

Министерство науки и высшего образования
Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет»

На правах рукописи

Дементьев Александр Сергеевич



**МЕТОД КОНТРОЛЯ КОНЦЕНТРАЦИИ ПАРАФИНОВ ПРИ
ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ МАГИСТРАЛЬНЫМИ
ТРУБОПРОВОДАМИ НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ РАДИОИЗОТОПНОГО
ИЗЛУЧЕНИЯ**

Специальность 05.11.13 – Приборы и методы контроля природной среды,
веществ, материалов и изделий

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ

**доктор технических наук,
профессор Проскуряков Р.М.**

**доктор технических наук,
профессор Шпенст В.А.**

Санкт-Петербург – 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ МЕХАНИЗМА ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЕПРОВОДАХ И МЕТОДОВ ОБНАРУЖЕНИЯ И БОРЬБЫ С НИМИ.....	10
1.1 Причины возникновения парафиновых отложений в трубопроводных системах нефтяной промышленности.....	10
1.2 Методы определения температуры нефти, достаточной для начала формирования отложений.....	10
1.3 Существующие методы предотвращения формирования АСПО.....	13
1.4 Существующие методы удаления АСПО.....	14
1.5 Существующие модели обнаружения АСПО.....	16
1.6 Анализ существующих осложнений, связанных с проблемами образования АСПО при эксплуатации месторождений нефти с высоким содержанием парафина.....	21
1.7 Методы практического измерения толщины парафиновых отложений в нефтепроводе.....	25
1.8 Радиоизотопные методы измерения содержания многофазных многокомпонентных потоков.....	26
1.9 Выводы по главе 1.....	28
ГЛАВА 2 ИССЛЕДОВАНИЕ ВАРИАНТОВ СОЗДАНИЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ КОНЦЕНТРАЦИИ ПАРАФИНОВ, ОСНОВАННОЙ НА РАДИОИЗОТОПНОМ ИЗЛУЧЕНИИ.....	29
2.1 Постановка задачи и выбор метода исследования парафиновых отложений.....	29
2.2 Распределение АСПО на стенках нефтепровода.....	32
2.3 Технические решения по бесконтактному измерению наличия включений в нефти, основанные на применении гамма-излучения.....	36
2.4 Радиоизотопный преобразователь.....	37
2.5 Обоснование выбора источника излучения.....	43
2.6 Характер взаимодействия излучения с веществом.....	45
2.7 Вывод по главе 2.....	46
ГЛАВА 3 МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПРИ ВЗАИМОДЕЙСТВИИ РАДИОИЗОТОПНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ С КОНТРОЛИРУЕМОЙ СРЕДОЙ.....	47

3.1 Коэффициент линейного ослабления отдельных компонентов.....	47
3.2 Методика расчета коэффициента ослабления для структуры с взаимопроникающими компонентами методом элементарной ячейки	48
3.3 Структура с изолированными включениями	53
3.4 Система с взаимодействующими компонентами при постоянном сечении брусьев.....	56
3.5 Коэффициент линейного ослабления интенсивности гамма-излучения в неоднородной среде	59
3.6 Математическое моделирование зависимости интенсивности излучения при увеличении твёрдой парафиновой фазы.....	68
3.7 Выводы по главе 3.....	75
ГЛАВА 4 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ТЕХНИЧЕСКОЙ РЕАЛИЗАЦИИ РАДИОИЗОТОПНОЙ ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ КОНЦЕНТРАЦИИ ПАРАФИНОВ В НЕФТИ	76
4.1 Планирование эксперимента.....	76
4.2 Анализ результатов эксперимента	79
4.4 Рекомендации по работе с измерительной системой концентрации парафина в нефтяном потоке.....	85
4.5 Безопасность при работе с измерительной системой.....	86
4.6 Выводы по главе 4.....	86
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	88
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	90

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследований

На современном этапе развития нефтяной промышленности отмечается снижение качества сырьевой базы. Преобладающими являются месторождения, вступившие в позднюю стадию разработки, вследствие чего происходит увеличение доли трудноизвлекаемых запасов тяжелой нефти с большим содержанием высокомолекулярных соединений, в том числе асфальтосмолопарафинов. Так, одной из главных проблем при добыче и транспортировке таких нефтей является образование асфальтосмолопарафиновых отложений на внутренней поверхности трубопровода, возникновение которых приводит к снижению проходного диаметра трубы и увеличению напорных характеристик, что повышает риск аварийных ситуаций и, при неблагоприятном исходе, разливов нефти, нередко приводящих к техногенным катастрофам и большим экономическим потерям для предприятий и государства.

Борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями возможна двумя способами: предупреждение образования отложений и удаление их с оборудования добычи и транспортировки нефти. Первый способ обладает большей эффективностью, так как обеспечение своевременных профилактических мероприятий по обследованию трубопровода на наличие парафина повышает уровень безаварийной и стабильной работы нефтетранспортной системы, а также снижает затраты на транспортировку нефти.

Степень разработанности темы исследования

Вопросами изучения процессов формирования органических отложений занимались такие ученые, как: Р.А. Абдуллин, Г.А. Бабалян, Ш.С. Гарифуллин, Т.М. Мамедов, В.С. Фетисов, И.А. Стручков, З.А. Хабибуллин и многие другие. Радиоизотопным контролем потоков нефти занимались такие ученые, как: Р.М. Проскуряков, В.А. Кратиров, Б.С. Брагин, Д.И. Газин, М.М. Гареев, А.В. Коптева, Peshawa J. Muhammad Ali, M. Roshani и другие. Но, несмотря на высокую степень проработанности вопроса, недостаточно уделено внимание

процессу возникновения кристаллов парафинов и определению их концентрации в нефтяном потоке до момента их осаждения на оборудование ввиду предположения о близости коэффициентов их линейного поглощения гамма-излучения. Разработка точной радиоизотопной измерительной системы, позволяющей определить концентрацию парафинов, обеспечит возможность своевременного проведения профилактических мероприятий для предотвращения формирования асфальтосмолопарафиновых отложений на стенках трубопровода и оборудовании, а также позволит расширить базу исследовательских данных и повысить эффективность использования трубопроводных систем и экономический эффект предприятий.

В этой связи разработка автоматического бесконтактного метода мониторинга нефтяных потоков с целью измерения концентрации парафинов представляется актуальной научно-технической задачей.

Идея работы

Зависимость коэффициента поглощения гамма-излучения от молекулярной массы компонентов среды позволяет определять концентрацию парафина в нефти радиоизотопным методом.

Цель работы

Разработка средства и методики автоматического бесконтактного определения концентрации парафиновых включений в транспортируемой по трубопроводу нефти на основе радиоизотопного метода.

Основные задачи исследования

1. Анализ существующих методов определения концентрации парафина при различных условиях транспортировки нефтяных потоков, а также методов предотвращения и удаления парафиновых отложений.
2. Обоснование выбора радиоизотопного метода для поиска парафиновых включений в транспортируемом нефтяном потоке.
3. Разработка имитационной модели определения коэффициента линейного поглощения радиоизотопного гамма-излучения при изменении концентрации

веществ с помощью сочетания методов обобщенной проводимости и элементарной ячейки.

4. Разработка имитационной модели автоматической бесконтактной измерительной системы определения количества парафиновых включений на основе эффекта фотоэлектронного поглощения узкоколлимированного пучка гамма-излучения.

5. Исследование процессов взаимодействия гамма-излучения с измеряемыми веществами на лабораторной установке.

Научная новизна работы:

1. Разработана новая физико-математическая модель расчета коэффициента ослабления радиоизотопного излучения в структуре с изолированными включениями на основе сочетания методов обобщенной проводимости и элементарной ячейки.

2. Разработан автоматический бесконтактный метод непрерывного мониторинга парафиновых образований в потоке нефти в трубопроводе отличающийся тем, что за счет использования узкоколлимированного пучка радиоизотопного излучения осуществляется измерение концентраций включений в потоке.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Получена зависимость коэффициента ослабления гамма-излучения от концентрации веществ в структурах с изолированными включениями и взаимопроникающими компонентами, позволяющая с высокой достоверностью определять коэффициент ослабления радиоизотопного излучения многокомпонентных потоков.

2. Предложен алгоритм обработки информации, полученной радиоизотопной измерительной системой, позволяющий непрерывно контролировать наличие и концентрацию парафинов в потоке нефти, что позволяет разрабатывать рекомендации для проведения модернизации отдельных участков нефтепровода и повышать надежность планирования профилактических

мероприятий по предупреждению парафиновых отложений на внутренней поверхности трубопровода с целью увеличения срока безаварийной эксплуатации трубопроводных систем.

3. Разработанный автоматический бесконтактный метод, основанный на использовании источника радиоизотопного излучения, позволяет повысить надежность планирования профилактических мероприятий по предупреждению парафиновых отложений на внутренней поверхности трубопровода.

Методология и методы исследования

В работе использован комплексный метод исследований, включающий научный анализ и обобщение ранее опубликованных исследований, теоретические исследования характера взаимодействия гамма-излучения с веществами, метод компьютерного математического моделирования, статистическая обработка выходных сигналов; экспериментальные исследования и проведение натурных испытаний в лаборатории.

Соответствие паспорту специальности

Диссертация соответствует паспорту специальности 05.11.13 – Приборы и методы контроля природной среды, веществ, материалов и изделий (технические науки) - п.1. «Научное обоснование новых и усовершенствование существующих методов аналитического и неразрушающего контроля природной среды, веществ, материалов и изделий», п.2. «Разработка и оптимизация методов расчета и проектирования элементов, средств, приборов и систем аналитического и неразрушающего контроля с учетом особенностей объектов контроля».

На защиту выносятся следующие положения:

1. Модель, построенная на основе сочетания методов элементарной ячейки и обобщенной проводимости, примененная к жесткому гамма-излучению, позволяет адекватно оценивать зависимость эффективного коэффициента линейного ослабления интенсивности гамма-излучения от массовой концентрации компонентов гетерогенной среды.

2. Определять концентрацию асфальтосмолопарафиновых соединений с погрешностью 5,5% возможно с помощью выявленной функциональной зависимости интенсивности радиоизотопного излучения от количественных изменений парафиновых включений в транспортируемую нефть на основе эффекта фотоэлектронного поглощения узкоколлимированного пучка гамма-излучения.

Степень достоверности и апробация результатов работы

Научные положения, выводы и рекомендации, разработанные в диссертации, соответствуют классическим положениям приборостроения и основам математического моделирования и подтверждены удовлетворительной сходимостью результатов теоретических и экспериментальных исследований, которая составляет 0,9.

Основные положения, результаты работы в целом и отдельные ее разделы докладывались и получили положительную оценку на следующих конференциях и семинарах: Международный семинар "Инновации и перспективы развития горного машиностроения и электромеханики: IPDME-2018" – Санкт-Петербург, 2018, Международная научно-практическая конференция «Научно-практические исследования» – Омск, 2020, Международная научно-практическая конференция «Вопросы современных научных исследований» – Омск, 2020.

Личный вклад автора:

1. Разработана математическая модель, описывающая зависимость коэффициента линейного поглощения интенсивности гамма-излучения от концентрации веществ.

2. Разработана математическая модель, описывающая влияние концентрации парафиновой составляющей в нефтяном потоке на интенсивность гамма-излучения.

3. Выполнены экспериментальные исследования радиоизотопной измерительной системы концентрации взвешенных парафинов в потоке.

Публикации

Результаты диссертационной работы в достаточной степени освещены в 5 печатных работах, в том числе в 2 статьях - в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук, в 1 статье - в издании, входящем в международную базу данных и систему цитирования (Web of Science). Зарегистрирована заявка на патент на изобретение.

Структура и объем диссертационной работы:

Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, изложенных на 100 страницах машинописного текста, содержит 28 рисунков, 9 таблиц, список литературы из 97 наименований.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ МЕХАНИЗМА ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЕПРОВОДАХ И МЕТОДОВ ОБНАРУЖЕНИЯ И БОРЬБЫ С НИМИ

1.1 Причины возникновения парафиновых отложений в трубопроводных системах нефтяной промышленности

В нефтяной дисперсной системе (НДС) существует большая вероятность фазовых переходов, которые обусловлены механическим воздействием на залежи нефти. При транспортировке высоковязкой нефти с течением времени высокомолекулярные компоненты кристаллизуются из многокомпонентного потока. Кристаллы парафина, образующие непрерывную трехмерную макромолекулярную структуру, упрочняются молекулами асфальтенов и смол, формируя на внутренней поверхности трубопровода органические отложения. Существует высокое множество различных факторов, влияющих на интенсивность выделения твердой парафиновой фазы в нефтяном потоке, таких как изменения рабочей температуры и давления при работе скважины, присутствие в добываемой нефти различных механических включений, таких как, например, пропантов, ржавчин, а также ряд других факторов [21, 22, 23, 39, 52]. Стоит сказать, что смолы и асфальтены двойственно проявляются в процессе формирования твердых кристаллов в нефтяном потоке, так как их наличие может как ускорять, так и замедлять этот процесс [33, 76].

Но, несмотря на огромное влияние вышеназванных параметров, главным остается концентрация парафинов, смол и асфальтенов, коллоидно растворенных в транспортируемом потоке.

1.2 Методы определения температуры нефти, достаточной для начала формирования отложений

Проведение комплекса лабораторных исследований позволяет нефте- и газотранспортным компаниям своевременно предупреждать возникновение в трубопроводах отложений парафина и успешно бороться с ними в случаях, когда

подобные отложения уже образовались на стенках. Наибольшее значение при этом должно быть уделено вопросам моделирования с максимально высокой точностью процессов, происходящих в нефтепроводах при перекачивании углеводородов. С учетом всего вышесказанного, роль лабораторных исследований в современных условиях становится все больше. Разработанные при этом современные технологические решения при проведении исследований позволяют осуществлять необходимый комплекс мероприятий с сохранением представительности проб нефти.

Выявление фактов появления на внутренних поверхностях трубопроводов образований органического происхождения позволяет иметь четкие аргументы для последующей химической обработки транспортных систем.

В основе появления и дальнейшего развития твердых отложений в нефтепроводах лежит скапливание частиц парафина, содержащихся в нефти, в результате адгезии к поверхности труб и установленного оборудования. Температура насыщения ($T_{\text{нас}}$) и давление, большее, чем минимальное, при котором возможно начало формирования твердой парафиновой фазы (P_{onset}), являются основными факторами этих процессов.

Создание эффективных методик предотвращения оседания на стенках нефтепроводов асфальтенов требует определить значения фазовых переходов для дальнейшего удержания компонентов нефти в диспергированном состоянии. Успешное решение поставленной задачи возможно только через применение комплекса методик исследований, включая визуальный осмотр, гравиметрические, термодинамические, реологические исследования, методику акустического резонанса, рефрактометрию, ядерно-магнитный резонанс и другие [18, 49, 75, 78, 79, 74, 97].

Рефрактометрический метод предусматривает расчет коэффициента рефракции нефти при условии достижения температуры насыщения парафином. Графически данный момент представлен в виде характерного излома.

Визуальный метод предусматривает организацию наблюдения посредством оптических средств, таких как микроскоп, за отложениями в составе

проб в условиях роста давления и последовательного охлаждения. Методика позволяет выявлять твердые частицы с минимальной фракционностью 10^{-6} м [77].

Фотометрический метод предполагает исследование применяемого к исследуемому материалу в момент его межфазного перехода лазерного излучения. Получение результатов достигается после приема той части излучения, которая не была поглощена или отражена нефтью в процессе прохождения через нее излучения. Необходимо указать, что точность проводимых измерений находится в зависимости не только от характеристик применяемого лабораторного оборудования, но и степени загрязненности нефти. Наличие в ее составе твердых загрязнителей негативно сказывается на точности измерений. Технология позволяет определять частицы размерами от 10^{-9} м [55, 73].

Термографический метод предусматривает получение искомым данным в процессе охлаждения нефти при выстраивании температурно-временной зависимости [49].

В основе метода акустического резонанса лежит регистрация изменений акустических параметров исследуемого материала в момент изменения его фазы.

Метод фильтрации позволяет лабораторно определять наличие твердых осадков путем пропуска жидкости через фильтр ($0,5 \cdot 10^{-6}$ м – $1 \cdot 10^{-6}$ м) в условиях строго фиксированных температурных параметров и давления [72]. Рост дифференциального давления на входе-выходе обеспечивает выделение парафиновых отложений.

Гравиметрическая методика также предусматривает пропускание проб нефти через фильтры. При этом предварительно исходный материал предварительно доводится и выдерживается при определенных температурных условиях и давлении. По завершению процедуры проводится повторное взвешивание фильтра с целью определения прироста массы, приходящегося на собранный осадок.

Реологический метод предусматривает исследование динамики реологических характеристик исследуемого материала в процессе его

охлаждения. Получаемые при этом результаты при применении различных методик будут отличаться друг от друга в силу отличных объемов используемой для исследования нефти и отличающихся показателей чувствительности применяемого лабораторного оборудования.

1.3 Существующие методы предотвращения формирования АСПО

Существует два подхода к решению проблемы образования АСПО на нефтепроводах. Первый заключается в механическом разрушении и удалении уже образовавшегося парафина на стенках трубопроводов, второй метод эффективнее в экономическом плане и представляет собой меры по предотвращению образования отложений.

Механический метод защиты поверхности нефтепровода представляет собой создание покрытия, препятствующего осадку и накоплению парафина. Главный недостаток этого метода – разрушение покрытия под термическим, химическим и механическим воздействием.

Другими востребованными методами являются химический, тепловой, технологический и физический способы защиты.

Использование на поверхностях, покрытых отложениями, реагентов относят к химическим методам. Действие реагентов различается смачивающего, депрессорного, модифицирующего и другого действия

Метод физической защиты является способом непосредственного воздействия на осадки вибрационным, ультразвуковым способом и электромагнитным полем [4, 8, 7, 19, 21, 31, 57, 61, 69]. Метод электромагнитного воздействия успешно использовался, в частности, ОАО «Оренбургнефть». Там же были выявлены факторы, влияющие на работу магнитных устройств и снижающие их эффективность. К ним относят загазованность, механические включения и примеси в нефти [69].

Использование в промышленности методов, основанных на работе вибрационных машин, связано с рисками возникновения резонансных явлений, приводящих к аварийным ситуациям, и практически не используются.

Простым и экономичным методом является технологический метод, основанный на использовании центробежного насоса (ЭЦН), посредством которого регулируется режим работы. Принцип работы ЭЦН заключается в циклическом изменении частоты питающего напряжения.

Ряд проблем, сопряженных с эксплуатацией трубопроводов, включает образование асфальтосмолопарафинистых осадков, соляных отложений, коррозию оборудования, появление высоковязкой эмульсии в результате смешения воды и нефти. Разработка и использование реагентов комплексного действия является наиболее перспективным и экономически оправданным методом решения проблемы.

Условия эксплуатации трубопровода определяют требуемые качества реагентов-ингибиторов асфальтосмолопарафинистых отложений. Отложение твердых парафинов предотвращается реагентами-смачивателями, создающими гидрофильное покрытие. Пресечь процесс роста кристаллов парафинов возможно с помощью реагентов-диспергаторов и депрессоров. Реагенты-модификаторы используются для предотвращения роста парафиновых образований.

На производстве чаще всего используются ингибиторы, в основе которых присутствуют жирные кислоты, поверхностно-активные вещества, различные органические растворители. Наряду с ПАВ применяются оксиэтилированные алкилфенолы, а различные ароматические и алифатические соединения используются как растворители.

Различные свойства транспортируемой нефти и наличие токсичных включений обуславливают разработку индивидуального состава ингибиторов. Это требование определяет высокую стоимость реагентов комплексного действия и в целом химического метода борьбы с органическими отложениями.

1.4 Существующие методы удаления АСПО

Если возникновение в трубопроводах асфальтосмолопарафинов предотвратить не получилось, осуществляются меры, направленные на их устранение. Основным способом их удаления – механическая очистка труб. В

большинстве случаев для этого используются скребки. Еще одни методы борьбы с асфальтосмолопарафинами – использование химических (использование растворителей) и тепловых (пропаривание труб, применение совмещенных технологий, нагревателей, работающих от электричества) способов устранения отложений [23, 24, 48, 50, 69, 54, 58].

Растворителями, лучше всех показавшими себя в работе, являются хлорорганические соединения и сероуглерод. Однако совсем недавно начали действовать нормативные акты, которые не разрешают использовать указанные соединения во время доставки и перевозки нефти в силу высокой токсичности и ухудшения качества продукта во время осуществления нефтеперерабатывающих процессов.

Сегодня большое распространение получили природные растворители. К ним принято относить газовый бензин и конденсат, легкую нефть [2, 20, 51]. Однако они не позволяют добиться максимального эффекта, так как обладают слабой растворяющей способностью. Это привело к тому, что роль удалителей стали играть углеводороды алифатического и ароматического ряда, природный состав которых не сильно отличается от асфальтосмолопарафиновых отложений. Но существует проблема, что их использование часто не является экономичным в силу высокой цены, больших затрат. Вследствие этого отходы химического производства, которые в силу своего состава не способны негативно отразиться на характеристиках транспортируемого сырья, получили наибольшее распространение среди удалителей. Мицеллярные растворы, в составе которых присутствуют органические реагенты, в которых спирт является растворителем, позволяют устранить обводнённые отложения [59].

Определение результативного растворителя – трудный процесс, подразумевающий наличие индивидуального подхода, знаний о структуре и характеристиках асфальтосмолопарафинистых отложений.

Для применения очистных устройств для механической очистки трубопроводов от асфальтосмолопарафиновых отложений, нефтепроводы необходимо оборудовать специальными камерами пуска и приёма. Очистные

устройства бывают разных типов: скребки различных конструкций, шаровые разделители, очистные поршни. Механические способы очистки имеют высокие показатели эффективности, но они имеют ряд весомых ограничений, таких как: в нефтепроводах переменного диаметра или трубопроводах, которые имеют сужения, или на участках, где установлены датчики или иные устройства, не может эффективно применяться ни одна из созданных конструкций очистных устройств; механические очистные устройства подвержены повреждениям из-за различных особенностей нефтепроводов; они также не способны поддерживать герметичность на протяженных участках нефтепроводов; механические очистные устройства не во всех случаях способны продвигать различный мусор перед собой без закупорки нефтепроводов и оседания на стенках трубопроводов; необходимость монтажа камер пуска и приёма скребков. Данные механизмы обеспечивают запуск очистных устройств на одном участке нефтепровода и улавливание их на другом. Во время эксплуатации скребкового оборудования в трубопроводе поддерживается давление, которое близко к рабочему давлению трубопроводной системы. Для очистных устройств разного типа применяются различные устройства запуск: цилиндрические, сферические и манжетные [53].

1.5 Существующие модели обнаружения АСПО

Несмотря на существование различного оборудования для создания физической модели возникновения асфальтосмолопарафиновых отложений в трубопроводных системах с количественным описанием процесса, ни одна установка не может воспроизводить реальные гидродинамические условия течения нефти. В связи с огромным количеством факторов вводятся эмпирические коэффициенты, которые напрямую зависят от условий испытаний. Расхождение начальных параметров модели и свойств реального объекта ведёт к возрастанию отклонения параметров на выходе [11, 68].

Кристаллизация парафина из нефти – это обязательная стадия процесса возникновения твердых органических отложений на стенках трубопровода, но эта стадия не является единственной. Для осуществления этого процесса должны

выполняться некоторые условия: температура нефти вдоль стенок трубопровода должна опуститься ниже температуры насыщения, а температура нефти должна быть выше температуры стенок трубы. Главными факторами, которые оказывают влияние на отложение парафина, являются: режим течения потока и его форма, показатель смачиваемости стенок трубопровода и их шероховатость, а также градиент скорости сдвига слоёв нефти [62].

В работах [62, 63, 83, 92] выделено пять основных механизмов формирования отложений парафина на внутренней поверхности трубопровода, такие как: гравитационное осаждение, внутрифазовая диффузия, броуновская диффузия, поперечная дисперсия и молекулярная диффузия. Главным механизмом формирования отложений является молекулярная диффузия, основанная на разнице температур между трубопроводом и потоком, а также градиент концентрации веществ в сечении трубы. Но этот подход нельзя применить к турбулентному режиму течения.

В работе [64] предлагается первая модель парафинизации, согласно которой процесс молекулярной диффузии выражается формулой (1.1):

$$\frac{dm}{dt} = D_m \rho_d A \frac{dc}{dr}, \quad (1.1)$$

где m – масса образовавшегося парафина,

D_m – коэффициент диффузии в жидком парафине,

ρ_d – удельная плотность парафина,

A – площадь отложений,

C – концентрация растворенного жидкого парафина,

r – радиальная координата и $\frac{dc}{dr}$ – градиент концентрации парафина.

Уравнение (1.1) часто применяется в современных симуляторах парафинизации в оборудовании.

Согласно методу растворимости уравнение (1.1) представляется как (1.2):

$$\frac{dm}{dt} = D_m \rho_d A \frac{dc}{dT} \frac{dT}{dr}, \quad (1.2)$$

где $\frac{dT}{dr}$ – градиент температуры вдоль радиальной координаты трубы.

В работе [86] предлагается уравнения изменения толщины образований (1.3):

$$\frac{d\delta}{dt} = -\frac{\Pi_1}{1+\Pi_2} D_m A \frac{dc}{dT} \frac{dT}{dr}, \quad (1.3)$$

где Π_1 – эмпирический коэффициент, который учитывает рост отложений из-за включений в нефти и компенсирует прочие процессы, отличные от молекулярной диффузии.

Коэффициент Π_2 учитывает уменьшение слоя отложений из-за напряжения сдвига.

Основная сила, способствующая уменьшению толщины отложившихся парафинов, это напряжение сдвига, которое в основном зависит от вязкости и расхода потока. Массоперенос, обусловленный этим подходом, описывается уравнением (1.4):

$$J = \Phi^\alpha H^\beta \frac{k\delta\tau}{w^{2,s}}, \quad (1.4)$$

где w – массовая доля образовавшихся парафинов в гелеобразном слое,

δ – толщина слоя,

τ – напряжение сдвига,

k – безразмерный параметр,

Φ – процент поверхности трубопровода, смоченного нефтью,

H – параметр, который учитывает движение жидкости у стенки трубопровода,

α и β – эмпирические коэффициенты [70, 85, 91].

Самый простой в реализации способ измерения толщины отложений парафина на стенках трубы в лаборатории – это метод падения давления. Этот метод основывается на уменьшении гидравлического радиуса трубы вследствие нарастания отложений на внутренней стенке, толщина которых вычисляется уравнением (1.5):

$$(2r - 2\delta)^{5-n} = \frac{2c\rho L}{\Delta P} \left(\frac{\mu}{\rho}\right)^n \left(\frac{4Q}{\pi}\right)^{2-n}, \quad (1.5)$$

где r – гидравлический радиус трубы,

δ – толщина парафинового слоя на стенке трубы,

n и c – параметр, которые зависят от режима течения,

ρ – плотность потока нефти,

ΔP – падение давления на исследуемом участке,

L – длина исследуемого участка,

μ – динамическая вязкость нефти,

Q – объемный расход нефти [65].

