективного сечения НКТ происходит повышение давления и рост напряжения сдвига, что влечет частичное удаление отложений. При моделировании обычно пренебрегают данным явлением, однако, это одна из ключевых причин снижения темпа роста отложений с уменьшением проходного сечения скважины. Решение уравнения 12 с помощью числа Рейнольдса, уравнения вязкости и числа Прандтля дает следующие формулы:

$$\left. \frac{dT}{dr} \right|_{23} = \frac{RePr}{4} \frac{dT}{dL}, \quad (15)$$

Где Re – число Рейнольдса, Pr – число Прандтля.

$$Pr = \frac{\mu C}{C_{th}}, \quad (16)$$

Где μ – вязкость отложений парафина, кг/м·с.

$$Re = \frac{2\rho V_z r}{\mu}, \quad (17)$$

Где ρ – плотность парафиновых отложений, кг/м³; V_z – скорость потока, м/с; r – внутренний радиус НКТ [38].

Число Прандтля характеризует влияние парафиноотложений на вязкость нефти, а число Рейнольдса определяет влияние скорости и вязкости жидкости на парафиноотложения.

Таким образом в ходе решения полученных уравнений мы получаем 4 дифференциальных уравнения, которые описывают процесс парафиноотложения:

$$\dot{g} = -D_{12} h_T \frac{dC}{dT} \frac{(T_1 - T_2)}{C_{th}}, \quad (18)$$

$$j = -D_{23} \frac{dC}{dT} \frac{h_o}{C_{th}} \left(T_0 + \frac{T_0 - t_0}{\beta_0 H} (\beta_0 H + 1) - \frac{T_0 - t_0}{\beta_0 H} e^{-\beta_0 (H - h)} \right), \quad (19)$$

$$\tau = \frac{t}{\rho \eta} [\dot{g} - j], \quad (20)$$

$$\eta(t) = \frac{2t(r - \tau)}{\tau(2r - \tau)\rho} (j), \quad (21)$$

Таким образом, данная система дифференциальных уравнений позволяет учитывать молекулярную диффузию, дисперсию сдвига, а также изменение реологических свойств при образовании твердых отложений. Данная модель практически не использует допущений по сравнению с вышеупомянутыми моделями (Апте и Матцайна, Эльфингстоуна). Также данная модель позволяет учитывать постепенное снижение концентрации парафина при достижении глубины начала образования парафиноотложений, что также является несомненным преимуществом ее использования.

Модель Матцайна, используемая в программном обеспечении OLGAS представляет собой модифицированный закон молекулярной диффузии Фика [39].

$$\frac{\partial \tau}{\partial t} = \frac{-D_{12} \Pi_1}{1 - \Pi_2} \frac{dC_w}{dT} \frac{dT}{dr}, \quad (22)$$

$$\frac{dT}{dr} = \frac{h_T(T - T_w)}{C_{th}}, \quad (23)$$

Где Π_1 и Π_2 – это эмпирические характеристики, зависящие от констант C_1, C_2, C_3 , которые равны для модели Матцайна 15; 0,055 и 1,4 соответственно. Однако в работе [37] утверждается, что данные значения не универсальны и модель нуждается в адаптации для каждого региона. При сравнении с экспериментальными данными в программном комплексе OLGA наблюдается высокая погрешность, которую необходимо нивелировать путем изменения констант в соответствии со средними региональными значениями. Данная проблема также изучалась отечественными учеными [40]. На основе экспериментальных данных была получена полиномиальная функция, позволяющая производить моделирование процесса парафиноотложения с высокой точностью для конкретного региона.

2.2 Современные скребки. Механический способ борьбы с парафиноотложениями

При борьбе с парафиноотложениями одним из наиболее распространенных методов является механический метод. Данный метод

заключается в периодическом скребковании или очистке внутренней поверхности НКТ фрезами. Причиной распространенности механического способа является его экономичность и простота использования, однако, необходимо учитывать высокое значение человеческого фактора, несмотря на создание автоматизированных систем депарафинизации скважин, так как данные системы не распространены широко на месторождениях Западной Сибири вследствие высокой стоимости [41]. Также механический метод уступает в эффективности очистки другим современным методам, так как скребок не взаимодействует со всей внутренней поверхностью скважины, в результате чего на поверхности остается значительная часть отложений. Остатки отложений являются центрами кристаллизации парафинов, вследствие чего происходит интенсивное повторное запарафинивание скважины.

Скребки для борьбы с парафиноотложениями изготавливаются в следующих основных исполнениях: лезвийные, фрезевые, раздвижные и скребки-пробойники (Рисунок 11).

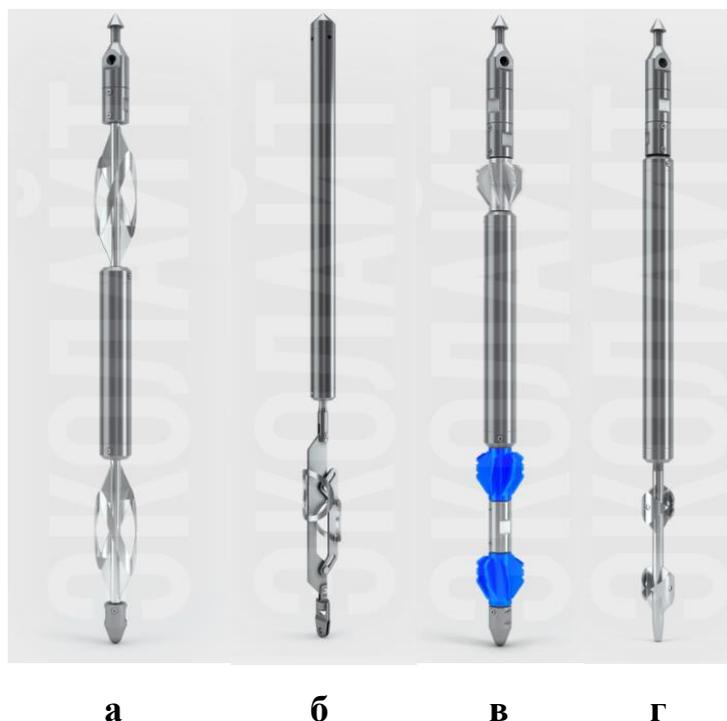


Рисунок 13 – Скребки для депарафинизации скважин
а – лезвийный; б – раздвижной; в – фрезовой; г - пробойник

Скребки лезвийные используются в скважинах с низким и средним дебитом для очистки от парафиноотложений в процессе добычи нефти электропогружными насосами и фонтанным способом. В ходе спуска и подъема скребка происходит срезание отложений под действием центробежной силы. Скребки фрезовые более эффективны в скважинах с высоким дебитом, так как в таком случае обеспечивается вращение фрез, что позволяет эффективно срезать отложения парафина. Раздвижные скребки предназначены для депарафинизации в скважинах с малым и средним дебитом с инклинометрией вплоть до 45 градусов. Эффективность очистки режущего скребка выгодно отличается от статичных лезвийных и фрезовых скребков тем, что за одну спускоподъемную операцию скребок срезает максимально возможный рабочий диаметр проходного отверстия в НКТ. Именно поэтому раздвижной скребок наиболее эффективен при резке мягких парафинов [42].

Основными составляющими всех скребков являются режущий элемент, вертлюг, груз-утяжелитель, ропсокет-колокольчик.

Режущие элементы изготавливаются двух видов: стальные и пластиковые из высокопрочного инновационного полимера. Пластиковые фрезы не разрушают поверхность НКТ, что важно для депарафинизации в скважинах с НКТ с покрытием. При подборе необходимо руководствоваться размерами, чтобы груз-утяжелитель не превышал диаметр режущих элементов

Груз-утяжелитель изготавливается из стали или свинца. Свинцовые грузы обладают весом, большим чем стальные, при тех же размерах. Фиксация лезвий и фрез осуществляется винтом со внутренним шестигранником (Рисунок 12).



Рисунок 12 – Груз-утяжелитель

Вертлюг необходим для предотвращения скручиваний проволоки. Вертлюг – это высокоэффективное противоаварийное средство при депарафинизации, геофизических и гидродинамических работах на скважинах (Рисунок 13).



Рисунок 13 – Вертлюг

Ропсокет-колокольчик предназначен для соединения проволоки со скважинным инструментом. Форма ропсокета универсальная, она позволяет производить ловильные работы при авариях, связанных с падением скребка в скважину. Также при термообработке увеличиваются прочностные характеристики ропсокета (Рисунок 14).



Рисунок 14 – Ропсокет-колокольчик

Наиболее широко представленными на рынке скребков для депарафинизации в России являются компании ООО «Эколайт-Геотехника» и ООО «Дебит-Е» [43]. Сравнительные технические характеристики для лезвийных скребков приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Сравнительные технические характеристики лезвийных скребков

Наименование величины	Значение	
	«Дебит-Е»	«Эколайт-Геотехника»
Рабочее давление, МПа	До 35	До 100
Масса, кг	10 ... 42	12 ... 48
Температура эксплуатации, °С	-40 ... +150	До +120
Длина скребка, мм	От 1200	1500 ... 1850
Диаметр скребка, мм	28 ... 45	28 ... 38
Диаметр режущих головок, мм	32 ... 90	36 ... 80
Грузонесущий элемент	Проволока, кабель	Проволока, кабель
Особенности	Более 20 вариантов режущих головок, надежное и удобное крепление	Срок службы – 7 лет, присоединительная резьба М12х1,25

Таким образом, на данный момент рынок скребков в России представлен широким списком видов скребков с вариативными составляющими. В то же время метод остается примитивным и низкотехнологичным, поэтому нуждается в модификации.

Установка греющего элемента позволит производить одновременное механическое и тепловое воздействие. Работа нагревательного элемента должна быть автономной, так как использование кабеля сопряжено с высоким риском аварий вследствие износа кабеля и его механических повреждений при спуско-подъемных операциях.

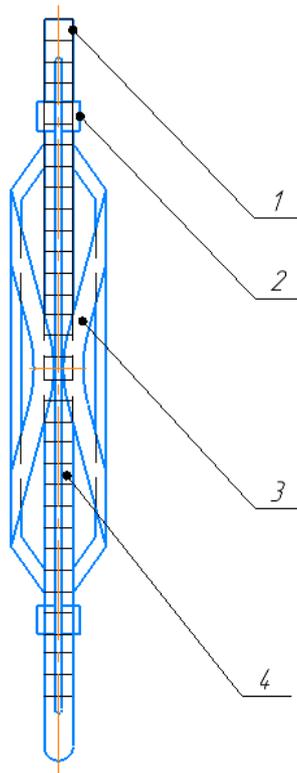


Рисунок 15 – Принципиальная схема греющего скребка

1 – стержень, 2 – хомут, 3 – лезвия, 4 - ТЭН

Таким образом, греющий скребок должен работать автономно без подключения к сети на устье скважины.

2.3 Выбор греющих элементов

Нагревательные элементы, используемые в промышленности, выделяются следующих типов: ТЭНы, хомутовые нагреватели, ленточные нагреватели, карбидокремниевые, литые и силиконовые нагреватели.

Трубчатые электронагреватели наиболее распространены в промышленном использовании за счет широкой вариативности форм, материалов и количества элементов, соединяемых в один нагреватель [44]. Хомутовые нагреватели используются для обогрева трубопроводов с целью воздействия на определенные ограниченные зоны. Принцип работы ленточных нагревателей основан на работе параллельных жил, покрытых стекловолокном и изоляцией. Карбидокремниевые нагреватели позволяют выдерживать критически высокие температуры и используются в муфельных печах. Литые нагреватели устойчивы к коррозии и имеют длительный срок

службы, используются в пресс-формах и экструдерах. Силиконовые нагреватели используются, как греющие пояса, также они безопасны для людей, поэтому используются в пищевой промышленности [45].

