

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«УФИМСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ НАУКИ И ТЕХНОЛОГИЙ»

На правах рукописи



МУХАРЯМОВА ГУЛЬШАТ ИЛЬДАРОВНА

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ ОБРАБОТКИ НА
РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ВЫСОКОВЯЗКИХ И ПАРАФИНИСТЫХ
НЕФТЕЙ И МОДЕЛИРОВАНИЕ ИХ ТЕЧЕНИЯ В ТРУБОПРОВОДЕ**

Специальность 1.1.9. Механика жидкости, газа и плазмы

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук,
профессор
Ковалева Лиана Ароновна

УФА - 2024

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
Глава 1. Современное состояние процессов трубопроводного транспорта высоковязких и парафинистых нефтей.....	12
1.1 Обзор существующих методов улучшения реологических свойств высоковязких и парафинистых нефтей посредством электромагнитных воздействий.....	13
1.2 Выводы.....	26
Глава 2 Экспериментальная часть.....	27
2.2 Экспериментальные исследования влияния ВЧ и СВЧ ЭМ обработок на реологические свойства высоковязких и парафинистых нефтей и их смесей	28
2.2.1 Определение параметра, определяющего эффективность ЭМ воздействия на реологические свойства нефти	49
2.2.2 Разработка аппроксимационных зависимостей для определения вязкости неньютоновских нефтей	53
2.2.3 Определение параметра, определяющего эффективность ЭМ воздействия на коэффициент крутизны вискограммы.....	59
2.2 Оценка влияния ВЧ и СВЧ ЭМ воздействий на способность нефти к образованию отложений на стенках нефтепроводов.....	61
2.3 Исследования влияния ЭМ методов воздействия на структуру нефти.....	69
2.4 Исследования влияния ЭМ методов воздействия на процессы демульсации нефти.....	71
2.5 Причины влияния электромагнитного воздействия на свойства нефтей.....	73
2.5 Выводы	75

Глава 3 Исследования влияния ЭМ методов воздействия на вязкость смеси сернистой и высокосернистой парафинистой нефтей.....	77
3.1 Экспериментально-аналитическое исследование возможности применения существующих методик для расчетов вязкости смеси нефтей, в том числе после ВЧ ЭМ воздействия.....	78
3.2 Экспериментальное исследование влияния ВЧ ЭМ воздействия на смеси сернистой и высокосернистой нефтей	85
3.3 Выводы	90
Глава 4 Численное моделирование параметров течения высоковязких и парафинистых нефтей в трубопроводах.....	91
4.1 Определение влияния вязкости на работу НПС	91
4.1.1 Гидравлический расчет нефтепровода и построение его характеристики, подбор насоса.....	93
4.1.2 Пересчет характеристики с воды на перекачиваемый продукт	95
4.1.2.1 Пересчет характеристики магистрального насосного агрегата	95
4.1.2.2 Пересчет характеристики подпорного насосного агрегата	96
4.1.3 Совмещенная характеристика трубопровода и группы насосов.....	97
4.1.4 Анализ экономической эффективности электромагнитной обработки нефти	100
4.1.5 Анализ применения противотурбулентной присадки.....	101
4.1.6 Влияние изменения вязкости на режимы работы и величины подпоров и напоров на входе и выходе из НПС.....	105
4.2 Реализация программного продукта для гидравлических расчетов нефтепроводов	106
4.3 Выводы	120
Заключение.....	122
Список использованных источников.....	124

Введение

Актуальность работы

Трубопроводный транспорт – это основной и стратегический вид транспорта нефти в России с наибольшим объёмом грузооборота. Так в 2021 году прокачка нефти составила 449,7 миллиона тонн, нефтепродуктов – 38,9 миллионов тонн. Действующая на сегодняшний день сеть нефтепроводов снабжает углеводородным сырьём Россию, страны Западной Европы, Юго-Восточной Азии, Турцию. Протяжённость магистральных трубопроводов в России составляет более 250 тыс. км [1].