Количественные значения динамики роста асфальтосмолопарафиновых отложений на стенках трубопроводов имеют низкую достоверность, если сравнивать с промысловыми исследованиями, ввиду чего необходимо вводить в уравнения параметры, которые зависят от состава нефти. В работе [81] было получено уравнение, с помощью которого можно вычислить скорость отложения на стенках трубопроводов. Это уравнение учитывает основные факторы, которые вызывают отложения парафина, и было получено на основании исследований в лабораториях (1.6):

$$\frac{d\delta}{dt} = (a - b\tau)(\gamma\Delta T\vartheta), \quad (1.6)$$

где a и b – константы,

τ – напряжение сдвига,

γ – скорость отложения асфальтосмолопарафиновых отложений, которая определен по методу холодного стержня,

ΔT – температурная разница между нефтью и поверхностью холодного стержня,

ϑ – скорость выделения парафина из нефти.

При постоянной скорости потока нефти напряжение сдвига на границе жидкости и поверхности отложений парафина увеличивается с увеличением вязкости нефти, которое вызвано уменьшением температуры стенки трубопровода, что в свою очередь уменьшает количество парафина, откладываемого на трубопроводе. Также, чем выше вязкость нефти в результате этого процесса, тем ниже коэффициент молекулярной диффузии и меньше скорость отложений парафина [70].

Для изучения осаждения асфальтовых частиц используются совершенно другие подходы. Например, для определения несовершенства формы частиц асфальтенов используется теория образования полимерных растворов, основой для которой являются уравнения Флори-Хаггинса, где нефть рассматривается как раствор [71]. Частицы асфальтенов в нефти находятся как в растворенном, так и в коллоидном состоянии, как гласит термодинамическая коллоидная модель, предложенная в работе [80]. В таком случае нерастворенные асфальтены стабилизированы отложенными на их поверхности смолами. В работе [67] предложена термодинамическая модель мицеллообразования. Здесь асфальтены представляются мицеллами в нефти, а увеличение размера частиц определяется с помощью принципа минимума свободной энергии Гиббса.

На основании термодинамического равновесия между жидкостью, паром и твердыми частицами создана модель растворимости твёрдых асфальтенов [67]. Устойчивость твёрдых частиц определяется уравнением (1.7):

$$\ln f_a = \ln f_a^* + \frac{v_a(P-P^*)}{RT}, \quad (1.7)$$

где f_a и f_a^* – летучести асфальтенов при давлениях P и P^* соответственно,

v_a – молярный объем асфальтенов,

R – универсальная газовая постоянная,

T – абсолютная температура.

На теории образования полимерных растворов основана модель (1.8), описанная в работе [65]:

$$W_{pr} = \frac{(w_1 - w_2)}{\left(v - v \cdot \exp\left(\frac{v_a - v_l}{v_l} \frac{v_a}{RT} (\delta_a - \delta_l)^2 \right) \right) \cdot \rho_a + w_2} \cdot 100, \quad (1.8)$$

где W_{pr} – массовая доля осажденных асфальтенов,

W_1 – масса растворенных асфальтенов в жидкости,

W_2 – масса растворенных асфальтенов в жидкости после осаждения,

V – объем жидкости,

V_a – молярный объем асфальтенов в жидкости,

V_l – молярный объем жидкости,

R – универсальная газовая постоянная,

T – абсолютная температура,

δ_a – параметр растворимости асфальтенов,

δ_l – параметр растворимости жидкости,

ρ_a – плотность асфальтенов.

Параметр растворимости асфальтенов δ , согласно модели, предложенной в работе [94], можно вычислить из следующего соотношения (1.9):

$$\delta = 52,042F_{RI} + 2,904, \quad (1.9)$$

где RI – коэффициент преломления.

Вопрос моделирования обнаружений соединений парафинов и асфальтенов в нефти (АСПО) в данное время является достаточно важным перед проектными организациями, ведь его решение позволило бы весомо усовершенствовать превентивные методы защиты трубопроводов от этой проблемы.

1.6 Анализ существующих осложнений, связанных с проблемами образования АСПО при эксплуатации месторождений нефти с высоким содержанием парафина

Проведя анализ данных, полученных на промысле, можно сделать выводы, согласно которым из всех имеющихся на сегодняшний день Самарских месторождений целых 52% классифицированы как парафинистые нефти, а вторая половина (48% от запасов) является высокопарафинистыми нефтями [83]

На рисунке 1.1 [83] и в таблице 1.1 [10, 25, 40] показано распределение нефтей по классам, и их классификация по содержанию в них парафина.

Таблица 1.1 – Классификация нефтей по содержанию парафина

Класс нефти	Массовое содержание парафина, %
Высокопарафинистая	Более 6
Парафинистая	1,5-6
Малопарафинистая	До 1,5

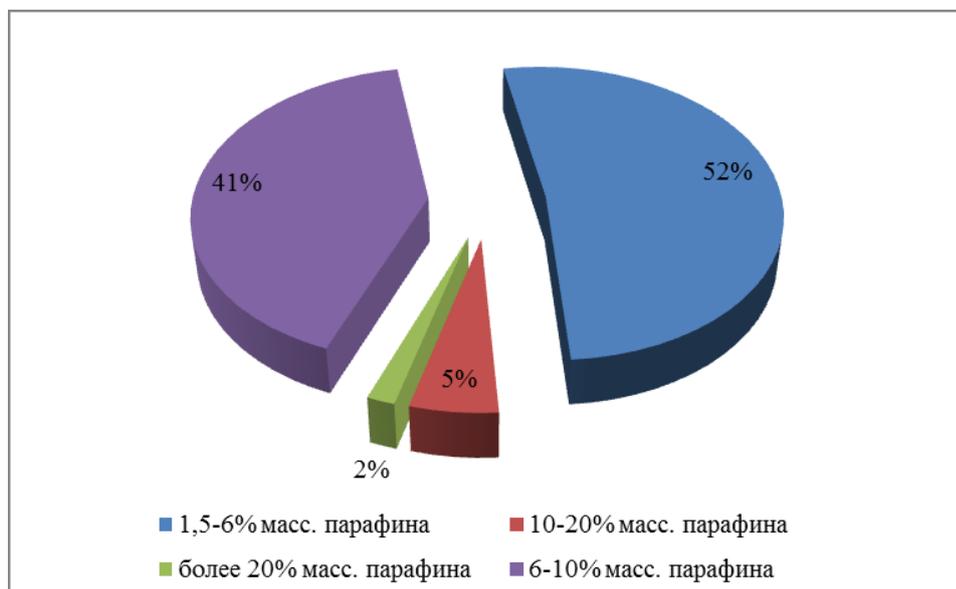


Рисунок 1.1 – Характеристика нефтей Самарской области по количественному содержанию парафина

Многочисленным самарским скважинам высокопарафинистой нефти характерны малые дебиты и достаточно высокая обводненность, однако не все из них функционируют должным образом. Ровным счетом это значит то, что в некоторой части буровых происходит заметное снижение уровня давления, как итог – нефть не получает насыщения газом в тех объемах, которые требуются. Причина данной проблемы кроется в том, что для поддержания уровня пластового давления на соответствующем уровне, как правило, задействуют специализированное оборудование, которое, к сожалению, и активизирует разного рода осложнения, негативно сказывающиеся на работе в целом.

В последнее время наблюдается прирост механических примесей в добываемом нефтепродукте, а также ощутимое возрастание объема обводненности и образование коррозии на том оборудовании, которым добывают природный продукт. К сожалению, перечисленные нами факторы оставляют негативный след, а именно формируют крайне неблагоприятные условия, при которых мы можем видеть раннюю изнашиваемость оборудования (из-за воздействия агрессивных флюидов) и, как итог, образование агрессивных отложений [22, 39, 52]. Если говорить о процессе кристаллизации парафина, то на

него ощутимо оказывает непосредственное воздействие так называемое разгазирование нефти, то есть отделение от смеси летучих фракций [74].

Следующие коллекторы Самарской области выделяются по сравнению с другими:

- 1) Петрухновское, пласт ДЗbr мендымского горизонта, где процентное содержание парафина - 32%;
- 2) Волковское, пласт ДЗbr, процентное содержание парафина - 30%;
- 3) Падовское, пласт Б2 бобриковского горизонта с содержанием парафина - 23% и суммарным содержанием смол и асфальтенов 2,8 %.

Стоит отметить, что к тем месторождениям, которые перечислены выше, у определенной группы ученых имеется свой интерес. Так, их пристальное внимание, в первую очередь, нацелено на создание более новых и усовершенствованных способов по устранению тех проблем, что активизировались на фоне появления асфальтосмолопарафинов.

Скважины, функционирующие на пласте ДЗbr Петрухновского месторождения, считающегося основным по величине запасов, можно охарактеризовать как скважины, в которых показатель дебитов по нефти не очень высокий (5-22 т/сут). Также данным скважинам присуща сильнейшая обводненность (70-90%) и достаточно высокой пластовой температурный режим - 80⁰С. Кроме уже упомянутых сложностей, существует еще один момент, который необходимо выделить отдельным пунктом – некоторым буровым свойственно разгазирование полученного нефтепродукта. Причиной этого служит то, что при входе в скважину насосного агрегата автоматически создается высокое давление (при давлении насыщения нефти газом показатель будет равен 13 МПа, а давление на входе насосного оборудования – всего 7,9-9,9 МПа). На выходе имеем завышенный газовый фактор (его показатель 133 м³/т) и такой же завышенный показатель механических примесей (37-58 мг/л). Кроме того, различные механические примеси, соли или элементы коррозии, также способствуют уменьшению показателей энергии активации [43]. Проблемы, актуальные на текущий момент, в том числе и появление различных отложений

на скважинном и транспортном оборудовании, а также ранее появление коррозионного износа, и есть те самые значимые аспекты, оказывающие далеко не второстепенное значение на длительную эксплуатацию скважин и трубопроводных систем. Несмотря на то, что сегодня имеется достаточное количество методов, нацеленных на предотвращение асфальтосмолопарафиновых отложений в различном оборудовании нефтяной отрасли, такие как электрические, химические, тепловые, физические и механические, физико-химические способы показывают максимальную эффективность наряду с своевременной промывкой скважин при помощи заблаговременно прогретой нефти, а также глубокой и качественной обработкой скважин разного рода растворителями.

К сожалению, несмотря на ряд превентивных мер, призванных максимально защитить оборудование от проявлений отложений, полностью искоренить данную проблему не под силу ни одной методике. Подытоживая вышесказанное, стоит отметить, что на текущий период времени имеется немало вариантов, с помощью которых можно дать объективную оценку реагентам, рассматривая их с позиции эффективности. Речь идет о тех реагентах, что ориентированы на выявление малейших изменений температурного режима в ходе насыщения нефти парафином, образования плотных фракций парафинов, количества его выделения из образца нефти, и, конечно же, глубокого исследования перемены структурно-механических свойств на фоне химического воздействия на нефть [49, 82, 87, 89, 96]. Следует учесть, что уровень эффективности перечисленных нами методик может заметно упасть под прямым воздействием факторов из внешней среды, состава и структуры потока. Как показывает практический опыт, такое, увы, происходит на регулярной основе, но хуже всего то, что появление данного аспекта невозможно спрогнозировать.

1.7 Методы практического измерения толщины парафиновых отложений в нефтепроводе

При эксплуатации трубопроводных транспортных систем в нефтяной промышленности возникают проблемы, связанные с формированием отложений, таких как солей, смол и парафинов, растворенных коллоидно в транспортируемом потоке сырья, на стенках трубопровода.

Стоит сказать, что на текущий период в нефтегазовой промышленности основной акцент делается на создание мер по борьбе и предотвращению парафиновых отложений. Однако, несмотря на то, что данному вопросу уделяется особое внимание, он всё ещё остаётся нерешенным, а существующие методики на практике не обеспечивают достоверных результатов [28, 29]. Создание системы диагностики трубопроводов, позволяющей получать точные и достоверные результаты, позволило бы значительно совершенствовать системы магистральных нефтепроводов.

Метод акустико-эмиссионного контроля трубопроводов основан на генерации волн напряжений, которые прибор улавливает с помощью пьезоэлектрических датчиков. При таком подходе полностью исключен контакт с контролируемым веществом. Данный метод позволяет обнаруживать места снижения внутреннего диаметра нефтепровода [45].

К минусам этого метода относится невозможность определения толщины отложений, что не позволяет выбрать наиболее эффективный метод борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями.

Электромагнитно-акустический метод также является бесконтактным, но он более эффективен по сравнению с методом акустико-эмиссионного контроля. Принцип его действия основан на следующем – оборудование выявляет напряженные участки после того, как уже образовался приличный уровень парафина или сталь стала менять свои свойства под действием коррозии. Кроме очевидных преимуществ, этот метод также имеет и свои недостатки, например, с его помощью не представляется возможным оперативно выявить отложения парафинов на начальной стадии, то есть тогда, когда их показатель незначителен.

Это говорит о невозможности своевременно принять превентивные меры для недопущения дальнейшего увеличения объемов парафиновых [13, 90].

Измерение количества АСПО методом, основанным на теплопроводности, отличается большой сложностью проведения работ и недостаточной точностью полученных результатов. Также существуют методы, использующие датчики температуры [38] или бруски из дерева [36] которые крепятся на стенку трубопровода снаружи. Основываясь на данных о температуре, делается вывод о толщине парафинового слоя.

Метод, основанный на радиоизотопном излучении, является одним из самых точных при определении компонентного состава транспортируемой нефти. Данный метод позволяет с высокой точностью определять наличие и толщину парафиновых отложений, а, после предлагаемой модернизации системы обработки данных, позволит определять наличие парафинов в транспортируемом потоке, что доказывает актуальность данной работы.

1.8 Радиоизотопные методы измерения содержания многофазных многокомпонентных потоков

Проводить измерения плотности различных компонентов с помощью ионизирующего излучения начали уже в 60-х годах XX века [44, 42, 44]. Способ, основанный на радиоизотопном излучении, бывает трёх типов: ослаблением γ -излучения; ослаблением β -излучения; по альбедо γ -излучения. По причине того, что γ -излучение имеет большую проникающую способность, и никакой другой вид излучения по физическим характеристикам не может использоваться с той же точностью при мониторинге динамических нефтяных потоков в трубопроводном транспорте, исследования проводились на основе ослабления γ -излучения [93].

Измерение микроконцентраций в контролируемом многофазном потоке считалось невозможным до нынешнего времени, и только в конце XX века в ЦНИИРТК ООО «Комплекс-Ресурс» сотрудниками был разработан способ бесконтактного измерения жестким радиоизотопным излучением [37], с помощью

которого стало возможно обнаруживать и измерять различные компоненты многокомпонентных составов.

Устройство обработки данных радиоизотопной системы включает в себя первичный и вторичный преобразователь. В потоке углеводородов различные составляющие фиксируются первичным преобразователем, отградуированным на газосодержание, благодаря пропусканию и регистрации γ -излучения изотопа Cs137 через изучаемый поток.

С помощью закона Гуго-Ламберта можно описать отклонения интенсивности прошедшего сквозь вещество γ -излучения плотностью ρ и толщиной d (1.10):

$$N = N_0 \exp(-\mu_0 d) = N_0 \exp(-\mu \rho d) \quad (1.10)$$

где N_0 , N – интенсивности излучения первичного и ослабленного прохождением через измеряемое вещество;

μ_0 , μ – линейный и массовый коэффициенты ослабления излучения средой,

ρ – плотность вещества,

d – толщина вещества [6].

К достоинствам данной методики относится следующее:

-достоверность, надежность, ремонтпригодность, относительно низкая цена;

-возможность проводить контроль жидких, газообразных и сыпучих потоков, измерять их количество, расход и состав;

-измерение, стробированное частотой 0,2 с, продолжается во время всей работы измерительной системы [27].

Данный прибор, основанный на описанном методе, имеет высокую проникающую способность, простую методику измерений, высокую чувствительность к потокам различной плотности, а также особенность, определяемую тем фактом, что все основные узлы установки унифицированы, что позволяет проводить легкую замену основных деталей.

Основным достоинством прибора является способность к регистрации различных составляющих нефтяных потоков, как твёрдых, так и газообразных. На

сегодняшний день метод, основанный на γ -излучении, является методом, представляющим наиболее достоверные результаты измерений по сравнению с другими [12, 14].

1.9 Выводы по главе 1

На текущем этапе развития нефтяной промышленности основным способом транспортировки углеводородного сырья является трубопроводный транспорт. Нефтепровод относительно других способов транспортировки имеет ряд весомых преимуществ, таких как непрерывность работы, большой транспортируемый объем сырья, возможность укладки трубопровода в дальние регионы без зависимости от регулярной железнодорожной доступности. Тем не менее, одна из главных проблем, возникающая при транспортировке нефти с высоким содержанием парафина, является образование асфальтосмолопарафиновых отложений, возникновение которых приводит к снижению проходного диаметра трубы и увеличению напорных характеристик, что повышает риск аварийных ситуаций и, при неблагоприятном исходе, разливов нефти, нередко приводящих к техногенным катастрофам и большим экономическим потерям для предприятий и государства.

Анализ данных, полученных при изучении различных месторождений нефти, указывает на то, что основная доля разрабатываемых горизонтов отличается высокой обводненностью, высоким содержанием компонентов, как органического, так и неорганического характера, из которых возможно образование органических отложений в нефти, и сравнительно малыми дебитами, что говорит о необходимости более точного контроля за состоянием трубопроводных систем и режимами транспортировки нефти.

ГЛАВА 2 ИССЛЕДОВАНИЕ ВАРИАНТОВ СОЗДАНИЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ КОНЦЕНТРАЦИИ ПАРАФИНОВ, ОСНОВАННОЙ НА РАДИОИЗОТОПНОМ ИЗЛУЧЕНИИ

2.1 Постановка задачи и выбор метода исследования парафиновых отложений

В данный момент самым выгодным и экологически безопасным способом транспортировки нефти считается трубопроводный транспорт. С развитием технологий, требования к транспортировке углеводородов и процессам контроля становятся всё жестче, из-за чего появляется потребность к созданию новых методик контроля над транспортируемыми потоками и оборудованием транспортных систем.

Как было сказано ранее, при транспортировке нефти трубопроводным транспортом, имеет место проблема образования твёрдой фазы парафина, растворённого в нефтяном потоке, на стенках труб. По этой причине уменьшается проходной диаметр трубопровода, снижается производительность, организации вынуждены часто останавливать транспортировку для очистки, а иногда и замен участков трубопроводов и оборудования. Таким образом, сокращается межремонтный период эксплуатации и возрастает вероятность аварий, что приводит к возрастанию издержек производства и может служить источником загрязнения окружающей среды.

Образование парафиновых отложений способствует увеличению удельных энергетических затрат на транспортировку заданного количества нефтепродукта по причине увеличения гидравлического сопротивления трубопроводов.

Согласно данным, предоставленным «Центром Экологии ТЭК», в результате аварий, связанных с трубопроводным транспортом, предприятия нефтяной промышленности теряют около 3,5-4,5% нефти в год, то есть примерно 22-28 млн.т. нефти в год при добыче около 600 млн.т. То есть аварии приводят к потере 16,6 -21,3 млрд. долларов в год.

Примерно 19% аварий на трубопроводных системах в России произошли вследствие возникновения асфальтосмолопарафиновых отложений на стенках трубопроводов. В таблице 2.1 представлено количество аварий в трубопроводах по данным ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Таблица 2.1 – Причины аварий нефтетранспортных систем РФ за 2012 г.

№	Факторы	Число аварий, %
1	Ошибки персонала, обслуживающего нефтепровод	28
2	Образование ржавчины	23
3	АСПО	19
4	Механические повреждения трубопровода	18
5	Несовершенства и дефекты при строительстве нефтепровода	12

Аварии на надземных трубопроводах крайне губительно влияют на окружающую среду: в данном районе обостряется экологическая обстановка, происходит загрязнение подземных вод, гибнут животные, птицы и т.д. Во время утечки нефти в 1 м³ происходит загрязнение более 4 тыс. м³ подземных вод, что ведет к загрязнению грунтовых вод, рек и озёр.

Таким образом, поддержание режима транспортирования, позволяющего избежать отложения асфальтосмолопарафинов на стенках трубопроводов, приобретает важнейшее значение. Но без создания точного, производительного, автоматизированного метода контроля АСПО это невозможно.

На данный момент процесс создания приборов и методик определения количества различных включений в транспортируемый поток нефти (газ, вода, асфальтены, парафины) можно считать недостаточно изученным, из-за чего мониторинг трубопроводов, их состояние и прогнозирование целостности нельзя назвать достоверным. Этим обуславливается актуальность рассматриваемой задачи.

Проведя анализ современной литературы и осуществив патентный поиск, можно сделать вывод, что высокой производительностью характеризуются

методы по удалению парафиновых отложений непосредственно со стенок нефтепроводов. Основными методами являются подогрев участков трубопроводов, добавление абсорбентов или химических присадок и механическое воздействие на отложения асфальтосмолопарафинов. Таким образом, их можно разделить на три группы:

- термические методы удаления отложений с помощью введения в поток веществ высокой температуры или монтажа нагревательных элементов на внешней стенке нефтепроводов;

- использование химических присадок, которые делятся на три класса по принципу действия:

1) диспергаторы, то есть вещества, которые обеспечивают взвешенное состояние парафинов в нефтяном потоке;

2) смачиватели, образующие слой, который препятствует отложениям парафинов на внутренней стенке нефтепровода;

3) модификаторы, которые, взаимодействуя со слоем парафиновых отложений, диспергируют их;

- механическое удаление асфальтосмолопарафиновых отложений, используя скребки различного вида, такие как летающие скребки, скребки переменного сечения, автоматические депарафинизационные установки и т.д.

Тем не менее, вопрос контроля отложений асфальтосмолопарафинов при транспортировке изучен недостаточно, нетривиален и, несмотря на существенный технологический скачок, произошедший в XXI веке, остаётся весьма актуальным.

Контроль уровня отложений асфальтосмолопарафинов делится на два типа: разрушающий и неразрушающий способ измерения.

Как было сказано выше, неразрушающие (бесконтактные) методы контроля являются наиболее достоверными и производительными, так как при создании приборов, которые основаны на данном способе, обеспечивается полная автоматизация процесса без внедрения в поток, достигаются более достоверные результаты благодаря непрерывному мониторингу по всей длине нефтепровода

при соответствующей точности элементов ИС, снижаются экономические затраты при проведении исследований.

Визуальный метод считается самым недостоверным среди бесконтактных методов. Его основными плюсами является то, что он прост и не требует специализированных систем контроля, но к недостаткам метода относятся небольшая производительность, субъективность и отсутствие возможности автоматизации.

Самыми часто используемыми методами бесконтактного контроля веществ и материалов являются волновые методы. Основываясь на критическом анализе методов контроля потоков, можно сделать вывод, что самым достоверным и эффективным на данный момент является метод измерения парафиновых отложений, основанный на радиоизотопной измерительной системе, способный проводить измерения с необходимой для промышленности точностью.

Разработка системы измерения, позволяющей отследить образование твёрдой парафиновой фазы до отложения на стенках нефтепровода, работа которой будет базироваться на радиоизотопном излучении, значительно повысит достоверность получаемых результатов, что приведёт к улучшению уровня производства в промышленности, обеспечению надёжности, долговечности, бесконтактности с измеряемым нефтяным потоком.

2.2 Распределение АСПО на стенках нефтепровода

Во время транспортировки нефтепродуктов с помощью трубопроводного транспорта в условиях изменяющегося давления и температуры происходит отложение асфальтосмолопарафинов на стенках нефтепровода. В случаях, когда температура внутренней стенки трубопровода опускается ниже температуры насыщения нефти парафином, частицы начинают кристаллизоваться в нефтяном потоке и откладываются на внутренних стенках трубопровода. Характер образования слоя парафина зависит от множества факторов, среди которых основными являются:

- давление;

- диаметр нефтепровода и состояние внутренних стенок;
- скорость движение нефтяного потока;
- температура потока и окружающей среды;
- свойства нефтяного потока (концентрация парафиновых и др. компонентов, плотность, состав и т.д.)
- относительное газосодержание.

Характеристики некоторых нефтяных месторождений по содержанию парафина в нефти представлены в таблице 2.2. Эти характеристики перманентно меняются, но из одной и той же скважины может добываться нефть, имеющая разные характеристики. Существующие модели иногда противоречат друг другу, вследствие чего на сегодняшний день не создано единой модели отложения асфальтосмолопарафинов.

Таблица 2.2 – Характеристика месторождений по содержанию парафинов в 2012г.

Месторождение	Пластовая температура, °С	Температура насыщения, °С	Содержание парафина в дегазированной нефти, т
Узень	65	59-65	До 26
Битковское	48-52	42-45	10-15
Бавлинское			
девон	35-40	28	3-4
угленосная свита	21	12	-
Ромашкинское:			
девон	25-38	18-22	4,5
угленосная свита	20	14	4,4
Долинское	50-85	35	7-10
Жетыбай	80-100	52-57	20
Марково	35	Менее 5	Следы
Усть-Балыкское	80	29	-
Тетеревское	80	34	-

Разработка точной радиоизотопной измерительной системы, позволяющей определить концентрацию взвешенного парафина при разных температурных условиях, обеспечит возможность своевременного проведения профилактических

мероприятий для предотвращения формирования асфальтосмолопарафиновых отложений на стенках трубопровода и оборудовании.

Механике образования асфальтосмолопарафиновых отложений посвящено довольно большое количество работ. Обобщённо, скорость отложения парафинов на стенках трубопроводов подчиняется закону (2.1) [88]:

$$I = 0,25 \cdot D \cdot U \cdot \rho \cdot \Pi \cdot \frac{\Theta \cdot n \cdot e^{-E/RT}}{\Theta + \delta \cdot n \cdot e^{-E/RT}} \cdot [(v - v_H) \frac{6}{L} \cdot \delta]^k, \quad (2.1)$$

где D – внутренний диаметр трубопровода;

U – количество состояний относительно парафиновых отложений в рассматриваемом единичном секторе;

ρ – плотность транспортируемой нефти;

Π – массовая доля асфальтосмолопарафинов в нефтяном потоке;

Θ – коэффициент диффузии веществ;

δ – толщина диффузионного подслоя;

n – коэффициент, отображающий количество касаний частицами стенок трубопровода;

$e^{-E/RT}$ – вероятность, которая отображает отношение количества частиц, осаждающихся на стенку из числа контактирующих со стенкой трубопровода к общему числу контактов;

v – средняя скорость нефтяного потока;

L – размер частиц.

Одним из важнейших факторов необходимых при разработке радиоизотопной измерительной системы для контроля перехода парафина в твёрдую фазу является понимание физических процессов, протекающих при перераспределении АСП по сечению нефтепровода.

Проведенная В.И.Черникиным исследовательская работа [56] позволила установить образование температурного градиента на внутренней поверхности трубопровода при естественном остывании транспортируемого сырья. При этом предельные температурные значения t_{max} располагаются над осью трубопровода, а с удалением от нее показатели становятся меньше. Снижение температуры

осуществляется в соответствии с изотермами ($t_1 < t_2 < t_3 < t_{max}$). Причинами возникновения данного явления выступают одновременно две причины – распределение нефти по поверхности трубопровода в процессе движения, и стремление теплых слоев жидкости под действием конвекции подниматься вверх.