Исходя из конструкционных особенностей скребка для депарафинизации наилучшим вариантом будет использование ленточных или трубчатых электронагревателей. Выбор нагревателя обусловлен также и возможностями аккумулятора, устанавливаемого в скребок. Данные типы нагревателей имеют следующие достоинства и недостатки (Таблица 3):

Таблица 3 – Сравнительная характеристика типов нагревателей

Тип нагревателя	Достоинства	Недостатки
Ленточный	<ol style="list-style-type: none"> 1. Высокая теплоэффективность и хорошая точность контроля температуры 2. Быстрое нагревание объекта за счет непосредственного контакта ленты 3. Возможность регулирования температуры 4. Надежность и длительный срок службы 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Ограниченность диаметра объекта для нагрева 2. Сложность установки на объекты неправильной формы или контура 3. Невозможность использования при работе под давлением
Трубчатый	<ol style="list-style-type: none"> 1. Возможность использования в системах с высоким давлением 2. Хорошая теплоэффективность 3. Возможность использования объектов различной формы и контуров 4. Широкий диапазон нагрева в зависимости от типа трубки и мощности источника 5. Высокая механическая прочность и долгий срок службы 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Сложная установка и замена элементов 2. Более высокая стоимость по сравнению с ленточным нагревателем

Были рассмотрены ТЭНы, работающие от источника постоянного напряжения в 12 В (Таблица 4) [46]:

Таблица 4 – Технические характеристики ТЭН 12 В 200/220

Характеристика	Значение
Напряжение, В	12
Мощность, Вт	200
Длина, мм	220

Резьба, дюйм	1
Материал	Нержавеющая сталь

Исходя из достоинств и недостатков представленных типов нагревателей более предпочтителен трубчатый электронагреватель. Мощность нагревателя подбирается из результатов моделирования процессов тепломассопереноса в скважине.

2.4 Моделирование процесса парафиноотложения

Моделирование температурного поля скважины имеет ключевую роль в определении глубины начала кристаллизации парафинов.

На данный момент существует несколько программных обеспечений, позволяющих определить температурное поле скважины с высокой точностью относительно фактических термограмм. К таким программным обеспечениям относятся OLGA от компании Shlumberger, использующее модели RRR, Matzain и heat analogy в своем продукте, а также LedaFlow by Kongsberg и ANSYS Fluent [2]. В первых двух программах возможно также и моделирование процесса парафиноотложения в скважине [40].

Температурное поле скважины, построенное в программе ANSYS, представлено на рисунке 16. Данное температурное поле получено при следующих данных: пластовая температура 65°C и дебит 40 т/сут. Свойства конструктивных элементов представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Свойства конструктивных элементов

Материал	Плотность, кг/м ³	Теплоемкость, Дж/(кг·К)	Теплопроводность, Вт/(м·К)	Вязкость, кг/(м·с)
Грунт	1900	1680	1,82	-
Цемент	1400	750	0,346	-
Сталь	8030	502,48	16,27	-
Нефть	0,6215	1025,77	0,0441	2,85e-05

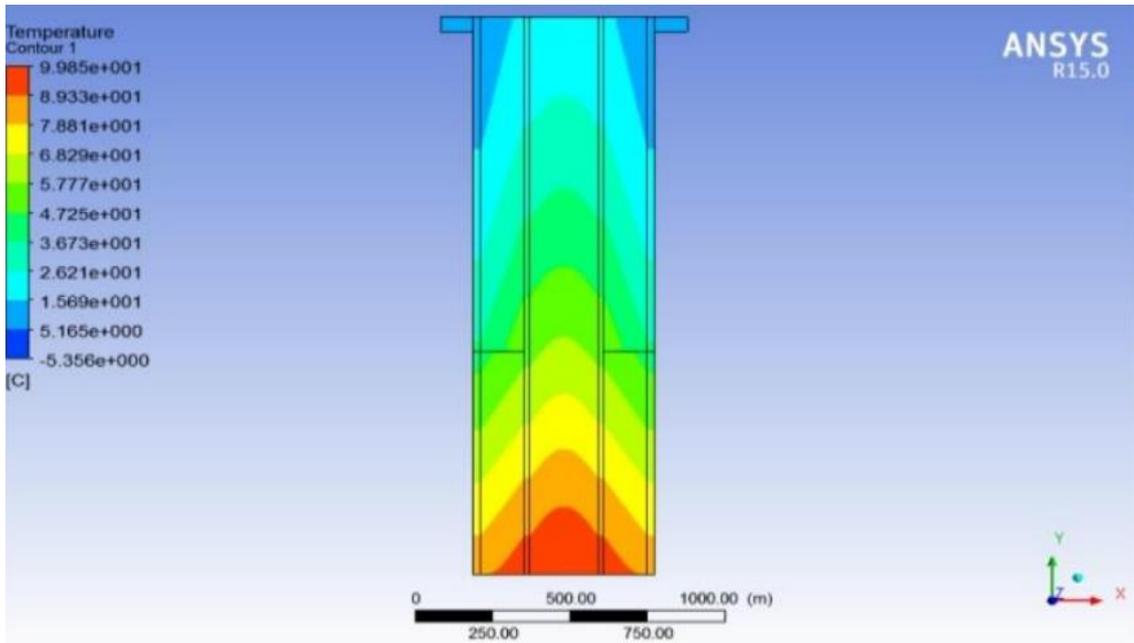


Рисунок 16 – Температурное поле скважины

Все вышеуказанные методики позволяют получить довольно точный результат распределения температуры по стволу скважины. Значения, полученные при расчете методиками Мищенко И.Т., Ляпкина П.Д., а также в программном обеспечении ANSYS представлены на рисунке 17.

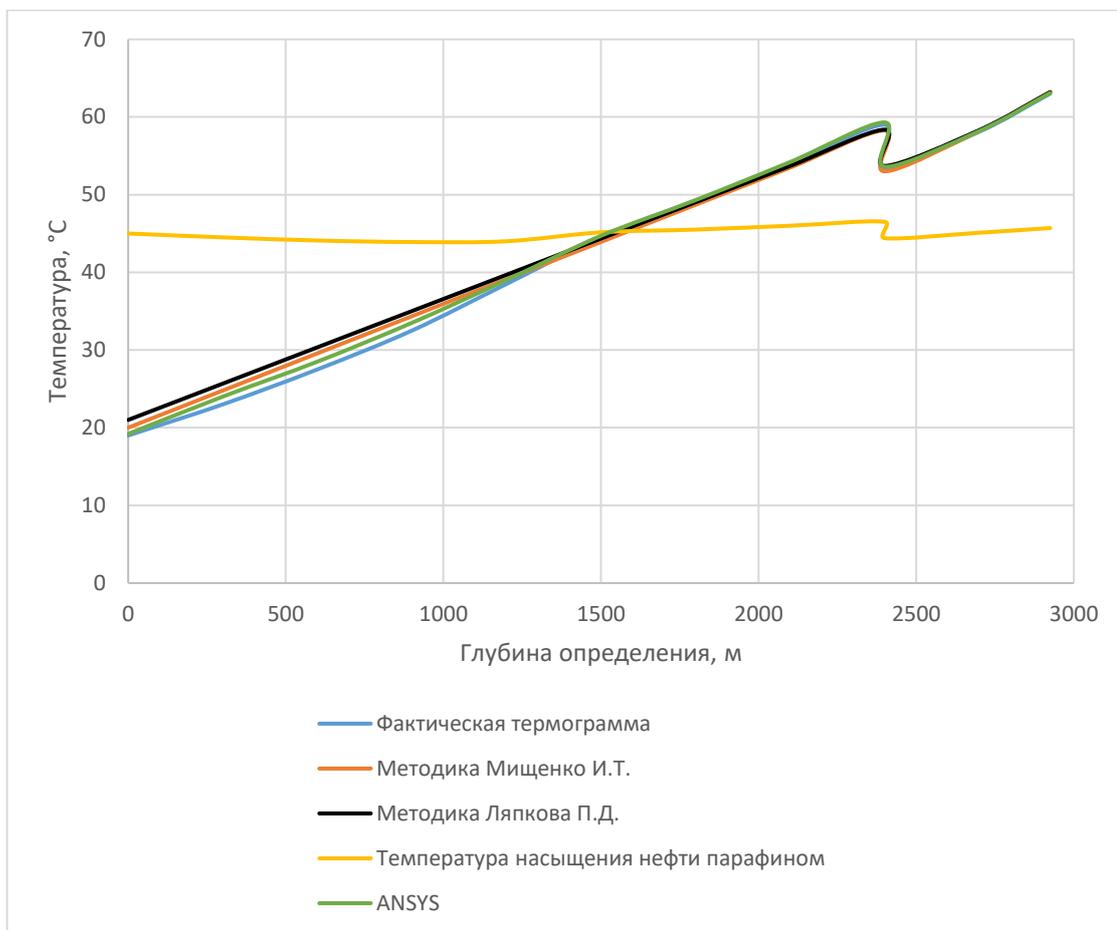


Рисунок 17 – Определение глубины начала образования отложений парафинов

При этом температура насыщения нефти парафином определяется согласно диаграмме фазового равновесия углеводородной системы залежи. На участках от интервала перфорации до приема насоса (2925–2400 м) и от выкида насоса до точки насыщения нефти газом (2400–1000 м) наблюдается линейная зависимость снижения температуры насыщения нефти парафином при уменьшающемся давлении в системе. Начиная с глубины 1000 метров, наблюдается повышение температуры насыщения нефти парафином, что обусловлено интенсивным выделением легких фракций нефти и, вследствие этого, уменьшением растворяющей способности нефти по отношению к парафинам, а также по причине охлаждения движущегося по стволу скважины нефтяного потока. Следует отметить, что возникающие при этом газовые

глобулы являются массообменными промоторами роста парафиновых кристаллов.

В результате сравнения температуры насыщения и температурного поля скважины, полученного различными методами в сравнении с фактической термограммой, можно заключить, что наиболее точное температурное поле скважины построено в программном комплексе ANSYS, однако погрешность использования расчетных методов составила менее 3% (Таблица 6).

Таблица 6 – Определение глубины начала образования отложений парафинов

Метод расчета	Температура насыщения, °С	Глубина начала образования парафиноотложений, м
По Ляпкову П.Д.	44,51	1510
По Мищенко И.Т.	44,55	1540
По фактической термограмме	44,59	1566
По модели ANSYS	44,62	1572

Для математического моделирования нестационарной задачи процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине с греющим скребком необходимо принять следующие допущения [48]:

1. Задача осесимметричная, нестационарная;
2. Течение ламинарное;
3. Жидкость несжимаемая, однофазная;
4. Теплофизические свойства твердых материалов не зависят от температуры;
5. Бесконечный массив горных пород заменен ограниченной областью;
6. Теплофизические свойства горных пород не изменяются по глубине;
7. Процесс отложения парафина при движении потока нефти не рассматривается;

Конструкция скребка в стволе НКТ представлена на рисунке 18.

