

На правах рукописи



СУНАГАТУЛЛИН РУСТАМ ЗАЙТУНОВИЧ

**ЭКСПЛУАТАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ С
АСФАЛЬТОСМОЛИСТЫМИ ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ**

Специальность: 2.8.5 – Строительство и эксплуатация
нефтегазопроводов, баз и хранилищ (технические науки)

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Уфа 2021

Работа выполнена на кафедре транспорта и хранения нефти и газа Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

Научный руководитель: **Мастобаев Борис Николаевич**
доктор технических наук, профессор

Официальные
оппоненты: **Некучаев Владимир Орович**
доктор физико-математических наук, профессор,
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Ухтинский государственный технический
университет», кафедра физики и химии /
заведующий кафедрой

Земенкова Мария Юрьевна
кандидат технических наук, доцент,
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Тюменский индустриальный университет»,
кафедра транспорта углеводородных ресурсов /
доцент

Ведущая организация: **Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
образования «Санкт-Петербургский горный
университет» (г. Санкт-Петербург)**

Защита состоится «30» сентября 2021 года в 14.30 ч. на заседании совета по защите докторских и кандидатских диссертаций 24.2.428.03 при ФГБОУ ВО «УГНТУ» по адресу: 450064, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте www.rusoil.net.

Автореферат разослан «___» _____ 2021 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Султанов Шамиль Ханифович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования. Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) нефти, образующиеся при эксплуатации магистральных нефтепроводов (МН), приводят к уменьшению эффективного диаметра линейной части (ЛЧ) по мере роста толщины пристенного слоя, что в свою очередь может оказывать существенное влияние на показатели энергоэффективности перекачки и результаты внутритрубной диагностики. Проблема парафинизации ЛЧ МН решается преимущественно за счет механической очистки и ингибирования реагентами различного типа действия, при этом эффект от применения последних часто нестабилен, а в отдельных случаях приводит к осложнениям: интенсификации парафиноотложений и коррозионных процессов. Высокая стоимость последних, как и риски ухудшения товарного качества нефтей требуют от отрасли магистрального трубопроводного транспорта пересмотра общепринятых подходов в вопросах очистки ЛЧ МН с целью поиска альтернативных научно-обоснованных решений для разработки более эффективных методов борьбы с АСПО, являющихся следствием естественных тепломассобменных процессов.

Для определения минимально необходимых и достаточных мер по борьбе с отложениями, как и для использования их потенциально положительных свойств, требуется проведение лабораторных испытаний состава нефти, самих отложений и механических характеристик поверхностей слоя АСПО с последующим численным моделированием теплогидравлических режимов перекачки с учетом фактической кинетики процесса парафинизации в условиях, близким к эксплуатационным.

Степень разработанности. Наиболее ранние исследования причин и проблем парафинизации, преимущественно для нефтепромысловых систем добычи и сбора, в первую очередь, связаны с фамилиями ученых Б.А. Мазепы, В.П. Тронова и более ранними трудами В.Г. Шухова. Вопросы снижения производительности скважин и нефтесборных сетей в условиях образования парафиноотложений часто освещались в периодических научных изданиях как отечественной, так и зарубежной литературы. Опытно-промышленные исследования парафинизации нефтепроводов во времена СССР одновременно проводились в ведущих научных институтах страны, таких как «Гипровостокнефть», Куйбышевский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности «КуйбышевНИИ НП», «БашНИПИнефть» (Башкирский научно-

исследовательский проектный институт нефти), «ТатНИПИнефть» (Татарский научно-исследовательский институт нефти), «ВНИИСПТнефть» (Всероссийский научно-исследовательский институт по сбору, подготовке и транспортировке нефти и нефтепродуктов), МИНХ и ГП (Московский институт нефтехимической и газовой промышленности), а также и в стенах Уфимского нефтяного института (УГНТУ) под руководством П.И. Тугунова, В.Ф. Новоселова, Е.А. Арменского, С.Ф. Люшина, А.М. Шаммазова, Б.Н. Мастобаева, Н.А. Гаррис и других отечественных ученых. Большой вклад в развитие методов экспериментальных и численных исследований процесса парафинизации внесли зарубежные ученые, такие как К. Уилке, П. Чанг, В. Хайдак, Б. Минхас, К. Педерсен, Х. Роннинсберг, А. Матзейн, А. Сингх, Е. Бургер, и другие.

Результаты этих работ, а также практический опыт, основанный на данных многолетнего наблюдения за эксплуатацией участков, осложнённых отложениями, показал, что толщина образующего пристенного слоя АСПО, которая в общем случае является неравномерной по длине трубопровода, зависит от углеводородного состава перекачиваемой нефти и таких факторов, как скорость потока, температурный режим, материал труб, а также наличия в нефти механических примесей, воды и газа.

В отличие от более ранних работ, в рамках настоящего исследования изучаются не конкретные методы борьбы с отложениями, а оцениваются потенциальные риски эксплуатации и практическая возможность эффективного использования защитного слоя отложений нефти, являющегося следствием естественных теплообменных процессов. В частности, рассматривается практическая возможность формирования на внутренней поверхности стенки тонкого стабильного слоя отложений в качестве антикоррозионного и теплоизоляционного покрытия с целью снижения естественной шероховатости труб, сокращения тепловых потерь и интенсивности отложений.

Комплексные исследования свойств твердых отложений, образующихся при трубопроводном транспорте подготовленной товарной нефти в магистральных нефтепроводах, позволят оценить потенциальный эффект их влияния на снижение интенсивности теплообменных процессов, гидравлическое сопротивление труб и внутрикоррозионные процессы. Качественная и количественная оценка указанных эффектов позволит не только расширить теоретические представления о механизмах протекания процессов парафинизации, но и выработать рациональные подходы и

практические решения, обеспечивающие минимально необходимые и достаточные условия для поддержания рисков на приемлемом для отрасли уровне. Критериями оценки последних являются показатели изменения пропускной способности (либо перепада давления), влияние слоя отложений на скорость коррозии и коэффициент теплопередачи (теплопроводность слоя λ и коэффициент внутренней теплоотдачи α), как и потеря или снижение качества диагностической информации, получаемой при пропуске внутритрубных инспекционных приборов. Сбалансированному сочетанию указанных показателей будет соответствовать оптимальная толщина слоя отложений.

Целью диссертационной работы является оценка влияния парафинизации на энергоэффективность и коррозию магистральных нефтепроводов для оптимизации и совершенствования применяемых методов очистки и ингибирования отложений.

Основные задачи исследования:

1. Анализ опытно-промышленных данных и расчетно-экспериментальные исследования по оценке интенсивности парафиноотложений для установления основных причин и преобладающих механизмов образования отложений нефти в условиях магистрального нефтепроводного транспорта.

2. Аналитические исследования и лабораторные испытания состава и свойств нефти и ее отложений для определения теплоизоляционной, антикоррозионной и сглаживающей способности образующегося слоя с целью оценки возможности его использования в качестве естественного внутреннего покрытия трубопроводов.

3. Экспериментальные лабораторные и стендовые исследования динамики и кинетики протекания процесса парафиноотложений в условиях, приближенных к режимам эксплуатации магистральных нефтепроводов, включая разработку нового испытательного стенда для совершенствования методов исследований.

4. Моделирование теплогидравлических режимов работы нефтепроводов для определения оптимальной толщины пристенного слоя отложений, обеспечивающего достижение максимального теплогидравлического эффекта как на изотермических, так и неизотермических участках магистральных нефтепроводов.

Научная новизна:

1. Разработана концепция использования пристенного слоя отложений нефти в качестве естественного внутреннего защитного покрытия стальных нефтепроводов

для снижения рисков внутренней коррозии, шероховатости и тепломассообмена, что позволяет повысить теплогидравлическую эффективность перекачки и существенно сократить затраты на внутритрубную очистку линейной части.