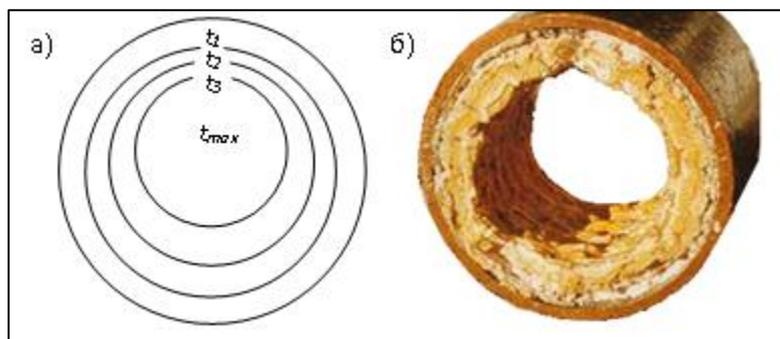


Рисунок 2.1 – Распределение температурного слоя по сечению трубопровода (а), АСПО на стенках трубопровода (б)

Появление твердых парафиновых отложений начинается после того, как пограничный слой становится холодной температуры их кристаллизации. За счет этого достигается равномерность формирования отложений по всей поверхности, как можно наблюдать на представленном выше рисунке. Причиной снижения температуры выступают внутренние микродефекты трубопровода, приводящие к задержке газовой составляющей и выравниванию существующего температурного режима металла и транспортируемого сырья.

Наличие в структуре нефти смолистых компонентов усиливает интенсивность отложений, выступающих основой адгезии парафинов и металлических стенок нефтепроводов. Еще одним источником интенсификации образования отложений выступают механические частицы, остающиеся в структуре потока после прохождения его через сепараторы.

Условием формирования парафиновых отложений для нефтепроводов выступает превышение тепловых потерь трубопровода над объемом получаемого от транспортируемого сырья тепла. Расчет осуществляется на основе формулы (2.2):

$$T_n = \frac{K \cdot (-\Theta)}{\alpha_\beta} - \beta \cdot H, \quad (2.2)$$

где T_n – температура транспортируемой нефти, $^{\circ}\text{C}$;

K – приведенный коэффициент теплопередачи, $\text{Вт}/(\text{м}^2\text{К})$;

α_β -коэффициент теплопередачи между стенкой трубопровода и нефтяным потоком, $\text{Вт}/(\text{м}^2\text{К})$;

Θ – температура внешней среды, $^{\circ}\text{C}$;

β – коэффициент, отражающий снижение температуры кристаллизации парафина при возрастании давления, $\text{К}/\text{Па}$;

H – давление в нефтепроводе, Па .

Приведенный коэффициент теплопередачи K вычисляется по выражению (2.3):

$$K = \left(\frac{1}{\alpha_n} + \frac{D_H}{2\lambda_c} \ln \frac{D_H}{D_B} + \frac{D_H}{2\lambda_H} \ln \frac{D_H}{D_u} \right)^{-1}, \quad (2.3)$$

где D_B , D_u , D_H – диаметры нефтепровода (внутренний, наружный и диаметр с учетом теплоизоляции соответственно), м ;

α_n - коэффициент передачи тепла от трубопровода во внешнюю среду, $\text{Вт}/\text{м}^2\text{К}$;

λ_c и λ_H – коэффициенты теплопроводности материала стенок труб и теплоизоляции соответственно, $\text{Вт}/\text{мК}$.

2.3 Технические решения по бесконтактному измерению наличия включений в нефти, основанные на применении гамма-излучения

Способ, на котором базируется работа ядерно-физического канала, основывается на радиоизотопных многолучевых методах контроля плотности транспортируемых веществ в трубопроводах. [94]

Суть способа заключается в следующем: на внешней поверхности трубопровода монтируются источник и приёмник радиоизотопного излучения. Тонкий параллельный поток гамма-излучения проходит сквозь стенку трубопровода и взаимодействует с контролируемым нефтяным потоком. При

взаимодействии гамма-излучения с веществом энергия гамма-квантов преобразуется из-за столкновения с атомами и электронами вещества.

Источник и приёмник излучения крепятся так, чтобы была возможность измерять не только интенсивность прямого излучения, но и значения интенсивности излучения, которое было рассеяно под разными углами при взаимодействии со средой и контролировать всё сечение трубопровода.

После этого проводится анализ энергетического спектра зафиксированного детектором излучения, выборка значений (энергетические окна), где производится подсчет гамма-квантов. Эти данные позволяют определить плотность потока в трубе, наличие в ней свободного газа, а также присутствие твёрдых включений и парафиновых отложений.

2.4 Радиоизотопный преобразователь

Измерительная система, основанная на радиоизотопном методе, изображена на рисунке 2.2 и состоит из:

1. Блока источника γ -излучения;
2. Контролируемой среды (нефтяного потока);
3. Приёмника излучения (блока детектирования), который преобразует γ -излучение в электрический сигнал;
4. Вторичного преобразователя;
5. Измерителя.

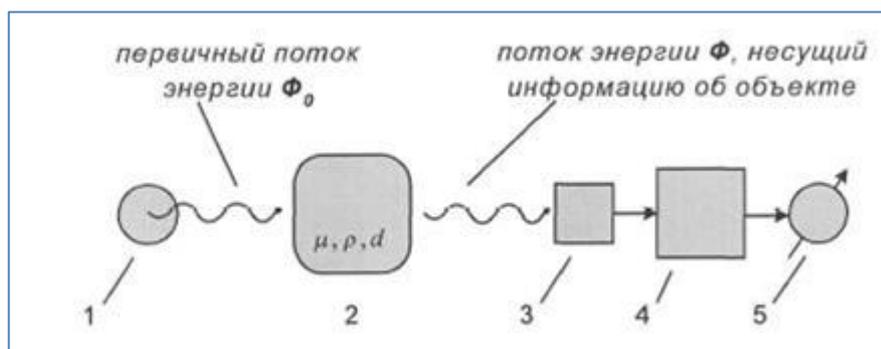


Рисунок 2.2 – Структурная схема радиоизотопной измерительной системы

Источник излучения испускает коллимированный поток интенсивностью Φ_0 . При прохождении излучения через контролируемую среду, которой в нашем

случае является участок трубопровода, с потоком нефти, интенсивность γ -излучения ослабляется, вследствие чего приёмник фиксирует поток с интенсивностью Φ . Измеряемый параметр среды, а в данном случае это плотность, определяется по степени ослабления излучения [47]. Источник излучения – радионуклид Цезий-137 (Cs^{137}).

Источниками излучения выбраны стандартные блоки генерации γ -излучения (такие как БГИ-60А), позволяющие получать коллимированные пучки γ -излучения, имеющие небольшие углы рассеяния.

С помощью источника γ -излучения осуществляется излучение в продольном сечении трубы, и достаточная геометрия направленного γ -излучения. Таким образом, появляется возможность облучать контролируемую среду узким пучком и производить регистрацию пучка прямого γ -излучения.

Во время прохождения γ -излучения с энергией 400-800 кЭВ сквозь жидкие среды происходит его взаимодействие с атомами вещества. Во время этого взаимодействия γ -квант происходит либо комптоновское рассеяние (потеря части энергии), либо фотоэлектрическое поглощение (потеря всей энергии). Соответственно происходил ослабление интенсивности потока γ -излучения по причине фотоэлектрического поглощения и выхода γ -квантов из контролируемой области по причине комптоновского рассеяния [5].

Ослабление потока γ -излучения происходит в большей мере из-за комптоновского рассеяния квантов на атомах ослабителя при взаимодействии коллимированного потока со стенками трубопровода и транспортируемым нефтяным потоком. При этом изменяется не только энергия квантов, но и их угол. Вследствие этого, кроме ослабленного прямого излучения, образуется и рассеянное излучение, которое распространяется по всем направлениям. У гамма-квантов такого излучения энергии могут быть совершенно различные, но суммарная максимальная энергия не может быть больше, чем энергия прямого излучения.

Для рассеянных γ -квантов возможно и комптоновское рассеяние веществами контролируемого участка, и фотоэлектрическое поглощение ими, но

оно характерно только для квантов с небольшой энергией. Степень ослабления прямого излучения можно вычислить, анализируя изменение интенсивности прямого и рассеянного излучения [30].

Измерительный преобразователь, который находится в блоке приёмника γ -излучения, преобразует поток γ -квантов в серию отсчетов. Один отсчет – это количество γ -квантов, которые были зарегистрированы приёмником излучения за интервалы времени определенной длительности. Так как γ -кванты рассеянного и прямого излучения обладают разным уровнем энергии, их отсчеты необходимо регистрировать в разных энергетических окнах.

Поток коллимированного γ -излучения, проходящего через поток с неизменными во времени свойствами по закону Гуго-Ламберта-Бера вычисляется по соотношению (2.4):

$$N = N_0 \cdot \exp(-\mu_0 \cdot d) = \bar{N}_0 \cdot \exp(-\mu \cdot \rho \cdot d), \quad (2.4)$$

где N_0 , N – математические ожидания количества γ -квантов, зарегистрированных приёмником без контролируемой среды и при наличии её соответственно;

ρ – плотность среды;

μ_0 , μ – линейный и массовый коэффициенты ослабления.

Прямое излучение позволяет контролировать небольшой объем, а именно лишь той части среды, через которую непосредственно проходит узкий пучок γ -излучения.

Характерной особенностью рассеянного излучения является зависимость среднего значения γ -излучения на выходе детектора от плотности среды, которая получена опытным путём и представлена на рисунке 2.3.

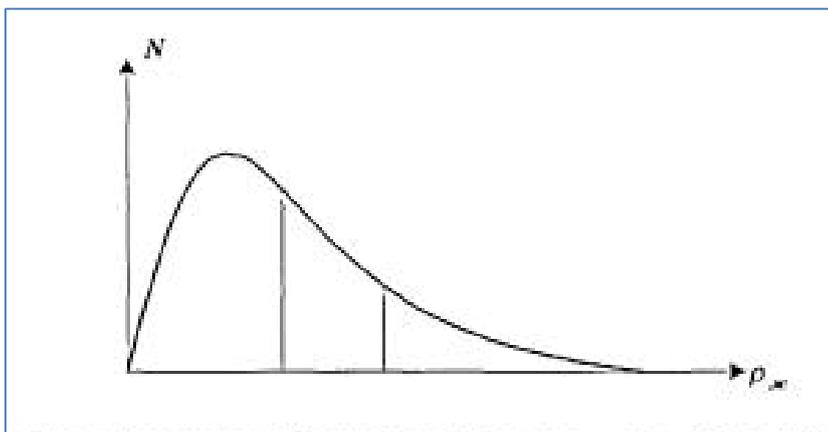


Рисунок 2.3 - Зависимость значения γ -излучения при прохождении через жидкости от изменения их плотностей

Объяснение данного графика описано ниже.

Рассмотрим изменение среднего количества N γ -квантов, зарегистрированных детектором в единицу времени, относительно плотности жидкости $\rho_{ж}$.

При $\rho_{ж} = 0$ не будет происходить рассеяния, а значит отсутствие рассеянного излучения, что означает $N=0$.

При возрастании плотности среды количество рассеянного излучения будет увеличиваться из-за чего N также будет расти. В то же время поглощение γ -квантов на отрезке от точки преломления до детектора будет увеличиваться. Процесс первичного рассеяния γ -квантов будет преобладать над ослаблением первичного ослабления. После этого рассеяние и поглощение будут уравнивать друг друга, после чего процесс ослабления первичного рассеяния излучения средой начнёт преобладать.

Существуют разные способы взаимного расположения блоков источников приёмников γ -излучения, изображенные на рисунке 2.4.

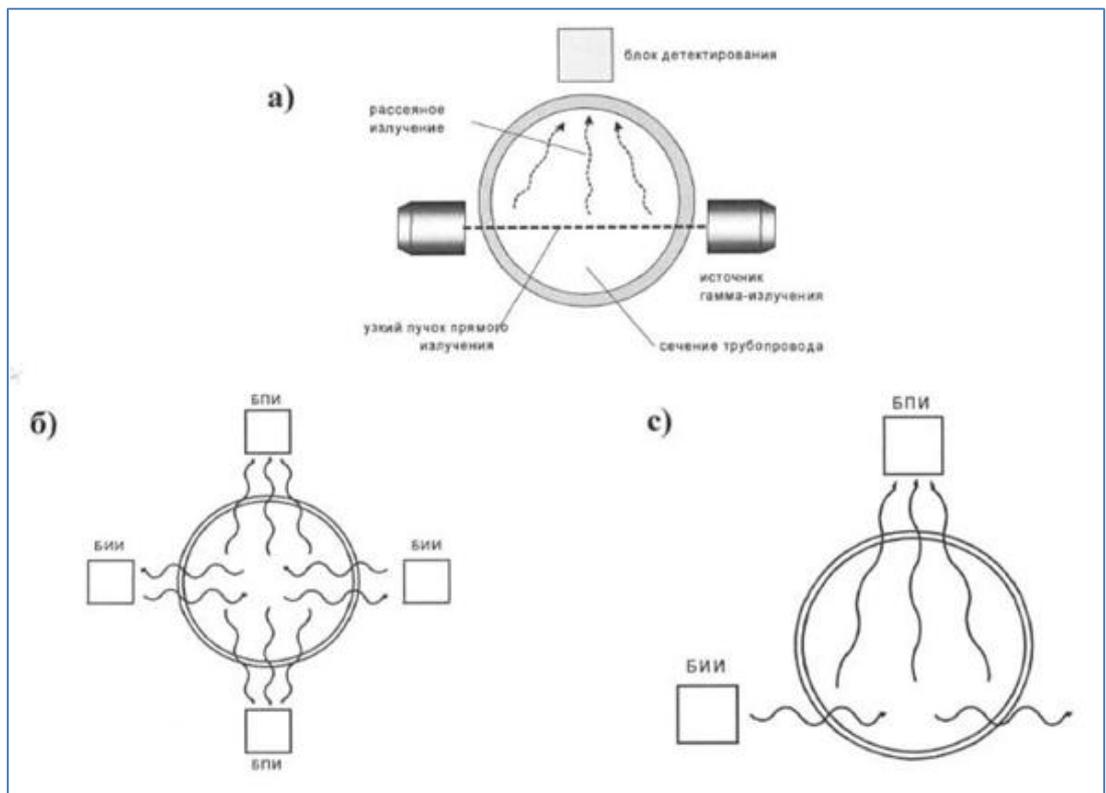


Рисунок 2.4 - Варианты взаимного расположения БИИ и приёмников
гамма-излучения

Из-за увеличения плотности среды N будет увеличиваться до достижения максимума, после чего начнёт убывать, асимптотически стремясь к нулю.

Диапазон изменения плотности среды находится на участке графика, отмеченного пунктирными линиями на рисунке 2.4. На этом отрезке зависимость $N(\rho_{ж})$ аппроксимируется линейной функцией (2.5):

$$N(\rho_{ж}) = K \cdot \rho_{ж} + B, \quad (2.5)$$

Изменение концентрации газа повлечет изменение средней плотности среды в трубе. Что немаловажно, из-за однородности поля рассеянного γ -излучения, N не может зависеть от распределения воздуха по сечению трубы. То есть пузырь газа в одной части сечения оказывает такое же влияние на N , как аналогичный пузырь газа в другой части. Таким образом, средняя плотность смеси газа и жидкости будет линейно связана с концентрацией газа (2.6):

$$\rho_{см} = \rho_{ж} - \varphi(\rho_{ж} - \rho_{г}). \quad (2.6)$$

При $\rho_{ж}$, намного превышающем $\rho_{г}$ (2.7):

$$\rho_{см} \approx \rho_{ж} - \varphi \cdot \rho_{ж} = \rho_{ж}(1 - \varphi). \quad (2.7)$$

Откуда следует, что для газожидкостной смеси (2.8)

$$N = K \cdot \rho_{ж} \cdot (1 - \varphi) + B, \quad (2.8)$$

При нулевом газосодержании $\varphi = 0$ (в трубе жидкость без газа) средний счет γ -квантов на чистой жидкости $N_{ж}$ будет равен (2.9):

$$N_{ж} = K \cdot \rho_{ж} + B, \quad (2.9)$$

По мере увеличения концентрации газа φ , средний счет будет расти, приближаясь к гипотетическому значению N_0 (2.10):

$$N_0 = B, \quad (2.10)$$

соответствующее $\varphi = 1$ (когда хорда, по которой проходит коллимированное γ -излучение, находится прямо на поверхности контролируемой жидкости в трубопроводе. Излучение в таком случае не ослабляется, только рассеивается).

Подстановкой (2.10) в (2.9) получим (2.11):

$$K \cdot \rho_{ж} = N_{ж} - N_0, \quad (2.11)$$

Подстановкой (2.11) в (2.8) получим (2.12):

$$N = (N_{ж} - N_0)(1 - \varphi) + N_0, \quad (2.12)$$

Отсюда следует (2.13):

$$\varphi = \frac{N - N_{ж}}{N_0 - N_{ж}}. \quad (2.13)$$

Полученные результаты справедливы при неизменности:

- характеристик трубопровода;
- интенсивности излучения;
- расположения блоков детектирования и источников излучения относительно друг друга и трубопровода.

Изменения значения N_0 (среднего счета γ -квантов в пустом трубопроводе) будет зависеть исключительно от изменения параметров потока. Так как от этих же параметров зависит изменение значения $N_{ж}$, то можно предположить, что $N_0 = f(N_{ж})$. Учитывая, что свойства $N_{ж}$ во время изменения значения φ меняются в узком диапазоне, то можно предположить линейную связь между N_0 и $N_{ж}$ (2.14):

$$N_0 = a + b \cdot N_{ж}, \quad (2.14)$$

При подстановке (2.14) в (2.13) получаем (2.15):

$$\varphi = \frac{N - N_{\text{ж}}}{a + (b-1)N_{\text{ж}}}, \quad (2.15)$$

С помощью эксперимента на трубопроводах с диаметром 250мм и 400мм была доказана линейная связи между N_0 и $N_{\text{ж}}$ со следующими жидкостями:

- вода пресная $\rho = 0,997 \text{ г/см}^3$;
- вода соленая $\rho = 1,1 \text{ г/см}^3$;
- дизельное топливо $\rho = 0,835 \text{ г/см}^3$.

Зависимость интенсивности γ -излучения от плотности в тех диапазонах, которые характерны для жидких нефтяных смесей, практически линейна.

Интенсивность потока рассеянного излучения обладает теми же физическими причинами и теми же условиями, что и прямого потока. В связи с этим, её можно записать, опираясь на выражения для прямого излучения. Раскладывая экспоненту в ряд Маклорена ($\exp(x) = 1 + \frac{x}{1!} + \frac{x^2}{2!} + \dots + \frac{x^n}{n!} + \dots$) и выделяя линейную часть, получаем соотношение (2.16):

$$N = N_0(1 - \mu_{\text{ж}} \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot d_0 \cdot (1 - \varphi)). \quad (2.16)$$

Рассеянное γ -излучение многократно взаимодействует с атомами контролируемого вещества, распространяясь во всём объеме потока.

2.5 Обоснование выбора источника излучения

Источник излучения определяется исходя из следующих параметров:

1. Вещество, из которого состоит измеряемый поток.
2. Распределения потока по сечению и толщина контролируемого сечения.
3. Точность, необходимая при измерении.
4. Условия применения (стационарность, необходимость передвижения измерительной системы).

В таблице 2.3 представлены основные характеристики γ -источников, наиболее часто применяемых в дефектоскопии, где $T_{1/2}$ – период полураспада; E – энергия; m – масса изотопа; q – количество γ -квантов, связанных с одним

распадом ядра; $K_{РВ}$ – это кратность ослабления при отсутствии ослабителя между источником и приемником [61].

Таблица 2.3 - Характеристики наиболее применимых источников излучения

Изотоп	$T_{1/2}$	Е, МэВ	m	q	$K_{РВ}$
Co^{60}	5,27	1170 1330	1,6	2	5,71
Cs_{137}	26,5	0,662	0,38	0,92	0,61

Для изучения потоков нефти лучше всего использовать источник с Cs_{137} , так как в отличие от Co^{60} , так как он имеет меньшие габариты, больший период полураспада, из-за чего возрастает срок эксплуатации без необходимости замены источника, а также меньшей энергией, которой достаточно для точного определения плотности, и, соответственно, требует менее жестких правил эксплуатации [73, 78].

Многофазные многокомпонентные потоки измеряются приборами с жестким радиоизотопным излучением, а процесс основан на фотоэлектронном поглощении и комптоновском рассеянии. Такими физическими явлениями, как фотоядерный эффект и тормозное излучение, можно пренебречь из-за небольшого и совсем несущественного влияния на процесс измерения [52, 33].

Графики ослабления γ -излучения Cs_{137} от соляного раствора, воды и нефти представлены на рисунке 2.5, где показана вероятность появления μ_{σ} - комптоновского рассеяния и μ_{τ} - фотоэлектрического поглощения [86].

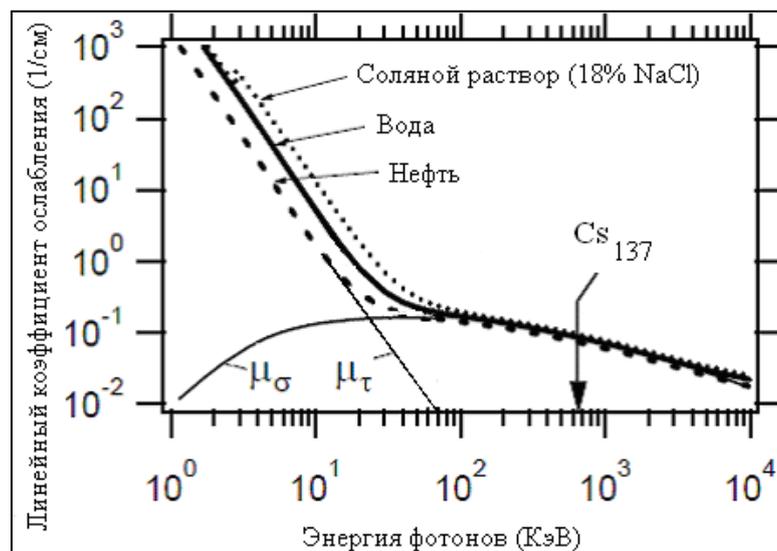


Рисунок 2.5 - Линейный коэффициент ослабления γ -излучения при воздействии на нефть, воду и соляного рассола в зависимости от энергии

Точность измерения компонентного состава нефтяного потока радиоизотопной измерительной системой напрямую зависит от характера излучения. При измерении концентрации свободного газа измерять интенсивность только прямого излучения недостаточно, так как оно проходит только по одной хорде сечения трубопровода, а вот для измерения концентрации взвешенных парафинов этого будет достаточно ввиду равномерного распределения твёрдых частиц парафина в нефтяном потоке.

2.6 Характер взаимодействия излучения с веществом

От энергии связи электрона с атомом, а также атомного номера молекулы вещества напрямую зависит возможность появления фотоэлектронного поглощения. При увеличении энергии фотона (рисунок 2.5) эта вероятность уменьшается. При уменьшении энергии фотона возможность появления фотоэлектронного поглощения сначала равна величине, обратной энергии фотона, а после подчиняется закону $\frac{1}{(E_\gamma)^{7/2}}$, когда энергия фотона приближается к потенциалу ионизации на К-ой оболочке. При достижении К-оболочки, фотоэффект невозможен. При дальнейшем уменьшении энергии фотона увеличивается возможность возникновения фотоэффекта. Сечение фотоэффекта напрямую зависит от заряда ядра в пятой степени $\mu_\tau \sim Z^5$ [3].

У комптоновского рассеяния ситуация следующая: возможность взаимодействия примерно прямо пропорционально плотности вещества. В измерителях, основанных на γ -излучении, рассеяние часто считается нежелательным эффектом, т.к. интерпретация результатов измерения весьма затрудняется.

2.7 Вывод по главе 2

Ввиду большого числа факторов перечисленных выше, в процессе транспортировки нефтепродуктов происходит выделение твёрдых кристаллов парафинов из нефти, а также их осаждение на поверхность нефтепровода, приводящее к уменьшению проходного диаметра трубопровода, что крайне негативно влияет на процесс транспортировки и неизбежно ведёт к образованию аварийных ситуаций. В связи с этим остро стоит потребность создания приборов по обнаружению парафинов, находящихся ещё во взвешенном состоянии в нефтяном потоке до их отложения на внутреннюю поверхность трубопровода. Неразрушающий контроль – одно из основных требований, предъявляемых к оборудованию, осуществляющему мониторинг нефтяного потока. Новые системы измерения, основанные на радиоизотопном излучении, которые позволяют находить взвешенные частица парафина в потоке и измерять концентрацию парафиновой фазы, позволят увеличить достоверность получаемых результатов и позволят разработать систему для модернизации трубопровода, благодаря чему может быть повышена надёжность и долговечность применяемого нефетранспортного оборудования.

ГЛАВА 3 МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПРИ ВЗАИМОДЕЙСТВИИ РАДИОИЗОТОПНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ С КОНТРОЛИРУЕМОЙ СРЕДОЙ

3.1 Коэффициент линейного ослабления отдельных компонентов

Сотрудниками кафедры ядерной физики Московского государственного университета была найдена формула с помощью которой вычисляется коэффициент линейного ослабления радиоизотопного излучения (3.1) [46]:

$$\mu = \frac{N_a}{M} \cdot \left(4\pi r_0^2 \alpha^4 Z^5 \cdot \frac{(2 + \varepsilon)^{\frac{3}{2}}}{\varepsilon^{\frac{7}{2}}} \cdot \left[\frac{4}{3} + (1 + \varepsilon) \cdot \frac{(\varepsilon - 1)}{(2 + \varepsilon)} \cdot \left(1 - \ln \left(\frac{1 + \varepsilon + \sqrt{\varepsilon(2 + \varepsilon)}}{1 + \varepsilon - \sqrt{\varepsilon(2 + \varepsilon)}} \right) \right) \right] + \right. \\ \left. + Z \cdot 2\pi r_0^2 \cdot \left[\frac{(1 + \varepsilon)}{\varepsilon^2} \cdot \left(2 \cdot \frac{(1 + \varepsilon)}{(1 + 2 \cdot \varepsilon)} - \frac{\ln(1 + 2 \cdot \varepsilon)}{\varepsilon} \right) + \frac{\ln(1 + 2 \cdot \varepsilon)}{2 \cdot \varepsilon} - \frac{(1 + 3 \cdot \varepsilon)}{(1 + 2 \cdot \varepsilon)^2} \right] \right); \quad (3.1)$$

где $\varepsilon = h \cdot \frac{\nu}{(m_e \cdot c^2)}$ – безразмерный параметр энергии гамма - квантов;

$r_0 = \frac{e^2}{(m_e \cdot c^2)} = 2.81794092 \cdot 10^{-15}$ – радиус электрона;

Z - заряд ядра, атомный номер поглотителя;

$\alpha = \frac{e^2}{(h \cdot c)} = \frac{1}{137.03598}$ – постоянная тонкой структуры;

$m_e \cdot c^2$ – энергия покоя электрона;

M – молекулярная масса поглотителя.

Для соединений парафинов, включающих в себя парафины, смолы и асфальтены, рассматриваемых в данном исследовании, коэффициент линейного ослабления:

$$\mu = \frac{6,02 \cdot 10^{23}}{10,04} \cdot \left(4 \cdot 3,14(2,818 \cdot 10^{-15})^2 0,073^{49,1^5} \cdot \frac{(2 + 1,3)^{\frac{3}{2}}}{1,3^{\frac{7}{2}}} \cdot \right. \\ \left. \cdot \left[\frac{4}{3} + (1 + 1,3) \cdot \frac{(1,3 - 1)}{(2 + 1,3)} \cdot \left(1 - \ln \left(\frac{1 + 1,3 + \sqrt{1,3(2 + 1,3)}}{1 + 1,3 - \sqrt{1,3(2 + 1,3)}} \right) \right) \right] + 9,1 \cdot 2 \cdot 3,14(2,818 \cdot 10^{-15})^2 \cdot \right. \\ \left. \cdot \left[\frac{(1 + 1,3)}{1,3^2} \cdot \left(2 \cdot \frac{(1 + 1,3)}{(1 + 2 \cdot 1,3)} - \frac{\ln(1 + 2 \cdot 1,3)}{1,3} \right) + \frac{\ln(1 + 2 \cdot 1,3)}{2 \cdot 1,3} - \frac{(1 + 3 \cdot 1,3)}{(1 + 2 \cdot 1,3)^2} \right] \right) = 0,034 \frac{\text{см}^2}{\text{г}}$$

Для нефти, рассматриваемой в данном исследовании, ввиду меньшей молекулярной массы, коэффициент линейного ослабления будет равен $\mu_{\text{п}} = 0,073 \frac{\text{см}^2}{\text{г}}$.