Объёмы транспортируемой по сети нефтепроводов нефти увеличиваются из года в год, вместе с тем, в связи с выработкой месторождений с залежами легкой ньютоновской нефти, все больше в системе магистральных нефтепроводов становится доля парафинистых, высоковязких со сложными реологическими свойствами нефтей. Для обеспечения трубопроводного транспорта таких нефтей требуется применение качественно новых технических решений.

Существует целый ряд технологий в области управления реологическими и другими параметрами высоковязкой парафинистой нефти наиболее популярными среди которых являются: термообработка, введение депрессаторов, компаундирование, газонасыщение, перекачка в виде эмульсий. Но данные технологии, несмотря на наличие большого опыта их применения в промышленной практике, имеют незначительную экономическую эффективность/ Так, например, применение депрессаторов – экономически невыгодно, применение термической обработки и вибровоздействия – имеет кратковременный эффект, компаундирование – приводит к потере качества обеих нефтей [2].

В связи с этим проблемы управления свойствами высоковязких, парафинистых, тяжелых нефтей в системе трубопроводного транспорта и разработки соответствующих методик расчета трубопроводов являются актуальными. Причем в качестве путей решения данной проблемы все чаще

рассматриваются качественно новые методы, реализуемые на основе различных видов физического воздействия: магнитного, ультразвукового, электромагнитного, радиационного и другие.

Цель диссертационной работы

Моделирование течения высоковязких и парафинистых нефтей в трубопроводах с учетом результатов экспериментальных исследований влияния высокочастотного (ВЧ) и сверхвысокочастотного (СВЧ) электромагнитных полей на свойства нефтей и их смесей.

Задачи исследования

1. Анализ современного состояния проблем транспортировки высоковязких, парафинистых и сернистых нефтей и их смесей.

2. Разработка адаптированной к практике трубопроводного транспорта методики проведения экспериментально-аналитического исследования влияния электромагнитной обработки на реологические свойства высоковязких, парафинистых и сернистых нефтей и их смесей.

3. Экспериментальные исследования влияния электромагнитной обработки на реологические свойства нефтей при ВЧ и СВЧ ЭМ воздействиях; на процессы образования асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) на внутренних стенках трубопроводов; обоснование эмпирических зависимостей вязкости нефтей и их смесей от их состава до и после ЭМ обработки; определение регрессионных зависимостей для расчета вязкости смеси нефтей.

4. Моделирование процессов трубопроводного транспорта нефтей, обработанных ЭМ полями, с учетом полученных эмпирических зависимостей; разработка программного обеспечения для гидравлических расчетов «горячих» нефтепроводов высоковязких и парафинистых нефтей с применением ЭМ методов воздействия.

Научная новизна работы

1. Разработана методика обработки нефтей ЭМ полем, адаптированная к использованию в практике транспорта нефти по «горячим» трубопроводам.

2. Получены кусочно-экспоненциальные зависимости коэффициентов динамической вязкости неньютоновских нефтей от температуры, определено время релаксации реологических свойств исследованных нефтей.

3. Предложен критический параметр, определяющий степень влияния ЭМ полей на реологические свойства высоковязких и сернистых нефтей в зависимости от их компонентного состава и количество асфальто-смоло-парафиновых отложений на внутренних стенках модельных нефтепроводов. На основании применения сведений об указанном параметре получено решение о выдаче патента на способ электромагнитной обработки высоковязких и высокопарафинистых нефтей в трубопроводах (заявка № 2023128167/07(062729) от 01.11.2023).

4. Установлена зависимость реологических характеристик сернистых нефтей и их смесей после высокочастотного электромагнитного воздействия от исходного содержания серы в нефтях и концентрации высокосернистого компонента.

5. Сформулирована математическая модель для расчета неизотермических нефтепроводов при ЭМ воздействии на перекачиваемые нефти с учетом полученных экспериментальных данных, разработана и зарегистрирована программа для ЭВМ.

Научная и практическая значимость

В результате проведенных в работе исследований разработана приближенная к реальным условиям методика обработки ЭМ полем нефтей, с целью их последующего трубопроводного транспорта. Выявлены закономерности изменения реологических свойств ньютоновских и неньютоновских нефтей после ВЧ и СВЧ ЭМ воздействий и причины, отвечающие за характер этих изменений. Создано ПО, позволяющее производить гидравлические расчеты нефтепроводов, в том числе и для перекачки нефтей обработанных ЭМ полем. Получены корреляционно-регрессионные уравнения для расчета коэффициентов кинематической вязкости смеси необработанных и обработанных ВЧ ЭМ полем

нефтей. Результаты работы могут быть применены в практике трубопроводного транспорта нефтей, в том числе, при промышленной апробации ЭМ воздействия.