2. На основе данных об опытно-промышленной эксплуатации нефтепроводов и составе перекачиваемых нефтей доказана возможность эффективного использования предложенного критерия нестабильности товарной нефтяной смеси, определяемого значением соотношения парафинов к общему содержанию смол и асфальтенов, для задач прогнозирования рисков и интенсивности парафинизации линейной части.

3. Экспериментально подтверждена, качественно и количественно измерена потенциальная теплогидравлическая эффективность равномерно распределённого по сечению и переменного по длине трубы слоя пристенных отложений, позволяющего повысить пропускную способность и снизить давление на лимитирующих участках.

Теоретическая значимость:

1. Экспериментально подтверждены недостатки применяемой в магистральном транспорте товарных нефтей технологии «горячей» перекачки, ведущие к рискам интенсификации отложений и завышенным дозировкам депрессорных присадок.

2. Предложены «экспресс-метод» и методология аналитического исследования состава нефтей для качественной и количественной оценки рисков парафинизации.

3. Получены аналитические зависимости влияния толщины слоя отложений на теплогидравлические характеристики и режимы эксплуатации нефтепроводов.

4. Разработана математическая модель для расчета режимов изотермической и неизотермической перекачки с учетом комплексного влияния условного равномерно распределенного слоя отложений нефти на гидравлическую характеристику и полный коэффициент теплопередачи стенки магистрального нефтепровода.

Практическая значимость:

1. Определены физико-механические свойства отложений нефти, влияющие на теплогидравлические режимы перекачки и коррозию магистральных нефтепроводов.

2. Экспериментально подтверждена неэффективность применяемых в системе магистрального нефтепроводного транспорта ингибиторов отложений депрессорного типа при подготовке к диагностике условно изотермических «холодных» участков.

3. Разработан теплогидравлический стенд и методика для переноса результатов испытаний с лабораторных и стендовых установок на действующие магистральные нефтепроводы, позволяющие проводить кинетические исследования парафинизации в условиях, близких к режимам перекачки нефти на участках различного диаметра.

Методология и методы научного исследования. Исследование параметров теплогидравлической эффективности пристенного слоя отложений проводились с использованием динамического симулятора мультифазных потоков на основе PVT-моделей товарных нефтей и физико-механических свойств реальных образцов АСПО. Численные методы исследований включали моделирование фазового равновесного состояния и свойств нефтяных дисперсных систем с последующим применением методов вычислительной гидродинамики для описания нестационарных процессов теплообмена в неустановившемся многофазном потоке парафинистой нефти. В экспериментальной части исследований применялись лабораторные аналитические, стендовые статические и динамические методы испытаний, позволяющие учитывать кинетику процесса парафинизации при изменении внутренних и внешних факторов.

Положения, выносимые на защиту:

1. Аналитические зависимости, описывающие влияние компонентного состава подготовленной товарной нефти на риски и интенсивность парафиноотложений при сочетании различных факторов, полученные на основе результатов лабораторных испытаний, численного моделирования свойств и фазового состояния флюидов, а также статистических данных опытно-промышленной эксплуатации и внутритрубной очистки линейной части магистральных нефтепроводов, осложненных отложениями.

2. Результаты аналитических исследований и лабораторных испытаний состава и физико-механических свойств отложений нефти, отобранных с участков длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов.

3. Результаты экспериментальных, стендовых и численных исследований по оценке динамики и кинетики процесса парафинизации при различных условиях.

4. Результаты численного моделирования теплогидравлических режимов для стационарной изотермической и нестационарной неизотермической перекачки нефти в условиях образования равномерно распределенного по сечению слоя отложений.

Степень достоверности и апробация результатов. Отдельные результаты исследования доложены на 7 международных конференциях: XII Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2017» (г. Уфа, 2017 г.); VIII Международной молодежной научной конференции «Наукоемкие технологии в решении проблем нефтегазового комплекса» (г. Уфа, 2018 г.); XIII Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2018» (г. Уфа, 2018 г.); Международной мультидисциплинарной конференции по промышленному инжинирингу и современным технологиям «FarEastCon – 2018» (г. Владивосток, 2018 г.) XIV Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2019» (г. Уфа, 2019 г.); 71 научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ (г. Уфа, 2020 г.), XV Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2020» (г. Уфа, 2020 г.).

Основные научные результаты и практические рекомендации, полученные в ходе исследований отражены в 7 отчетах НИОКР ПАО «Транснефть», а отдельные результаты были успешно внедрены на научно-производственных предприятиях АО «Транснефть – Север», АО «Транснефть – Прикамье» и ООО «НИИ Транснефть».

По результатам исследований получено одно свидетельство о государственной регистрации прав на интеллектуальную собственность (патент RU № 2650727).

Публикации. По материалам диссертации опубликовано 19 печатных работ, в том числе: 8 – в ведущих журналах, рекомендованных перечнем ВАК РФ, 6 – в печатных изданиях, входящих в реферативную базу Web of Science и 3 – в Scopus.

Объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, 4 основных глав, заключения и списка использованных литературных источников из 160 наименований. Работа изложена на 210 страницах машинописного текста, содержит 78 рисунков, 22 таблицы и 5 Приложений.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** обоснована актуальность исследований, сформулированы цель и основные задачи, решаемые в рамках работы, применяемые методы исследований и пункты научной новизны, кратко описана теоретическая и практическая значимость

результатов работы, включая объекты внедрения, на которых они апробированы.

Первая глава посвящена обзору теоретических и практических исследований, направленных на выявление основных причин и факторов, влияющих на процессы парафинизации – молекулярной и броуновской диффузии (корреляции Уилке-Чанга и Хайдака-Минхаса, работы С.Ф. Люшина, Е.А. Арменского и Б.Н. Мастобаева), дисперсии сдвига (Е.Д. Бургер и др.), теплогидравлических режимов течения (П.И. Тугунов, В. Ф. Новоселов, М.П. Возняк, С.Ф. Люшин, Е.А. Арменский, Н.А. Гаррис, А.М. Шаммазов), природы и шероховатости поверхностей труб (В.П. Тронов и др.), газосодержания нефти и методов борьбы с АСПО (Б.А. Мазепа, А.Х. Мирзаджанзаде).

По результатам выполненного обзора отечественных и зарубежных источников установлено отсутствие в научно-технической литературе необходимых сведений, посвященных исследованиям особенностей процесса парафинизации магистральных нефтепроводов, отличных от нефтепромысловых систем более низким содержанием парафинов в сравнении с неподготовленной «сырой» нефтью, однако не лишенных, как показал анализ многолетнего практического опыта эксплуатации нефтепроводов, проблем выпадения и накопления отложений в линейной части, для решения которых сформулированы основные задачи, решаемые в рамках настоящего исследования.

В частности, в первой главе рассмотрены отличия состава и свойств товарных нефтей от насыщенных парафинами добываемых флюидов. По имеющимся данным состава и свойств товарных нефтей для месторождений Башкортостана с помощью PVT-моделирования были восстановлены фазовые диаграммы равновесия состояния Арланской, Туймазинской и Шкаповской нефти (Рисунок 1).