Отсюда можно судить, что отношение коэффициентов ослабления для парафинов и нефти равно:

$$\nu = \frac{\mu_{\text{н}}}{\mu_{\text{п}}} = \frac{0,073}{0,034} = 2,15,$$

где $\mu_{\text{п}}$ – массовый коэффициент ослабления парафинов,

$\mu_{\text{н}}$ – массовый коэффициент ослабления нефти.

Это доказывает возможность детектирования парафиновой составляющей в общем объеме потока за счет фотоэлектронного ослабления гамма-излучения, что ранее считалось невозможным ввиду близкого равенства плотностей нефти и парафина.

3.2 Методика расчета коэффициента ослабления для структуры с взаимопроникающими компонентами методом элементарной ячейки

В основу механизма расчета коэффициента ослабления нефтепарафиновой смеси лежит метод элементарной ячейки для структуры с взаимопроникающими элементами. Ниже изложена суть данного метода.

Дальнейшие рассуждения базируются на следующем предположении, обоснование которого приведено в работе [15]: эффективные коэффициенты проводимости систем с упорядоченной и хаотической структурами равны друг другу в том случае, если эти структуры адекватны, а концентрации компонентов и их свойства одинаковы. Данное предположение необходимо для гетерогенных систем с неупорядоченной структурной.

При более подробном анализе предположения об адекватности в хаотических и упорядоченных гетерогенных системах, имеем следующее:

Система с упорядоченная гетерогенной структурой обладает порядком, в котором возможно выделить элементарную ячейку, в которой геометрический и физический свойства совпадают с соответствующими свойствами всей системы.

В качестве примера рассмотрим двухкомпонентную хаотическую систему с изолированными включениями (рисунок 3.1, в).

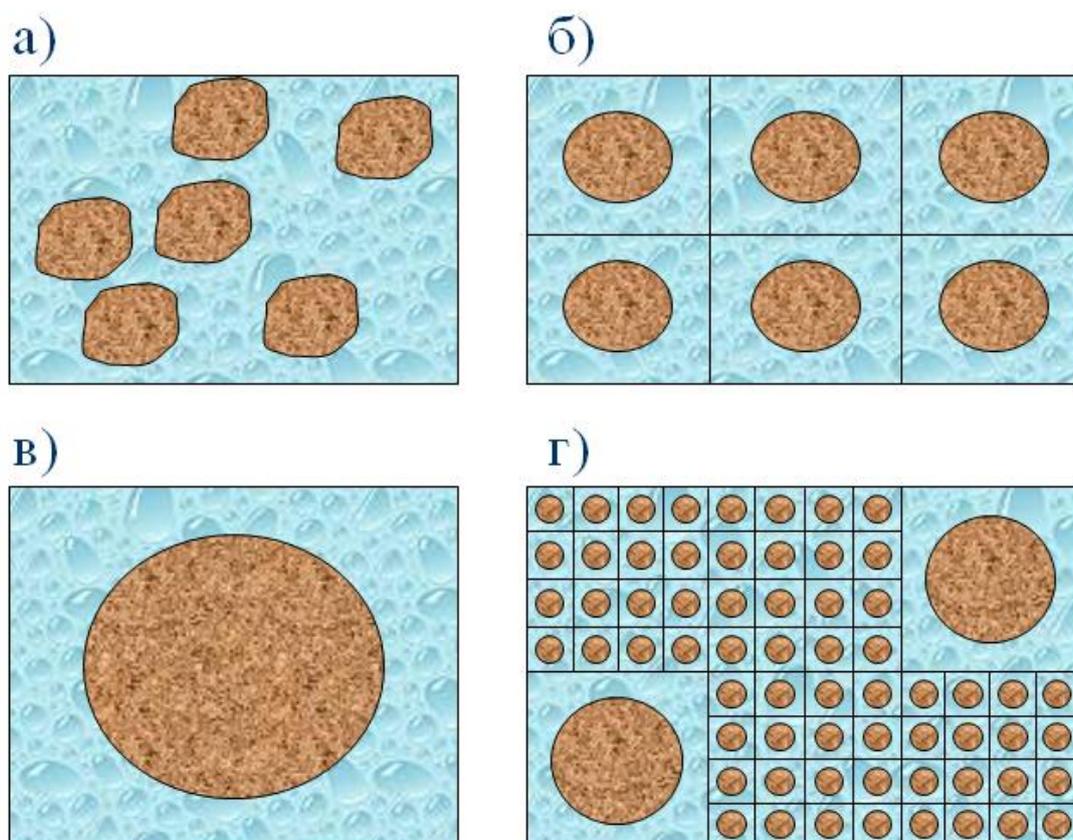


Рисунок 3.1 – Структура вещества с изолированными включениями: а, б - хаотическая и соответствующие ей упорядоченные структуры; в - элементарная ячейка; г - включения разных размеров

Теория об адекватности хаотической и упорядоченной структур утверждает, что структуры на рисунках 3.1(а) и 3.1(б) имеют одинаковые эффективные свойства в том случае, если характеристики компонентов и их количество одинаковы.

В соответствии с эргодической гипотезой, для вычисления эффективных свойств гетерогенного вещества находить среднее значение с учетом каждой отдельной частицы не требуется, достаточно найти среднее значение по заданному объему вещества V . В таком случае обе структуры, представленные на рисунках 3.1(а) и 3.1(б) являются адекватными, поскольку имеют идентичные средние структурные характеристики, такие как расстояния между изолированными включениями и их размеры, форма, концентрация и характер взаимодействия между компонентами. Примечательно то, что при выделении из

данных структур элементарной ячейки, переход к упорядоченной структуре не обязателен.

В данном случае, неоднородные частицы равноудалены относительно друг друга, и изображенная на рисунке 3.1(в) элементарная ячейка имеет свойство представительного элемента, то есть минимального объема гетерогенной среды, характеристики которого соответствуют свойствам всего образца.

Далее рассмотрим структуру с хаотичным расположением элементов, изображенную на рисунке 3.1(г). Предположим, что каждое включение окружено поверхностью S_n , целиком лежащей в связующем и ограничивающем объеме V_n так, что $m_i = V_i/V_n$, где V_i — объем включений. Допускается, что частицы имеют формы кубов различных размеров, позволяющие заполнить весь объем V . Исходя из этого шар будет являться элементарной ячейкой и будет выполнять роль представительного элемента, так как соблюдено равенство средних значений геометрических параметров между гетерогенной системой и элементарной ячейкой.

Таким образом, при построении структурной модели гетерогенного вещества необходимо соблюдать равенство средних геометрических параметров в модели и в реальном материале.

Элементарная ячейка в данном случае служит для удобства определения эффективной проводимости гетерогенной системы. Приведем для одной из простейших гетерогенных структур точную формулировку задачи и схему ее решения. Возьмем систему из матрицы, в которой находятся неограниченные брусья квадратного сечения, упорядоченно расположенные в узлах, как это показано на рисунке 3.2(а). Рассмотрим протекание теплового потока j через эту систему и определим ее эффективную теплопроводность A , если теплопроводности A_1 , A_2 компонентов и их объемные концентрации m_1 , m_2 известны, причем $m_1 = (l_1/L)^2$, $m_1 + m_2 = 1$. С помощью адиабатических $(a-a)$ и изотермических $(u-u)$ сечений выделяем элементарную ячейку, показанную на рисунке 3.2(б).

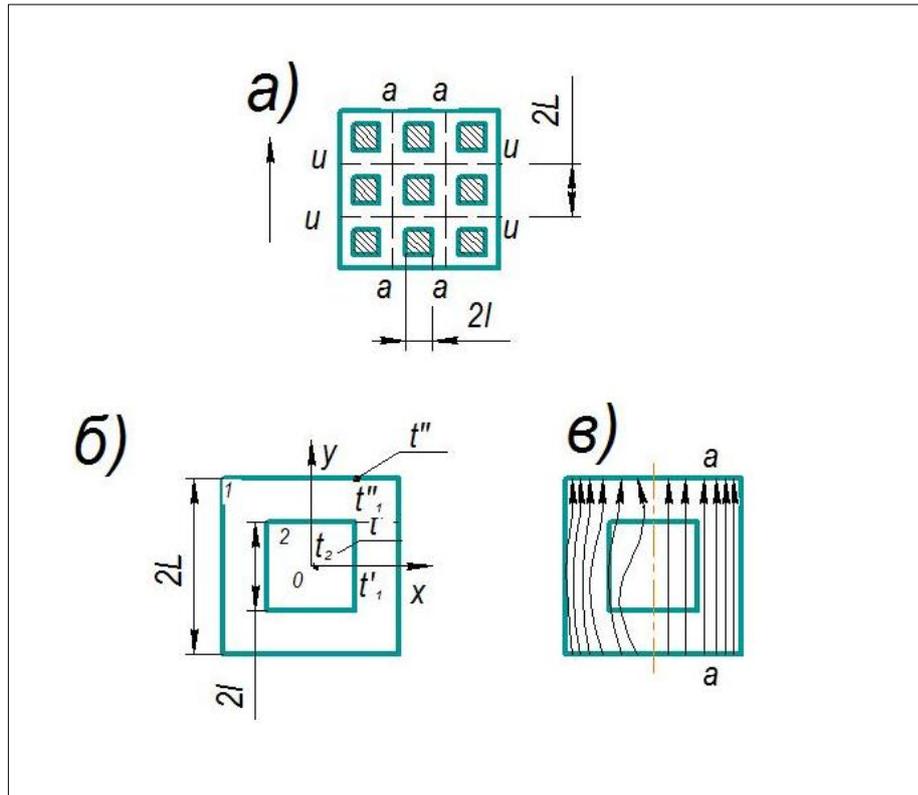


Рисунок 3.2 – Структура с неограниченными брусками квадратного сечения, а – сечение структуры; б – элементарная ячейка; в – реальное (слева) и линеаризованное (справа) распределение линий тока

Поверхности ($x=0, L$) в ячейке являются адиабатическими, а ($y=0, L$) – изотермическими с температурами t' и t'' . В левой части рисунка 3.2(в) для случая $\Lambda_2 < \Lambda_1$ показано реальное распределение линий тока; искривленный характер этих линий потребует для их описания довольно громоздких математических выкладок. По определению тепловое сопротивление элементарной ячейки (рис. 3.2, б) $R = (t' - t'')/Q = t_1|_{y=0} - t_1|_{y=L}/Q$, где Q – тепловой поток, проходящий через изотермическую поверхность. Зная, что поверхность $y=0$ является изотермической, можно утверждать, что температуры t_1 и t_2 в областях 1 и 2 равны между собой, т. е. $t_1|_{y=0} = t_2|_{y=0} = t'$. При вводе понятия эффективной теплопроводности Λ плоской элементарной ячейки, её тепловое сопротивление $R = \frac{L}{1-\Lambda L} = \Lambda^{-1}$. Объединив оба выражения для R , получим (3.2):

$$\Lambda = Q/(t_1|_{y=0} - t_1|_{y=L}), \quad (3.2)$$

где Λ – эффективная теплопроводность,

Q – тепловой поток,

t_I – температуры t_I в области 1.

Следовательно, задача сводится к определению $t_I(x, y)$. Симметрия ячейки позволяет рассматривать ее четвертую часть, изображенную на рисунке 3.2(в), которую разобьем на три части, а температуры обозначим $t_2(0 \leq x \leq l, 0 \leq y \leq l)$; $t'_1(l \leq x \leq L, 0 \leq y \leq l)$; $t_2''(0 \leq x \leq L, 0 \leq y \leq L)$. Температурные поля указанных областей описываются уравнениями $\frac{\partial^2 t}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 t}{\partial y^2} = 0$ ($t = t'_1; t'_2; t_2$) и следующими граничными условиями:

- условия адиабатности поверхностей

$$\frac{\partial t_2}{\partial x} \Big|_{x=0} = \frac{\partial t_1''}{\partial x} \Big|_{x=0} = \frac{\partial t_1'}{\partial x} \Big|_{x=1} = \frac{\partial t_1''}{\partial x} \Big|_{x=L} = 0;$$

- условия изотермичности поверхности

$$t_2 \Big|_{y=0} = t' \Big|_{y=0} = t';$$

- условия равенства температур и тепловых потоков на границах между областями

$$t_2 \Big|_{x=0} = t'_1 \Big|_{x=1}; \quad t_2 \Big|_{y=1} = t_1'' \Big|_{y=1};$$

$$\lambda_2 \frac{\partial t_2}{\partial x} \Big|_{x=1} = \frac{\partial t_1'}{\partial x} \Big|_{x=1}; \quad \lambda_2 \frac{\partial t_2}{\partial y} \Big|_{y=1} = 1 \frac{\partial t_1''}{\partial y} \Big|_{y=1};$$

$$t'_1 \Big|_{y=1} = t_1'' \Big|_{y=1}; \quad \frac{\partial t_1'}{\partial y} \Big|_{y=1} = \frac{\partial t_2''}{\partial y} \Big|_{y=1}.$$

Решив систему дифференциальных уравнений совместно с условиями на границах, найдем температурные поля $t_I(x, y)$, $t_2(x, y)$, а также тепловой поток.

Зная выражения для $t_I(x, y)$ и Q , из формулы (3.4) получим аналитическое выражение для теплопроводности Λ . Заметим, что сложность математического анализа позволяет рассмотреть весьма ограниченный класс структур с замкнутыми включениями; формулы при этом получались очень громоздкими.

При поиске более простых способов получения Λ было найдено множество решений задачи, близких к оригиналу. Метод сечений Рэлея оказался наиболее отличающимся и эффективным по сравнению с другими решениями [15].

При разбиении элементарной ячейки вспомогательными бесконечно тонкими поверхностями, некоторые из которых непроницаемы для линий тока, другие – изопотенциальны. Подобное дробление позволяет линеаризовать исходное потенциальное поле, что существенно упрощает решение задачи. На рис. 3.2(в) слева показан реальный характер линий тока в элементарной ячейке при $A_2 < A_1$, а справа — линеаризованный за счет введения адиабатической (непроницаемой) поверхности ($a-a$).

При различных способах разбиения получаются отличающиеся значения эффективной проводимости: при изопотенциальном разбиении – A_u , для непроницаемых поверхностей – A_a . Истинное значение A , как показано в работе [16], имеет промежуточное значение $A_u > A > A_a$. С помощью комбинированного дробления появляется возможность подобрать такую комбинацию дробления тела двумя типами плоскостей, при которой полученная эффективная проводимость A_k будет близка к значению A , то есть $A_k \approx A$. Последнее утверждение можно проверить, сопоставляя A_u , A_a , A_k со значениями A , которые были получены при численном решении системы дифференциальных уравнений, описывающих процессы переноса через элементарную ячейку. Рассмотрим применение метода перехода к элементарной ячейке для ряда структур гетерогенных систем.

3.3 Структура с изолированными включениями

В работе [15] обосновано следующее важное утверждение: на эффективную проводимость практически не влияет форма изометрического компонента состава. Из этого следует, что необходимо выбирать ту форму включений, которая позволит сократить вычисления и провести наиболее простой анализ. В том случае, если компонент по всем осям имеет близкие друг к другу размеры (тетраэдр, куб, шар и др.), то целесообразнее всего исследовать включения кубической формы, а в случае, если включения имеют вытянутую форму (цилиндр, параллелепипед, эллипсоид) – параллелепипед. На рисунке 3.3 представлена элементарная ячейка модели гетерогенной изотропной системы с изолированными кубическими включениями, на которой показаны два

возможных способа разбиения ячейки изопотенциальными плоскостями ($u-u$), а также непроницаемыми для тока плоскостями ($a-a$). Каждому разбиению соответствует своя схема соединения сопротивлений потоку; значения последних вычисляются по формуле $R_i = \frac{l_i}{\Lambda_i S_i}$, где l_i, S_i – длина линий тока i -го элемента и площадь его поперечного сечения; Λ_i — удельная проводимость этого элемента. Из схемы соединений определяется общее сопротивление элементарной ячейки $R = \varphi(R_i)$ оно может быть определено также по формуле $R = \frac{L}{\Lambda S}$, где L, S — общая длина и площадь поперечного сечения элементарной ячейки; Λ — искомая эффективная удельная проводимость этой ячейки.

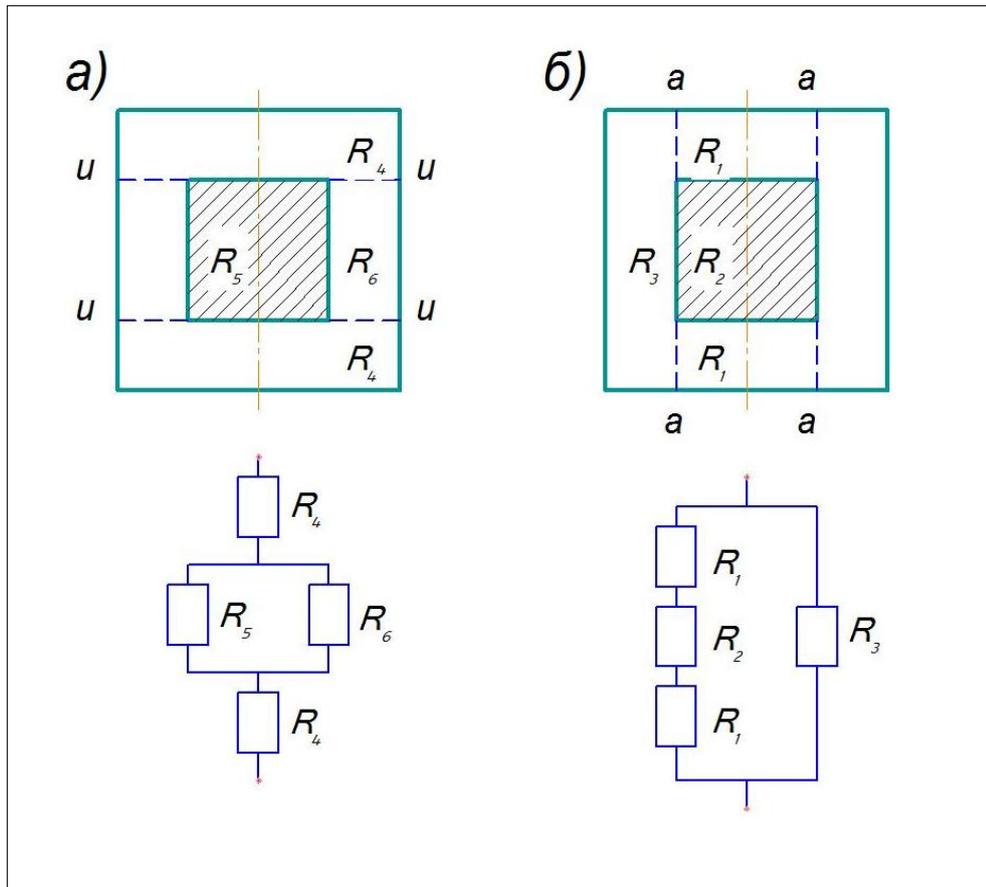


Рисунок 3.3 - Элементарная ячейка структуры с кубическими включениями и схемы соединения сопротивлений различных областей половины ячейки: а - изотермическое; б - адиабатическое дробление

Приравняв $L/(\Delta S) = \varphi(l_i/\Delta_i S_i)$ и проведя несложные преобразования, найдем аналитический вид зависимости между эффективной проводимостью Λ , проводимостями компонентов Λ_i и их концентрациями m_i . Дробление ячейки

адиабатическими (непроницаемыми для линий тока) плоскостями приводит к формуле (3.3):

$$N_a = \frac{\nu - (\nu - 1) \left(1 - m_2^{\frac{2}{3}}\right) m_2^{\frac{1}{3}}}{\nu - m_2^{\frac{1}{3}}(\nu - 1)}; \quad N_a = \frac{\Lambda_a}{\Lambda_1}; \quad \nu = \frac{\Lambda_2}{\Lambda_1}. \quad (3.3)$$

При изотермическом дроблении получается следующее выражение для $N_{и}$ (3.4):

$$N_{и} = \frac{1 + (\nu - 1) m_2^{\frac{2}{3}}}{\nu - (\nu - 1) m_2^{\frac{2}{3}} \left(1 - m_2^{\frac{1}{3}}\right)}; \quad N_{и} = \frac{\Lambda_{и}}{\Lambda_1}. \quad (3.4)$$

В литературе наибольшее распространение получила формула Оделевского, в которой принято промежуточное значение $N_a < N_o < N_u$ (3.5) [15]:

$$N_o = 1 - m_2 \left(\frac{1}{1 - \nu} - \frac{1 - m_2}{3} \right)^{-1}. \quad (3.5)$$

Комбинированное дробление адиабатическими и изотермическими плоскостями приводит к формуле (3.6) [17]:

$$N_k = \left[1 - \frac{m_2}{(1 - \nu)^{-1} - (1 + m_2) \left(1 - m_2^{1/3}\right) \left(1 + m_2^{1/3}\right)^{-1}} \right], \quad (3.6)$$

результаты вычислений по которой практически совпадают как с данными численного расчета, так и с вычислением N_o по формуле Оделевского. Сравним результаты расчетов зависимости $N = f(\nu, m_2)$ по формулам (3.3) – (3.6) с численными расчетами на ЭВМ. Расчет проводился для 1/16 части кубической элементарной ячейки с включениями в форме куба, дипирамиды и сферы. Ячейка разбивалась на $16 \times 16 \times 16 = 4096$ частей так, что содержала 2176 узлов. На основании результатов вычислений можно сделать выводы: кривая N_k занимает промежуточное положение между кривыми N_a и N_u , соответствующими изотермическому и адиабатическому дроблению элементарной ячейки. Зависимость $N_k = f(\nu, m_2)$, вычисленная по формуле (3.6), практически совпадает с данными численных расчетов. Из расчетов также следует незначительное влияние формы изометрического (близкие значения размеров в различных направлениях) включения на проводимость.

Рассмотрим анизотропное включение в форме параллелепипеда в кубической элементарной ячейке при направлении потока параллельно граням. В работе [15] приведена полученная Ю. П. Заричняком зависимость для эффективной проводимости при адиабатическом дроблении такой элементарной ячейки (3.7):

$$N_a = \frac{A_a}{A_1} = 1 - \frac{m_2}{K_x} + \frac{vm_2}{K_x[K_x + v(1-K_x)]}; \quad v = \frac{A_2}{A_1}, \quad (3.7)$$

где $K_i = l_i/L_i$ – концентрации в направлении $i=x, y, z$; A_1, A_2 – проводимости непрерывного компонента и включения.

Можно показать, что $K_y K_z = m_2/K_x$ и при $K_y K_z = 1$ включения образуют сплошные пластины, перпендикулярные потоку. Если $K_x = 1$, то включения образуют сплошные брусья или пластины, параллельные потоку. В этих случаях формула (3.7) преобразуется в формулы, характеризующие наибольший и наименьший изолирующий эффект. Если $K_x = K_y = K_z = K$, то $K = m_2^{1/3}$ включения приобретают форму куба и формула (3.7) переходит в (3.3).

3.4 Система с взаимопроникающими компонентами при постоянном сечении брусьев

На рисунке 3.4 представлена упорядоченная пространственная решетка и 1/8 часть ее элементарной ячейки. Разбив эту ячейку изотермическими ($a-a$) и адиабатическими ($b-b$) и ($v-v$) плоскостями, а также применив комбинированное сечение, получим различные схемы соединения тепловых сопротивлений частей элементарной ячейки.

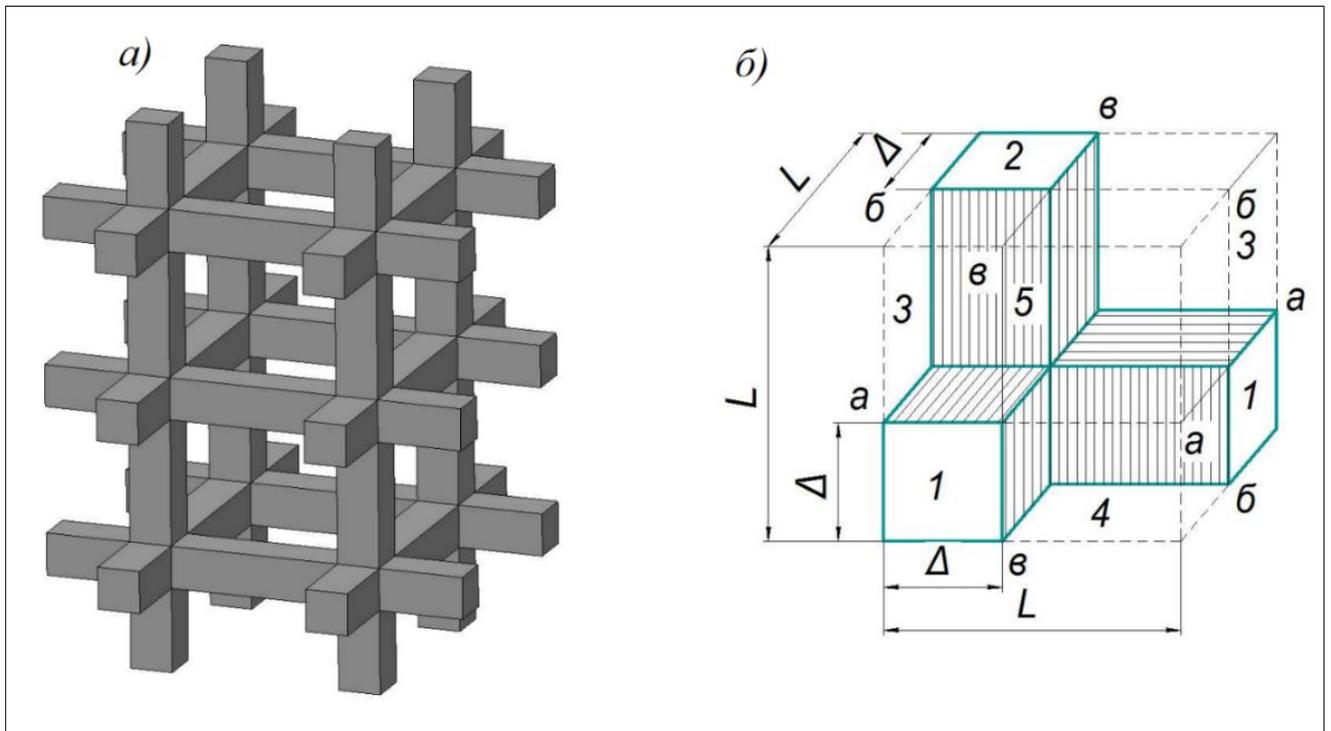


Рисунок 3.4 - Структура с взаимопроникающими компонентами (а) и 1/8 часть ее элементарной ячейки (б)

Зависимость $L=f(\Delta, m_i)$ для изотермического дробления была получена Ван-Фреем в 1935 г., для адиабатического дробления – Г.Н. Дульневым в 1965 г. [15], для комбинированного сечения – Г.Н. Дульневым и В.В. Новиковым в 1977 г. [16]. Эти зависимости имеют вид (3.8, 3.9, 3.10):

$$N_i = \left[\frac{1-c}{c^2+\nu(1-c^2)} + \frac{c}{c(2-c)+\nu(1-c)^2} \right]^{-1}; \quad (3.8)$$

$$N_a = c^2 + \nu(1 - c^2) + 2\nu c(1 - c)(\nu c + 1 - c)^{-1}; \quad (3.9)$$

$$N_k = \frac{c^2+\nu c(1-c)}{\nu c(1-c)+(1-c+c^2)} + \nu \frac{c(1-c)+\nu(1-c)^2}{c(1-c)+\nu(1-c+c^2)}. \quad (3.10)$$

Здесь c – положительный корень кубического уравнения $2c^3-3c^2+1=m_2$ и находится по формуле (3.11):

$$c=0,5-\cos((\arccos(2m_2-1)+\pi)/3). \quad (3.11)$$

На рисунке 3.5 приведена графическая зависимость (3.13), которой удобно пользоваться при расчетах. Заметим, что в геометрическом смысле параметр $c=\Delta/L$ является отношением размера Δ бруса к размеру L элементарной ячейки.