Основные результаты, выносимые на защиту

1. Методика проведения экспериментальных исследований влияния электромагнитной обработки на реологические свойства высоковязких и парафинистых нефтей и их смесей, адаптированная к практике промышленной эксплуатации нефтепроводов.

2. Результаты экспериментальных исследований влияния электромагнитной обработки на реологические свойства высоковязких парафинистых ньютоновских и неньютоновских нефтей, сернистых нефтей и их смесей, а также на процессы образования АСПО на внутренних стенках трубопроводов, осуществляющих перекачку указанных нефтей. Регрессионные уравнения для расчета вязкости смеси сернистых нефтей, в том числе, после их ЭМ обработки.

3. Результаты численного моделирования и программное обеспечение для гидравлических расчетов изотермических и неизотермических нефтепроводов при транспортировке нефтей, обработанных ЭМ полем.

Обоснованность и достоверность результатов диссертационного исследования обеспечивается использованием стандартного калиброванного и аттестованного оборудования при проведении экспериментальных исследований, применением фундаментальных уравнений гидромеханики для гидравлических расчетов изотермических и неизотермических «горячих» нефтепроводов.

Апробация работы

Основные результаты диссертации, были представлены на следующих конференциях, семинарах и научных школах:

1. 9-ая Международная научная конференция-школа молодых ученых «Физическое и математическое моделирование процессов в геосредах», 18-20 октября 2023 г., Москва

2. Международная научная конференция студентов, аспирантов и молодых учёных «Ломоносов-2023», 10-21 апреля 2023 г., Москва

3. Двадцать седьмая Всероссийская научная конференция студентов-физиков и молодых ученых (ВНКСФ-27), 3-6 апреля 2023 г., Екатеринбург
4. Международная конференция «Комплексный анализ, математическая физика и нелинейные уравнения», 13-17 марта 2023 г., Якты-Куль
5. VII Международная Конференция «Наноявления в геоэкологии и при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям» (Nanotechoilgas-2022), 22-23 ноября 2022 г., Москва
6. XIII Международная школа-конференция «Фундаментальная математика и её приложения в естествознании», посвященная 50-летию юбилею образования математического и физического факультетов в БашГУ, 19-22 октября 2022 г., Уфа
7. 8-ая Международная научная конференция-школа молодых ученых «Физическое и математическое моделирование процессов в геосредах», 12-14 октября 2022 г., Москва.
8. Международная научно-техническая конференция «Современные технологии в нефтегазовом деле», 26 марта 2021 г, Октябрьский.
9. XIX Всероссийская конференция-конкурс молодых ученых «Актуальные проблемы недропользования», 12-16 апреля 2021 г., Санкт-Петербург
10. Двадцать шестая Всероссийская научная конференция студентов-физиков и молодых учёных (ВНКСФ–26), 27 марта-3 апреля 2020 г., Уфа
11. 73-я Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ – 2019», 22-25 апреля 2019 г., Москва
12. XII Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики, 19-24 августа 2019 г., Уфа
13. Международная молодежная научная конференция «Научоемкие технологии в решении проблем нефтегазового комплекса», 10-14 декабря 2018 г., Уфа
14. Вторая всероссийская летняя школа-конференция «Физико-химическая гидродинамика: модели и приложения», 25–30 июня 2018 г., Уфа

Публикации

Основные результаты по теме диссертации опубликованы в 21 научной работе, в том числе 1 статья в рецензируемом научном издании, входящем в международную реферативную базу данных Scopus, 2 статьи в журналах, входящих в базу данных RSCI, 3 статьи в рецензируемых научных изданиях, входящих в перечень ВАК, 15 статей – в изданиях, входящих в РИНЦ. Получено свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ и Решение о выдаче патента, заявка № 2023128167/07(062729) от 01.11.2023.