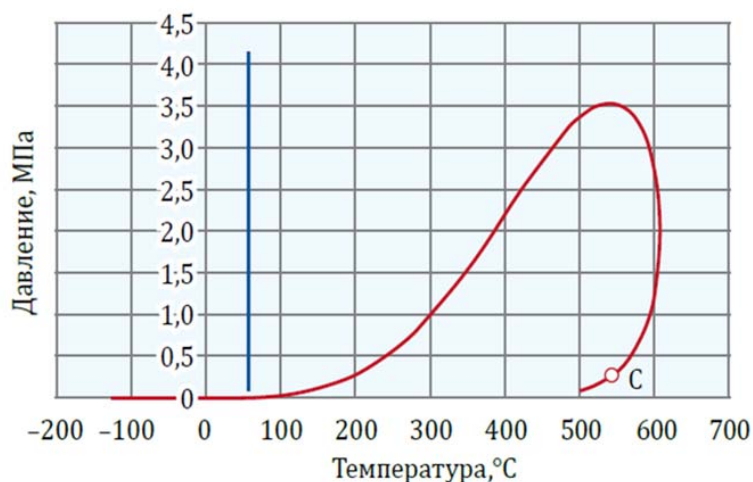


Рисунок 1 – Фазовая диаграмма равновесия Арланской товарной нефти

Фазовые диаграммы равновесного состояния нефтяных дисперсных систем представлены в координатах «температура – давление», синяя кривая характеризует границу, левее которой существуют условия выпадения парафинов (ниже 60-70 °С).

Как видно из представленной диаграммы фазового равновесного состояния и восстановленной линии парафинизации на примере Арланской товарной нефти, в реальных термобарических условиях эксплуатации магистральных нефтепроводов отсутствует практическая возможность для обеспечения температурных режимов, полностью исключающих риски выпадения отложений парафина.

Более того, если обратиться к расширенной диаграмме фазового равновесного состояния углеводородного флюида, на которой нанесены все критические области (Рисунок 2), то становится очевидным, что отложения, образующиеся в системах нефтесбора, в меньшей степени, и магистральных нефтепроводах, в большей степени (температура и давление в них ниже) будут включать в себя значительно большее количество прочных и трудноудаляемых высокомолекулярных соединений нефти – смол и асфальтенов, в то время как большая часть тугоплавких парафинов выпадает уже в скважинах. Смесь смол и асфальтенов нефти с нормальными парафинами и неорганическими частицами эмульгированной воды, песка и продуктов коррозии формирует самые плотные трудноудаляемые слои на внутренней поверхности стенок нефтепровода, называемые асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО, реже используется терминология «АСПВ» – асфальтосмолистые парафиновые вещества.

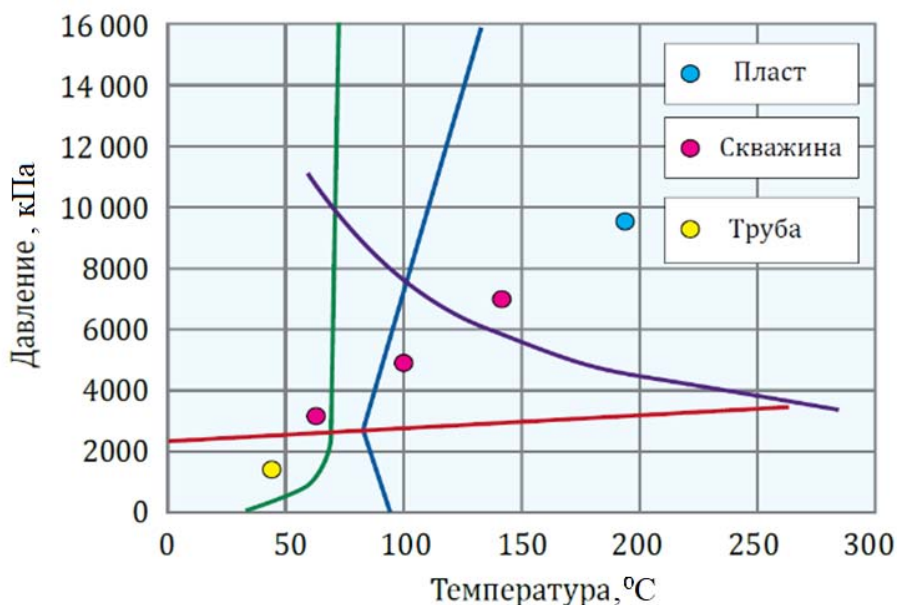


Рисунок 2 – Граничные условия выпадения отложений на фазовой диаграмме

Учитывая указанные различия в составе отложений нефтей, как по общему содержанию парафинов, так и их взаимному соотношению к смолам и асфальтенам, в рамках настоящей работы предлагается использовать термин «асфальтосмолистые парафиновые отложения» (АСПО). Данное определение подчеркивает роль тяжелых высокомолекулярных компонентов нефти, влияющих на отличительные особенности физико-механических свойств плотных отложений, образующихся в нефтепроводах для транспорта подготовленных (дегазированных и обезвоженных) товарных нефтей.

Сравнительный анализ результатов лабораторных испытаний проб товарной и неподготовленной сырой нефти показал, что в отличие от парафинов, доля тяжелой «асфальтосмолистой» составляющей в отложениях нефти практически не зависит от их фактического содержания в самой нефти, из которых они образованы. Изменения составов товарных партий, формируемых из нефтей различных месторождений, совместно перекачиваемых в магистральных нефтепроводах и риски проявления несовместимости при их смешении, могут способствовать накоплению тяжелых асфальтосмолистых компонентов нефти в пристенном слое в процессе длительной эксплуатации участков и периодического уплотнения в ходе внутритрубной очистки из-за их поверхностно-активного действия по отношению к выпадающим парафинам.

С целью ранжирования участков по интенсивности образования и накопления АСПО на практике используется значение среднемесячного количества очисток ЛЧ нефтепровода, подсчитанное по числу пропусков скребков за два года.

В качестве оценочного экспресс-критерия для товарных нефтей и их смесей, характеризующего риски и повышенную интенсивность образования АСПО в ЛЧ, предложено использовать по аналогии с показателем, характеризующим состав и свойства самих отложений, соотношение твердых парафинов к общему содержанию смол и асфальтенов – критерий нестабильности нефти или смеси (Рисунок 3).

Под нестабильностью нефти или товарной смеси в данном случае понимается седиментационная устойчивость частиц твердой фазы нефтяной дисперсной системы. Результаты анализ статистических данных эксплуатации с учетом рассчитанного критерия нестабильности нефти позволяет сделать вывод о прямой зависимости между соотношением высокомолекулярных компонентов нефти (твердых парафинов, смол и асфальтенов) и интенсивностью образования АСПО в нефтепроводах.



Рисунок 3 – Зависимость интенсивности выпадения отложений (частоты периодической очистки нефтепровода) от критерия нестабильности нефти

Немаловажным фактором является и общее содержание асфальтенов в нефти – ее природных депрессоров, играющих роль ПАВ, с увеличением содержания которых при прочих равных условиях количество отложений нефти существенно снижается.

Особое внимание уделено особенностям парафинизации неизотермических ТУ МН, на которых реализуется специальный метод «горячей перекачки» застывающей высокопарафинистой нефти. В настоящее время для транспортировки высоковязких и застывающих нефтей применяется метод перекачки с предварительным подогревом на головных перекачивающих станциях или промысловых установках подготовки нефти, а также на промежуточных пунктах подогрева нефти. Вся тепловая энергия при этом попросту рассеивается в окружающий нефтепровод грунт. Количество теплоты, рассеиваемой в грунт, зависит от полного коэффициента теплопередачи, который при отсутствии теплоизоляции определяется условиями прокладки труб (влажность и температура грунта в траншее), высокое значение которого приводит к интенсификации тепломассообменных процессов и, как следствие, к увеличению количества отложений нефти, образуемых непосредственно на стенке нефтепровода. Если данный метод направлен на увеличение конечной температуры нефти за счет предварительной температуры подогрева, то при введении депрессорных присадок и термообработке нефти обеспечивается снижение температуры застывания.

Важно, что вышерассмотренный вариант может привести к тому, что большая протяженность участков МН, а иногда и вся трасса, будет находиться в зоне риска – с температурой потока ниже температуры массовой кристаллизации парафинов, а при наличии достаточного количества асфальтенов – близко к границам самоассоциации и наноагрегации последних, термообработка в пределах которых может привести к ухудшению реологических свойств и рискам интенсификации отложений (Рисунок 4).