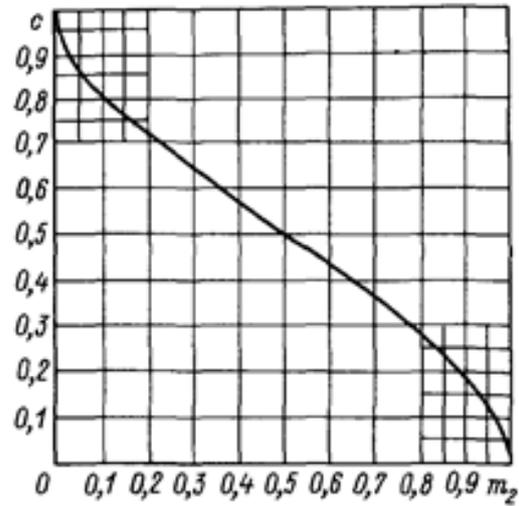


Рисунок 3.5 – Зависимость $c = f(m_2)$, построенная по формуле (3.11)

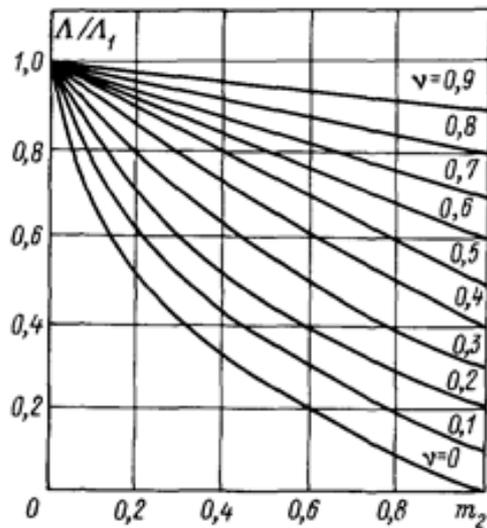


Рисунок 3.6 – Зависимость $N = N(\nu, m_2)$ для бинарных смесей с
взаимопроникающими компонентами

Сравнение значений N_k , полученных из выражения (3.10), с результатами численного анализа показало, что в самом неблагоприятном случае ($\nu=0$) расхождение не превышает 6,5%, т. е. сопоставимо с погрешностью численных расчетов.

Расхождение результатов расчетов по формулам (3.10) и (3.9) в неблагоприятном случае ($\nu=0$) достигает 45%, а расхождение между точным значением N_T и вычисленным по формуле (3.9) N_a для адиабатического дробления - 30%. Заметим, что разница между кривыми N_u , N_a и N_T с ростом ν становится

малоощутимой. Например, как показали численные расчеты, при $\nu=0,5$ кривые N_a и N_k расходятся менее чем на 7%. Сопоставление расчетов по формуле (3.9) с результатами многочисленных экспериментов для систем с $\nu \neq 0$ приводит к хорошему результату. Это обстоятельство оправдывает широкое применение формулы (3.9) при исследовании процессов переноса.

На рисунке 3.6 приведена зависимость $N_a=f(\nu, m_2)$, рассчитанная по формулам (3.9) и (3.11).

3.5 Коэффициент линейного ослабления интенсивности гамма-излучения в неоднородной среде

Эффект Комптона – эффект, при котором излучение рассеивается при его прохождении через вещество, при этом уменьшается его длина волны Δ .

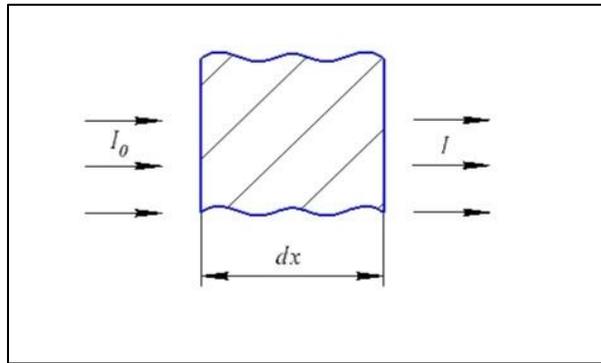


Рисунок 3.7 – Прохождение излучения через вещество

Закон Бугера-Ламберта-Бера имеет вид (3.12):

$$dI = -\mu I dx, \quad (3.12)$$

где I – интенсивность излучения;

μ – коэффициент поглощения.

Интенсивность излучения с учетом закона Бугера-Ламберта-Бера имеет вид (3.13):

$$I = I_0 - dI \Rightarrow \frac{dI}{I} = -\mu dx \Rightarrow \frac{I}{I_0} = e^{-\mu x} \Rightarrow I = I_0 e^{-\mu x}, \quad (3.13)$$

где $[\mu] = \frac{1}{\text{м}}$ – линейный коэффициент ослабления.

$\mu_m = \frac{\mu}{\rho}$, где

μ_m – массовый коэффициент ослабления

ρ – плотность.

$$[\mu_m] = \frac{\text{м}^2}{\text{кг}}.$$

Для рентгеновского излучения аналогично.

Интенсивность излучения I – мощность, переносимая через единицу площади в направлении нормали к ней.

$$[I] = \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$$

Рассмотрим однородный слой материала, изображенный на рисунке 3.8. С учетом зависимости (3.13), $\mu_{\text{эф}}$ находится как (3.14):

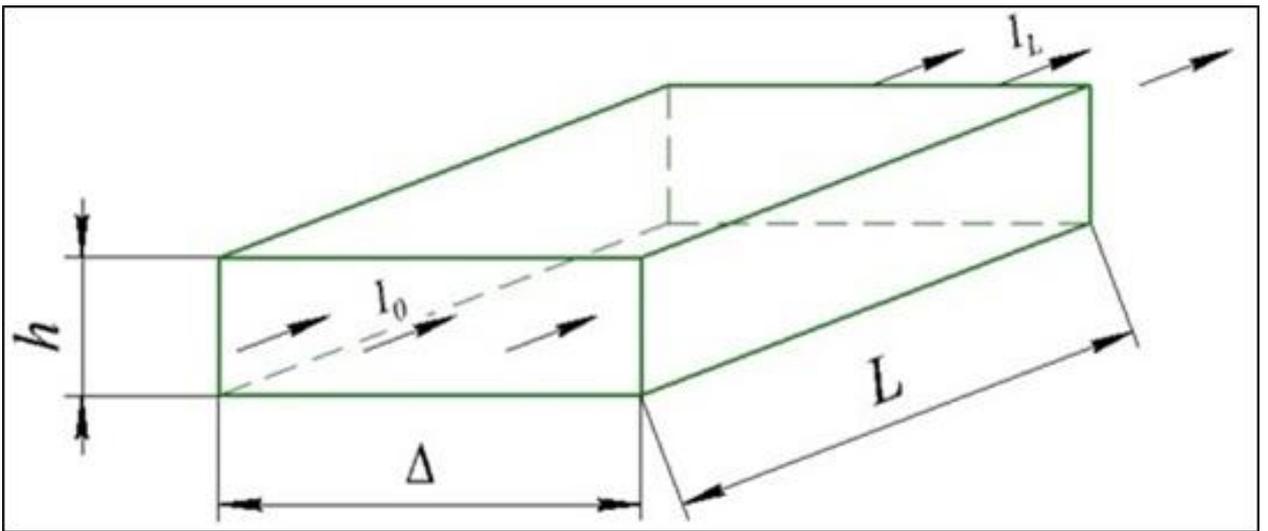


Рисунок 3.8 – Однородный слой материала

$$I_L = I_0 e^{-\mu L}$$

$$\mu_{\text{эф}} = -\frac{1}{L} \ln \left(\frac{I_L}{I_0} \right), \quad (3.14)$$

где $\mu_{\text{эф}}$ – эффективный коэффициент линейного ослабления двухкомпонентной системы,

L – длина исследуемого вещества,

I_L – интенсивность первичного гамма-излучения,

I_L – интенсивность излучения, прошедшего через вещество L .

Рассмотрим двухкомпонентную систему с **последовательным** расположением слоёв, изображенную на рисунке 3.9.

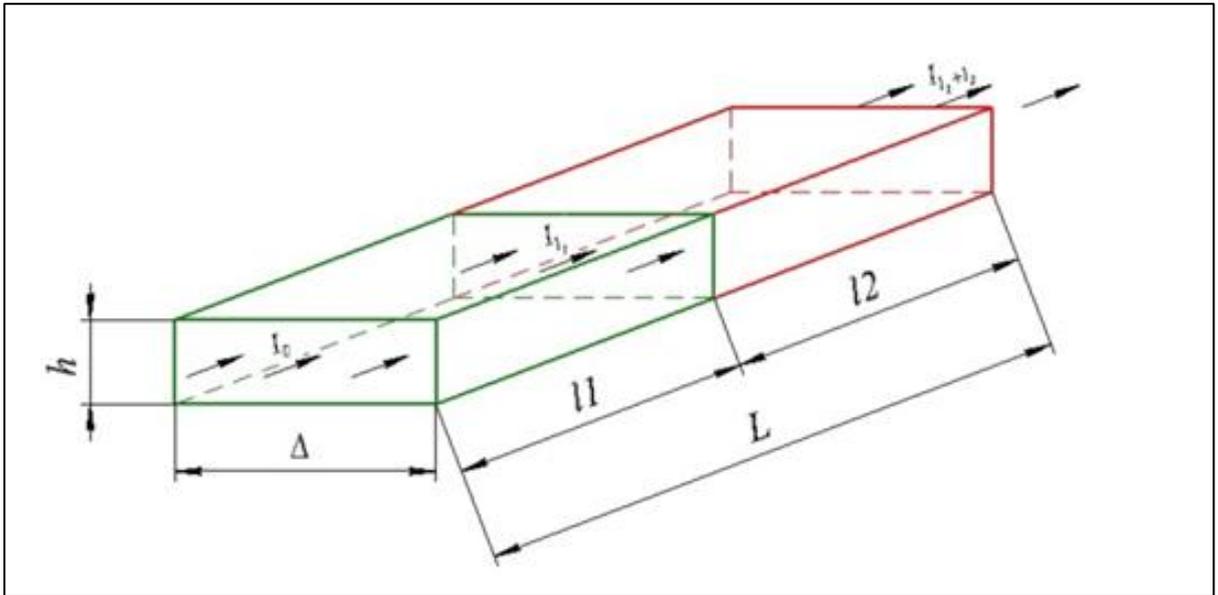


Рисунок 3.9 – Последовательное расположение слоёв

Концентрации компонентов: m_1 и m_2

$$m_1 + m_2 = 1,$$

$$h\Delta(l_1 + l_2) = h\Delta L,$$

$$m_1 = \frac{l_1}{L}, m_2 = \frac{l_2}{L},$$

где l_1, l_2 – длина исследуемых веществ.

Закон Бугера принимает вид (3.15):

$$I_{l_1+l_2} = I_{l_1} e^{-\mu_2 l_2} = I_0 e^{-\mu_1 l_1} e^{-\mu_2 l_2} = I_0 e^{-(\mu_1 l_1 + \mu_2 l_2)}. \quad (3.15)$$

Рассмотрим показатель экспоненты (3.16):

$$\mu_1 l_1 + \mu_2 l_2 = L(\mu_1 m_1 + (1 - m_1)\mu_2), \quad (3.16)$$

Таким образом, получаем (3.17):

$$I_{l_1+l_2} = I_0 e^{-L(\mu_1 m_1 + (1 - m_1)\mu_2)} \quad (3.17)$$

С учетом (3.17), получаем (3.18):

$$\mu_{\text{эф}} = -\frac{1}{L}(-L)(\mu_1 m_1 + (1 - m_1)\mu_2). \quad (3.18)$$

То есть $\mu_{\text{эф}}$ для последовательно расположенных слоёв определяется как (3.19):

$$\mu_{\text{эф}} = \mu_1 m_1 + (1 - m_1)\mu_2. \quad (3.19)$$

Формула (3.19) при $v_2 = \frac{\mu_2}{\mu_1}$ записывается как (3.20):

$$\frac{\mu_{\text{эф}}}{\mu_1} = m_1 + (1 - m_1)v_2. \quad (3.20)$$

Рассмотрим двухкомпонентную систему с параллельно расположенными слоями, изображенную на рисунке 3.10.

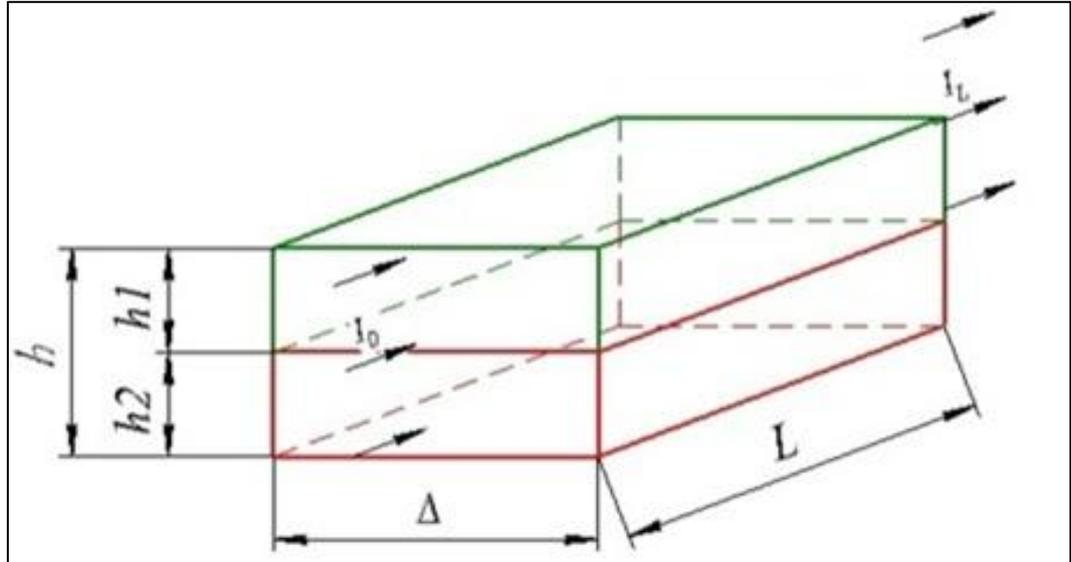


Рисунок 3.10 – Параллельное расположение слоёв

$$m_1 = \frac{h_1}{h},$$

$$m_2 = \frac{h_2}{h} = 1 - \frac{h_1}{h}.$$

Таким образом, имеем (3.21):

$$\begin{aligned} E_{\Sigma} = E_1 + E_2 &= I_1 \Delta h + I_2 \Delta (h - h_1) = \Delta h (I_1 m_1 + I_2 (1 - m_1)) = \\ &= \Delta h I_0 (e^{-\mu_1 L} m_1 + e^{-\mu_2 L} (1 - m_1)), \end{aligned} \quad (3.21)$$

где E_1, E_2 , – энергия через 1 и 2 вещество соответственно,

E_{Σ} – суммарная энергия.

С другой стороны, имеем (3.22):

$$E_{\Sigma} = E_{\text{эф}} = \Delta h I_0 e^{-\mu_{\text{эф}} L}, \quad (3.22)$$

Исходя из (3.21) и (3.22) получаем (3.23, 3.24):

$$e^{-\mu_{\text{эф}} L} = e^{-\mu_1 L} m_1 + e^{-\mu_2 L} (1 - m_1), \quad (3.23)$$

$$\mu_{\text{эф}} = -\frac{1}{L} \ln [m_1 e^{-\mu_1 L} + (1 - m_1) e^{-\mu_2 L}]. \quad (3.24)$$

Рассмотрим предельные переходы:

1. При $m_1 = 0$, то $\mu_{\text{эф}} = -\frac{1}{L} \ln[0 + 1e^{-\mu_2 L}] = \frac{1}{L} \ln[1e^{-\mu_2 L}] = \frac{1}{L} (-\mu_2 L) = \mu_2$.

2. При $m_1 = 1$, то $\mu_{\text{эф}} = -\frac{1}{L} \ln[e^{-\mu_1 L} + 0] = \mu_1$.

3. При $\mu_1 = 0$, то $\mu_{\text{эф}} = -\frac{1}{L} \ln[m_1 1 + (1 - m_1)e^{-\mu_2 L}]$.

4. При $\mu_1 \rightarrow \infty$, то

$$\mu_{\text{эф}} = -\frac{1}{L} \ln[m_1 0 + (1 - m_1)e^{-\mu_2 L}] = -\frac{1}{L} [\ln(1 - m_2) - \mu_2 L] = \mu_2 - \frac{\ln(1 - m_2)}{L}.$$

Рассмотрим систему с **изолированными включениями (ИК)** и разобьём 1/8 часть элементарной ячейки адиабатическими плоскостями как на рисунке 3.11.

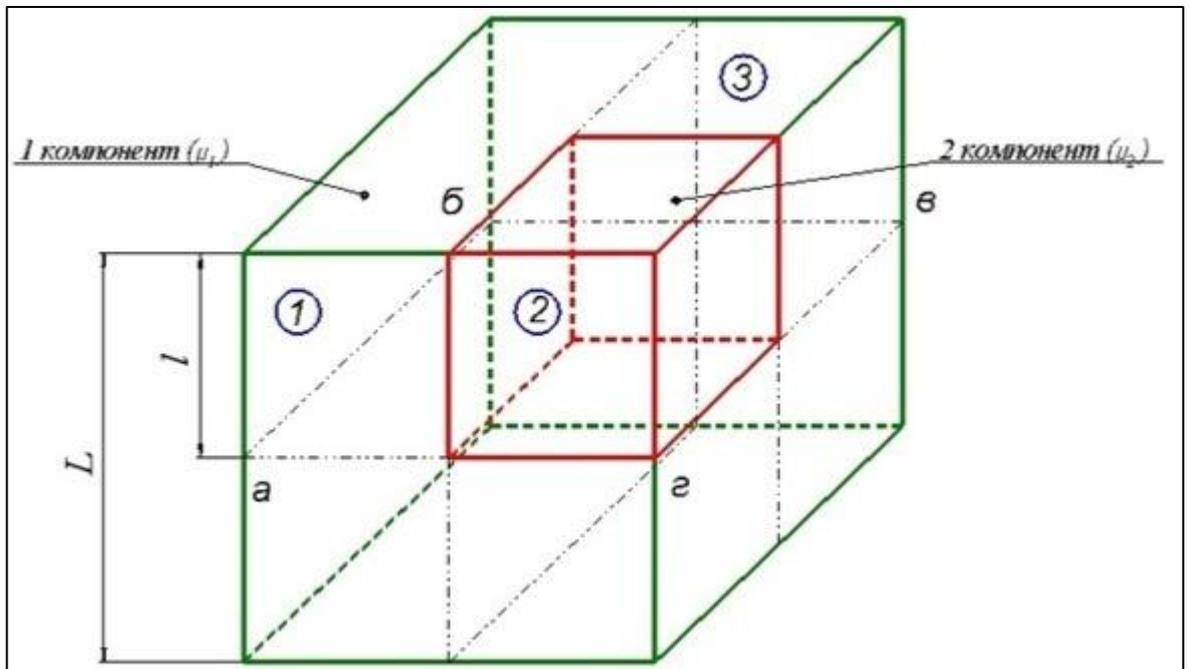


Рисунок 3.11 – Система с изолированными включениями

$$\frac{l}{L} = \Delta,$$

$$m_2 = \frac{V_2}{V} = \left(\frac{l}{L}\right)^3 = \Delta^3,$$

$$\Delta = \sqrt[3]{m_2}, \quad v_2 = \frac{\mu_2}{\mu_1},$$

$$E_1 = I_0(L^2 - l^2)e^{-\mu_1 L},$$

$$E_{2-3} = I_0 l^2 * e^{-\mu_2 l} * e^{-\mu_1(L-l)},$$

где V_2 и V объём второго вещества и общий объём соответственно.

Таким образом, имеем зависимость (3.25):

$$\begin{aligned} E &= E_1 + E_{2-3} = I_0[(L^2 - l^2)e^{-\mu_1 L} + l^2 e^{(-\mu_2 l - \mu_1(L-l))}] = \\ &= I_0 L^2 [(1 - \Delta^2)e^{-\mu_1 L} + \Delta^2 e^{-\mu_1 L(v_2 \Delta + (1-\Delta))}]. \end{aligned} \quad (3.25)$$

С другой стороны, имеем зависимость (3.26):

$$E = I_0 L^2 e^{-\mu_{\text{эф}} L}. \quad (3.26)$$

Исходя из (3.25) и (3.26) получаем зависимости (3.27, 3.28),

$$e^{-\mu_{\text{эф}} L} = (1 - \Delta^2)e^{-\mu_1 L} + \Delta^2 e^{-\mu_1 L(v_2 \Delta + (1-\Delta))}, \quad (3.27)$$

$$e^{-\mu_1 L v_{\text{эф}}} = (1 - \Delta^2)e^{-\mu_1 L} + \Delta^2 e^{-\mu_1 L(v_2 \Delta + (1-\Delta))},$$

$$\frac{e^{-\mu_{\text{эф}} L}}{e^{-\mu_1 L}} = \frac{(1-\Delta^2)e^{-\mu_1 L} + \Delta^2 e^{-\mu_1 L(v_2 \Delta + (1-\Delta))}}{e^{-\mu_1 L}},$$

$$\frac{e^{-\mu_{\text{эф}} L}}{e^{-\mu_1 L}} = (1 - \Delta^2) + \Delta^2 \frac{e^{-\mu_1 L(v_2 \Delta + (1-\Delta))}}{e^{-\mu_1 L}}. \quad (3.28)$$

Приведем вывод закона Бугера — Ламберта — Бера (3.29):

$$dI = -K_{\lambda} I dl,$$

$$\frac{dI}{I} = -K_{\lambda} dl,$$

$$\int_{I_0}^I \frac{dI}{I} = -K_{\lambda} \int_0^L dl,$$

$$\ln I - \ln I_0 = -K_{\lambda} L,$$

$$\ln \left(\frac{I}{I_0} \right) = -K_{\lambda} L,$$

$$\frac{I}{I_0} = e^{-K_{\lambda} L},$$

$$I = I_0 e^{-K_{\lambda} L}. \quad (3.29)$$

Таким образом, для значений коэффициентов, имеем:

$$\mu_{\text{параф}} = 0,034 \frac{\text{см}^3}{\text{г}},$$

$$\mu_{\text{нефти}} = 0,073 \frac{\text{см}^3}{\text{г}},$$

$$\rho_{\text{параф}} \approx \rho_{\text{нефти}} = 900 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3},$$

$$\mu_L = \frac{\mu}{\rho}.$$

Вывод $\mu_{\text{эф}}$ для системы с изолированными включениями производится как в (3.30, 3.31):

$$dI = -K_{\lambda} I dL \Rightarrow \frac{dI}{dL} = -K_{\lambda} I,$$

$$-\mu_{\text{эф}} L = \ln[(1 - \Delta^2)e^{-\mu_1 L} + \Delta^2 e^{-\mu_1 L(v_2 \Delta + (1-\Delta))}]. \quad (3.30)$$

Откуда следует:

$$\mu_{\text{эф}} = -\frac{1}{L} \ln[(1 - \Delta^2)e^{-\mu_1 L} + \Delta^2 e^{-\mu_1 L(v_2 \Delta + (1-\Delta))}]. \quad (3.31)$$

Далее следует проверка на ПК степени зависимости $\mu_{\text{эф}}$ от L , и в какой области L это проявляется.

$$\begin{aligned} v_2 = 0 &\Rightarrow \ln[(1 - \Delta^2)e^{-\mu_1 L} + \Delta^2 e^{-\mu_1 L(1-\Delta)}] = \\ &= \ln[e^{-\mu_1 L} - \Delta^2 e^{-\mu_1 L} + \Delta^2 e^{-\mu_1 L(1-\Delta)}] = \\ &= \ln[e^{-\mu_1 L} + \Delta^2(e^{-\mu_1 L(1-\Delta)} - e^{-\mu_1 L})], \end{aligned}$$

$$\mu_{\text{масс}} = \mu \rho^{-1}, \left[\frac{1}{m} \right] \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]^{-1},$$

$$\mu_{\text{масс}} = \frac{\mu}{\rho}, \left[\frac{1}{\text{м}} \right] \left[\frac{\text{м}^3}{\text{кг}} \right] = \frac{\text{м}^2}{\text{кг}},$$

$$\mu_{\text{масс}}^{\text{нефти}} = 0,073 \frac{\text{см}^2}{\text{г}} = 0,073 \frac{(10^{-2})^2 \text{ м}^2}{10^{-3} \text{ кг}} = 0,073 \frac{10^{-4}}{10^{-3}} = 0,0073 \frac{\text{м}^2}{\text{кг}}.$$

На рисунке 3.12 изображен график зависимости эффективного коэффициента поглощения от концентрации парафинов. При различных значениях L эта зависимость линейна и имеет одинаковые значение, из чего можно сделать вывод, что $\mu_{\text{эф}}(m_2)$ не зависит от L .

Линейная зависимость сохраняется при любых v .