Личный вклад соискателя

Постановка задач, анализ полученных результатов и построение моделей, разработка программного обеспечения ГРИНТ, подготовка публикаций осуществлены совместно с научным руководителем Ковалевой Л.А. и научным консультантом Киреевым В.Н. Исследования воздействия ЭМ поля на нефти, получение патента (заявка № 2023128167/07(062729) от 01.11.2023) автором совместно с доцентом кафедры прикладной физики к.т.н. Зиннатуллиным Р.Р. Экспериментальные и аналитические исследования, расчеты, обработка, оформление результатов, проведены автором самостоятельно. Результаты совместных работ представлены с согласия соавторов.

Объем и структура работы

Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения и списка литературы. Общий объем диссертации составляет 140 страниц, включая 58 рисунков и список литературы, включающий 141 наименование.

Введение: обоснована актуальность выбранной темы диссертации, сформулированы цель и задачи исследования.

Глава 1: выполнена оценка современного состояния процессов трубопроводного транспорта высоковязких и парафинистых нефтей и обзор существующих методов улучшения реологических свойств высоковязких и парафинистых нефтей. Рассмотрено электромагнитное воздействие как один из методов решения проблемы транспорта высоковязких нефтей.

Глава 2: посвящена экспериментальным исследованиям влияния ВЧ ЭМ поля частоты 13,56 МГц и СВЧ ЭМ поля частоты 2,4 ГГц на реологические свойства высоковязких и парафинистых нефтей и исследованиям влияния ВЧ и СВЧ ЭМ полей на величину асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) нефти на стенках модельных трубопроводов. В результате выявлено, что после ЭМ обработки, реологические свойства нефтей в интервале температур, соответствующих преимущественным температурам эксплуатации нефтепроводов, улучшаются: происходит снижение значений коэффициентов динамической вязкости, уменьшение величин предельного напряжения сдвига. Время релаксации реологических свойств исследованных нефтей составляет 3 - 5 дней в зависимости от состава нефти. У ньютоновских нефтей после ВЧ ЭМ воздействия отмечается исчезновение петель гистерезиса на графиках зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига; у неньютоновских – уменьшение площади петель и уменьшение величин предельного напряжения сдвига.

Установлено, что эффективность ЭМ воздействия на нефти при количественной оценке относительного снижения коэффициентов динамической вязкости до и после ЭМ воздействия определяется параметром K , выявленном в результате проведенных в диссертационной работе исследований и зависящим от состава нефти.

Получены аппроксимационные зависимости для расчетов вязкости исследованных неньютоновских нефтей. Выявлено уменьшение количества асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) на внутренних стенках моделей нефтепроводов, после перекачки по ним обработанной ВЧ ЭМ полем нефтей. Установлено, что ВЧ ЭМ воздействие на водонефтяные эмульсии исследованных нефтей, приводит к интенсификации процессов деэмульсации, увеличению количества отделившейся в результате гравитационного отстоя воды.

Глава 3: посвящена исследованиям влияния ЭМ методов воздействия на вязкость смеси сернистой и высокосернистой нефтей. В данной главе выполнена оценка вязкости смеси по наиболее распространенным методикам Кендалла-

Монро, Аррениуса, Вальтера. Путем проведения многофакторного эксперимента и анализа его результатов, получены регрессионные уравнения для необработанных и обработанных ВЧ ЭМ полем смесей, позволяющие оценить вклад в изменение вязкости смеси исходных параметров сернистых нефтей, таких как: вязкости, плотности и концентрации исходных компонентов, содержание серы, воды и механических примесей, давления насыщенных паров и другие:

Глава 4: выполнено численное моделирование течения высоковязких и парафинистых нефтей в трубопроводах с учетом полученных экспериментальных результатов. Разработана методика гидравлических расчетов изотермических и «горячих» нефтепроводов, реализованная в программном продукте для ЭВМ: «Гидравлический расчет изотермических и неизотермических нефтепроводов (ГРИНТ)» В результате проведенного моделирования процессов перекачки ньютоновской и неньютоновской нефтей выполнены: оценка влияния вязкости на режимы работы насосно-силового оборудования, гидравлический расчет горячего и неизотермического нефтепроводов. Оценено влияние ВЧ ЭМ воздействия на величины подпоров и напоров на входе и выходе из модельной НПС. Выполнен анализ экономической эффективности электромагнитной обработки Девонской нефти по РД 153-39.4-113-01 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов» и сравнение ВЧ ЭМ воздействия на Девонскую нефть с примером применения противотурбулентной присадки. Оценено влияние ЭМ воздействия на работу горячих нефтепроводов, выявлено уменьшение зон неустойчивой работы нефтепроводов.