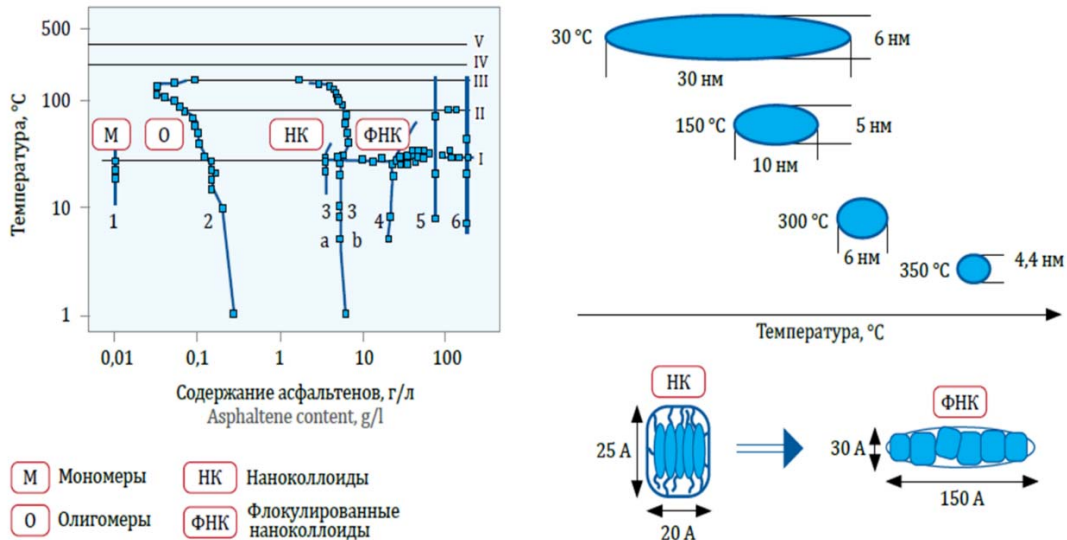


Рисунок 4 – Условия наноагрегации асфальтенов нефти

На Рисунке 5 приведен наглядный пример получения отрицательного эффекта термообработки нефти в процессе ее «горячей» перекачки на 1 и 3 перегонах при снижении температуры предварительного подогрева нефти до 35-40 °С.

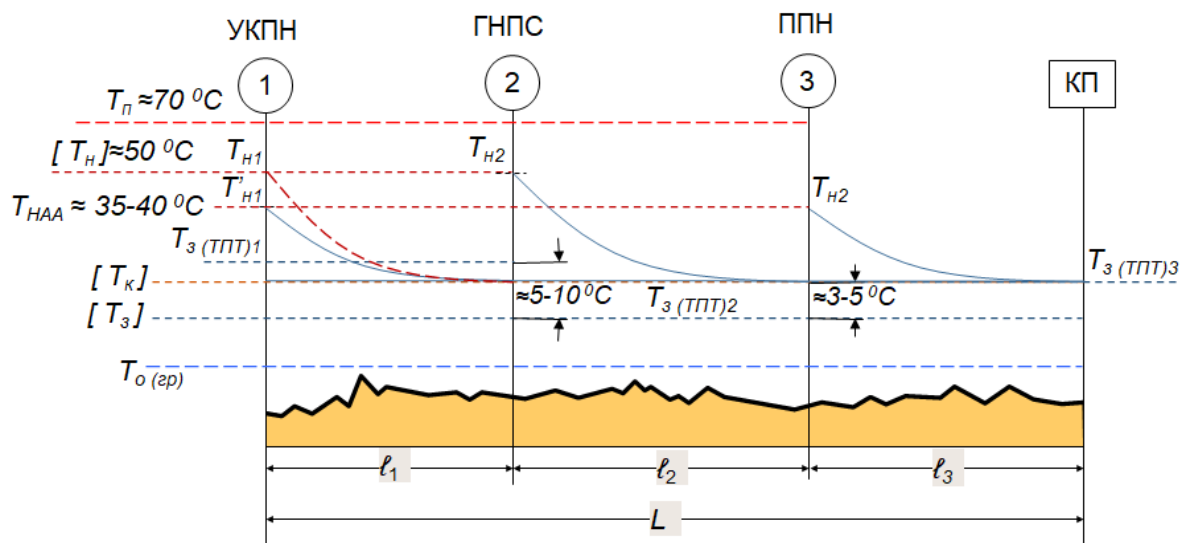


Рисунок 5 – Эффект отрицательной термообработки из-за недостаточного уровня предварительного подогрева нефти при неизотермической перекачке

Часто подобные ошибки вызваны необдуманным желанием снизить затраты топлива на подогрев за счет введения или увеличения дозровок депрессорных присадок, а также при значительном сезонном потеплении. Стоит отметить, что данный процесс носит обратимый характер, требующий повторной термообработки.

Во второй главе приведены результаты экспериментальных исследований по оценке теплогидравлической эффективности и коррозионной активности / защитных свойств слоя АСПО, в ходе которых были установлены высокие теплоизоляционные свойства отложений (среднее значение коэффициента теплопроводности модельного слоя составил 0,15 Вт/м·К), значительное снижение скорости коррозии стали (Таблица 1) и наличие сглаживающего естественные шероховатости стенок эффекта (Таблица 2) даже при незначительной толщине пристенного слоя отложений товарной нефти.

Таблица 1 – Определение скорости коррозии и защитных свойств АСПО

№	Тип образца	Среда испытания (вода)	Изменение массы контрольного образца, г			Скорость коррозии стали, мм/год	Степень защиты от коррозии, %
			m ₁	m ₂	Δm		
1	без АСПО	пресная	1,4539	1,4487	0,0052	0,0393	-
2	без АСПО	соленая	1,3770	1,3744	0,0026	0,0197	-
3	с АСПО 1	пресная	1,4500	1,4495	0,0005	0,0038	90,4
4	с АСПО 2	пресная	1,3994	1,3989	0,0005	0,0038	90,4
5	с АСПО 3	пресная	1,4265	1,4258	0,0007	0,0053	86,5
6	с АСПО 1	соленая	1,3765	1,3759	0,0006	0,0045	76,9
7	с АСПО 2	соленая	1,4441	1,4430	0,0011	0,0083	57,7
8	с АСПО 3	соленая	1,4056	1,4055	0,0001	0,0008	96,2
9	Средняя степень защиты (антикоррозионная эффективность)						83,0

Таблица 2 – Результаты измерения шероховатости внутренней поверхности

№	Наименование образца и вид обработки поверхности	Средняя шероховатость, мкм		Степень сглаживания слоем внутренней поверхности стенки, %
		Внутренней	Наружной	
1	Образец №1 (без обработки)	1,236	2,889	57,2
2	Образец №1 (после мех. обр.)	2,246	2,889	22,3
3	Образец №1 (после хим. обр.)	3,322	2,889	-15,0
4	Образец № 2 (без обработки)	1,903	2,520	24,5
5	Образец №2 (после мех. обр.)	1,978	2,520	21,5
6	Образец №2 (после хим. обр.)	1,919	2,520	23,8
7	Средняя степень сглаживания (гидравлический эффект)			40,9

При определении среднего коэффициента теплопроводности слоя отложений использованы результаты, полученные только для уплотненных образцов, близких по физико-механическим свойствам к реальному слою отложений нефти на внутренней

поверхности стенок магистрального нефтепровода (по данным осмотра катушек, вырезанных с действующих участков длительно эксплуатируемых нефтепроводов).