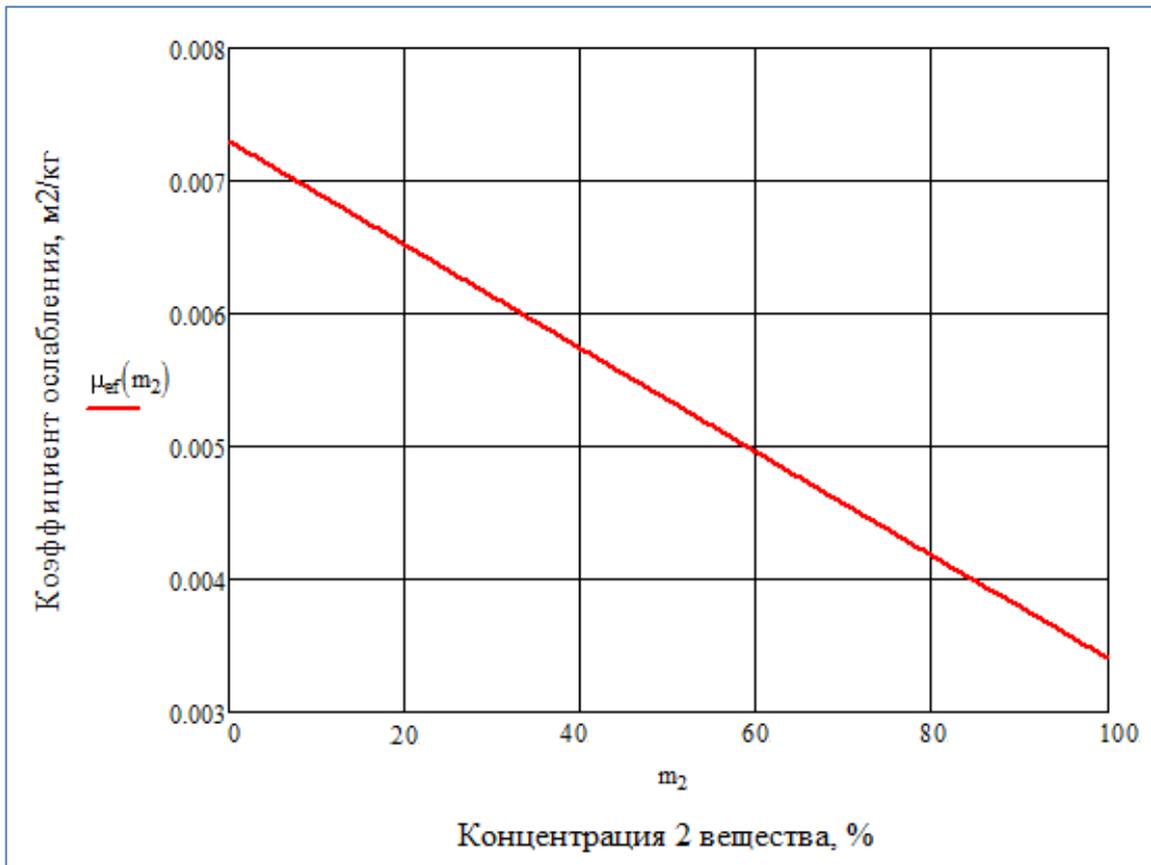


Рисунок 3.12 – Зависимость эффективного коэффициента поглощения от концентрации

Для последующих соединений слоёв $\mu_{\text{эф}}$ представлен как (3.32, 3.33):

$$\mu_{\text{эф}} = \mu_1(m_1 + (1 - m_1)v_2), \quad (3.32)$$

$$\mu_{\text{эф}} = \mu_2(m_2 + (1 - m_2)v_1), \quad v_1 = \frac{\mu_1}{\mu_2}. \quad (3.33)$$

При $m_2 \in 0; 1$, $\mu_1 = 0,0073 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$ (нефть),

$$\mu_2 = 0,0034 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}} \text{ (парафин)}.$$

График зависимости получается таким же, как и на рисунке 3.12.

Для системы с взаимопроникающими компонентами, изображенной на рисунке 3.13, имеем 3 интервала:

$$E_{\Sigma} = E_1 + E_2 + E_3,$$

$$E_1 = I_1 \Delta^2 = I_0 \Delta^2 e^{-L\mu_1},$$

$$\begin{aligned} E_2 &= 2\Delta(L - \Delta)I_2 e^{-(L-\Delta)\mu_2} = 2\Delta(L - \Delta)I_0 e^{-\Delta\mu_1} e^{-(L-\Delta)\mu_2} = \\ &= 2\Delta(L - \Delta)I_0 e^{-(\Delta\mu_1 - (L-\Delta)\mu_2)}. \end{aligned}$$

Пусть $C(m_1) = \frac{\Delta}{L}$ и $v_2 = \frac{\mu_2}{\mu_1}$, тогда:

$$E_2 = 2\Delta(L - \Delta)I_0 e^{-(C+(1-C)v_2)},$$

$$E_3 = I_0(L - \Delta)^2 e^{-L\mu_2} = I_0(L - \Delta)^2 e^{-Lv_2\mu_1}.$$

Таким образом суммарная энергия равна (3.34):

$$E_{\Sigma} = I_0 L^2 [C^2 e^{-L\mu_1} + 2C(1 - C)e^{-\mu_1 L(C+(1-C)v_2)} + (1 - C)^2 e^{-L\mu_1 v_2}]. \quad (3.34)$$

С другой стороны, $E_{\Sigma} = I_0 L^2 e^{-L\mu_{\text{эф}}}$.

Таким образом, $\mu_{\text{эф}}$ для системы с взаимопроникающими элементами находится как в (3.35, 3.36):

$$\mu_{\text{эф}} = -\frac{1}{L} \ln [C^2 e^{-L\mu_1 \rho} + 2C(1 - C)e^{\mu_1 L(C+(1-C)v_2)\rho} + (1 - C)^2 e^{-L\mu_1 v_2 \rho}], \quad (3.35)$$

$$C(m_2) = 0,5 - \cos \left[\frac{\arccos(2m_2 - 1) + \pi}{3} \right]. \quad (3.36)$$

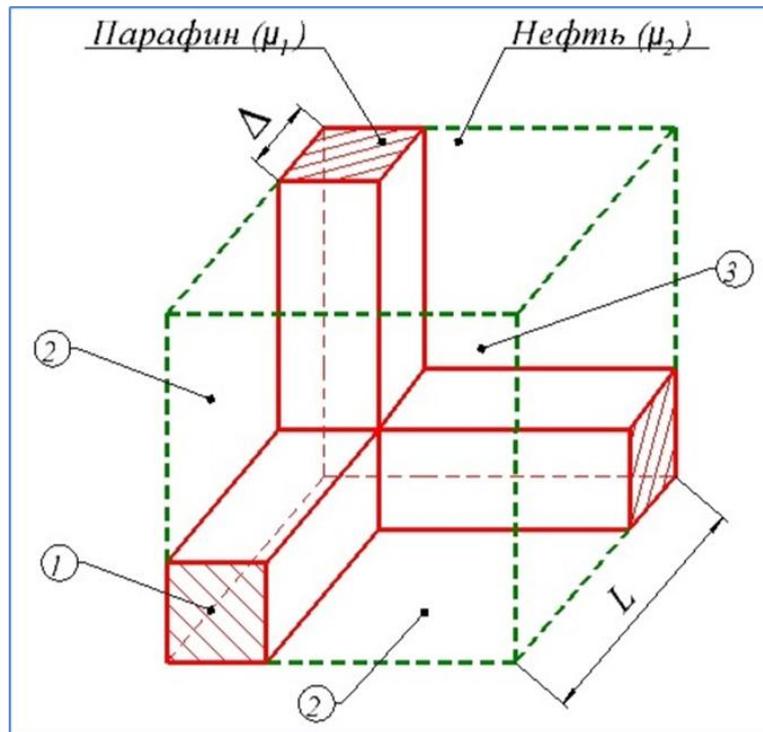


Рисунок 3.13 – Система с взаимопроникающими компонентами

Пусть опять $\mu_1 = 0,0034 \frac{\text{м}^2}{\text{кг}}$ (парафин), тогда

$$\mu_{1(i)} = \frac{\mu_1}{\rho_{\text{параф}}^{-1}},$$

$$\rho_{\text{параф}} = 900 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, \quad v_2 = \frac{0,0034}{0,0073} = 0,466.$$

3.6 Математическое моделирование зависимости интенсивности излучения при увеличении твёрдой парафиновой фазы

Интенсивность первичного радиоизотопного излучения связана с плотностью ρ вещества и его толщиной δ следующей зависимостью (3.37) [6]:

$$I = I_0 \cdot \exp(-\mu\rho\delta), \quad (3.37)$$

где I – интенсивность гамма-излучения;

I_0 – начальная интенсивность гамма-излучения

μ – массовый коэффициент ослабления;

ρ – плотность вещества;

δ – толщиной вещества.

В нашем случае интенсивность находится как (3.38):

$$I = I_0 \cdot \exp[-(\mu_{\text{поток}}\rho_{\text{поток}}\delta_{\text{поток}} + \mu_{\text{сталь}}\rho_{\text{сталь}}\delta_{\text{сталь}})]. \quad (3.38)$$

Рассмотрим диапазон концентраций парафина от 0% до 40%. В реальном трубопроводе практически невозможно достичь таких концентраций парафина, соответственно, рассматривать далее не целесообразно.

В данном случае нас интересует система с изолированными включениями. $\mu_{\text{эф}}$ находится как (3.31):

$$\mu_{\text{эф}} = -\frac{1}{L} \ln[(1 - \Delta^2)e^{-\mu_1 L} + \Delta^2 e^{-\mu_1 L(v_2 \Delta + (1-\Delta))}],$$

$$\frac{l}{L} = \Delta,$$

$$m_2 = \frac{V_2}{V} = \left(\frac{l}{L}\right)^3 = \Delta^3,$$

$$\Delta = \sqrt[3]{m_2}, \quad v_2 = \frac{\mu_2}{\mu_1}.$$

Исходя из подпункта 3.1, имеем:

$$v_2 = \frac{\mu_{\text{п}}}{\mu_{\text{н}}} = \frac{0,0034}{0,0073} = 0,466.$$

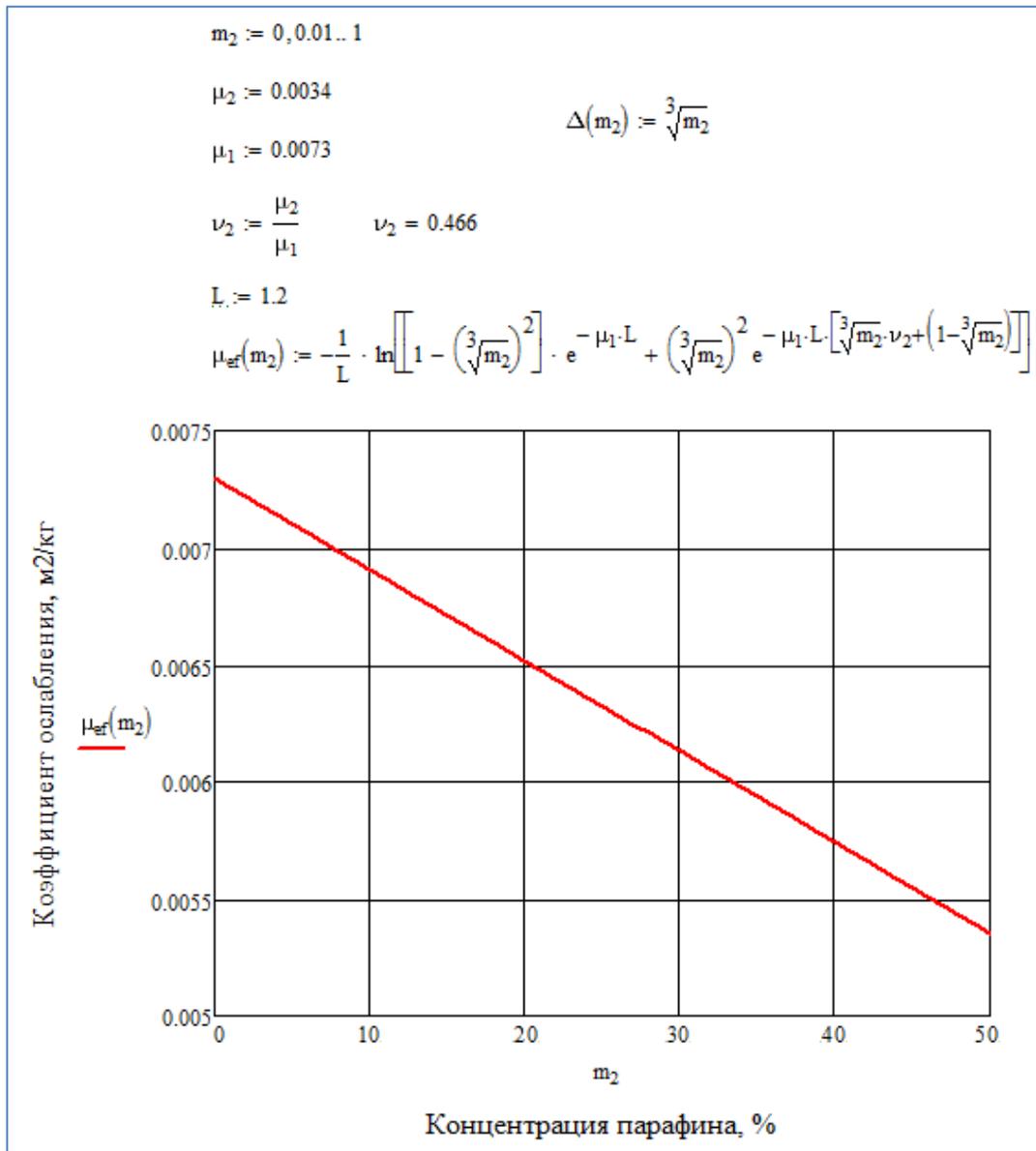


Рисунок 3.14 – Расчет зависимости коэффициента поглощения $\mu_{эф}$ от концентрации m_2

Таблица 3.1 - Значения коэффициента поглощения

m_2 (%)	$\mu_{эф} \left(\frac{M^3}{КГ} \right)$						
0	0,00726	14	0,00671	28	0,00617	42	0,00562
1	0,00722	15	0,00668	29	0,00613	43	0,00558
2	0,00718	16	0,00664	30	0,00609	44	0,00554
3	0,00714	17	0,0066	31	0,00605	45	0,0055

Продолжение таблицы 3.1

m2 (%)	$\mu_{эф} \left(\frac{м^3}{кг} \right)$						
4	0,0071	18	0,00656	32	0,00601	46	0,00547
5	0,00707	19	0,00652	33	0,00597	47	0,00543
6	0,00703	20	0,00648	34	0,00593	48	0,00539
7	0,00699	21	0,00644	35	0,00589	49	0,00535
8	0,00695	22	0,0064	36	0,00586	50	0,00531
9	0,00691	23	0,00636	37	0,00582		
10	0,00687	24	0,00632	38	0,00578		
11	0,00683	25	0,00629	39	0,00574		
12	0,00679	26	0,00625	40	0,0057		
13	0,00675	27	0,00621	41	0,00566		

Зависимость плотности $\rho_{эф}$ от концентрации парафинов линейная и находится как (3.39):

$$\rho_{эф} = \rho_{нефть} * m_{нефти} + \rho_{парафина} * m_{парафина} = \rho_{нефть} * (1 - m_{парафина}) + \rho_{парафина} * m_{парафина}, \quad (3.39)$$

где $\rho_{эф}$ – эффективная плотность двухкомпонентной системы,

$\rho_{нефть}$, $\rho_{парафина}$ – плотность нефти и парафина соответственно,

$m_{парафина}$ – объемная концентрация парафина.

$$\rho_{параф} = 1000 \frac{кг}{м^3},$$

$$\rho_{нефти} = 800 \frac{кг}{м^3}.$$

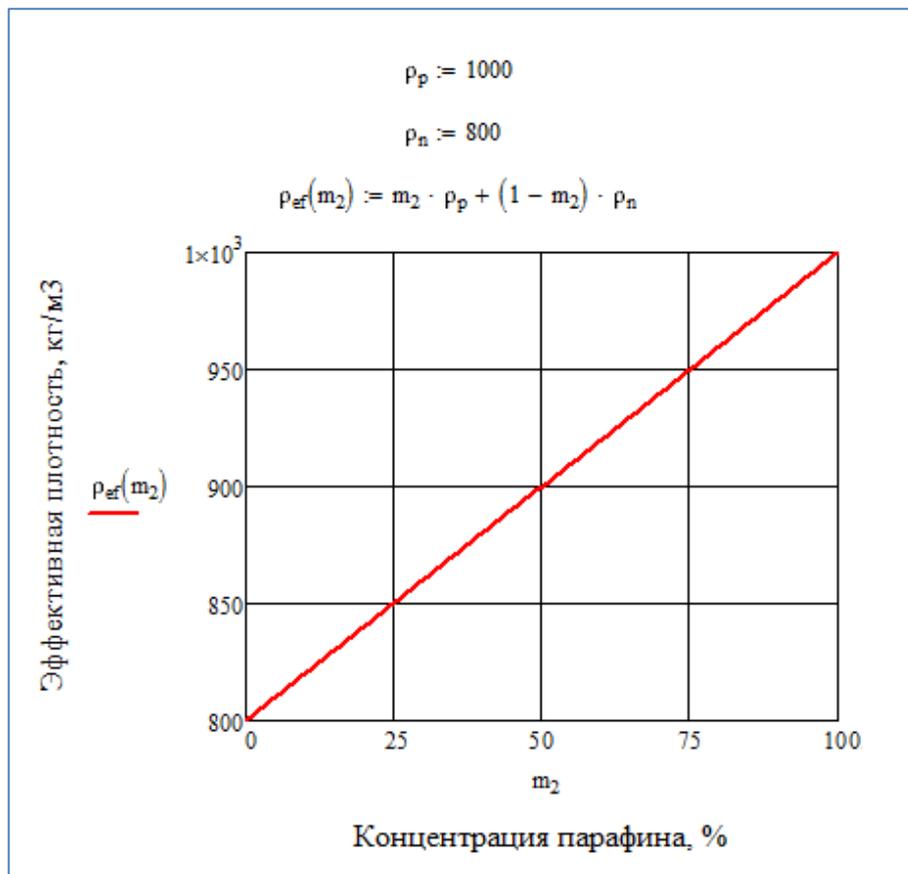


Рисунок 3.15 – Расчет зависимости плотности $\rho_{эф}$ от концентрации m_2

Таблица 3.2 – Таблица значений плотности при различных значениях концентрации парафинов

m_2 (%)	$\rho_{эф} \left(\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right)$						
0	800	14	828	28	856	42	884
1	802	15	830	29	858	43	886
2	804	16	832	30	860	44	888
3	806	17	834	31	862	45	890
4	808	18	836	32	864	46	892
5	810	19	838	33	866	47	894
6	812	20	840	34	868	48	896
7	814	21	842	35	870	49	898
8	816	22	844	36	872	50	900
9	818	23	846	37	874		
10	820	24	848	38	876		
11	822	25	850	39	878		
12	824	26	852	40	880		
13	826	27	854	41	882		

Интенсивность излучения в зависимости от концентрации находится как (3.41):

$$I = I_0 \cdot \exp[-(\mu_{\text{поток}} \rho_{\text{поток}} \delta_{\text{поток}} + \mu_{\text{сталь}} \rho_{\text{сталь}} \delta_{\text{сталь}})]. \quad (3.40)$$

Или:

$$I = I_0 \cdot \exp[-(\mu_{\text{эф}} \rho_{\text{эф}} \delta_{\text{эф}} + \mu_{\text{ст}} \rho_{\text{ст}} \delta_{\text{ст}})],$$

$$\mu_{\text{ст}} = 0,03 \frac{\text{м}^2}{\text{кг}},$$

$$\rho_{\text{ст}} = 5500 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3},$$

$$\delta_{\text{ст}} = 0,02 \text{ м.}$$

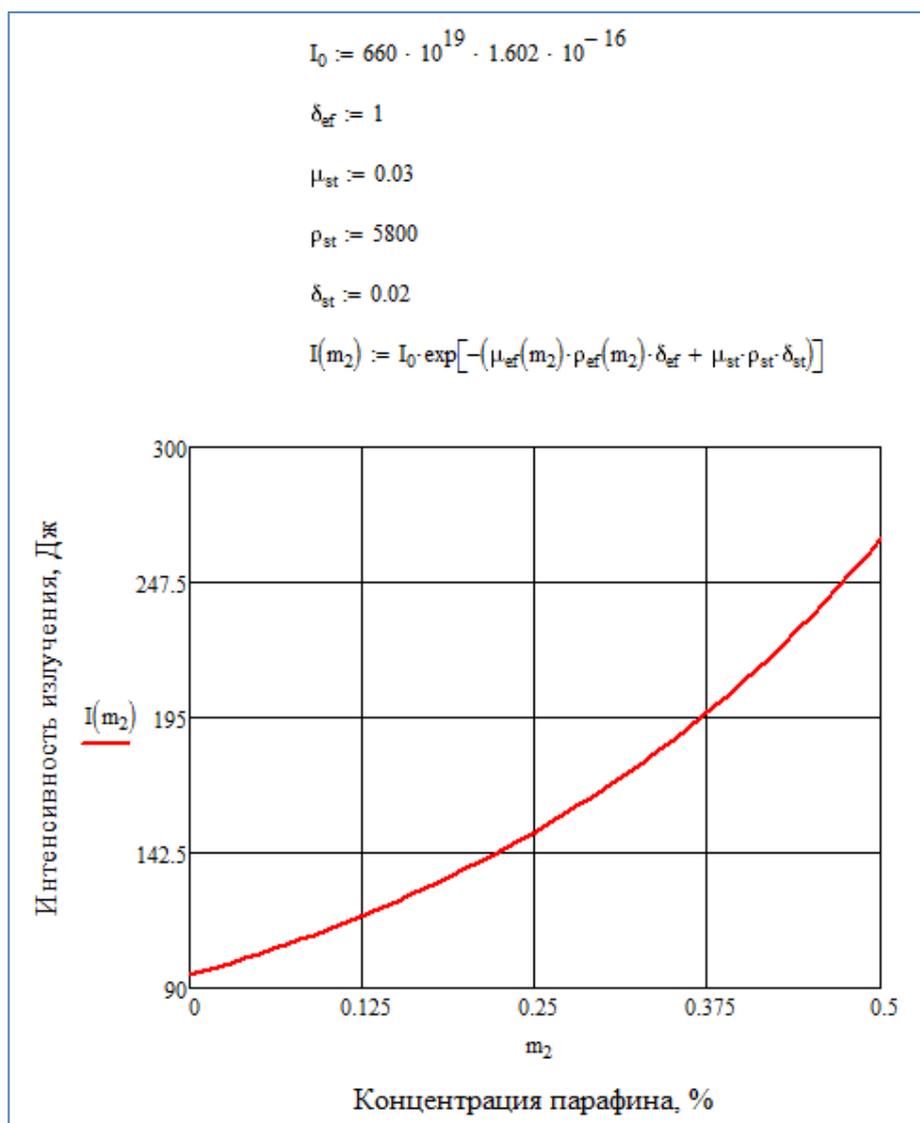


Рисунок 3.16 – Расчет зависимости интенсивности излучения $I(m_2)$ от концентрации m_2

Таблица 3.3 – Таблица значений интенсивности излучения

m2 (%)	I (Дж)						
0	94,75	14	121,43	28	160,46	42	218,58
1	96,35	15	123,75	29	163,87	43	223,72
2	97,98	16	126,13	30	167,39	44	229,02
3	99,66	17	128,57	31	171,01	45	234,48
4	101,39	18	131,09	32	174,73	46	240,10
5	103,16	19	133,67	33	178,56	47	245,90
6	104,98	20	136,32	34	182,51	48	251,88
7	106,85	21	139,05	35	186,57	49	258,04
8	108,77	22	141,86	36	190,75	50	264,40
9	110,74	23	144,75	37	195,05		
10	112,77	24	147,71	38	199,48		
11	114,85	25	150,77	39	204,05		
12	116,98	26	153,91	40	208,75		
13	119,18	27	157,13	41	213,59		

Для измерения концентрации парафиновых соединений в потоке нефти необходимо проводить сравнение значений, полученных в заданных условиях с начальным значением (3.41). Для удобства расчетов можно взять начальные значения, соответствующие трубопроводу с нефтяным потоком, не содержащим парафиновых включений в транспортируемую нефть [17].

$$\Delta_{\text{отн}} = \frac{I(m_2)}{I(0)}, \quad (3.41)$$

где $\Delta_{\text{отн}}$ – отношение интенсивности излучения нефти с парафином к интенсивности на чистой нефти,

m_2 – концентрация парафинов,

$I(m_2)$ – интенсивность излучения, прошедшего через нефтепровод с концентрацией парафина m_2 ,

$I(0)$ – интенсивность излучения, прошедшего через нефтепровод с чистой нефтью.

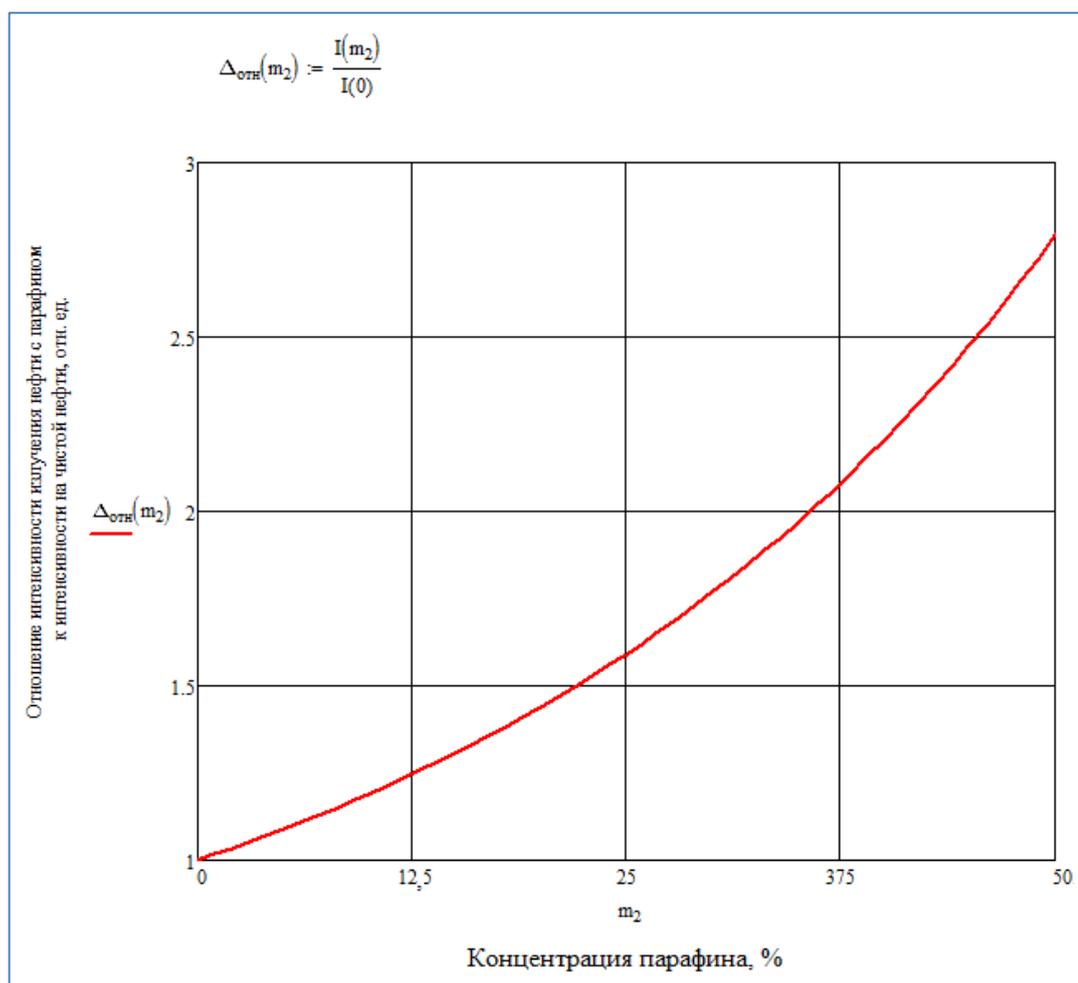


Рисунок 3.17 – Отношение интенсивности излучения нефти с парафином к интенсивности на чистой нефти в зависимости от концентрации парафинов

Таблица 3.4 – Таблица значений отношения интенсивности излучения нефти с парафином к интенсивности на чистой нефти в зависимости от концентрации парафинов

m2 (%)	I (отн. ед.)	m2 (%)	I (Дж)	m2 (%)	I (Дж)	m2 (%)	I (Дж)
0	1,00	14	1,28	28	1,69	42	2,31
1	1,02	15	1,31	29	1,73	43	2,36
2	1,03	16	1,33	30	1,77	44	2,42
3	1,05	17	1,36	31	1,81	45	2,48
4	1,07	18	1,38	32	1,84	46	2,53
5	1,09	19	1,41	33	1,89	47	2,60
6	1,11	20	1,44	34	1,93	48	2,66
7	1,13	21	1,47	35	1,97	49	2,72
8	1,15	22	1,50	36	2,01	50	2,79

Продолжение таблицы 3.4

m2 (%)	I (отн. ед.)	m2 (%)	I (Дж)	m2 (%)	I (Дж)
9	1,17	23	1,53	37	2,06
10	1,19	24	1,56	38	2,11
11	1,21	25	1,59	39	2,15
12	1,24	26	1,62	40	2,20
13	1,26	27	1,66	41	2,25

3.7 Выводы по главе 3

В третьей главе рассмотрена методика расчета коэффициента ослабления взаимопроникающих компонентов методом элементарной ячейки и выведена зависимость эффективного коэффициента поглощения от концентрации одного вещества, помещенного в вещество с иными характеристиками. Разработана математическая модель определения зависимости коэффициента линейного ослабления для структуры с изолированными включениями и взаимопроникающими компонентами от концентрации парафинов с помощью сочетания методов обобщенной проводимости и элементарной ячейки и математическая модель зависимости интенсивности излучения при увеличении концентрации парафинов, позволяющая с достаточно высокой точностью определять количество парафина.