Заключение: приведены результаты исследований.

Благодарности

Автор выражает глубокую признательность и благодарность своему научному руководителю д.т.н. Ковалевой Лиане Ароновне, доцентам кафедры прикладной физики к.ф.-м.н. Кирееву Виктору Николаевичу за помощь в постановке задач и численном моделировании, а также к.т.н. Зиннатуллину Расулу Рашитовичу за консультации при проведении экспериментальных исследований при подготовке диссертации.

1. Современное состояние процессов трубопроводного транспорта высоковязких и парафинистых нефтей

В настоящее время трубопроводный транспорт нефти является популярным и наиболее эффективным методом перекачки нефти и нефтепродуктов [3]. Нефти, перекачиваемые по системе магистральных нефтепроводов, добываются в различных регионах и месторождениях, в связи с этим значительно варьируются по качеству [4]. Кроме того, залежи так называемых «легких» ньютоновских нефтей истощаются и перспективным направлением поддержания уровня добычи в нефтегазовых регионах является разработка месторождений высоковязкой нефти. Транспортировка таких нефтей к потребителю и местам переработки осложняется высокой вязкостью продукции, проявлением аномальных реологических свойств, обусловленных повышенным содержанием асфальтенов, смол и парафинов в составе нефти, организация трубопроводного транспорта потоков нефти широкого диапазона качества, осуществляется согласно схемы нормальных (технологических) грузопотоков нефтии возможна, только при управлении качеством нефти в транспортных потоках, в частности управлением таким реологическим свойством нефти как вязкость [5].

Вязкость нефти оказывает непосредственное влияние на работу нефтеперекачивающих станций [6]. Реологическими свойствами определяются гидравлические характеристики магистральных нефтепроводов [7]. Регулируя реологические характеристики перекачиваемого продукта, можно менять режимы работы насосно-силового оборудования и нефтеперекачивающих станций в целом, поэтому задача изучения вязкостных характеристик нефти и определения влияющих на них факторов является актуальной.

В данной работе исследуется влияние электромагнитных методов на свойства высоковязких и парафинистых нефтей, в частности на вязкость, тенденцию к образованию АСПО на внутренних стенках нефтепроводов и процессы деэмульсации.

1.1 Обзор существующих методов улучшения реологических свойств высоковязких и парафинистых нефтей посредством электромагнитных воздействий

В настоящее время сложилась ситуация, когда в структуре запасов углеводородов резко возросла доля высоковязких, трудноизвлекаемых нефтей. Высоковязкой и застывающей считают нефти, температуры застывания которых равны или выше среднемесячных минимальных температур окружающей нефтепровод среды.

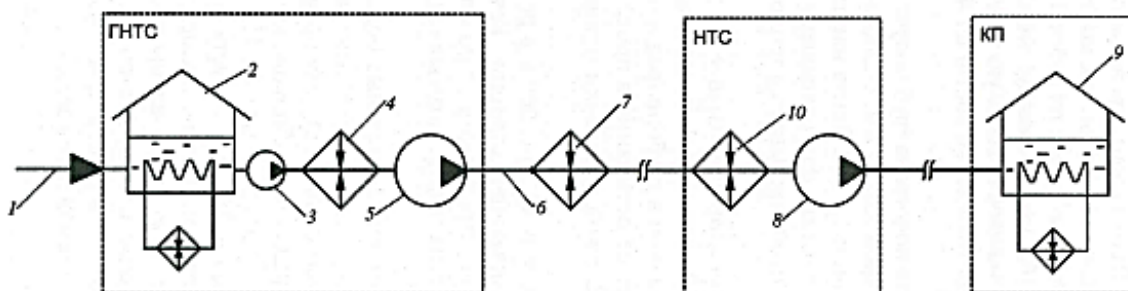
При транспортировке таких нефтей по магистральным нефтепроводам, с целью предотвращения застывания применяются специальные методы перекачки. По способам воздействия на нефть они подразделяются на две основные группы: не меняющие реологических свойств нефти и связанные с их изменением. В то же время технологии перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей, основанные на изменении реологических свойств делят на физические, физико-химические и химические[8]. (Рис. 1.1.)