Первоначальной целью коррозионных исследований (Таблица 2) была оценка влияния отложений на скорость коррозии металлической стенки (по контрольным образцам из Стали 20) в различных по агрессивности водных средах (водопроводная пресная и морская соленая), являющихся основной причиной рисков внутренней коррозии магистральных нефтепроводов (скопление воды в понижениях профиля трассы при повышенной обводненности нефти или после гидроиспытаний). Однако в ходе сравнительных испытаний исходных стальных образцов и покрытых тонким слоем безводных отложений, выявлены высокие защитные пассивирующие свойства последних, в результате чего скорость коррозии контрольных образцов в разы снизилась даже в агрессивной морской воде с высокой степенью минерализации.

Для сравнительной оценки изменения шероховатости внутренней поверхности стенок труб в процессе парафинизации, проводимой с использованием вырезанных с длительно эксплуатируемых нефтепроводов катушек, в качестве базы для сравнения использовалась внешняя поверхность катушек после предварительного удаления с них гидроизоляционного покрытия. Измеренная шероховатость уплотненного слоя отложений на внутренней поверхности стенки катушек дополнительно сравнивалась с зачищенными различными способами внутренними поверхностями стенок катушек (после их тщательной шлифовки и промывки углеводородными растворителями).

Таким образом, даже тонкий слой АСПО на стенке (следствие естественного теплообменного процесса и шероховатости стенки) не только не представляет опасности для трубопровода, но и может служить своего рода внутренним гладким антикоррозионным покрытием с хорошими теплоизолирующими свойствами. Важно отметить, что для получения устойчивого теплогидравлического эффекта в течение длительного срока эксплуатации необходимо проведение как численных модельных, так и стендовых исследований по изучению стабильности слоя во времени с учетом теплогидравлических режимов перекачки и геометрии профиля оси нефтепровода.

В третьей главе представлена качественная и количественная оценки процесса парафинизации по данным лабораторных и стендовых испытаний – динамических и кинетических (методы измерения профиля вязкости, «Cold Finger» и «Wax Loop»), в

ходе которых экспериментально подтверждены и количественно измерены эффекты влияния теплоизоляционных свойств слоя отложений на снижение интенсивности их накопления из-за падения температурного градиента (Таблица 3), а также отмечена неэффективности применяемых ингибиторов АСПО депрессорного типа – после ввода реагентов, независимо от дозировок были зафиксированы падение давления и увеличение температуры на конце измерительной линии испытательной установки.

Таблица 3 – Результаты испытаний (при температуре холодного стержня прибора 5 °С, расчетная температура массовой кристаллизации парафинов нефти ≈ 10-15 °С)

№	Нефть	Количество отложений в ячейке при температуре нефти в процессе испытаний (поддерживается температурой внутреннего термостата), г				
		5 °С	10 °С	15 °С	20 °С	25 °С
1	Тип 1 (тяжелая)	2,5	4,5	3,4	1,2	0,8
2	Тип 2 (средняя)	12,7	16,8	15,2	4,7	4,5
3	Тип 3 (легкая)	9,8	13,9	12,5	3,5	3,2

Аналогичного рода эффект неэффективности ингибиторов АСПО также был получен и для других марок депрессорного типа. Выявленный «отрицательный» эффект, связанный с увеличением количества отложений и ухудшением текучести нефти, был отмечен и в более ранних работах, также посвящённых исследованиям эффектов совместной обработки нефти антифрикционными, а также депрессорными присадками, выступающими в роли своеобразных поверхностно-активных веществ (ПАВ), стабилизирующих неподвижный диффузионный слой Нернста (Рисунок 6).

Выявленный эффект, с одной стороны препятствует смыву слоя отложений потоком, а с другой – может использоваться для создания стабильного пристенного слоя АСПО, препятствующего последующему налипанию новых частиц отложений.

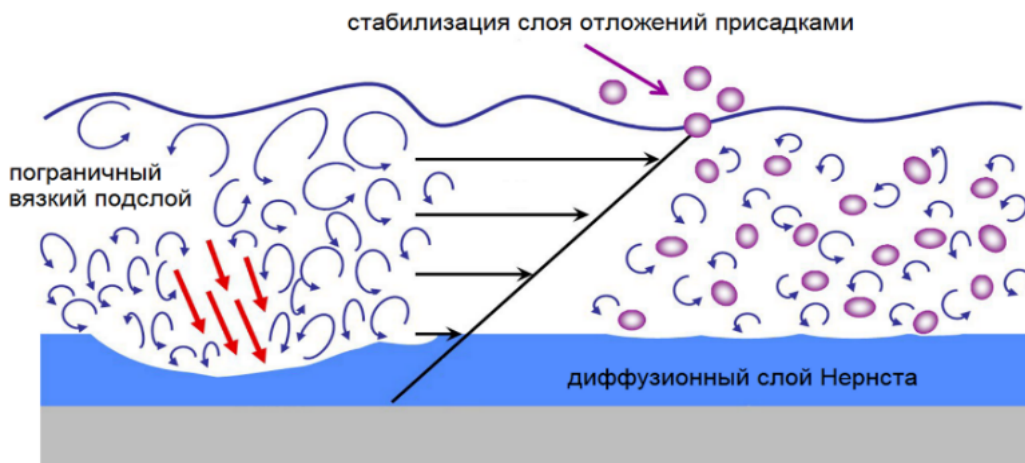


Рисунок 6 – Стабилизация пристенного слоя АСПО полимерными присадками

Учитывая вышеизложенное, вопросы ингибирования и очистки отложений товарной нефти в магистральных нефтепроводах остаются открытыми и требуют совершенствования существующих технологий за счет разработки эффективных организационно-технических мероприятий, включающих применение ингибиторов преимущественно диспергирующего (растворение) или моющего действия (ПАВ).

С целью же исследования фактической кинетики образования, накопления и распределения отложений нефти в условиях турбулентных режимов, характерных для магистральных нефтепроводов, разработан уникальный испытательный стенд, состоящий из контура контрольных участков с линиями Ду 30, 50, 100, 150 мм. Стенд также позволяет выполнять исследования эффективности химических реагентов, прогнозировать риски осложнений как при нормальном режиме эксплуатации, так и при переходных процессах. Более подробное описание изобретения представлено в свидетельстве о государственной регистрации РИД (патент № RU 2650727 С1).

Принцип работы испытательного стенда основан на методе, применяемом на установках Wax Loop, но в отличие от них, имеет большие диаметры измерительных линий и мощные насосы, что позволяет обеспечить развитое турбулентное течение потока в ходе испытаний, подобное режимам в МН. В качестве критериев подобия принимается равенство касательных напряжений при условии поддержания для всех режимов испытаний турбулентного течения в диапазоне гидравлически гладких труб, исключая влияние турбулентных пульсаций на разрушение и вынос отложений.

С целью обеспечения возможности для корреляции результатов лабораторных испытаний на установке «Wax Loop» с данными, полученными в ходе стендовых исследований, для их последующего переноса на условия и режимы действующих магистральных нефтепроводов выполнены соответствующие расчеты по оценке границ диапазона расходов для каждого диаметра измерительных линий контура установки «Wax Loop» и разработанного испытательного стенда (Таблицы 4-5).

Как видно из результатов представленных в Таблице 5 расчетов, большие диаметры линий стенда ООО «НИИ Транснефть» позволяют даже при невысоких значениях вязкости нефти соблюсти необходимые условия подобия режимов как по значениям касательных напряжений на стенке, так и зоне гидравлически гладких труб

в развитом турбулентном режиме течения. Последнее необходимо для исключения влияния турбулентных пульсация на способность самовыноса отложений потоком.