ГЛАВА 4 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ТЕХНИЧЕСКОЙ РЕАЛИЗАЦИИ РАДИОИЗОТОПНОЙ ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ КОНЦЕНТРАЦИИ ПАРАФИНОВ В НЕФТИ

4.1 Планирование эксперимента

Эксперименты проводились на базе ООО «Комплекс-ресурс»

В комплект установки входят измерительные ёмкости с номинальными внутренними диаметрами 1000 мм, набор ареометров, аналитические весы, мерные цилиндры и термометры. Измерительная ёмкость имитирует участок трубопровода, на котором установлен измеритель в рабочих условиях. Материал, диаметр и толщина стенок измерительной ёмкости аналогичны типоразмерам трубопровода, для работы с которым предназначена соответствующая модификация измерителя и по значению поглощения излучения соответствует трубопроводу, заполненному атмосферным воздухом. Измерительная ёмкость снабжена двумя вентилями для заполнения и слива жидкости и двумя отверстиями в верхней образующей для контроля уровня заполнения.

Принцип действия канала воспроизведения содержания парафиновых частиц в жидкости основан на имитации заданного содержания парафиновых частиц в поверочной жидкости путём отбора определённых объёмов поверочной жидкости из ёмкости. Поверочная жидкость по физико-химическим свойствам аналогична среде для работы, на которой предназначена данная модификация измерителя. Объёмная доля парафинов в нефтепарафиновой смеси равна отношению суммарного объёма парафиновых включений к объёму нефтепарафиновой смеси.

Установка состоит из технологического блока и блока аппаратного. В состав технологического блока входят: один или два блока многоканальных (БМК) (в зависимости от комплектации), система трубопроводов и запорная арматура, взрывозащищенные датчики давления и температуры нефти, силовой шкаф и пожарные извещатели. В состав блока аппаратного входят: один или два

блока управления и обработки информации (БУОИ) (в зависимости от комплектации), шкаф силовой (ШС), прибор приемо-контрольный охранно-пожарный и рабочее место оператора.

БМК представляет собой быстродействующий радиоизотопный измерительный преобразователь, имеющий в своем составе блок источника гамма-излучения (БГИ), предназначенный для формирования узкого пучка гамма-излучения, и блок детектирования (БД), установленный на измерительном участке трубопроводов и предназначенных для регистрации гамма-излучения.

Блоки детектирования выполняется на базе техники, использующей сцинтилляцию. Преобразователем энергии выступает активированный таллием кристалл N_aJ , преобразующий энергию зарегистрированного гамма-кванта в микро-сцинтилляцию, и необходимый для преобразования фотонов в электрический импульс фотоэлектронный умножитель (ФЭУ) который пропорционален энергии гамма-кванта, поглощенной в кристалле. В зависимости от возможности использования в промышленных условиях и соотношения спектральной характеристики фотокатода к спектру излучения кристалла выбирается тип фотоэлектронного умножителя. Также в состав блоков детектирования входит плата для первичной обработки сигнала, содержащего получаемый фотоэлектронным умножителем спектр импульсов напряжений.

Блоки детектирования имеют взрывозащищенный корпус, который содержит сцинтилляционный счетчик, включающий в себя сцинтиллятор и фотоэлектронный умножитель, а также системы, такие как терморегулятор, микроконтроллер, спектрометрический усилитель и источник высокого напряжения, которые обеспечивают работу счетчика.

Внешний вид блока детектирования измерительной установки «Нефтемер МК» представлен на рисунке 4.1.



Рисунок 4.1 – Блок детектирования измерительной установки «Нефтемер МК»

Программное обеспечение (далее – ПО) включает в себя:

- Прикладное ПО (ПО верхнего уровня) – программа, разработанная на языке программирования C++ и предназначенная для получения измерительных данных от одного или нескольких блоков детектирования гамма-излучения (БД), обработки этих данных в реальном масштабе времени, выдачи результатов обработки на экран персонального компьютера и в файл протокола.
- Специальное ПО (ПО контроллера) – программа, разработанная на языке программирования С, и обеспечивающая подсчет количества гамма-квантов, попавших в чувствительный элемент блока детектирования гамма-излучения, и преобразованных в электрические импульсы, поступающие на счетчик микроконтроллера блока детектирования. На выходе программы получается последовательность целых чисел, соответствующих количеству гамма-квантов, зарегистрированных детектором за последовательные интервалы времени фиксированной длительности.

4.2 Анализ результатов эксперимента

Результаты испытаний приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Значения интенсивности при испытаниях и расчетах

№ исп.	Концентрация, %	Среднее число отсчетов расчетное	Среднее число отсчетов фактическое	Погрешность Δ , %
1	0	896,03	923,38	3,05
2	1	911,17	869,29	4,60
3	2	926,58	876,20	5,44
4	3	942,47	937,66	0,51
5	4	958,83	1009,95	5,33
6	5	975,57	1006,01	3,12
7	6	992,78	932,47	6,07
8	7	1010,46	959,15	5,08
9	8	1028,62	1060,61	3,11
10	9	1047,25	1117,38	6,70
11	10	1066,45	1123,88	5,39
12	11	1086,12	1133,69	4,38
13	12	1106,26	1130,77	2,22
14	13	1127,06	1091,68	3,14
15	14	1148,34	1111,55	3,20
16	15	1170,28	1108,11	5,31
17	16	1192,79	1152,05	3,42
18	17	1215,86	1211,91	0,33
19	18	1239,70	1311,60	5,80
20	19	1264,09	1281,02	1,34
21	20	1289,15	1226,61	4,85
22	21	1314,97	1350,77	2,72
23	22	1341,55	1251,73	6,69
24	23	1368,88	1302,93	4,82
25	24	1396,87	1464,82	4,86
26	25	1425,81	1491,20	4,59
27	26	1455,50	1369,55	5,91
28	27	1485,95	1472,66	0,89

Продолжение таблицы 4.1

№ исп.	Концентрация, %	Среднее число отсчетов расчетное	Среднее число отсчетов фактическое	Погрешность Δ , %
29	28	1517,44	1569,71	3,44
30	29	1549,69	1593,00	2,79
31	30	1582,98	1553,50	1,86
32	31	1617,21	1514,17	6,37
33	32	1652,39	1628,33	1,46
34	33	1688,61	1571,04	6,96
35	34	1725,97	1619,17	6,19
36	35	1764,36	1720,30	2,50
37	36	1803,89	1700,69	5,72
38	37	1844,55	1951,32	5,79
39	38	1886,45	1792,24	4,99
40	39	1929,67	1963,33	1,74
41	40	1974,11	1929,56	2,26

Графики, содержащие данные, полученные в результате эксперимента и теоретических расчетов, представлены на рисунках 4.2, 4.3, 4.4.

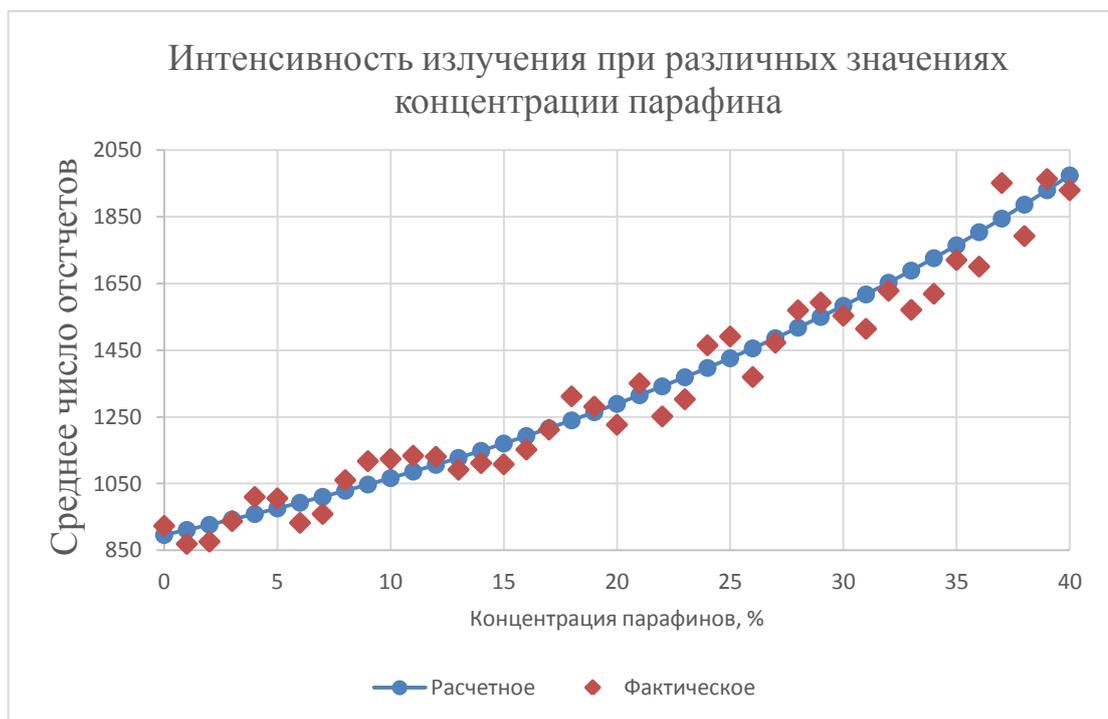


Рисунок 4.2 – Результаты расчета и экспериментальные данные

Более детально можно посмотреть графики, разбив их на несколько участков.

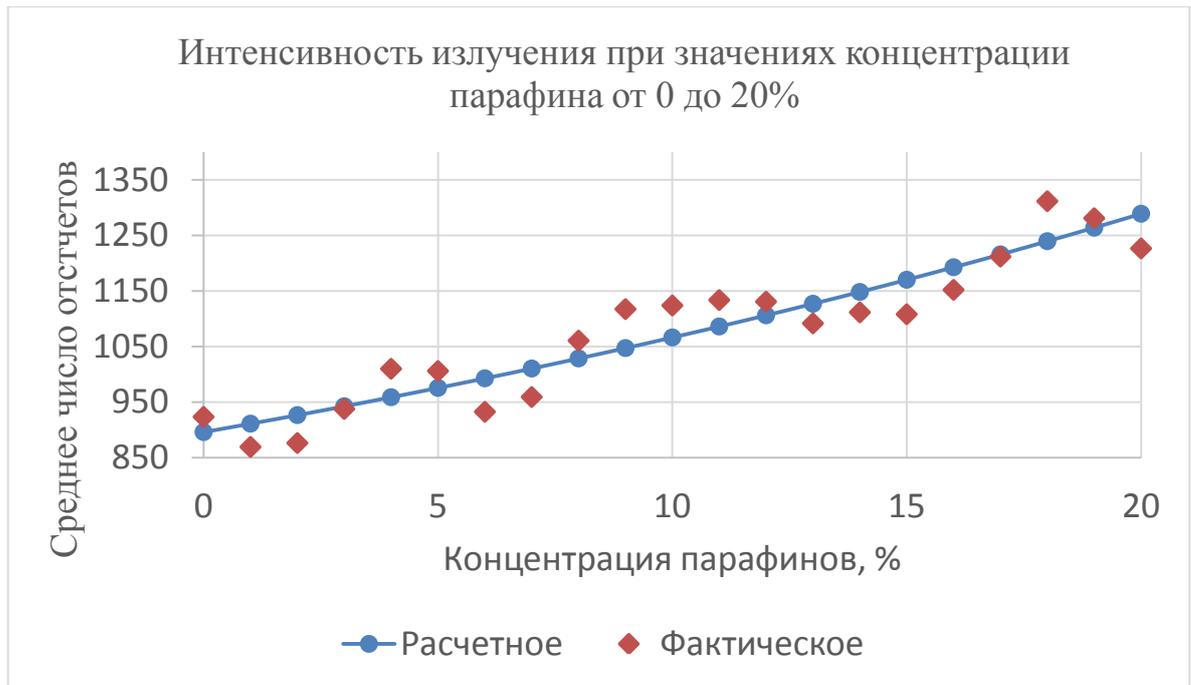


Рисунок 4.3 – Результаты расчета и экспериментальные данные в диапазоне от 0% до 20%

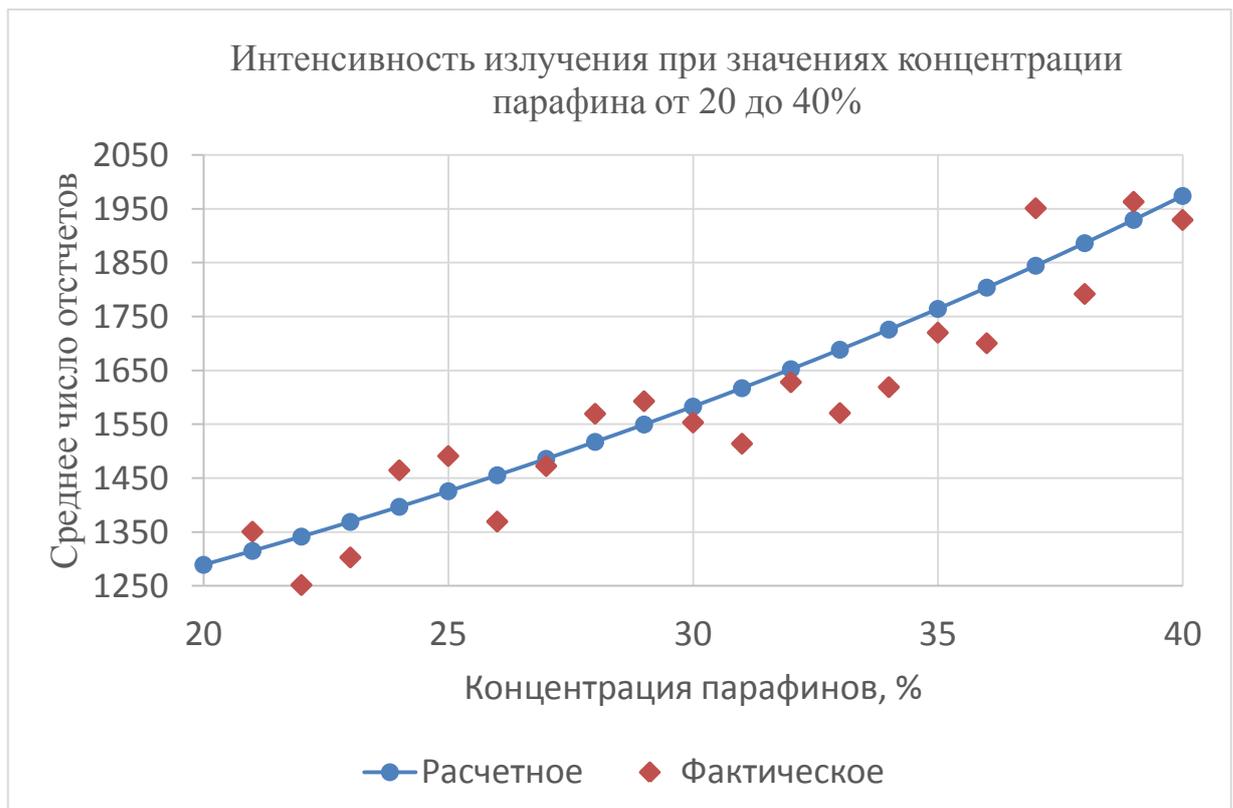


Рисунок 4.4 – Результаты расчета и экспериментальные данные в диапазоне от 20% до 40%

На рисунке 4.5 представлены энергетические спектры гамма-излучения при чистой нефти, и нефти, содержащей 30% парафина.

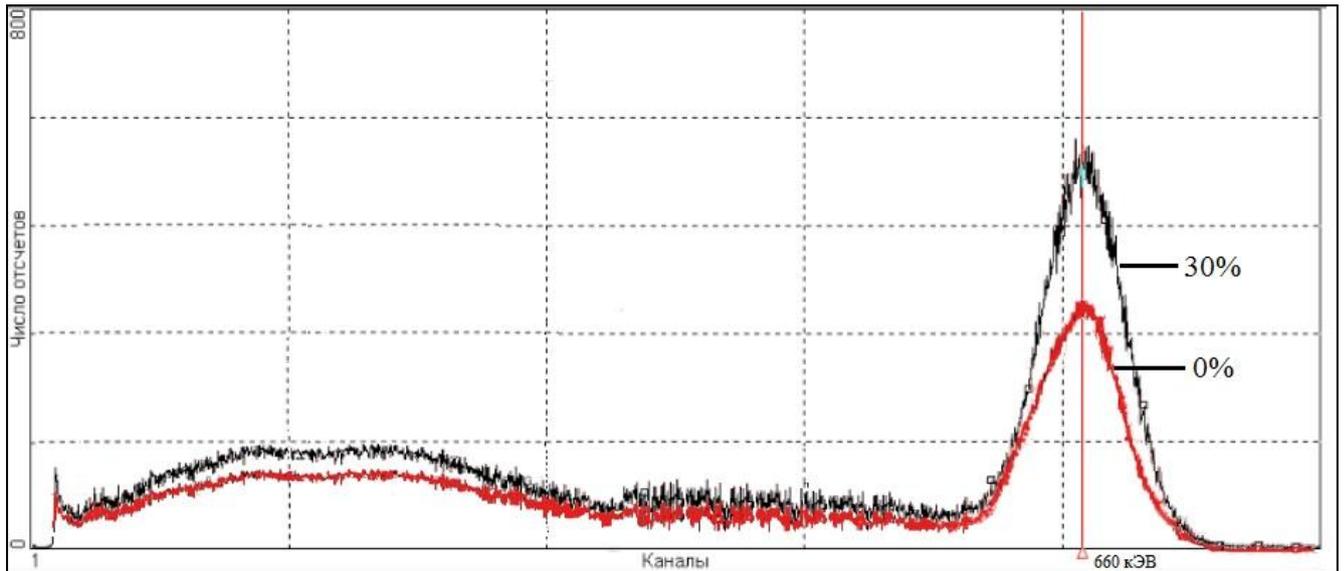


Рисунок 4.5 – Спектрограммы, полученные радиоизотопной измерительной системой

На основе сравнения результатов теоретических и экспериментальных исследований установлена их удовлетворительная сходимость. Так, среднее значение расхождения результатов составило около 5%, что полностью удовлетворяет потребностям нефтяной промышленности.

4.3 Определение погрешности радиоизотопной измерительной системы концентрации парафинов

Закон Бугера-Ламберта-Бера для трубопровода принимает вид (4.1):

$$I = I_0 e^{-[\mu_{эф} \rho_{эф} \delta_{эф} + \mu_{ст} \rho_{ст} \delta_{ст}]}. \quad (4.1)$$

Отсюда следует, что интенсивность вторичного гамма-излучения – это функция от $\mu_{эф}$, $\rho_{эф}$, $\delta_{эф}$ (4.2):

$$I = f(\mu_{эф}, \rho_{эф}, \delta_{эф}). \quad (4.2)$$

Находим частную производную интенсивности по коэффициенту линейного поглощения потока (4.3):

$$\frac{\partial I}{\partial \mu_{эф}} = -I_0 \cdot e^{-\mu_{ст} \rho_{ст} \delta_{ст}} \cdot \rho_{эф} \cdot \delta_{эф} \cdot e^{-\mu_{эф} \rho_{эф} \delta_{эф}} =$$

$$= -1,057 \cdot 10^6 \cdot e^{-3,48} \cdot 800 \cdot e^{-800\mu_{\text{эф}}} = -2,605 \cdot 10^7 \cdot e^{-800\mu_{\text{эф}}}. \quad (4.3)$$

Погрешность расчета коэффициента линейного ослабления составляет 1% [31]. Зная это, находим погрешность в вычислении интенсивности гамма-излучения по погрешности коэффициента линейного ослабления (4.4):

$$\Delta I_{\mu_{\text{эф}}} = \frac{\partial I}{\partial \mu_{\text{эф}}} \cdot \Delta \mu_{\text{эф}} = -2,605 \cdot 10^7 \cdot e^{-800\mu_{\text{эф}}} \cdot 0,001\mu_{\text{эф}} = -5,532 \text{ Дж}. \quad (4.4)$$

Находим частную производную интенсивности по плотности потока (4.5):

$$\begin{aligned} \frac{\partial I}{\partial \rho_{\text{эф}}} &= -I_0 \cdot e^{-\mu_{\text{ст}}\rho_{\text{ст}}\delta_{\text{ст}}} \cdot \mu_{\text{эф}} \cdot \delta_{\text{эф}} \cdot e^{-\mu_{\text{эф}}\rho_{\text{эф}}\delta_{\text{эф}}} = \\ &= -1,057 \cdot 10^6 \cdot e^{-3,48} \cdot 0,0073 \cdot 1 \cdot e^{-0,0073\rho_{\text{эф}}} = 239,18 \cdot e^{-0,0073\rho_{\text{эф}}}. \end{aligned} \quad (4.5)$$

Погрешность измерения плотности ареометром составляет $0,5 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$. Зная это, находим погрешность в вычислении интенсивности по плотности потока (4.6):

$$\Delta I_{\rho_{\text{эф}}} = \frac{\partial I}{\partial \rho_{\text{эф}}} \cdot \Delta \rho_{\text{эф}} = 239,18 \cdot e^{-0,0073\rho_{\text{эф}}} \cdot 0,5 = -0,348 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}. \quad (4.6)$$

Находим частную производную интенсивности по отклонению по диаметру трубопровода (4.8):

$$\begin{aligned} \frac{\partial I}{\partial \delta_{\text{эф}}} &= -I_0 \cdot e^{-\mu_{\text{ст}}\rho_{\text{ст}}\delta_{\text{ст}}} \cdot \rho_{\text{эф}} \cdot \mu_{\text{эф}} \cdot e^{-\mu_{\text{эф}}\rho_{\text{эф}}\delta_{\text{эф}}} = \\ &= -1,057 \cdot 10^6 \cdot e^{-3,48} \cdot 0,0073 \cdot 800 \cdot e^{-0,0073 \cdot 800 \cdot \delta_{\text{эф}}} = \\ &= -1,902 \cdot 10^5 \cdot e^{-5,84\delta_{\text{эф}}}. \end{aligned} \quad (4.8)$$

Предельные отклонения по диаметру труб диаметром свыше 219 мм составляют $\pm 1,2\%$ [9]. Зная это, находим погрешность в вычислении интенсивности по отклонению по диаметру труб (4.9):

$$\Delta I_{\delta_{\text{эф}}} = \frac{\partial I}{\partial \delta_{\text{эф}}} \cdot \Delta \delta_{\text{эф}} = -1,902 \cdot 10^5 \cdot e^{-5,84\delta_{\text{эф}}} \cdot 0,012 \cdot \delta_{\text{эф}} = -6,639 \text{ м}. \quad (4.9)$$

Методическая погрешность измерения интенсивности гамма-излучения находится по формуле (4.10) и составляет:

$$\Delta I = \sqrt{(\Delta I_{\mu_{\text{эф}}})^2 + (\Delta I_{\rho_{\text{эф}}})^2 + (\Delta I_{\delta_{\text{эф}}})^2} = 8,65 \text{ Дж}. \quad (4.10)$$

С другой стороны, эффективный коэффициент линейного ослабления $\mu_{\text{эф}}$ приближенно можно выразить зависимостью (4.11):

$$\mu_{\text{эф}} = -0,0039m + 0,0073. \quad (4.11)$$

Эффективная плотность выражается зависимостью из (3.39):

$$\rho_{\text{эф}} = 200m + 800.$$

Характеристики трубопровода, такие как внутренний диаметр трубопровода $\delta_{\text{эф}}$, коэффициент линейного поглощения стали $\mu_{\text{ст}}$, плотность стали $\rho_{\text{ст}}$, толщина стали $\delta_{\text{ст}}$ представлены ниже:

$$\begin{aligned} \delta_{\text{эф}} &= 1\text{м}, \\ \mu_{\text{ст}} &= 0,03 \frac{\text{КГ}^3}{\text{М}}, \\ \rho_{\text{ст}} &= 5800 \frac{\text{КГ}}{\text{М}^3}, \\ \delta_{\text{ст}} &= 0,02\text{м}. \end{aligned}$$

Таким образом, (4.1) принимает вид (4.12):

$$\begin{aligned} I &= I_0 e^{-[(-0,0039m+0,0073)(200m+800)+0,03 \cdot 5800 \cdot 0,02]}, \\ I &= I_0 e^{-[-0,78m^2-3,12m+1,46m+5,84+3,48]}, \\ I &= I_0 e^{0,78m^2+1,66m-9,32}, \\ 0,78m^2 + 1,66m - 9,32 &= \ln \frac{I}{I_0}, \\ 0,78m^2 + 1,66m - (9,32 + \ln \frac{I}{I_0}) &= 0, \end{aligned} \quad (4.12)$$

Решив квадратное уравнение, получаем зависимости концентрации от интенсивности излучения при известных параметрах (4.13, 4.14):

$$\begin{aligned} D^2 &= 1,66^2 + 4 \cdot 0,78 \cdot \left(9,32 + \ln \frac{I}{I_0}\right) = 31,84 + 3,12 \cdot \ln \frac{I}{I_0}, \\ m_1 &= \frac{-1,66 + \sqrt{31,84 + 3,12 \cdot \ln \frac{I}{I_0}}}{2 \cdot 0,78} = -1,06 + 0,64 \sqrt{31,84 + 3,12 \cdot \ln \frac{I}{I_0}}, \end{aligned} \quad (4.13)$$

$$m_2 = -1,06 - 0,64 \sqrt{31,84 + 3,12 \cdot \ln \frac{I}{I_0}}. \quad (4.14)$$

Значение концентрации m не может быть отрицательным, значит выражение (4.14) не может быть действительным.