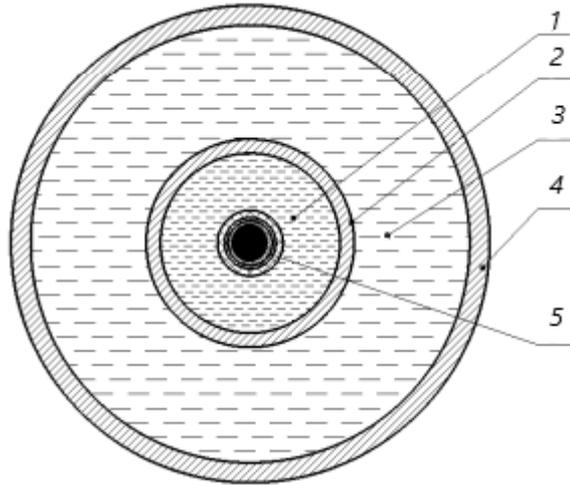


Рисунок 18 – Конструкция греющего скребка в стволе НКТ

1 – добываемая нефтяная жидкость, 2 – насосно-компрессорная труба (НКТ);
3 – нефтяная жидкость или попутный нефтяной газ; 4 – обсадная колонна; 5 – массив горных пород; 6 – греющий скребок

Уравнение несжимаемости:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial(r \cdot V_r)}{\partial r} + \frac{\partial V_z}{\partial z} = 0, \quad (24)$$

Уравнения движения для нефтяной жидкости:

$$\rho_H \left(\frac{\partial V_r}{\partial t} + V_H \frac{\partial V_r}{\partial r} + V_{Hz} \frac{\partial V_r}{\partial z} \right) = \frac{\partial P_H}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \cdot 2 \cdot \mu_H \frac{\partial V_r}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\mu_H \left(\frac{\partial V_z}{\partial r} + \frac{\partial V_r}{\partial z} \right) \right), \quad (25)$$

$$\rho_H \left(\frac{\partial V_z}{\partial t} + V_{Hz} \frac{\partial V_z}{\partial r} + V_{Hz} \frac{\partial V_z}{\partial z} \right) = \frac{\partial P_H}{\partial z} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \cdot \mu_H \frac{\partial V_z}{\partial r} + \left(\frac{\partial V_z}{\partial r} + \frac{\partial V_r}{\partial z} \right) \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(2 \cdot \mu_H \frac{\partial V_z}{\partial r} \right) + \beta(T - T_0)g, \quad (26)$$

Уравнение энергии для нефтяной жидкости и попутного нефтяного газа:

$$c_j \rho_j \left(\frac{\partial V_r}{\partial t} + V_r \frac{\partial T}{\partial r} + V_z \frac{\partial T}{\partial z} \right) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda_j \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda_j \frac{\partial T}{\partial z} \right) + q_v, \quad (24)$$

Уравнение теплопроводности для твердых элементов конструкции скважины:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\lambda_i \frac{\partial T}{\partial r} \right) \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda_i \frac{\partial T}{\partial z} \right) = c_i \rho_i \frac{\partial T}{\partial t}, \quad (25)$$

Уравнение теплопроводности для ТЭН:

$$c_{\text{ТЭН}} \rho_{\text{ТЭН}} \frac{\partial T}{\partial r} \lambda_{\text{ТЭН}} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} + \frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right) + q_{\text{vТЭН}}, \quad (26)$$

Зависимость вязкости нефти от температуры и скорости сдвига:

$$\mu_{\text{н}} = \mu_0 \cdot e^{\frac{u}{kT}} \cdot \dot{\gamma}^{n-1}, \quad (27)$$

Зависимости теплопроводности и теплоемкости нефти от температуры:

$$\lambda_{\text{н}} = \lambda_{20} \cdot (1 - \alpha \cdot (T - 20)), \quad (28)$$

$$c_{\text{н}} = 4,187 \cdot \rho_{\text{н}}^{-\frac{1}{2}} \cdot (0,403 - 4,05 \cdot 10^{-4} \cdot T), \quad (29)$$

Тепловой поток от ТЭН:

$$q_{\text{vТЭН}} = \iint \frac{I^2}{\sigma} dS, \quad (30)$$

Температурное поле скважины с установленным греющим скребком представлено на рисунке 19:

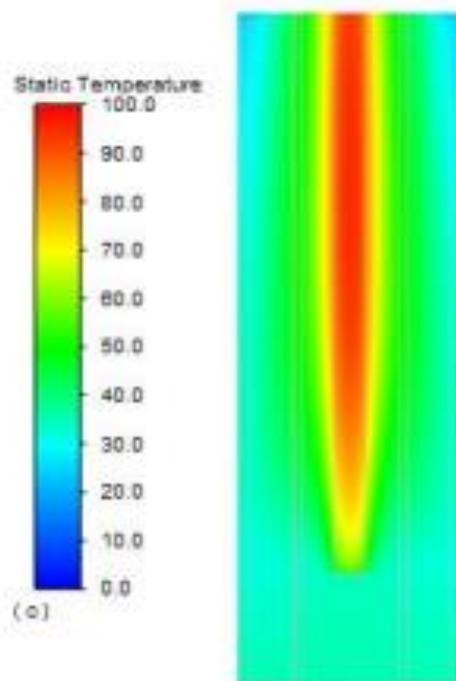


Рисунок 19 – Температурное поле скважины с установленным греющим скребком

Минимальная температура на участке составляет 19°C вблизи устья; при данной температуре и дебите, равном 40 т/сут, было получено

распределение температуры внутренней стенки НКТ в зависимости от мощности нагревательного элемента скребка, представленное на рисунке 20.

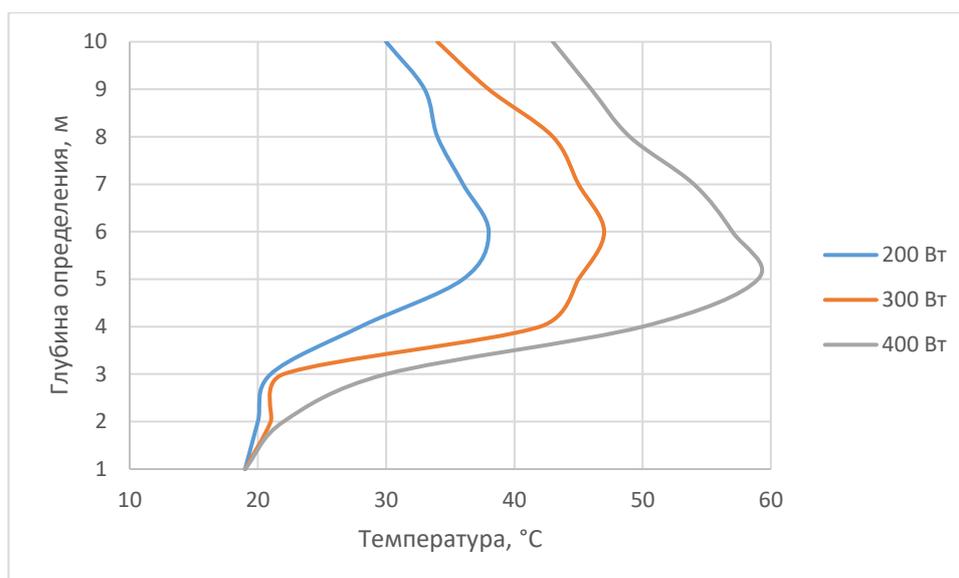


Рисунок 20 – Распределение температуры внутренней стенки НКТ в зависимости от мощности нагревательного элемента скребка

Расчет распределения температуры внутренней стенки НКТ по всей глубине скважины спустя различные интервалы времени с начала нагрева греющего элемента позволит определить необходимую мощность греющего элемента для конкретных геолого-технических условий.

3 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РАБОТ СКРЕБКОВАНИЯ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ

При анализе оценки геолого-технических условий формирования парафиноотложений в скважине было выявлено, что ключевым фактором является состав нефти и температурное поле скважины. Парафинистая и высокопарафинистая нефть, ТНКП значительно выше температуры нефти в скважине, является характерным триггером будущих проблем с образованием парафиновых пробок, застреваний скребков и последующих аварий. На месторождении X была изучена статистика по авариям по причине обрыва скребков. Значительную долю составляли человеческие ошибки, однако, большая часть аварий была связана именно с обрывом проволоки при застревании или при «подбросах» скребка. «Подбросы» скребка возникают вследствие низкой степени промывки скребка восходящим потоком. Парафин накапливается между лезвиями скребка, происходит снижение проходного сечения НКТ до минимальных значений, и при продолжающейся работе насоса возникает перепад давлений под и над скребком. В результате давление над пробкой падает, что приводит к резкому подбросу скребка, и, как следствие, обрыву проволоки или образованию пыжа. Итогом данной аварии является постановка скважины на КРС, простой оборудования и недополученная экономическая выгода [48].

Таким образом, если данные аварии происходили на месторождении, то рекомендуется использование технологии греющего скребка. Данная технология позволяет исключить вероятность обрыва, связанную с «залипанием» скребка или его «подбросом». Греющий скребок предполагает незначительные финансовые и технологические в сравнении с ремонтом скважины и ее простоем.

Также для определения необходимости использования греющего скребка необходимо моделирование процесса парафиноотложения в

скважине. Используемые программные обеспечения обладают высокой погрешностью. Например, в программном продукте PIPESIM, работающем на модели Матцайна необходима оптимизация констант интегрирования, используемых для расчета толщины отложений на каждом участке скважины. Аналогом является модель Дуаня, позволяющая учитывать молекулярную диффузию и дисперсию сдвига. Однако программного обеспечения, построенного на данной модели, в широком распространении неизвестно. Отечественной разработкой является программа «Engineering Simulator of Technological Process» [40]. Данный программный продукт позволяет точно определять толщину парафиноотложений на всем протяжении скважины на основе геолого-технических данных и физико-химических свойств добываемой продукции.

Для нагрева используется трубчатый электронагреватель, имеющий ряд преимуществ перед ленточными нагревателями: возможность использования при высоких давлениях, большая прочность и износостойкость. Мощность нагревателя зависит от конкретных геолого-технических условий. Нагреватель должен обеспечивать повышение температуры восходящего потока для эффективного плавления парафиноотложений. Для подбора нагревателя необходимо произвести математическое моделирование температурного поля скважины с греющим элементом в ней.

Идея синергии механического и теплового метода воздействия на парафиноотложения уже использовалась [49]. Однако использование спуска нагревателя на кабеле технически сопряжено с большим количеством проблем, связанных с износом кабеля, разрушением изоляции и последующими возможными авариями, а также со снижением эффективности из-за расстояния между лезвиями скребка и нагревателем.

В данной модели рекомендуется использование автономного нагревателя, питание которого происходит от аккумулятора, установленного

выше лома-утяжелителя. В зависимости от габаритных характеристик скребка, а также внутреннего диаметра НКТ, для которой предполагается его использование, необходимо подобрать аккумулятор. Для НКТ, внутренним диаметром 73 мм, и нагревателя, мощностью 200 Вт, был подобран аккумулятор, позволяющий работать скребку непрерывно в течение более 2-х часов.

Для экономии энергии необходима установка датчика движения G-сенсора. G-сенсор реагирует на резкие изменения скорости, удары. Таким образом, при резком снижении скорости движения скребка (его застревании), происходит активация нагревателя. В результате нагреватель будет работать только при скорости движения датчика близкой к остановке.

Алгоритм выбора метода борьбы с парафиноотложениями представлен на рисунке 21.