Таблица 4 – Режимы испытаний процессов парафинизации на установке Wax Loop

Расход в МН, м ³ /ч		Условный диаметр МН, мм	Расход в капилляре Wax Loop, мл/мин			
от	до		2 мм		5 мм	
250	1250	300	2,1	200,1	33,3	3126,7
750	2500	500	2,1	95,5	33,5	1492,6
2000	5000	700	3,4	91,2	52,8	1424,4
4000	8000	1000	3,0	53,2	46,6	831,4
7000	10000	1200	4,0	39,2	62,7	612,7

Таблица 5 – Режимы испытаний, воспроизводимые стендом ООО «НИИ Транснефть»

Расходы МН, м ³ /ч		Условный диаметр МН, мм	Расход в измерительной линии стенда, м ³ /ч							
от	до		30 мм		50 мм		100 мм		150 мм	
250	1250	300	0,4	9,2	2,0	27,3	16,0	119,9	53,9	284,8
750	2500	500	2,1	6,1	2,0	18,3	16,1	80,4	54,3	191,2
2000	5000	700	2,1	6,0	3,2	17,8	25,3	78,4	76,3	186,4
4000	8000	1000	2,1	4,5	2,8	13,3	22,4	58,4	71,0	138,9
7000	10000	1200	2,1	3,8	3,8	11,2	30,1	49,4	83,5	117,5

В четвертой главе с целью подтверждения технико-экономического эффекта от создания на внутренней поверхности стенки естественного защитного покрытия в виде устойчивого слоя отложений определенной толщины, на основании полученных экспериментальных данных и вновь выявленных факторов, была выполнена оценка теплогидравлической эффективности слоя АСПО различной толщины для «горячих» (неизотермических) и «условно изотермических» нефтепроводов (Таблицы 6-7). При расчете теплогидравлических параметров перекачки толщина слоя варьировалась в диапазоне от 1 до 15 мм. Полученные результаты демонстрируют, что ожидаемый теплогидравлический эффект слоя АСПО достигается на МН DN 720–1220 мм только при развитых турбулентных режимах с толщиной слоя АСПО не более 10 мм.

Стоит отметить, что данные расчеты носят лишь предварительный оценочный характер и представляют, с практической точки зрения, только качественную, но не количественную зависимость, для определения которой необходимо проведение динамического моделирования с учетом кинетики изменения процесса во времени.

Таблица 6 – Результаты расчета параметров теплогидравлических режимов

Диаметр DN, мм	Расход Q, м ³ /ч	Среднее увеличение конечной температуры потока T _к , °С	Изменение гидравлического сопротивления [Δhτ/hτ], % при толщине слоя пристенных отложений δ _{отл} , мм						
			1	2	3	4	5	10	15
530	650	1,1	0,2	0,4	0,7	1,0	1,3	3,2	6,0
	950		1,8	3,7	5,8	8,0	10,4	24,9	44,5
	1250		4,3	8,8	10,3	11,9	13,4	21,8	31,0
	1550		1,3	2,7	4,1	5,6	7,0	14,9	23,6
720	2500	1,5	0,9	1,9	2,8	3,8	4,8	10,0	15,7
	3750		1,0	2,0	3,0	4,0	5,1	10,7	16,8
	5000		-8,9	-8,0	-7,0	-6,0	-5,0	3,5	9,8
	6250		-6,3	-5,3	-4,2	-3,1	-2,0	4,0	10,5
1020	3500	1,7	0,6	1,2	1,8	2,4	3,0	6,3	9,8
	5250		0,6	1,3	2,0	2,7	3,4	7,0	10,9
	7000		-4,0	-3,4	-2,7	-2,0	-1,3	2,4	6,4
	10 500		-6,6	-5,8	-5,1	-4,3	-3,6	0,5	4,9
1220	5000	1,6	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	5,2	8,0
	7500		0,6	1,1	1,7	2,3	2,8	5,9	9,1
	10 000		-4,0	-3,5	-2,9	-2,3	-1,7	1,4	4,8
	12 500		-6,7	-6,1	-5,4	-4,8	-4,2	-0,9	2,7

Таблица 7 – Результаты расчета режимов изотермического нефтепровода

DN, мм	3 x HM Q-H (D)	Изменение пропускной способности [ΔQ/Q], % при толщине слоя пристенных отложений δ _{отл} , мм																
		для новых труб k=0,1 мм								для старых труб k=0,2 мм								
		1	2	3	4	5	6	7	8	1	2	3	4	5	6	7	8	
530	1250-260 (1,0 D)	-0,8	-0,8	-1,5	-2,3	-3,1	-3,9	-4,6	-5,4	-6,2	-0,5	-1,3	-2,0	-2,8	-3,6	-4,4	-5,1	-5,9
720	5000-210 (0,7 D)	-0,6	-0,6	-1,2	-1,9	-2,5	-3,1	-3,7	-4,3	-4,9	1,0	0,4	-0,2	-0,9	-1,5	-2,1	-2,7	-3,4
1020	7000-210 (1,25 D)	-0,4	-0,4	-0,7	-1,1	-1,5	-1,8	-2,2	-2,6	-3,0	2,4	2,1	1,7	1,3	0,9	0,5	0,1	-0,2
1220	10000-210 (1,0 D)	-0,3	-0,3	-0,5	-0,8	-1,0	-1,3	-1,6	-1,8	-2,1	2,1	1,8	1,5	1,3	1,0	0,7	0,5	0,2

Как видно из Таблицы 6, теплогидравлический эффект при наличии пристенного слоя АСПО достигается преимущественно за счет его теплоизоляционных свойств, в результате чего снижается полный коэффициент теплопередачи, повышается средняя температура потока и вязкость нефти. Более точная количественная оценка режимов с учетом данного фактора представлена в результатах динамического моделирования. В случае же изотермической перекачки (Таблица 7) гидравлическая эффективность достигается только за счет снижения шероховатости поверхности стенок трубы.

Результаты моделирования технологических режимов перекачки нефти для изотермических участков нефтепровода также свидетельствуют о потенциальной эффективности пристенного слоя отложений на трубах большого диаметра DN 1020-1220 мм. Допустимая толщина слоя лежит в пределах 1-4 мм для новых стальных труб и до 10-12 мм – для длительно эксплуатируемых стальных нефтепроводов.

С целью оценки влияния толщины слоя отложений на теплогидравлическую эффективность нефтепроводов с учетом протекания процесса во времени согласно кинетической модели MATZAIN, в рамках настоящей работы выполнено численное моделирование процесса парафинизации условного участка нетеплоизолированного подземного нефтепровода (DN1020x12 мм, L = 70 км) производительностью 7000 м³/ч. Физико-химические свойства самой нефти и ее отложений, включая кривую выпадения твердых парафинов заданы при помощи PVT-модели флюида по данным лабораторных исследований состава, показателей качества и контрольных свойств (кривые вязкости и плотности, давление насыщенных паров, фракционный состав).

Значения усредненных по пробам физико-механических свойств слоя АСПО (плотность, пористость, теплопроводность и шероховатость слоя), были заданы по результатам выполненных в рамках настоящей работы исследований с образцами отложений и катушек труб, вырезанных с длительно эксплуатируемых МН. Расчеты были произведены для периода 120 суток (4 месяца эксплуатации) при температуре окружающего грунта 5 °С и начальной температуры нефти 20 °С, длина расчётной секции трубопровода (шаг расчётной сетки в модели) – 250 м.

По результатам моделирования процесса парафинизации нефтепровода были получены зависимости (Рисунок 7) изменения по профилю температуры потока и стенки (TWS), а также расчетной толщины слоя отложений и общего коэффициента теплопередачи. В качестве контрольных показателей для количественной оценки теплогидравлической эффективности слоя отложений выведены тренды давления на выходе станции, расхода нефти и температуры начала выпадения парафинов (WAT). На Рисунке 8 представлены временные зависимости изменения давления на выходе с головной станции и массового количества отложений нефти, заключённого в объеме нефтепровода диаметром DN1020 мм длиной 70 км.