Итак,

$$m = -1,06 + 0,64 \sqrt{31,84 + 3,12 \cdot \ln \frac{I}{I_0}}.$$

Находим частную производную концентрации парафина по интенсивности вторичного излучения (4.15):

$$\frac{\partial m}{\partial I} = \frac{0,1769}{I \sqrt{0,098 \ln \frac{I}{I_0} + 1}}. \quad (4.15)$$

Методическая погрешность измерения концентрации парафинов в потоке находится по формуле (4.16) и составляет:

$$\Delta m_M = \frac{\partial m}{\partial I} \Delta I = \frac{0,1769}{I \sqrt{0,098 \ln \frac{I}{I_0} + 1}} \cdot 8,65 = 0,055. \quad (4.16)$$

Значения основной погрешности измерения приборов не превышает величины 0,2% [33]. Приборная погрешность измерения концентрации парафинов в потоке находится по формуле (4.17) и составляет:

$$\Delta m_{\Pi} = \frac{\partial m}{\partial I} \Delta I = \frac{0,1769}{I \sqrt{0,098 \ln \frac{I}{I_0} + 1}} \cdot I \cdot 0,002 = 1,2 \cdot 10^{-3}. \quad (4.17)$$

Погрешность измерительной системы находится по формуле (4.18) и составляет:

$$\Delta m = \sqrt{(\Delta m_M)^2 + (\Delta m_{\Pi})^2} = \sqrt{(0,055)^2 + (1,2 \cdot 10^{-3})^2} = 0,055.$$

Таким образом, погрешность разработанной измерительной системы при следующих параметрах измерения: $\delta_{\text{эф}} = 1\text{м}$, $\mu_{\text{н}} = 0,073 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$, $\mu_{\text{п}} = 0,034 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$, $\rho_{\text{нефти}} = 800 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$, $\rho_{\text{парафина}} = 1000 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$, $\mu_{\text{ст}} = 0,03 \frac{\text{кг}^3}{\text{м}}$, $\rho_{\text{ст}} = 5800 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$, $\delta_{\text{ст}} = 0,02\text{м}$ составляет $\Delta m = 5,5 \%$.

4.4 Рекомендации по работе с измерительной системой концентрации парафина в нефтяном потоке

Как было сказано выше, отложение асфальтосмолопарафинов в транспортируемой жидкости зависит от характеристик потока и факторов, таких как температура, давление. Но главным фактором остаётся количество растворённых парафинов в смеси. Данная установка позволяет оперативно проследить ухудшение параметров транспортируемой нефти. Построение

градуировочной характеристики возможно путём отбора проб на действующем трубопроводе и сопоставлением данных, полученных опытным путём с данными, полученными с помощью радиоизотопной измерительной системой.

4.5 Безопасность при работе с измерительной системой

Измерительный прибор включает в себя блок γ -излучения, работающий под высоким напряжением и изолированный внутри системы. При работе прибора полностью отсутствует остаточное излучение. Существует единственная вероятность получить опасную дозу радиации при работе с прибором – при нахождении в непосредственной близости от работающего источника можно подвергнуться поверхностному облучению. Возможность выброса радиоактивных продуктов, проникающих внутрь организма, полностью отсутствует.

Основные факторы, доказывающие безопасность использования данной системы:

- Отсутствует контакт с контейнером, что исключает возможный износ оборудования, что, в свою очередь, повышает срок службы прибора, уменьшает затраты на обслуживание измерительной системы.
- Перезарядка источника γ -излучения осуществляется за 10-20 секунд. При этом персонал находится за защитным экраном и возможность облучения исключена.

Например, при замене источника γ -излучения ^{137}Cs , обладающего активностью до $18,5 \cdot 10^{10}$ Бк, не находясь за защитным экраном, персонал может получить дозу радиации, не превышающую $1,3 \cdot 10^{-6}$ Кл/кг, что соответствует требованиям ОСПОРБ-99 [26].

4.6 Выводы по главе 4

В ходе проведения эксперимента подтверждены теоретические выводы о возможности определения парафиновых соединений в нефтяном потоке. В результате выполненных исследований доказано увеличение эффективности определения парафиновых образований в многофазном многокомпонентном

потоке в магистральном нефтепроводе при введении комплексной автоматизации измерений нефтяного потока.

Анализ работы радиоизотопной измерительной системы с использованием эффектов фотоэлектрического поглощения гамма-излучения материалом стенок трубопровода и веществами при измерении многофазных потоков позволяет повысить достоверность получаемых результатов и, как следствие, повысить уровень производства на нефтяных предприятиях РФ, обеспечить надежность, долговечность, отсутствие контакта с измеряемым потоком и дешевизну по сравнению с существующей методикой и инструментальными средствами измерений, применяемых на территории Российской Федерации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация представляет собой законченную научно-квалификационную работу, в которой предлагается новое решение актуальной научной задачи - разработка средства и методики автоматического бесконтактного определения концентрации парафиновых включений в транспортируемой по трубопроводу нефти.

Выполненные исследования позволяют сделать следующие выводы и рекомендации:

1. По результатам проведённого анализа существующих методов определения концентрации парафина при различных условиях транспортировки нефтяных потоков, а также последующих методов предотвращения и удаления парафиновых отложений, наиболее точным является метод измерения, основанный на радиоизотопном излучении.

2. Обоснована необходимость изучения процесса кристаллизации парафинов для предотвращения их осаждения на стенки трубопровода и оборудование транспортной системы.

3. Разработана имитационная модель определения коэффициента линейного поглощения радиоизотопного гамма-излучения при изменении концентрации веществ с помощью сочетания методов обобщенной проводимости и элементарной ячейки.

4. Разработана имитационная модель автоматической бесконтактной измерительной системы определения количества парафиновых включений на основе эффекта фотоэлектронного поглощения узкоколлимированного пучка гамма-излучения.

5. Экспериментально подтверждены теоретические выводы о возможности определения парафиновых включений в нефтяном потоке.

6. Перспективными разработками данной темы являются исследования возможности применения разработанного метода на основе большого количества получаемой информации с целью прогнозирования парафиновых отложений при

транспортировке нефти магистральными трубопроводами в т.ч. в условиях Арктического региона.

7. Разработанный автоматический бесконтактный метод, основанный на использовании источника радиоизотопного излучения, позволяет повысить надежность планирования профилактических мероприятий по предупреждению парафиновых отложений на внутренней поверхности трубопровода, что позволит повысить эффективность использования трубопроводных систем и экономический эффект предприятий, позволит обеспечить информационно-техническую поддержку процесса транспортировки нефтяных потоков по магистральным нефтепроводам, стандартизирует управление процессом транспортировки, увеличит количество получаемой информации о транспортируемых потоках, повысит уровень наблюдаемости и модернизирует инфраструктуру топливно-энергетического комплекса.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Анохин, А.А. Выбор режима, предотвращающего отложения парафина в скважинах, оборудованных центробежными насосами / А.А. Анохин // Нефтегазовое дело.- Тб. – 2008. – №. 2. – С. 63-66.
2. Ахсанов, Р.Р. Влияние легких углеводородов и их композиций на растворимость парафиновых отложений / Р.Р. Ахсанов, Ф.М. Шарифуллин, Б.Г. Карамышев, Р.Г. Тухбатуллин, Г.П. Харланов, О.М. Куртаков // Нефтепромысловое дело. 1994. №7-8. С. 12-16.
3. Булатов, М.И. Практическое руководство по фотометрическим методам анализа / И.И. Булатов, И.П. Калинин. – Ленинград: Химия, 1986. -432 с.
4. Галонский, П.П. Борьба с парафином при добыче нефти. Теория и практика / П.П. Галонский – М.: Гостоптехиздат, 1955. - 151 с.
5. Гарт, Г. Радиоизотопное измерение плотности жидкости и бинарных систем: пер. с нем. - М: Атомиздат, 1975.
6. Гельфанд, М.Е. Радиоизотопные приборы и их применение в промышленности: Справочное пособие / М.Е. Гельфанд, В.М. Калошин, Г.Н. Ходоров. - М.: Энергоатомиздат, 1986 – 224 с.
7. Глущенко, В.Н. Оценка эффективности ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений / В.Н. Глущенко, И.А. Юрпалов, Л.М. Шипигузов // Нефтяное хозяйство. №5. 2007. С. 84-87.
8. Глущенко, В.Н. Предупреждение и устранение асфальтосмолопарафиновых отложений. Нефтепромысловая химия / В.Н. Глущенко, В.Н. Силин. - М.: Интерконтракт Наука, 2009. - 475 с.
9. ГОСТ 32528-2013 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические условия Дата введения 2016-01-01
10. ГОСТ 38.01197-80. Нефти СССР. Технологическая индексация. Введ. 1981-01-01. М.: Министерство нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности СССР, 1980. 14 с.

11. Дементьев, А.С. Анализ моделей определения асфальтосмолопарафиновых отложений на стенках трубопровода / А.С. Дементьев, Проскуряков Р.М. // Естественные технические науки, №6, Москва. – 2017. – С. 117-120.

12. Дементьев, А.С. Исследование механизма образования парафинов при различных температурных условиях / А.С. Дементьев // Научно-практические исследования. – 2020. - № 9-6 (32). – С. 7-11.

13. Дементьев, А.С. Магнитная антенна системы диагностики технического состояния трубопровода / А.С. Дементьев, Проскуряков Р.М., Паляницын П.С. // Международный научно-исследовательский журнал. – 2016. - № 12-3 (54). – С. 74-77.

14. Дементьев, А.С. Методика измерения парафиновой фазы в многокомпонентном нефтяном потоке / А.С. Дементьев, А.В. Коптева, Р.М. Проскуряков // Естественные технические науки, №6, Москва. – 2017. – С. 113-116.

15. Дульнев, Г.Н., Заричняк Ю.П. Теплопроводность смесей и композиционных материалов. Л.: Энергия, 1974.

16. Дульнев, Г. Н., Новиков В. В. Эффективный коэффициент проводимости систем с взаимопроникающими компонентами // ИФЖ 1977. Т. 33, № 2. С. 271.

17. Заявка 2020124801 Российская Федерация Способ неразрушающего контроля концентрации парафина в нефтяном потоке на основе радиоизотопного излучения / А.В. Коптева, А.С. Дементьев, В.И. Маларев, В.Ю. Коптев; заявитель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет»; заявл. 27.07.2020.

18. Злобин, А.А. Исследование методом ЯМР нефтяных парафинов в поровом пространстве пород-коллекторов / А.А. Злобин, И.Р. Юшков // Вестник Пермского университета. Геология. – 2013. – №. 1 (18).

19. Ибрагимов, Н.Г. Теория и практика методов борьбы с органическими отложениями на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / Н.Г. Ибрагимов, В.П. Тронов, И.А. Гуськова. – М.: Нефтяное хозяйство, 2010. - 240с.

20. Иванова, И.К. Использование результатов кинетических исследований для оценки эффективности растворителей асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) / И.К. Иванова, Е.Ю. Шиц // Нефтегазовое дело. – 2012. – №. 3. – С. 345-352.

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

22. Иванова, Л.В. Влияние химического состава и обводненности нефти на количество асфальто-смолопарафиновых отложений / Л.В. Иванова, А.А. Васечкин, В.Н. Кошелев // Нефтехимия, 2011. – Т. 51. – №6. – С. 1–7.

23. Иванова, Л.В. Исследование состава асфальтосмолопарафиновых отложений различной природы и пути их использования / Л.В. Иванова, В.Н. Кошелев, О.А. Стоколос // "Электронный научный журнал" Нефтегазовое дело. – 2011. – №. 2. – С. 250-256.

24. Иванова, Л.В. Удаление асфальтосмолопарафиновых отложений разной природы / Л.В. Иванова, В.Н. Кошелев // "Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2011. – №. 2. – С. 257-268.

25. Ильин, А.Н. Высокопарафинистые нефти: закономерности пространственных и временных изменений их свойств / А.Н. Ильин, Ю.М. Полищук, И.Г. Яценко // Материалы межрегиональной научно-практической конференции «Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевой базы и предприятий ТЭК Сибири. – 2007. – С. 16-18.

26. Ильин, Л.А. Радиационная гигиена : учеб. для вузов / Л. А. Ильин, В. Ф. Кириллов, И. П. Коренков. - 2010. - 384 с.

27. Ключев, В.В. Неразрушающий контроль и диагностика: Справочник/ В.В.Ключев и др.; Под ред. В.В.Ключева. 2-е изд., испр. и доп.- М.:Машиностроение, 2003 – 560 с.

28. Коптева, А.В. Методы борьбы с парафиновыми отложениями при транспортировке нефти магистральными нефтепроводами / Р.М. Проскуряков, В.И. Маларев, А.В. Коптева // Освоение минеральных ресурсов Севера: проблемы

и решения. Сборник статей 11-ой Международной научно-практической конференции. – Изд.-во Воркутинского горного института (филиала) ФГБ ОУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный». – Воркута, 2013. - С. 485-488.

29. Коптева, А.В. Радиоизотопный метод контроля асфальтено-смолопарафиновых отложений в магистральных нефтепроводах [Электронный ресурс] / В.И. Маларев, А.В. Коптева // Научно-практический рецензируемый ежемесячный электронный журнал «Russian journal of Earth Science RJES» №3 (15). – 2013. – С. 79-83. – Режим доступа: http://ores.su/images/stories/RJES_315_2013.pdf

30. Кратиров, В.А., Кратиров, Д.В., Гареев, М.М. Учет реального фазового и компонентного состава энергоносителей при их зете. Материалы 11-й Международной научно-практической конференции. Коммерческий учет энергоносителей. Апрель, 2000г., С-Петербург.

31. Малышев, А.Г. Выбор оптимальных способов борьбы с парафиногидратообразованием / А.Г. Малышев, Н.А. Черемисин, Г.В. Шевченко // Нефтяное хозяйство. – №9. – 1997. – С. 62-69.

32. Мамедов, Р. К. Повышение точности определения молекулярной массы полимера с применением вискозиметрического метода / Р. К. Мамедов, В. А. Аббасов, У. Г. Мамедов, А. Дж. Джабиева // Системи обробки інформації. - 2012. - Вип. 4(1). - С. 158-161

33. Мисник, В.В. Методика прогнозирования глубины образования асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах / В.В. Мисник, Р.М. Галикеев //Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2011. – №. 6. – С. 345-350.

34. Моисеев, А.А. Повышение эффективности контроля расхода и компонентного состава нефти в трубопроводе : Специальность 05.11.13 «Приборы и методы контроля природной среды, веществ, материалов и изделий» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Моисеев Алексей Анатольевич ; Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова (технический университет) - Санкт-Петербург, 2006. – 148 с.

35. Новицкий, П.В. Основы информационной теории измерительных устройств. Л., Энергия, 1968 – 247 с.

36. Патент 2009149649 Российская Федерация, МПК6 F17D 1/16, G01B 17/02. Способ определения толщины отложений на внутренней поверхности трубопроводов [Текст] / Ахмедов Г.Я; заявитель и патентообладатель Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Дагестанский государственный технический университет" (ДГТУ). - № 2009149649/28, заявл. 30.12.2009; опубл. 10.07.2011, Бюл.№ 47. – 3 с. : ил.

37. Патент № RU 2141640 C1 Российская федерация, МПК G01N 9/24. Способ измерения параметров газожидкостного потока: 98114456/28 заявл. 09.07.1998 опубл: 1999.11.20 / Кратиров В.А., Логоша И.И., Гареев М.М., Исаев Е.В. заявители Кратиров В.А., Гареев М.М. – 8с.

38. Патент. 2099632 Российская Федерация, МПК6 F17D 3/00. Способ определения толщины грязепарафиновых отложений в нефтепроводе [Текст] / Иванец В.К.,Лазин А.И.,Сергеев А.С.; заявитель и патентообладатель Акционерное научно-проектное внедренческое общество "НГС-Оргпроектэкономика". - № 96108760/06, заявл. 29.04.1996; опубл. 20.12.1997, Бюл.№ 20. – 3 с. : ил.

39. Персиянцев, М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М.Н. Персиянцев. – ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.: ил. – ISBN5-8365-0052-5.

40. Полищук, Ю.М. Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений / Ю.М. Полищук, И.Г. Яценко. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 109 с.

41. Пугачев, А.В. Радиоизотопный контроль объемной массы материала / А.В. Пугачев, М.Е. Гельфанд – М: Энергоатомиздат, 1983 – 57 с.

42. Резников, М.И. Радиоизотопные методы исследований внутрикотловых процессов / М.И. Резников, З.Л. Митропольский. - М.-Л., «Энергия», 1984.

43. Роцин, П.В. Исследование реологических свойств высоковязких и высокопарафинистых нефтей месторождений Самарской области / П.В. Роцин,

А.В. Петухов, Л.К. Васкес Карденас, А.Д. Назаров, Л.Н. Хромых // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. - Т.8. - №1. С. 87 – 95.

44. Рудановский, А.А. Радиоизотопные методы контроля и измерения уровней / А.А. Рудановский, А.А.Крез. -М.:Атомиздат,1967 – 135 с.

45. Рябцев, Н.Г. Материалы квантовой электроники / Н.Г. Рябцев. М.: Советскоерадио, 1972 . – 384 с.

46. Сивухин, Д. В. Атомная и ядерная физика: учеб. пособие в 2-х частях, Ч. 2: Ядерная физика. – М.: Наука, 1989.- 416с.

47. Слепян, М.А. и др. Информационно-измерительные системы для измерения продукции скважин и учета сырой нефти. Аналитический обзор. АО "Нефтеавтоматика". - Уфа, 2000.

48. Сорокоумова, И.Е. Анализ эффективности методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми и солевыми отложениями на Мамонтовском нефтяном месторождении [Электронный ресурс] / И. Е. Сорокоумова; науч. рук. Е. Г. Карпова // Проблемы геологии и освоения недр: труды XVI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, Томск, 2-7 апреля 2012 г.: в 2 т. / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Институт природных ресурсов (ИПР); Общество инженеров-нефтяников, Студенческий чаптер; под ред. О. Г. Савичева. – 2012. – Т. 2. – [С. 132-135]. – Заглавие с титульного листа. – Свободный доступ из сети Интернет. – Adobe Reader.

49. СТО РМНТК 153-39.2-001-2003. Нефть. Методы исследования парафинистых нефтей. Введ. 2003-12-02. М.: ОАО «ВНИИнефть», 2004. 51 с.

50. Стручков, И.А. Методы борьбы с отложениями АСПВ на месторождениях высоковязкой нефти Самарской области / И.А. Стручков, Л.К. Васкес Карденас, П.В. Роцин, Л.Н. Хромых // Ашировские чтения: Сб. трудов Международной научно-практической конференции. Том II / Отв. редактор В.В. Живаева. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2013. – С. 267-270.

51. Тороп, О.В. Оценка термобарических показателей в процессе депарафинизации горячей нефтью подземного оборудования скважины / О.В. Тороп // Нефтепромысловое дело. – 2006. – №. 8. – С. 46-49.

52. Тронов, В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними / В.П. Тронов. – М.: Недра, 1969. - 192 с.

53. Хасанова, Карина Ильдаровна Развитие технических средств и технологий очистки нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых отложений: Автореф... дис. техн. наук. -Уфа.:2014. -24 с.

54. Хохлов, Н. Г. Удаление асфальтосмолистых веществ и парафина из нефтепроводов НГДУ «Южарланнефть» / Н.Г. Хохлов и др. // Нефтяное хозяйство. – 2006. – №. 1. – С. 110-111.

55. Чакчир, Б.А. Фотометрические методы анализа: Методические указания / Б.А. Чакчир, Б.Н. Алексеева // СПб.: СПХФА. – 2006. - 43 с.

56. Черников, В.И. Перекачка вязких и застывающих нефтей. - М.: Гостоптехиздат, 1958 – 160 с.

57. Чичканов, С.В. Разработка и опыт применения химических реагентов для борьбы с АСПО / С.В. Чичканов // Инженерная практика. –2011. – №2. – С. 103-106.

58. Шаров, В.Н. Оператор по химической обработке скважин. Учебник для рабочих / В.Н. Шаров, В.И. Гусев. – М.: Недра, 1983. – 141 с.

59. Шаров, В.Н. Оператор по химической обработке скважин. Учебник для рабочих / В.Н. Шаров, В.И. Гусев. – М.: Недра, 1983. – 141 с.

60. Adeyanju, A. O. et al. Experimental Study of Wax Deposition in a Single Phase Sub-cooled Oil Pipelines //SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2013. – pp. 157-169.

61. Bello, O.O., Fasesan, S.O., Teodoriu, C., & Reinicke, K.M. An evaluation of the performance of selected wax inhibitors on paraffin deposition of Nigerian crude oils. Petroleum science and technology, 2006. – 24(2), pp. 195-206.

62. Bern, P. A. et al. Wax deposition in crude oil pipelines //European Offshore Technology Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 1980. – pp. 542-546.

63. Brown, T. S. et al. Measurement and prediction of the kinetics of paraffin deposition //SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 1993. – pp. 251-253.

64. Burger, E. D. et al. Studies of wax deposition in the trans Alaska pipeline //Journal of Petroleum Technology. – 1981. – T. 33. – №. 06. – pp. 1075-1086.

65. Chen, X. T. et al. Techniques for measuring wax thickness during single and multiphase flow //SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 1997. – pp. 463-467.

66. Choiri, M. Study of CO₂ effect on asphaltene precipitation and compositional simulation of asphaltenic oil reservoir. – 2010. – pp. 137-145.

67. Cimino, R., Correra, S., Del Bianco, A., & Lockhart, T. P. (1995). Solubility and phase behavior of asphaltenes in hydrocarbon media. In Asphaltenes (pp. 97-130). Springer US.

68. Dementev, A.S. Analysis of models for determining asphalt resin paraffin deposits on pipeline walls / A.S. Dementev // Vestnik sovremennyh issledovaniy (bulletin of contemporary research). – 2020. – № 5-7 (35). – P. 13-15.

69. Dong, L., Xie, H., & Zhang, F. (2001, January). Chemical control techniques for the paraffin and asphaltene deposition. In SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. Society of Petroleum Engineers. – pp. 354-359.

70. Edmonds, B. et al. Simulating wax deposition in pipelines for flow assurance //Energy & Fuels. – 2007. – T. 22. – №. 2. – pp. 729-741.

71. Hirschberg, A. et al. Influence of temperature and pressure on asphaltene flocculation //Society of Petroleum Engineers Journal. – 1984. – T. 24. – №. 03. – pp. 283-293.

72. Hu, Y. F. et al. Measurement and corresponding states modeling of asphaltene precipitation in Jilin reservoir oils //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2004. – T. 41. – №. 1. – pp. 169-182.

73. Jamaluddin, A. K. M. et al. A comparison of various laboratory techniques to measure thermodynamic asphaltene instability //SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference. – Society of Petroleum Engineers, 2001. – pp. 260-267.

74. Jiang, B., Ling Q. I. U., Xue L. I., Shenglai Y. A. N. G., Ke L. I., & Han C. H. E. N. Measurement of the wax appearance temperature of waxy oil under the reservoir condition with ultrasonic method. *PetroleumExplorationandDevelopment*, 2014. – 41(4), pp.509-512.

75. Jiang, Z., Hutchinson J. M., & Imrie C. T. Measurement of the wax appearance temperatures of crude oils by temperature modulated differential scanning calorimetry. *Fuel*, 2001. – 80(3), pp.367-371.

76. Kang, P. S. et al. Status of wax mitigation technologies in offshore oil production //The Twenty-fourth International Ocean and Polar Engineering Conference. – International Society of Offshore and Polar Engineers, 2014. – pp. 56-63.

77. Karan, K. et al. Evaluation of asphaltene instability and a chemical control during production of live oils //Petroleum science and technology. – 2003. – T. 21. – №. 3-4. – pp. 629-645.

78. Karan, K., Ratulowski, J., & German, P. (2000, January). Measurement of waxy crude properties using novel laboratory techniques. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers. – pp. 74-79.

79. Kok, M. V., Létoffé, J. M., Claudy, P., Martin, D., Garcin, M., & Volle, J. L. Comparison of wax appearance temperatures of crude oils by differential scanning calorimetry, thermomicroscopy and viscometry. *Fuel*, 1996. – 75(7), pp.787-790.

80. Leontaritis, K. J. et al. Asphaltene flocculation during oil production and processing: A thermodynamic colloidal model //SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. – Society of Petroleum Engineers, 1987. – pp. 381-386.

81. Leontaritis, K. J. et al. Wax Deposition Correlation-Application in Multiphase Wax Deposition Models //Offshore Technology Conference. – Offshore Technology Conference, 2011. – pp. 426-431.

82. Machado, A. L., Lucas E. F., & González G. Poly (ethylene-co-vinyl acetate) (EVA) as wax inhibitor of a Brazilian crude oil: oil viscosity, pour point and phase

behavior of organic solutions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2001. – 32(2), pp.159-165.

83. Majeed, A., Bringedal B., Overa S. Model calculates wax deposition for North-Sea oils // *Oil & Gas Journal*. – 1990. – T. 88. – №. 25. – pp. 63-69.

84. Martos, C. et al. Experimental Determination and Characterization of Wax Fractions Precipitated as a Function of Temperature // *Energy & Fuels*. – 2007. – T. 22. – №. 2. – pp. 708-714.

85. Matzain, A. et al. Multiphase flow wax deposition modelling // *BHR Group Conference Series Publication*. – Bury St. Edmunds; Professional Engineering Publishing; 1998, 2000. – T. 40. – pp. 415-444.

86. Matzain, A. Multiphase flow paraffin deposition modeling. Ph.D. Dissertation, The University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma – 1999. – 130 p.

87. McMullin, J. N., Eastman, C. D., Pulikkaseril, C., & Adler, D. (1999, May). Measurement of the wax appearance temperature in crude oil by laser scattering. In *Electrical and Computer Engineering, 1999 IEEE Canadian Conference on* (Vol. 3, pp. 1755-1758). IEEE.

88. Paso, K., Kallevik H., & Sjoblom J. Measurement of wax appearance temperature using near-infrared (NIR) scattering. *Energy & Fuels*, 2009. – 23(10), 4988-4994.

89. Pedersen, K. S., & Rønningsen H. P. Influence of wax inhibitors on wax appearance temperature, pour point, and viscosity of waxy crude oils. *Energy&fuels*, 2003. – 17(2), pp.321-328.

90. Proskuryakov, R.M., Dementev, A.S. The building a system of diagnosing the technical condition of the pipeline on the basis of continuous pulsed magnetic field. *Journal of Mining Institute*. 2016. Vol. 217, p.215-219 (in Russian).

91. Rygg, O. B., Rydahl A. K., Ronningsen H. P. Wax deposition in offshore pipeline systems // *BHR Group Conference Series Publication*. – Mechanical Engineering Publications Limited, 1998. – T. 31. – pp. 193-206.

92. Singh P. et al. Formation and aging of incipient thin film wax-oil gels. *AIChE J* 46. – 2000. – pp. 1059–1074.

93. Voytyuk, I.N. The contactless method for quantity measurement of coal stream at belt conveyor // Scientific Reports on Resource Issues. – Germany. - Vol.1 – 2011. – p. 148-152.
94. W.J. Priddy. BP multiphase meter application experience. North Sea Flow Measurement Workshop, Gleneagles, Scotland, 1998.
95. Wang, J. X. et al. An experimental approach to prediction of asphaltene flocculation //SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. – Society of Petroleum Engineers, 2001. – pp. 487-596.
96. Wang, K. S., Wu C. H., Creek J. L., Shuler P. J., & Tang Y. Evaluation of effects of selected wax inhibitors on paraffin deposition. Petroleum science and technology, 2003. – 21(3-4), pp.369-379.
97. Weingarten, J. S., & Euchner J. A. Methods for predicting wax precipitation and deposition. SPE Production Engineering, 1988. – 3(01), pp.121-126.