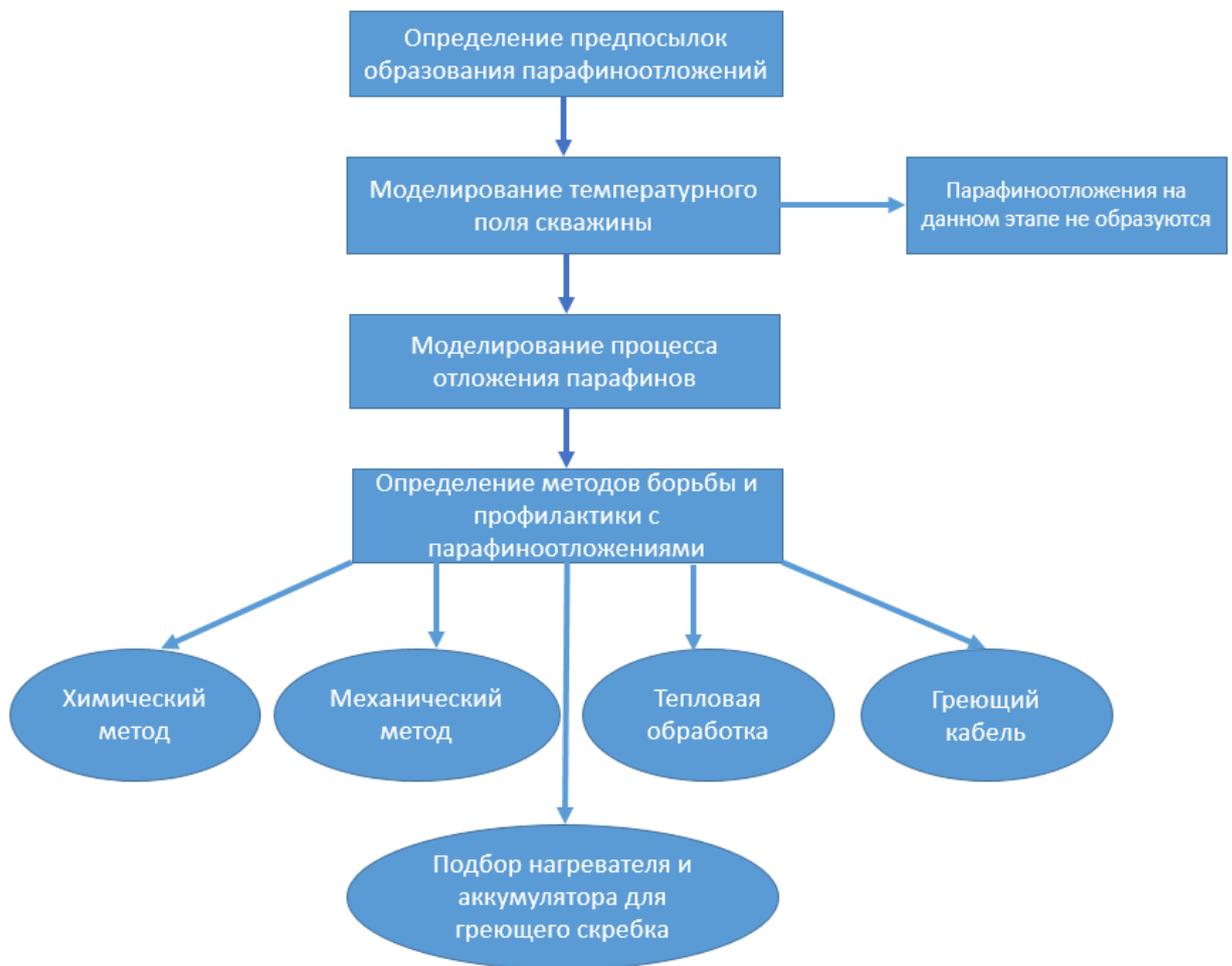


Рисунок 21 – Алгоритм подбора метода борьбы с парафиноотложениями

Выбор метода осуществляется на основе полученных данных об интенсивности образования парафиноотложений в скважине. Однако, как правило, используется комбинация нескольких методов. Даже при использовании химических ингибиторов или растворителей, требуется периодическая механическая очистка скважины. Технология греющего скребка позволяет полностью заменить традиционное механическое скребкование и закачку горячего агента в скважину.

На основе уравнений, указанных в разделе 2.4, производится расчет времени, необходимого для удаления парафиновой пробки в скважине. На рисунке 22 представлен график зависимости времени плавления парафиновой

пробки высотой 200 мм от толщины пробки в радиальном направлении в скважине X. Мощность нагревателя равна 200 Вт, длина нагревательного элемента 200 мм.

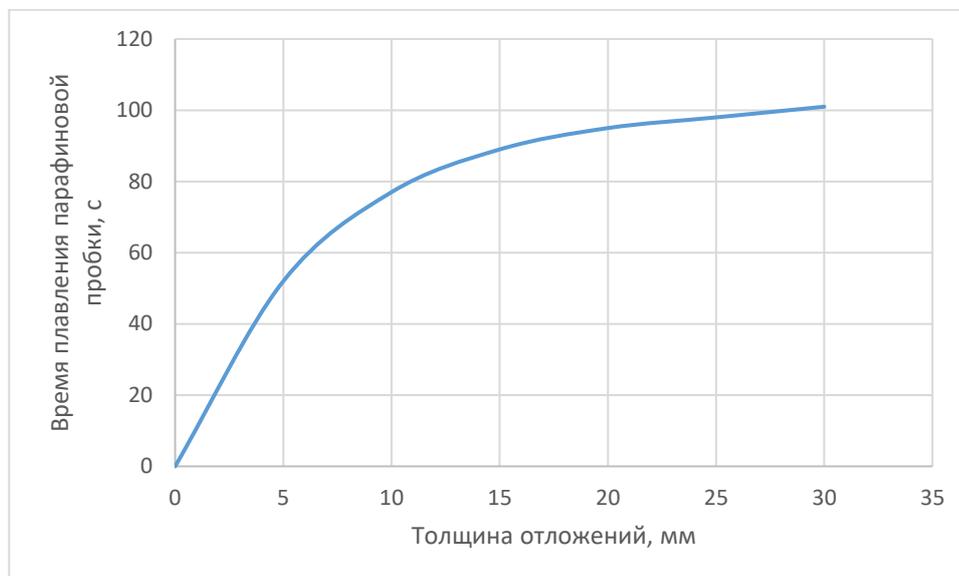


Рисунок 22 – График зависимости скорости плавления парафиновой пробки в скважине X

Расчеты производились для стационарного режима. При движущемся газожидкостном потоке необходимо учитывать тепловые потери вследствие уноса тепла движущимся потоком. Таким образом, греющий скребок позволяет произвести глубокую эффективную очистку внутренней поверхности НКТ технологически простым и экономически выгодным способом.

4 КОНЦЕПЦИЯ СТАРТАП-ПРОЕКТА

4.1 Описание продукта как результата научно-исследовательской работы

С каждым годом в мировой добыче нефти все больше вовлекаются трудноизвлекаемые запасы, к которым в том числе относятся месторождения с высоким содержанием парафинов в нефти. Предметом внимания при обсуждении добычи на данных месторождениях являются органические отложения, образующиеся в лифте НКТ. Процесс парафиноотложения в нефтяных скважинах ведет к уменьшению проходного сечения и, как следствие, к снижению добычи вплоть до полной закупорки сечения ствола скважины.

Для грамотного подхода к выбору оптимального метода борьбы с парафиноотложениями необходимо изучение температурного профиля скважины, а также параметров теплопереноса. На данный момент существует множество способов депарафинизации, которые можно подразделить на механические, физические, химические и микробиологические. Наиболее распространенными методами являются механическая очистка скважины от парафиноотложений, тепловая обработка горячей нефтью, а также использование греющего кабеля в качестве профилактики образования отложений. Однако каждый вышеуказанный метод имеет свои недостатки. Синергия данных методов позволит добиться максимального эффекта – увеличения межочистного периода скважины, а также снижения риска аварий.

При использовании механического метода борьбы с парафиноотложениями одной из ключевых проблем, с которой сталкиваются современные недропользователи, является обрыв удерживающего устройства при «залипании» скребка в органических отложениях. Одновременное тепловое и механическое воздействия на парафиноотложения позволит

исключить риск обрыва, а также увеличить межочистной период за счет более глубокой очистки внутренней поверхности НКТ.

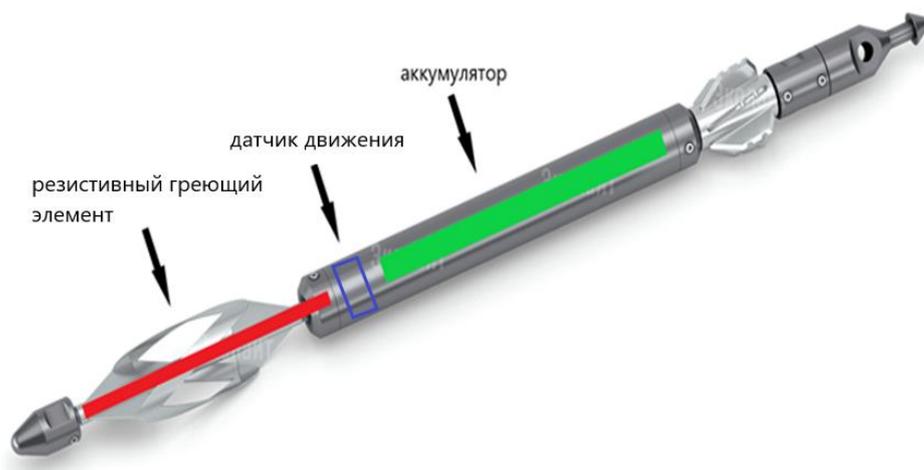


Рисунок 23 – Греющий скребок

Основной принцип работы скребка заключается в срезании парафиноотложений с поверхности НКТ при спуско-подъемных операциях. При этом зачастую в нефтях с высоким содержанием парафинов и САВ происходит застревание скребка. В дальнейшем для извлечения используются тепловые обработки скважин горячей нефтью или метод «расхаживания». К сожалению, в большинстве случаев это не приносит положительного результата, и в конечном итоге приводит к обрыву удерживающего устройства. Однако если произвести модификацию скребка с добавлением нагревательного элемента, температура которого сможет значительно превысить температуру плавления парафиноотложений, при застревании скребок автоматически будет высвобождаться за счет перехода отложений из твердого агрегатного состояния в жидкое со значительным падением вязкости и сил трения. Также недостатком использования обычного скребка является низкая степень очистки поверхности НКТ: значительная часть отложений так и остается на поверхности, выступая в дальнейшем в роли новых центров

кристаллизации парафина, что приводит к повышению интенсивности образования парафиноотложений (Рисунок 23).

Аккумулятор греющего скребка устанавливается ниже лома-утяжелителя. Также рекомендуется установка G-сенсора, за счет которого снизится расход энергии аккумулятора, что позволит увеличить период между зарядками аккумулятора.

4.2 Интеллектуальная собственность

Существует множество патентов на различные конструкции механических скребков, в той или иной степени повышающие их эффективность, некоторые из них приведены ниже:

1. Патент №93457, Российская федерация, МПК E21B 37/02(2006.01). УСТРОЙСТВО ДЛЯ ОЧИСТКИ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОЙ ТРУБЫ (ВАРИАНТЫ): № 2009131368/22, заявлен 17.08.2009, опубликован 27.04.2010 / Александров В.Е. (RU) [50].

2. Патент №2230886 Российская федерация, МПК E21B 37/02 (2000.01), E21B 17/10 (2000.01). СКРЕБОК-ЦЕНТРАТОР: № 2003110255/03, заявлен 09.04.2003, опубликован 20.06.2004 / Ганиев Г.Г. (RU), Гильфанов Р.Г. (RU), Гильфанов Р.А. (RU), Гильфанов Р.А. (RU), Яббаров Р.Х. (RU), Нургалиев М.Х. (RU) [51].

3. Патент №2529851 Российская федерация, МПК E21B 37/02 (2006.01). СКРЕБКОВОЕ УСТРОЙСТВО ДЛЯ ОЧИСТКИ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОЙ ТРУБЫ (ВАРИАНТЫ). заявлен 16.07.2013, опубликован 10.10.2014 /Александров А.В. (RU), Крупин Г.Г. (RU) [52].

4. Патент №2717855 Российская федерация, МПК E21B 37/02 (2006.01). УСТРОЙСТВО ДЛЯ ОЧИСТКИ КОЛОННЫ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН ОТ ПАРАФИНА. Заявлен 09.07.2019, опубликован 26.03.2020 /Сафаров Р.Р. (RU) [53].

5. Патент №2627520 Российская федерация, МПК E21B 37/00 (2006.01). КОМБИНИРОВАННЫЙ СПОСОб ОЧИСТКИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОЙ ТРУЫ И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЕГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ. Заявлен 17.11.2016, опубликован 08.08.2017/ Салтыков А.А. (RU), Салтыков Ю.А. (RU), Рухман А.А. (RU) [49].

Проведенный анализ позволил выявить тот факт, что все патенты обладают исключительными особенностями и вносят изменения в уже существующие варианты конструкции скребков. Также совмещение теплового и механического воздействия на парафиноотложения уже упоминалось с использованием спуска на кабеле, что затрудняет его использование за счет высокой скорости износа и большого риска аварий, связанных со взрывом и горением нефтепродуктов при контакте с оголенными проводами.

Для защиты предложенной модификации механического скребка в дальнейшем планируется подача заявок на патент, на ее принципиальный функционал и выдвигаемые к нему технические требования.

4.3 Объем и емкость рынка

В качестве определения потенциальных потребителей были рассмотрены международные и национальные рынки нефтегазового оборудования.

1. РАМ – потенциальный объем рынка. По данным Минпромторга [54] потребность в нефтегазовом оборудовании составляет 500 млрд.р, примем, что оборудование для депарафинизации составляет 1% от рынка.

2. ТАМ – общий объем целевого рынка в России. Примем, что на каждом месторождении требуется в среднем 10 скребков для депарафинизации. Находится как произведение количества нефтяных месторождений в России на цену 10 скребков.

3. SAM – количество бизнесов, которые покупают аналогичную услугу. Находим как произведение числа нефтяных месторождений с вязкой и парафинистой нефтью на цену 10 скребков.