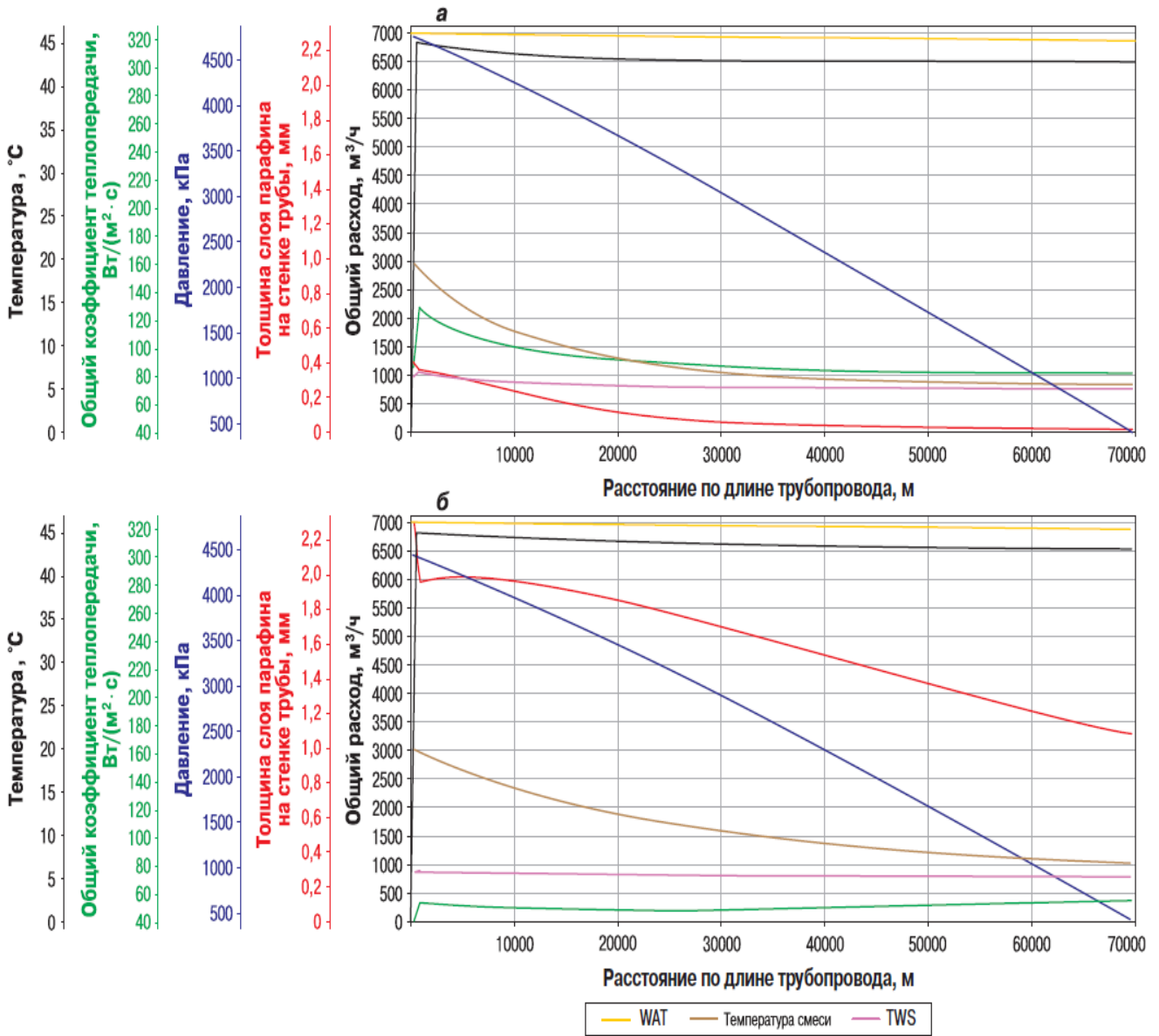


Рисунок 7 – Тренды изменения теплогидравлических параметров перекачки в течение 4 месяцев эксплуатации (сверху – на 1 сутки, снизу – на 120 сутки)

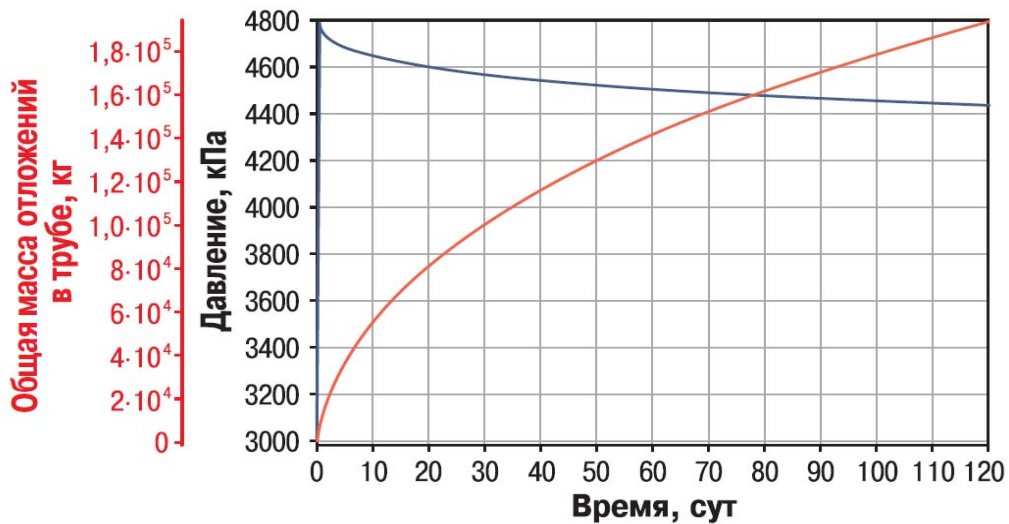


Рисунок 8 – Тренды изменения давления и общего количества отложений в трубе

Результаты моделирования на примере участка DN 1020 мм длиной 70 км показали возможность снижения потребного напора на 8 % (с 4,8 до 4,4 МПа), в то же время средняя по профилю температура потока повышается на 2-3 °С, а общий коэффициент теплопередачи снижается в среднем в 2 раза при слое АСПО толщиной 2 мм. Стоит отметить, что увеличение температуры начального подогрева нефти (для случая неизотермической горячей перекачки) приведет к возрастанию ожидаемого теплогидравлического эффекта, позволяющего не только снизить энергозатраты, но и продлить допустимое время безопасной остановки без депрессорных присадок.

Таким образом, выполненный в рамках настоящей диссертационной работы комплекс аналитических, экспериментальных лабораторных, стендовых и численных исследований подтвердил возможность практического использования естественного пристенного слоя отложений нефти в качестве внутреннего покрытия как для вновь вводимых, так и длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов.

Выявленные в ходе исследований особенности отложений товарной нефти и фактической кинетики протекания процесса парафинизации в условиях эксплуатации магистральных нефтепроводов, позволяют оптимизировать операционные затраты на ингибирование и очистку ЛЧ МН при подготовке к внутритрубной диагностике.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Анализ интенсивности образования отложений на участках магистральных нефтепроводов по данным периодичности очистки линейной части и результатам внутритрубной диагностики показал возможность эффективного использования корреляционной зависимости соотношения содержания твердых парафинов к смолам и асфальтенам нефти, названной «критерием нестабильности» для экспресс-оценки склонности товарной смеси к образованию отложений – при его значении свыше 0,5 процесс парафиноотложений в нефтепроводах интенсифицируется.

2. Лабораторные исследования физико-механических свойств слоя отложений при перекачке товарной нефти подтвердили высокие защитные антикоррозионные свойства (снижение скорости коррозии до 80%), наличие «сглаживающего» (до 40 %) и теплоизоляционного эффектов (средняя теплопроводность слоя АСПО составила 0,15 Вт/м·К, что в сотни раз ниже коэффициента теплопроводности трубной стали).