4. SOM – показывает кто и в каком объеме будет покупать продукт. Примем конверсию, равной 10%.

Для удобства оценки рынка была построена таблица 7.

Таблица 7 – Сводные данные по рынку

	Кол-во месторождений, шт.	Цена 10 скребков, руб.	Объем рынка, руб.
РАМ	-	-	5 млрд.
ТАМ	2352	300000	705,6 млн.
SAM	1024	300000	307,2 млн.
SOM	102	300000	30,72 млн.

4.4 Анализ современного состояния и перспектив развития отрасли

Для оценки состояния отрасли были взяты данные с Росстат и сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Состояние газодобывающей отрасли

Показатель	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Добыча нефти в России, млн. т	526,8	534,1	547,5	546,8	555,8	560,2	512,7	524,0	534,0
Количество скважин, тыс шт	354	367	368	375	381	391	412	420	427
В том числе нефтяных, тыс. шт	170	182	180	186	189	196	214	217	222
Цена на нефть, \$/т	705	372	313	387	501	450	302	506	558

Общий объем добычи ЖУВ (включая нефть, ШФЛУ, газовый конденсат и битумы) в России рос до 2019 года, далее произошло падение добычи в связи с множеством социальных, экономических и политических факторов. На данный момент нефть и газ все еще являются основными энергоносителями, используемыми в мире. По итогам 2021 года у ПАО «НК «Роснефть» наблюдается значительное снижение добычи, что связано с

продажей низкомаржинальных активов в РФ. Если рассматривать добычу по регионам, то добыча ЖУВ продолжает снижаться в странах Африки, Азии и Океании, что связано с сокращением добычи компаниями Saudi Aramco и ПАО «НК «Роснефть» [55]

На данный момент в России имеется 6,2 млрд т запасов высоковязких нефтей [56]. С каждым годом увеличивается процент разрабатываемых трудноизвлекаемых запасов, что связано с истощением традиционных запасов, к которым относится также и нефть с высоким содержанием парафинов и САВ. Учитывая значимость нефтяной промышленности для экономики Российской Федерации необходимы разработка новых, а также совершенствование существующих технологий по добыче и подготовке продукции. Таким образом, в будущем интерес к технологиям депарафинизации скважин на нефтяных месторождениях с высоким содержанием парафинов и САВ будет лишь возрастать, что делает проект греющего скребка актуальным.

4.5 Планируемая стоимость продукта

Рыночная стоимость продукта будет основываться на том, каковы первоначальные материальные расходы и какая маржа необходима для обеспечения выпуска готовой системы уровня TRL 8-9. Чтобы определить себестоимость устройства и оптимальную рыночную стоимость, были проведены детальные расчеты, описанные далее.

Для расчета производственной себестоимости продукта ($СП_p$) воспользуемся формулой (31):

$$СП_p = М + П + ЗПос + ПБ + ПР + ОПР + ОХР \quad (31)$$

Где М – материальные затраты, П – производственные затраты (затраты на оборудование), ЗПос – затраты на оплату труда работников, ПБ – потери в следствие брака, ПР – прочие расходы, ОПР и ОХР – общепроизводственные и общехозяйственные затраты.

Трудоемкость выполнения технического проекта оценивалась экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов (таблица 9).

Таблица 9 – Календарная продолжительность работ

№	Название работы	Трудоемкость работ, чел. – дни		
		t_{min}	t_{max}	$t_{ож}$
1	Закупка компонентов и тест их работоспособности	1	1	1
2	Изготовление греющего скребка			
4	Испытание греющего скребка	1	3	2
5	Пусконаладочные работы, устранение неисправностей	1	2	2
Итого:				5

Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости использовалась формула (32):

$$t_{ож} = \frac{3t_{min} + 2t_{max}}{5} \quad (32)$$

где $t_{ож}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения работы чел.-дней;

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

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

Расчет материальных затрат на производство единицы продукции состоит из материальных затрат и затрат на амортизацию оборудования. В таблицу 10 сведены материальные затраты.

Таблица 10 – Материальные затраты (М)

Наименование	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Лом-утяжелитель	1	450	450
Стержень	1	300	300
Лезвия	4	1400	5600
Ропсокет	1	1000	450
Аккумулятор	1	14000	14000
G-сенсор	1	3500	3500
Кабель	2	250	500
Всего за материалы			24800
Транспортно-заготовительные расходы (3-5%)			1240
Итого по статье			26040

Расходы на используемое оборудование приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Оборудование для выполнения проекта (П)

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
1	Слесарное оборудование	4	800	3200
2	Мультиметр	1	4400	4400
	Итого			7600

Для определения расходов на заработную плату работников рассчитана среднедневная заработная плата (15). Для этого умножили тарифную ставку рабочего на коэффициент, учитывающий отчисления во внебюджетные фонды, затем месячную заработную плату умножили на число рабочих месяцев и разделили на количество рабочих дней.

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{N} \quad (35)$$

Где Z_m – зарплата за месяц (16), M – число месяцев, N – число рабочих дней.

$$Z_m = k_{\text{ндфл}} \cdot k_{\text{соц}} \cdot \text{Тариф} \quad (33)$$

$$Z_m = 1,3 \cdot 1,13 \cdot 32000 = 47008 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_L} = \frac{47008 \cdot 11,2}{247} = 2131,5 \frac{\text{руб}}{\text{день}}$$

Чтобы найти расходы на заработную плату работника, приходящуюся на выполнение одной единицы продукта, применена формула (17):

$$Z_{\text{осн}} = Z_d \cdot T_{\text{РАБ}} \quad (34)$$

Дополнительная заработная плата не рассчитывалась, принято, что она учтена максимальным сроком выполнения задания. Также приняли, что инженер может изготавливать параллельно несколько устройств. Зарботная плата работника за сбор одной единицы продукции рассмотрена в таблице 12.

Таблица 12 – Основная заработная плата

Исполнители	Z_b , руб.	$k_{\text{пр}}$	k_d	k_p	Z_m , руб	$Z_{\text{дн}}$, руб.	T_r , раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
Инженер	32000	1	1	1,3	47008	2131,5	5	10657
ИТОГО								3552,5

Общепроизводственные и общехозяйские расходы рассмотрены в таблице 13.

Таблица 13 – Общепроизводственные и общехозяйские расходы

Наименование	Сумма, руб./ед прод.
Электроэнергия	800
Аренда стенда для испытаний	10000
ИТОГО	10800

Процент брака (ПБ) приняли 18,5%, к прочим расходам (ПР) можно отнести расходы на коммерцию, приняли 20%.

Исходя из представленных в таблицах 3.5-3.9 данных

$$\begin{aligned} \text{СП}_p &= 26040 + 7600 + 3552,5 + ((26040 + 7600) \cdot 0,185) \\ &+ ((26040 + 7600) \cdot 0,2) + 10800 = 60\,943,9 \text{ руб.} \end{aligned}$$

4.6 Конкурентные преимущества создаваемого продукта, сравнение технико-экономических характеристик с отечественными и мировыми аналогами

Одновременное воздействие на отложения парафинов тепловым и механическим методом уже предлагалось, однако, не получило широкого применения вследствие существенных недостатков. Метод одновременной закачки горячей нефти и спуск скребка в скважину является низкоэффективным с экономической точки зрения, а также не привел к ожидаемым результатам при испытаниях. Спуск скребка вместе с нагревателем на кабеле технически нереализуем вследствие высокой скорости износа кабеля, что влечет за собой риск аварий. Таким образом, скребок с автономным нагревателем является более совершенной версией синергии данных методов.

Преимущества с другими видами воздействия – химическим, микробиологическим, физическим (магнитные, акустические методы) очевидны. Механический скребок является наиболее распространенным способом депарафинизации скважин по причине простоты данного метода с технической точки зрения, а также соизмеримой с остальными методами эффективностью. Микробиологический и химический методы экономически менее эффективны, так как требуют высоких затрат как на установку оборудования, так и на подбор верной комбинации реагентов; также необходимо учитывать высокую стоимость реагентов, что за годы эксплуатации ведет к значительным финансовым расходам. Физически методы не получили широкого распространения вследствие низкой эффективности при использовании в практике.

4.7 Целевые сегменты потребителей создаваемого продукта

Оцениваются сегменты потребителей. В таблице 14 приводятся сводные данные

Таблица 14 – Профиль сегмента

Клиенты B2B	Нефтегазодобывающие компании: ООО «РН-Ванкор», ООО «РН-Юганскнефтегаз», ООО «РН-Няганьнефтегаз», ООО «Тюменнефтегаз», ООО «Самотлорнефтегаз», ООО «Газпромнефть-Заполярье», ООО «Газпромнефть-Восток», ООО «Газпромнефть-Хантос», ООО «Газпромнефть-Сахалин», ООО «Иркутская нефтяная компания», ООО «Лукойл-Западная Сибирь», ПАО «Сургутнефтегаз»
Размер компаний	Крупные и средние компании
Месторасположение	Москва, Тюмень, Екатеринбург, Новый Уренгой, Оренбург, Кемерово, Астрахань, Иркутск, Грозный
Отрасль	Нефтегазодобывающая
Мотивация к совершению покупки (решаемая задача)	Стремление снизить экономические потери вследствие аварий на скважинах и простоев оборудования, связанных с парафиноотложениями; переход к более ресурсоэффективному и экологичному производству, повышение уровня промышленной и экологической безопасности труда работников добывающих предприятий
Покупательная способность	От 80 тыс. руб. за один скребок
Кто принимает решение	Главный инженер
Показатель time to market	От 1-ого до 2-х лет

Вышеупомянутые компании заинтересованы в повышении эффективности депарафинизации скважин, а также минимизации риска аварий, связанных с обрывом скребков. На отдельных месторождениях, разрабатываемых дочерними предприятиями ПАО «НК «Роснефть», ООО «Газпромнефть», ООО «Сургутнефтегаз», ООО «Иркутская нефтяная компания», такие аварии происходят ежедневно, что влечет за собой экономические потери, связанные с простоем оборудования, работы бригады

КРС и так далее. Таким образом, использование греющего скребка позволит решить основную «боль» клиентов, связанную с образованием парафиноотложений в скважинах при добыче нефти.

4.8 Бизнес-модель проекта, производственный план и план продаж

Для получения бизнес-модели проекта строится таблица 15 – таблица Остервальдера.

Таблица 15 – Таблица Остервальдера

Ключевые партнеры Изготовители традиционных скребков и маркетинговая компания, продвигающая наше оборудование.	Ключевые виды деятельности Производство греющих скребков	Ценностные предложения Решение проблемы застревания и обрыва скребков при механическом удалении парафиноотложений; обеспечение бесперебойной работы скважин при добыче парафинистой нефти	Взаимоотношения с клиентами персональная поддержка; разработка совместных решений	Потребительские сегменты Нефтедобывающие компании
	Ключевые ресурсы Персонал (1 инженер) Материалы Инвестиции		Каналы сбыта Прямые продажи; участие в форумах, конференциях; продажи на интернет-сайте	
Структура издержек Заработная плата Материальные затраты Налоги и отчисления Аренда оборудования			Потоки поступления доходов Доход от разовых продаж Доход от продажи партий Сервисное обслуживание скребков	

4.9 Стратегия продвижения продукта на рынок

Для продвижения продукта на рынке будет приниматься участие в мероприятии «УМНИК» для получения финансовой поддержки в 500 тыс. руб. Вторым этапом будет являться участие в программе «СТАРТ» для получения гранта до 3 млн руб. Для продвижения продукта на рынок предполагается

участие в отраслевых выставках, форумах и стратегических сессиях и конференция. Еще один инструмент - персональная рассылка коммерческих предложений по электронной почте на адреса основных потребительских сегментов. Кроме того, расширение партнерских связей позволит простимулировать продвижение на рынок за счет увеличения узнаваемости и привлекательности проекта.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2Б95		Сулеймову Мусе Тамерлановичу	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объект исследования: Обоснование применения современных технологических решений по повышению эффективности добычи и подготовки газа на поздних стадиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений</p> <p>Область применения: газовая промышленность, добывающие газовые скважины.</p> <p>Рабочая зона: полевые условия на кустовых площадках газовых скважин.</p>
<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</p>	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения и его дальнейшей эксплуатации:</p> <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. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 11.04.2023). Глава 34. Государственное управление охраной труда и требования охраны труда; 2. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом; 3. ГОСТ Р ИСО 6385–2016 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем; 4. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности; 5. ГОСТ Р ИСО 14738–2007. Безопасность машин. Антропометрические требования при проектировании рабочих мест машин; 6. ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения и его дальнейшей эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов – Обоснование мероприятий по снижению воздействия 	<p>Анализ потенциальных вредных производственных факторов:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего: низкие температуры воздуха при работе в холодный период года; 2. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума; 3. Повышенный уровень вибрации;

	<p>4. Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения;</p> <p>5. Производственные факторы, связанные с повышенной загазованностью воздуха в рабочей зоне.</p> <p>Анализ потенциальных опасных производственных факторов:</p> <p>1. Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм человека;</p> <p>2. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;</p> <p>3. Производственные факторы, связанные с электрическим током.</p>
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	<p>Воздействие на атмосферу: выброс газа и химических веществ в атмосферу.</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение природных водоемов, подземных грунтовых вод химическими веществами.</p> <p>Воздействие на литосферу: разрушение поверхностного слоя земли и загрязнение почвы химическими реагентами.</p> <p>Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения и его дальнейшей эксплуатации	<p>Возможные ЧС:</p> <p>Природного характера (разливы рек, сильные морозы, сильный ветер);</p> <p>Техногенного характера (крупномасштабные пожары, сильные взрывы скопившегося, выброс в окружающую среду опасных веществ, нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением);</p> <p>Военно-политического характера.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: разрыв элементов, находящихся под давлением.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Сулеймов Муса Тамерланович		

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 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, где должны быть все необходимые для обеспечения жизнедеятельности объекты.

Согласно статье 298 ТК РФ, 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, 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, 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.

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:

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

Скважины и линейные сооружения относятся к опасным производственным объектам. В соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015, обработка скважин от парафиновых отложений может иметь следующие вредные и опасные факторы производства (таблица 16) [57]:

Таблица 16 – Опасные и вредные факторы при выполнении обработки скважины

Вредные и опасные факторы производства (ГОСТ 12.0.003-2015)	Способ обработки			Нормативные документы
	Обработка горячей нефтью (АДПМ)	Обработка нагретым паром (ППУ)	Дозирование ингибиторов	
1. Отсутствие или недостаток необходимого	+	+	+	СП 52.1330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 [58]

искусственного освещения				
2. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами рабочей среды на местонахождении работающего;	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [59]
3. Повышенные уровни шума и вибрации;	+	+		ГОСТ 12.1003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [60]; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. [61]
4. Давление (разрушение оборудования, работающего под давлением)	+	+	+	ГОСТ 12.2.003.91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [62].
5. Воздействие химических веществ	+	+	+	ГОСТ 12.0.004-2015 ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения [63]
6. Пожаровзрывоопасность			+	ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования [64]
7. Производственные факторы, связанные с электрическим током;	+		+	ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ. Средства защиты от статического электричества [65]; ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность [66].

5.2.2 Анализ источников опасных и вредных производственных факторов

Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

Рациональное производственное освещение имеет большое значение для создания благоприятных условий труда на предприятиях. Неудовлетворительное освещение затрудняет работу, снижает

производительность труда, приводит к заболеваниям органов зрения и несчастным случаям. Световое излучение оказывает воздействие на органы зрения и весь организм, изменяя частоту пульса, нарушая процессы обмена и нервно-психическое состояние.

Для обеспечения комфортного освещения разработаны и выполнены следующие мероприятия: рабочие места объекты подходы к ним, проходы в темное время суток освещены, искусственное освещение выполняется в соответствии с требованиями правил устройства электроустановок ПУЭ и строительных норм и правил, уровень освещенности рабочих мест соответствует отраслевым нормам проектирования искусственного освещения объектов. В производственных помещениях предусмотрено аварийное и эвакуационное освещение. Освещенность помещения обеспечивает оптимальное зрительное восприятие объекта различения. Освещение обеспечивает равномерное распределение яркости на рабочей поверхности и окружающего пространства. Освещенность поверхности постоянна, без пульсаций. Осветительные установки долговечны и безопасны. Замеры уровня освещенности проводится не реже одного раза в год, а также после реконструкции помещений и систем освещения.

Освещение должно обеспечиваться коэффициентом естественного освещения не ниже 1,0 %. Естественное и искусственное освещение в помещениях регламентируется нормами СанПиН 2.2.1/2.1.1.2585-10 в зависимости от характера зрительной работы. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500 лк. Освещение не должно давать блики, яркость светящихся поверхностей не должна быть более 200 кд/м².

Для поддержания нормируемых значений освещенности необходимо своевременно проводить чистку стекол и светильников, замену перегоревших ламп.

Недостаточная освещенность рабочих зон может привести не только к ухудшению работоспособности работников, но и к травмам различной степени тяжести, поэтому в темное время суток все рабочие зоны должны быть дополнительно освещены с помощью источников искусственного света. Для этого используются лампы, фонари, прожекторы. Мероприятия по улучшению освещенности не предусматриваются.

Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении рабочего

Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды. Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах должны соответствовать величинам, приведенным в таблице 17, согласно СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».

Таблица 17 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia (до 139)	22-24	21-25	60-40	0,1
	Iб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1

	IIa (175-232)	19-21	18-22	60-40	0,2
	IIб (233-290)	17-19	16-20	60-40	0,2
	III (более 290)	16-18	15-19	60-40	0,3
Теплый	Ia (до 139)	23-25	22-26	60-40	0,1
	Iб (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1
	IIa (175-232)	20-22	19-23	60-40	0,2
	IIб (233-290)	19-21	18-22	60-40	0,2
	III (более 290)	18-20	17-21	60-40	0,3

Сложные климатические условия работы, особенно в районах крайнего Севера, негативно влияют на самочувствие рабочего. Основные параметры, учитываемые при работе на открытых площадках: время года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха (температура), скорость ветра, относительная влажность и давление.

Длительное нахождение человека на открытом воздухе при высоких температурах вызывает перегрев организма, что приводит к тепловому удару и потере сознания. Высокая влажность воздуха (70-85%) воздействует на потоотделение и затрудняет охлаждение организма. При низкой температуре воздуха и длительном нахождении рабочего на открытых площадках возможно переохлаждение организма. При высокой влажности и скорости ветра в холодных условиях человеку тяжело дышать и повышается вероятность переохлаждения.

При нахождении работника на открытом воздухе при температуре ниже минус 25 °С ежечасно предоставляется пункт обогрева, оборудованный в соответствии с инструкцией предприятия, температура воздуха которого должна составлять не менее плюс 25 °С. Выход за пределы жилой и производственной зоны допускается только в составе группы из двух и более человек с письменного разрешения (запись в журнале).

Средством индивидуальной защиты является спецодежда, изготавливаемая из хлопчатобумажной ткани, льна или грубошерстного

сукна, свободного края. Для защиты головы применяются алюминиевые, фибровые и войлочные каски, шляпы; для защиты лица - маски, имеющие откидной прозрачный экран; для защиты глаз – темные или с прозрачным слоем металла очки. Защита при холодных пониженных температурах осуществляется путём использования теплой спецодежды, при осадках – непромокаемых плащей. Средством коллективной защиты является рациональное размещение технологического оборудования, применение теплоизоляции, автоматизации и дистанционного управления процессами производства, а также перерывы на обогрев и отдых работников. Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания.

Загазованность на территории ГКП способствует появлению взрывоопасных смесей при достижении высокой концентрации.

Предельно допустимая концентрация метанола в воздухе составляет 5 мг/м³ согласно СП 2.3.3.2892-11. Предельно допустимая концентрация природного газа в воздухе составляет 300 мг/м³ согласно ГОСТ 5542-2014 [67].

В помещениях необходим постоянный контроль за концентрацией природного газа в воздухе, недопущение утечек газа и вредных веществ из установок. Для периодических замеров работнику следует применять переносной газоанализатор. На установках должны предусматриваться мероприятия по предотвращению влияния токсичности газов на работающих (герметизация установок, газоулавливание и отвод газа для утилизации). Отбор проб воздуха к датчику газоанализатора следует производить на рабочих местах помещений и открытых площадках на наиболее опасных и возможных (в смысле выделения газов) уровнях. Необходимо устанавливать не менее 1 датчика на каждые 100 площади помещения согласно ОСТ 51-45-76 [68].

Для защиты от воздействия природного газа, действующего удушающе в больших концентрациях, используют следующие СИЗ: фильтрующий противогаз с коробкой марки АХ или В, изолирующие противогазы марки РКК-1 и КИП-7.

Повышенные уровни шума и вибрации

Выполнение технологических операций оператором ДНГ производится на рабочем месте, в непосредственной близости которого находятся компрессорные установки и генераторы, обеспечивающие бесперебойную работу оборудования. Постоянными источниками шума являются машины, трансформаторы, механизмы и агрегаты. Источниками вибраций являются генераторы и компрессорные установки.

Беспорядочные звуковые колебания снижают слух и ухудшают работоспособность человека, ослабляют память и внимание, а также нарушают артериальное давление и ритм сердца. Вибрации при выполнении спуско-подъёмных операций, вызывают нарушения сердечно-сосудистой и нервной систем.

Работающие компрессорные установки рядом с оператором ДНГ создают уровень звукового давления, которое не превышает допустимые нормы шума, согласно требованиям. Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [60], предельно допустимый уровень звука составляет 80 дБА. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 гигиеническая норма уровня виброскорости составляет 92 дБА, при частоте 63 Гц [61]. На рабочем месте оператора по добычи нефти и газа уровень вибрации – 30 дБА, что не превышает норму, согласно требованиям.

Устранение повышенного уровня шума производится путём устранения неисправностей работающего технологического оборудования. К индивидуальным средствам защиты от шума согласно СП 51.13330.2011 относятся беруши или вкладыши, наушники и шлемы [69]. Коллективными средствами защиты являются использование звукопоглощающих материалов

конструкциях шумящих механизмов и оборудования, а также организация режима труда и отдыха рабочих.

Методами защиты от вибрации являются мероприятия по усовершенствованию техники, установка прокладок под работающим оборудованием. К индивидуальным средствам защиты относится использование виброгасящих ковриков, обуви на резиновой подошве, специальных резиновых перчаток, снижающих воздействие вибрации. Условия труда по уровню шума и вибрации соответствуют допустимым.

Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением)

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.

Осколки оборудования от взрыва могут травмировать работника. Оператор ДНГ подвержен также воздействию вредных и опасных химических веществ, которые при разгерметизации аппаратов могут попасть на работника. Для предупреждения таких ситуаций Приказом Ростехнадзора № 116 от 25.03.2014 г. утверждены «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением». Работа компрессорной установки, как аппарата под давлением, регламентируется нормативным документом [62]. Работающие под давлением сосуды выбираются и контролируются согласно ГОСТ Р 52630-2012 [70].

Воздействие химических веществ

При обработке скважин ингибиторами парафиноотложения подразумевается воздействие на оператора ДНГ вредных веществ, контакт с

которыми может вызвать ухудшение здоровья или даже летальный исход. В организм вредные вещества могут попасть через дыхательные пути, кожу и желудочно-желудочный тракт.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [71] содержание вредных химических веществ в воздухе рабочей зоны определяется предельно допустимой концентрацией веществ (ПДК): для нефти – 100 мг/м³, бензола – 10 мг/м³, сероводорода – 10 мг/м³, хлора – 1 мг/м³. Степень воздействия вредных веществ на организм человека определяется согласно ГОСТ 12.1.007-76 [73]. Вредные вещества подразделяются на классы опасности, в зависимости от норм и показателей: 1 – вещества чрезвычайно опасные; 2 – вещества высокоопасные; 3 – вещества умеренно опасные; 4 – вещества малоопасные. Предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ для 1 класса опасности – менее 0,1 мг/м³, для 2 класса – 0,1-1 мг/м³, для 3 класса – 1,1-10 мг/м³, для 4 класса – более 10 мг/м³.