3. Разработанные в рамках выполнения работы теплогидравлический стенд и методика переноса подобных режимов с магистральных нефтепроводов в условия лабораторных и стендовых испытаний позволили определить границы диапазона расходов для воспроизведения близких к эксплуатационным условий режимов ТУ МН, влияющих на кинетику процесса парафинизации с учетом турбулентности.

4. Лабораторные и численные эксперименты подтвердили достаточно высокую теплогидравлическую эффективность равномерно распределенного слоя АСПО для неизотермических участков нефтепроводов большого диаметра (от DN1020) – до 8 % в снижении гидравлического сопротивления и 1,5 °С прироста по температуре потока, а для изотермической перекачки – до 2-4 % в повышении пропускной способности.

5. По результатам динамического моделирования неизотермической перекачки на примере нетеплоизолированного подземного нефтепровода DN1020 длиной 70 км с учетом нестационарности процесса накопления парафиноотложений подтверждена возможность увеличения средней температуры потока на 2-3 °С, при этом общий коэффициент теплопередачи при толщине слоя 2 мм снижается до 2-2,5 раз.

**Основные положения диссертации опубликованы в следующих трудах:
- в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК Министерства
науки и высшего образования РФ:**

1. Сунагатуллин Р.З. Технологические аспекты формирования контролируемого слоя асфальто-смолопарафиновых отложений на внутренней поверхности нефтепроводов / Сунагатуллин Р.З., Дмитриев М.Е., Мастобаев Б.Н. // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. - 2017. - № 6. - с. 41-44.

2. Сунагатуллин Р.З. Экспериментальные исследования эксплуатационных свойств асфальто-смолистых парафиновых отложений нефти, образующихся в магистральных нефтепроводах / Сунагатуллин Р.З., Каримов Р.М., Дмитриев М.Е., Байкова М.И. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2018. - № 8(4). - с. 398-406 (*Web of Science*).

3. Сунагатуллин Р.З. Методы измерения температуры начала кристаллизации парафинов в нефти и дизельном топливе / Сунагатуллин Р.З., Несын Г.В., Хасбиуллин И.И. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. Т. 8. № 1. - с. 21-29 (*Web of Science*).

4. Сунагатуллин Р.З. Численное моделирование теплогидравлической эффективности пристенного слоя отложений нефти / Сунагатуллин Р.З., Каримов Р.М., Ташбулатов Р.Р., Мастобаев Б.Н. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2019. - № 9 (2). - с. 158-162 (*Web of Science*).

5. Сунагатуллин Р.З. Исследование причин образования асфальтосмолопарафиновых отложений товарной нефти в условиях эксплуатации магистральных нефтепроводов / Сунагатуллин Р.З., Каримов Р.М., Ташбулатов Р.Р., Мастобаев Б.Н. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов - 2020. - № 10(6). - с. 610-619 (*Web of Science*).

6. Сунагатуллин Р.З. Исследования кинетики процесса парафиноотложений в условиях эксплуатации магистральных нефтепроводов / Сунагатуллин Р.З., Каримов Р.М., Ташбулатов Р.Р., Мастобаев Б.Н. // Нефтяное хозяйство. - 2020. - № 11. - с. 124-127 (*Web of Science u Scopus*).

7. Каримов Р.М. Особенности парафинизации неизотермических магистральных нефтепроводов для горячей перекачки высоковязких застывающих нефтей / Каримов Р.М., Сунагатуллин Р.З., Ташбулатов Р.Р., Дмитриев М.Е. // Нефтяное хозяйство. - 2021.- №1 - с. 87-91 (*Web of Science u Scopus*).

8. Каримов Р.М. Динамическое моделирование теплогидравлической эффективности слоя асфальтосмолопарафиновых отложений в неизотермическом нефтепроводе / Каримов Р.М., Сунагатуллин Р.З., Ташбулатов Р.Р., Мастобаев Б.Н.; Колчин А.В. // Нефтяное хозяйство. - 2021.- №4. - с. 118-123 (*Web of Science u Scopus*).

- материалах конференций:

9. Сунагатуллин Р.З. О способе влияния на интенсивность образования асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтепроводах / Сунагатуллин Р.З., Дмитриев М.Е. // Трубопроводный транспорт - 2017. Тезисы докладов XII Международной учебно-научно-практической конференции, 2017. - с. - 182-183.

10. Сунагатуллин Р.З. Использование слоя асфальтосмолопарафиновых отложений на внутренней поверхности нефтепроводов для обеспечения теплоизоляционного эффекта и защиты от коррозии / Сунагатуллин Р.З., Мастобаев Б.Н. // Трубопроводный транспорт - 2017. Тезисы докладов XII Международной учебно-научно-практической конференции, 2017. С. 184-185.

11. Сунагатуллин Р.З. Теплогидравлическая эффективность отложений при трубопроводном транспорте нефти // Трубопроводный транспорт - 2018. Тезисы докладов XIII Международной учебно-научно-практической конференции, 2018. - с. - 120-121.

12. Сунагатуллин Р.З. Определение параметров слоя пристенных отложений нефти без снижения производительности магистральных нефтепроводов / Сунагатуллин Р.З., Ташбулатов Р.Р., Каримов Р.М. // Научные технологии в решении проблем нефтегазового комплекса. Материалы VIII Международной молодежной научной конференции. Ответственный редактор К.Ш. Ямалетдинова, 2018. - с. - 276-281.

13. Сунагатуллин Р.З. Влияние температурного градиента на границе раздела «поток-стенка» на интенсивность парафиноотложений / Р. З. Сунагатуллин, Р. М. Каримов, Б. Н. Мастобаев // Тезисы докладов XIV Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт - 2019». - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. - с. 132-133.

14. R.Z. Sunagatullin. Study of Heat-Hydraulic Efficiency of Asphalt-Resinous Paraffinic Oil Deposits in Field and Trunk Pipelines / R.Z. Sunagatullin, R.M. Karimov, M.E. Dmitriev // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. The conference proceeding. 272, 2019. - с. 022195 (*Scopus*).

15. Сунагатуллин Р.З. Эксплуатация магистральных нефтепроводов с асфальтосмолистыми парафиновыми отложениям / Р. З. Сунагатуллин, Р. М. Каримов, Б. Н. Мастобаев // Тезисы докладов XV Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт - 2020». - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. - с. 117.

16. Сунагатуллин Р.З. Экспериментальное определение пусковых режимов нефтепроводов для высокопарафинистых нефтей / Р. З. Сунагатуллин, Р. М. Каримов // Материалы 71-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. В 2 т. / отв. ред. Р.У. Рабаев. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. - с. 511-512.

- других изданиях:

17. R.Z. Sunagatullin. Experimental studies of operational properties of asphaltene-resin-wax deposits formed in oil trunk pipelines / R.Z. Sunagatullin, R.M. Karimov, M.E. Dmitriev, M.I. Baykova // Pipeline Science and Technology, Vol. 3, No. 1, September 2019. - p. 22-28.

18. R.Z. Sunagatullin. Numerical simulation of thermal-hydraulic effect of wall-boundary layer of oil deposits in oil trunk pipelines / R.Z. Sunagatullin, R.M. Karimov, R.R. Tashbulatov, B.N. Mastobayev // Pipeline Science and Technology, Vol. 3, No. 2, December 2019. - p. 106-110.

- патентах:

19. Пат. 2650727 Российская Федерация, МПК G01N 11/00. Стенд для исследования процессов транспортировки тяжелой и битуминозной нефти/ С.Н. Чужинов, Р.З. Сунагатуллин, [и др.]; - № 2017123586; заявл. 04.07.2017, опубл. 17.04.2018, Бюл. № 11. - 15 с.