При превышении концентрации вредных веществ в воздухе и загазованности рабочей зоны, операторам выдаются изолирующие противогазы или респираторы, очки и защитные маски. Средства индивидуальной защиты от химических реагентов включают также каску, спецодежду. К коллективным средствам защиты относится ограждение рабочей зоны, препятствующее появлению лиц без специальных средств защиты.

Пожаровзрывоопасность

Риск возникновения пожаров на нефтегазовом предприятии очень высокий в связи с добычей и использованием в процессе производства легковоспламеняющихся углеводородных и других химических веществ.

Пожары возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, разлитыми легковоспламеняющимися жидкостями. Установка АГЗУ относится к категории, повышенной взрывопожароопасности (АН), согласно СП 12.13130.2009. Пожар опасен для

человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный и другие токсичные соединения.

Основными причинами пожаров являются:

- искры, короткое замыкание, молнии;
- статическое электричество.

В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;
- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;
- оснащение установок молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии.

К первичным средствам пожаротушения, которые должны присутствовать на буровой установке, относятся:

- ящик с сухим песком;
- лопаты;
- технический войлок, брезент или асбестовое полотно;
- углекислотный огнетушитель.

Взрывы возможны при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. Они представляют опасность для человека, поскольку в результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций; в зависимости от силы и источника взрыва могут наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

В целях предотвращения взрыва на месторождении проводятся следующие мероприятия:

- исключение наличия источников возгорания;

- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП);
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек;

Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ:

- природный газ – не более 4% по объему;
- пары нефти, бензина – не более 1,25% по объему;
- сероводород – не более 4,3% по объему.

Меры по предотвращению достижения НПВ ограничиваются вентиляцией закрытых помещений, хранением нефтепродуктов в закрытой таре, и применением искробезопасного инструмента.

Производственные факторы, связанные с электрическим током

Электрооборудование в здании должно отвечать требованиям правил устройства электроустановок. Все части технологического оборудования, которые проводят статическое электричество, необходимо заземлить согласно ГОСТ 12.4.124-83.

Средства индивидуальной защиты в зависимости от назначения в соответствии с ГОСТ 12.4.124-83:

- Специальную одежду антиэлектростатическую;
- Средства защиты рук антиэлектростатические;
- Специальную обувь антиэлектростатическую;
- Предохранительные приспособления антиэлектростатические
- Предусмотреть молниезащиту сооружений в соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

Для того чтобы исключить возможность поражения электрическим током, на УКПГ применяются различные технические способы и средства защиты: защитное заземление, защитное зануление, изоляцию проводников, токоведущие сети располагают на высоте или применяют ограждения,

блокировки, сигнализацию, голые электропровода, шинопроводы, щиты управления помещают в специальные ящики, шкафы или закрывают сплошными или сетчатыми ограждениями.

Для обслуживания электроустановок применяют следующие индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, оперативные штанги, изолирующие и измерительные клещи, инструмент с изолирующими рукоятками и указатели напряжения; дополнительно применяются: диэлектрические галоши (ботинки), резиновые коврики, дорожки и изолирующие подставки.

Для уменьшения опасности поражения электрическим током при использовании ручного электроинструмента, переносных светильников и ламп применяется пониженное напряжение - 12 или 42 В. Источниками малого напряжения служат аккумуляторы или понижающие трансформаторы.

Для защиты от статического электричества технологическое оборудование и трубопроводы заземлены. Максимальное сопротивление контура заземления от статического электричества не превышает 100 Ом.

Предусмотрена защита технологических установок производственных зданий и сооружений от электрической и электромагнитной индукции. От прямых ударов молний сооружения защищены специально установленными молниеотводами.

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.

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 полутора кратное давление. Также к источникам выбросов в литосферу относится попадание химических реагентов на почву. Категорически запрещается слив остатков растворов на почву. Аварийные ситуации, связанные с попаданием реагента на почву, регистрируются, утечки локализуются, на месте проводится регенерация почвы, а загрязненный грунт вывозится на полигон для утилизации.

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

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

экологической безопасностью при проведении в том числе работ по депарафинизации осуществляется специальными регулирующими органами по надзору за экологией.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Наиболее вероятные чрезвычайные ситуации при эксплуатации могут возникнуть в результате пожаров и взрывов – техногенных ЧС; а также природная – сильные морозы зимой и возникновение лесного пожара.

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией при проектировании и эксплуатации является возникновение взрыва при разгерметизации агрегатов. В ходе выполнения работ, для предотвращения взрывов и их последствий, должны соблюдаться требования пожарной безопасности, изложенные в требованиях специального документа СП 485.1311500.2020 А.1 п. 4.2.

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией природного характера является возникновение лесного пожара. При выполнении полевых работ, для предотвращения пожаров и их последствий, должны соблюдаться требования пожарной безопасности, изложенные в «Правилах пожарной безопасности в лесах», установленные постановлением правительства РФ от 30.06.2007 N 417 (с изменениями на 14.04.2014).

Весь персонал должен пройти специальную подготовку по обеспечению пожарной безопасности в производственных помещениях. Подготовка проводится способом обучения по программе пожарно-технического минимума, по возможности, с привлечением специалистов по пожарной безопасности.

Мероприятия по пожарной безопасности разделяются на четыре основные группы:

1. предупреждение пожаров, т.е. исключение причин их возникновения;
2. ограничение сферы распространения огня;
3. обеспечение успешной эвакуации людей и материальных ценностей из очага пожара;

4. создание условий для эффективного тушения пожара.

Защитные мероприятия по предотвращению пожара согласно ГОСТ 12.1.004-91 [73]: во всех производственных, административных, складских и вспомогательных помещениях на видных местах вывешены таблички с указанием порядка вызова пожарной охраны; определены и обозначены места для курения; установлен порядок уборки горючих отходов, хранения промасленной спецодежды; определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и окончании рабочего дня; регламентированы: порядок проведения огневых и других пожароопасных работ; действия работников при обнаружении пожара; определен порядок и сроки прохождения противопожарного инструктажа, назначены ответственные за его проведение; персонал, участвующий в эксплуатации объектов, имеет спецодежду, изготовленную из термостойких антистатических материалов; перечень основных средств пожаротушения: пожарная цистерна объемом не менее 2,0 м³ и запасом пенообразователя не менее 0,150 м³, кошма войлочная или асбестовое полотно размером 2×2 м – 10 шт., огнетушители порошковые ОП–10, углекислотные ОУ–6, ОУ–10 – 10 шт., или один огнетушитель ОП–100, ведра, лопаты, топоры, ломы пожарные.

Все работы будут выполняться в соответствии с требованиями нормативных документов в области охраны труда и промышленной безопасности: Трудовым кодексом Российской Федерации от 30 декабря 2001 г. N 197-ФЗ (ТК РФ), ЕПБ при разработке месторождений открытым способом (ПБ 03-498-02 утв. Постановлением Госгортехнадзора РФ от 09.09.2002 г. N 57), Правилами безопасности при геологоразведочных работах (Санкт-Петербург 2005 г.), а также «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

5.5 Выводы по разделу социальная ответственность

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. 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.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения квалификационной работы дано обоснование применения современных технологических решений по повышению эффективности борьбы с парафиноотложениями на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

Произведена оценка условий образования парафиноотложений на нефтяных месторождениях Западной Сибири. С увеличением процента трудноизвлекаемых запасов, вовлекаемых в разработку отечественными недропользователями, все более часто встает вопрос оптимизации борьбы с парафиноотложениями. На данный процесс влияет множество факторов, основными из которых являются температурное поле скважины, а также физико-химический состав пластового флюида. При высоком содержании парафинов, температуры нефти ниже ТНКП, а также падении давления ниже давления насыщения нефти парафином, необходимо учитывать возможные проблемы, вызванные процессом парафинообразования. Использование математического моделирования процесса парафиноотложения позволяет определить масштабы проблемы в конкретных геолого-технических условиях. Был предложен вариант оптимизации модели Дуаня для моделирования процесса парафиноотложения в скважине, а также обоснована необходимость оптимизации модели Матцайна, используемой в программном комплексе PIPESIM. Наиболее точной моделью обладает программа «Engineering Simulator of Technological Process» от отечественных разработчиков.

Выбор метода борьбы с парафиноотложениями основывается на технологических и экономических показателях. Наиболее распространенные методы – тепловая обработка скважины и скребкование имеют широкий ряд недостатков, к которым с одной стороны относится низкая технологическая эффективность, высокие тепловые потери и экономические затраты, а с другой стороны, высокий риск «залипания» скребка или его «подброса» с последующим обрывом удерживающей проволоки и постановкой скважины

на КРС. Для оптимизации работ по борьбе с парафиноотложениями рекомендуется использование греющего скребка, позволяющего производить более глубокую и эффективную очистку внутренней поверхности НКТ. Исходя из типоразмера скребка и внутреннего диаметра НКТ подбирается нагреватель (используется трубчатый электронагреватель) и аккумулятор с адаптированными размерами, позволяющий производить длительную обработку скважины без необходимости повторной зарядки нагревателя. Рассчитано время, необходимое для плавления парафиновых пробок на месторождении X, с помощью уравнений гидродинамики, термодинамики и механики сплошных сред.

В рамках разработки технологии греющего скребка была сформирована концепция стартап-проекта для дальнейшего развития данной идеи. Определены целевые сегменты, себестоимость продукта, а также пути дальнейшего продвижения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. М Кищенко М.А., Александров А.Н., Рогачев М.К., Кибирев Е.А. Моделирование процесса образования органических отложений парафинового типа при эксплуатации скважин электроцентробежными насосами // Экспозиция Нефть Газ. 2018. №5 (65). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/modelirovanie-protsesssa-obrazovaniya-organicheskikh-otlozheniy-parafinovogo-tipa-pri-ekspluatatsii-skvazhin-elektrotsentrobezhnyimi> (дата обращения: 04.05.2023).
2. Костарев Н.А. Численное моделирование процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине с греющим кабелем: дис. ... канд. Техн. Наук: 05.13.18 / Автор Никита Андреевич. – Пермь, 2021. – 103 с.
3. Акрамов, Т. Ф. Борьба с отложениями парафиновых, асфальтосмолистых компонентов нефти / Т. Ф. Акрамов, Н. Р. Яркеева // Нефтегазовое дело. – 2017. – Т. 15, № 4. – С. 67-72.
4. Theyab, Muhammad & Yahya, Sarah. Introduction to Wax Deposition. International Journal of Petrochemistry and Research. – 2018. – С. 126-131.
5. О.С. Чернова Основы геологии нефти и газа: учебное пособие / О.С. Чернова. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 372 с.
6. Министерство природных ресурсов и экологии РФ. Распоряжение от 1 февраля 2016 года N 3-Р. Об утверждении методических рекомендаций по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов утвержденной приказом министерства природных ресурсов и экологии РФ от 01.11.2013 №477
7. Фаттахов И.Г., Габзалилова А.Х., Зайлалова В.Р., Миннивалеев А.Н., Горынцева К.Ю., Маркова Р.Г. ЭВОЛЮЦИЯ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ОТЛОЖЕНИЯМИ ПАРАФИНА НА ТУЙМАЗИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2-25. – С. 5573-5576;

URL: <https://fundamental-research.ru/ru/article/view?id=38465> (дата обращения: 04.05.2023).

8. Мажник, В. И. Совершенствование технологий борьбы с АСПО на Ванкорском месторождении / В. И. Мажник, Н. М. Лешкович // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2-1. – С. 227-232.

9. Sousa, Ana & Matos, Henrique & Guerreiro, L. Preventing and removing wax deposition inside vertical wells: a review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2019.

10. White, M., Pierce, K, Acharya, T. A Review of Wax-Formation/Mitigation Technologies in the Petroleum Industry. *SPE Prod. Oper.* 2018, 33, 476-485.

11. Qing Quan, Wei Wang, Pengyu Wang, Juheng Yang, Ge Gao, Lu Yang, Jing Gong. Effect of oil temperature on the wax deposition of crude oil with composition analysis. *Brazilian Journal of Chemical Engineering*. – 2016.

12. Иванова, Л. В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л. В. Иванова, Е. А. Буров, В. Н. Кошелёв // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 268-284.

13. Лобанов А.А., Пустова Е.Ю., Золотухин А.Б. Особенности фазовой диаграммы нефтей с высоким содержанием асфальтенов и смол // Территория Нефтегаз. 2017. №1-2. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-fazovoy-diagrammy-neftey-s-vysokim-soderzhaniem-asfaltenov-i-smol> (дата обращения: 04.05.2023).

14. Горбаченко В.С., Демяненко Н.А. Рассмотрение процесса образования и исследование свойств асфальтосмолопарафиновых отложений // Вестник ГГТУ им. П.О. Сухого. 2016. №3 (66). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/rassmotrenie-protssessa-obrazovaniya-i-issledovanie-svoystv-asfaltosmoloparafinovyyh-otlozheniy> (дата обращения: 04.05.2023).

15. Сергиенко С.Р. Высокомолекулярные соединения нефти. М. : Химия, 1964. 542 с.
16. Богомолов А.И., Химия нефти и газа / Гайле А.А., Громова В.В. и др.: учеб. пособие для вузов / под ред. В.А. Проскурякова, А.Е. Дробкина. Л. – 3-е изд., доп. И испр. – СПб: Химия, 1995. – 448с.
17. Хасанов Ильнур Ильдарович, Каширина Дарья Александровна
ВЛИЯНИЕ СОСТАВА АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ
ОТЛОЖЕНИЙ НА ПРОЦЕСС ПАРАФИНИЗАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ
НЕФТЕПРОВОДОВ // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2022. №3-4.
URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/vliyanie-sostava-asfaltosmoloparafinovyh-otlozheniy-na-protsess-parafinizatsii-magistralnyh-nefteprovodov> (дата обращения: 04.05.2023).
18. Gilby G.W. “The Use of Ethylene-Vinyl Acetate Copolymers as Flow Improvers and Wax Deposition Inhibitors in Waxy Crude Oil”, Chemicals in the Oil Industry. – 2018. -108 с.
19. Oliveira, M.D.; Vieira, L.; Miranda, L.; Miranda, D.; Marques, L. On the influence of micro-and macro-cristalline paraffins on the physical and rheological properties of crude oil and organic solvents. Chem. Chem. Technol. 2016, 10, 451–458.
20. Тронов В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. М. : Недра, 1969. 192 с.
21. Турукалов М.Б., Строганов В.М., Ясьян Ю.П. Образование АСПО в нефтедобыче: альтернативный взгляд на механизм // Нефтепереработка и нефтехимия. 2007. № 7. С. 31–34.
22. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. 653 с.
23. Агаев С.А., Землянский Е.О., Гребнев А.Н., Гультяев С.В., Яковлев Н.С. Парафиновые отложения в условиях добычи нефти и

депрессорные присадки для их ингибирования // Журнал прикладной химии. 2006. Т. 79, вып. 8. С. 1373-1378.

24. Муравьев И.М., Крылов А.П. Эксплуатация нефтяных месторождений. М.: Гостоптехиздат, 1949. 776 с.

25. Leiroz A.T., Azevedo L.F.A. Studies on the mechanisms of wax deposition in pipelines // Offshore Technology Conference. Houston, Texas, 2-5 May 2005. URL: <http://e-book.lib.sjtu.edu.cn/otc-2005/pdfs/otc17081.pdf>

26. Лобанов А.А., Пустова Е.Ю., Золотухин А.Б. Особенности фазовой диаграммы нефтей с высоким содержанием асфальтенов и смол // Территория Нефтегаз. 2017. №1-2. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-fazovoy-diagrammy-neftey-s-vysokim-soderzhaniem-asfaltenov-i-smol> (дата обращения: 04.05.2023).

27. Leontaritis K.J. “The Asphaltene and Wax Deposition Envelopes”, Fuel Science and Technology Intl (1994), 157 с.

28. Brown T.S., Niesen V.G., and Erickson D.D. “The Effects of Light Ends and High Pressure on Paraffin Formation”, Paper SPE 28505 presented at the 1994 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 25-28 September.

29. Ляпков П.Д. Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине. М.: МИНГ. 1987. 71 с.

30. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. М.: Нефть и газ, 2003. 816 с.

31. Купцов С. М. Температурное поле эксплуатационной скважины / С. М. Купцов // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина. 2009. № 4. С. 62-68

32. Xu, Ying, Yuqi Zhang, Xin Nie, Xiaoyan Liu and Lijun Liu. “Study on microstructure wax evolution behavior of waxy crude oil during cooling.” *Thermal Science*. – 2022.

33. Elphinstone, G.M.; Greenhill, K.L.; Hsu, J.J.C. Modeling of multiphase wax deposition. *J. Energy Resour. Technol.* 1999, 121, 81
34. Apte, M.S.; Matzain, A.; Zhang, H.Q.; Volk, M.; Brill, J.P.; Creek, J.L. Investigation of paraffin deposition during multiphase flow in pipelines and wellbores-part 2: Modeling. *J. Energy Resour. Technol.* 2001, 123, 150–157.
35. Gong, J.; Zhang, Y.; Liao, L.; Duan, J.; Wang, P.; Zhou, J. Wax deposition in the oil/gas two-phase flow for a horizontal pipe. *Energy Fuels* 2011, 25, 1624–1632.
36. Duan, J.; Liu, H.; Guan, J.; Hua, W.; Jiao, G.; Gong, J. Wax deposition modeling of oil/gas stratified smooth pipe flow. *AIChE J.* 2016, 62, 2550–256
37. Martins Obaseki, Paul T. Elijah. Dynamic modeling and prediction of wax deposition thickness in crude oil pipelines, *Journal of King Saud University – Engineering Sciences.* – 2021. - с. 437-445.
38. J.B. Taraneh, A.M.B. Ali, T. Zahra, G. Bahram Investigation of wax precipitation in crude oil: Experimental and Modeling. *Ke Ai Adv. Res. Evol. Sci.* (2015)
39. G. Anand, S. Anirbid Wax deposition modeling and comparison with field data for some indian oil fields *STM J. Recent Trends Fluid Mech.*, 4 (1) (2017)
40. Pavel Ilushin, Kirill Vyatkin and Alexander Menshikov Development of a Methodology and Software Package for Predicting the Formation of Organic Deposits Based on the Results of Laboratory Studies. Perm National Research Polytechnic University. – 2021.
41. Гусейнов, Ш. М. Инновационные способы борьбы с АСПО на месторождениях Западной Сибири / Ш. М. Гусейнов // Сборник тезисов VII региональной молодёжной конференции им. В. И. Шпильмана "Проблемы рационального природопользования и история геологического поиска в Западной Сибири", Ханты-Мансийск, 28–29 марта 2019 года. – Ханты-Мансийск: Общество с ограниченной ответственностью «Югорский формат», 2019. – С. 12-14.

42. Эколайт-Геотехника: официальный сайт. – Москва. URL: <https://ecolite-st.ru/> (дата обращения: 11.05.2023)

43. Дебит-Е: официальный сайт. – Москва. URL: <https://parafinanet.ru/> (дата обращения: 11.05.2023)

44. ТИМАНОВСКИЙ Е. А. ИССЛЕДОВАНИЕ ТРУБЧАТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРЕВАТЕЛЕЙ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ НАЗНАЧЕНИЯ //Юность и знания-гарантия успеха-2019. – 2019. – С. 290-293.

45. Сысоев А. К. Эффективность применения гибких поверхностных нагревательных элементов //Инженерный вестник Дона. – 2017. – Т. 44. – №. 1 (44). – С. 75.

46. Тетерин А. Б. и др. ТРУБЧАТЫЙ ЭЛЕКТРОНАГРЕВАТЕЛЬ. – 2001..

47. Торопов Е. Е. Математическое моделирование нестационарных процессов теплопереноса в ограждениях тепловых агрегатов. – 2007.

48. Дадаев Р. В. Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Ванкорском нефтегазовом месторождении Красноярского края : дис. – Сибирский федеральный университет, 2017.

49. Пат. 2627520 Российская федерация, МПК E21B 37/00 (2006.01). КОМБИНИРОВАННЫЙ СПОСОБ ОЧИСТКИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОЙ ТРУБЫ И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЕГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ/ А.А. Салтыков, Ю.А. Салтыков, А.А. Рухман: заявитель и патентообладатель ООО «ИЛМАСОНИК-НАУКА». – № 2016145127; заявл. 17.11.2016; опубл. 08.08.2017, Бюл. №22.

50. Пат. 93457, Российская федерация, МПК E21B 37/02(2006.01). УСТРОЙСТВО ДЛЯ ОЧИСТКИ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОЙ ТРУБЫ (ВАРИАНТЫ)/ В.Е. Александров; заявитель и патентообладатель В.Е. Александров. – № 2009131368/22; заявл. 17.08.2009, опубл. 27.04.2010.

51. Пат. 2230886 Российская федерация, МПК E21B 37/02 (2000.01), E21B 17/10 (2000.01). СКРЕБОК-ЦЕНТРАТОР/ Г.Г. Ганиев, Р.Г. Гильфанов,

Р.А. Гильфанов, Р.Х. Яббаров; заявитель и патентообладатель ООО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2003110255/03; заявл. 09.04.2003, опубл. 20.06.2004.

52. Пат. 2529851 Российская федерация, МПК E21B 37/02 (2006.01). СКРЕБКОВОЕ УСТРОЙСТВО ДЛЯ ОЧИСТКИ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОЙ ТРУБЫ (ВАРИАНТЫ)/ А.В. Александров; заявитель и патентообладатель ООО «Дебит-Е». – № 2013133177/03; заявл. 16.07.2013, опубл. 10.10.2014, Бюл. №28.

53. Пат. 2717855 Российская федерация, МПК E21B 37/02 (2006.01). УСТРОЙСТВО ДЛЯ ОЧИСТКИ КОЛОННЫ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН ОТ ПАРАФИНА/ Р.Р. Сафаров; заявитель и патентообладатель Р.Р.Сафаров. – № 2019121742; заявл. 09.07.2019; опубл. 26.03.2020, Бюл. №9

54. Statistical review of World energy 2022. BP. 71th edition. – URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf> (дата обращения: 24.02.2023). - Текст: электронный.

55. Рыженко Василий Юрьевич Нефтяная промышленность России: состояние и проблемы // ПНиО. 2014. №1 (7). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/neftyanaya-promyshlennost-rossii-sostoyanie-i-problemy> (дата обращения: 08.06.2023).

56. Андрухова О. В. КРАТКИЙ ОБЗОР СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕДОБЫЧИ В РОССИИ //Булатовские чтения. – 2019. – Т. 5. – С. 154-156.

57. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы: дата введения 2017.03.01 – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071>

58. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95: 2017.05.08. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/456054197>
59. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
60. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности: дата введения 2014.01.12. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606>
61. ГОСТ 12.1.012-2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования: дата введения 2004. 01.12. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200059881>
62. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности: дата введения 1992.01.01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901702428>
63. ГОСТ 12.0.004-2015 ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения: дата введения 2016.09.06. – URL: https://minobrnauki.gov.ru/files/gost_12.0.004-2015.pdf
64. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования: дата введения 1978.01.01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200270>
65. ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ. Средства защиты от статического электричества: дата введения 1984.01.01 – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200006078>
66. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность: дата введения 2019.01.01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200161238>
67. ГОСТ 5542-2014 Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения: дата введения 2015.07.01 – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200113569>

68. ОСТ 51-45-76 Газодобывающие предприятия. Эксплуатация установок по сбору и подготовке газа к транспорту. Требования безопасности: дата введения 1976.15.12. – URL: https://ohranatruda.ru/ot_biblio/norma/245006/

69. СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003: дата введения 2011.05.20. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200084097>

70. ГОСТ Р 52630-2012 Сосуды и аппараты стальные сварные: дата введения 2013.04.01 – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200097422>

71. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны: дата введения 1989.01.01 – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003608>

72. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Классификация и общие требования безопасности: дата введения 1977.01.01 – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200233>

73. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность: дата введения 1992.07.01 – URL: <https://docs.cntd.ru/document/905195>