Рис. 1.1. Технологии перекачки высоковязких нефтей [9]

Изучениям, сравнениям обзорам методов перекачки связанных с изменением реологических свойств высоковязких высокозастывающих нефтей посвящено огромное количество работ, [10-18]. Причем активно изучаются как физико-химические методы улучшения реологических свойств, например путем совместной перекачки тяжелых и высокопарафинистых нефтей в смеси [19], так и физические, например воздействием магнитного поля [20,21]; магнитного поля и поверхностно-активных веществ [22, 23]; магнитного и электрического полей [24]; магнитного поля и термообработки [25], электрических полей [26-30]. Несмотря на наличие такого многообразия самым распространённым на сегодня методом транспортирования нефти по магистральным нефтепроводам остается так называемая «горячая» перекачка.

«Горячая» перекачка подразумевает изменение вязкости нефти путем ее предварительного нагрева. Высоковязкая нефть нагревается на головной нефтеперекачивающей станции и насосами подается в нефтепровод. По мере движения нефть охлаждается, вязкость растет, а вместе с ней растут потери напора на трение. В связи с этим нефть повторно подвергается термической обработке на промежуточных насосно-тепловых станциях (Рис. 1.2.)



- 1 – Подводящий трубопровод; 2,9 – резервуары; 3 – подпорный насос;
 4,10 – дополнительные подогреватели (печи подогрева); 5,8 –
 основные насосы; 6 – магистральный нефтепровод; 7 – пункт
 подогрева; ГНТС – головная насосно-тепловая станция; НТС -
 насосно-тепловая станция; КП – конечный пункт.

Рис. 1.2. Принципиальная технологическая схема «горячей» перекачки

Недостатком данного метода является высокая себестоимость транспортировки нефти: сжигание части перекачиваемой нефти в печах нагрева, загрязнение воздушного пространства продуктами сгорания, невозможность использования этой технологии на подводных нефтепроводах без специальной изоляции, большие потери тепла и низкий КПД, сбои при экстремально низких температурах. Поэтому проблема поиска эффективного метода транспортировки высоковязкой нефти до сих пор остается актуальной [8].

Рассмотрим электромагнитное воздействие как один из методов решения проблемы транспорта высоковязких нефтей.

Вопросами электромагнитных воздействий на нефти занимались: Л.Н. Андреева, А.Т. Ахметов, Б.Р. Ахметов, Велес Парра Р., С.С. Душкин, И.Н. Евдокимов, В.Н. Евстратов, Н.Ю. Елисеев, Р.Р. Зиннатуллин, А.А. Кислицын, В.И. Классен, Л.А. Ковалева, А.А. Коршак, О.Л. Кузнецов, А.Х. Мирзаджанзаде, Н.А. Пивоварова, Ф.Л. Саяхов, Е.Ф. Тебенизин, Ф.Г. Унгер, И.Л. Хабибулин, Р. Н. Харлампики, В.В. Шайдаков и другие.

В результате установлено, что воздействие электромагнитными полями на нефть может приводить как к улучшению, так и ухудшению реологических свойств нефти, в зависимости от ее состава, в частности от содержания парафинов, асфальтенов и смол в ней. Доказано, что ЭМ воздействие на нефть приводит к интенсификации процессов деэмульсации водонефтяных эмульсий, снижает тенденцию к образованию асфальто-смолопарафиновых отложений нефтей. Выяснено, что эффективность ЭМ воздействия на нефть в значительной степени зависит от частоты поля, если она соответствует резонансной частоте, то эффективность максимальна, наблюдается значительное улучшение реологических свойств нефти и наоборот.

Лабораторные исследования воздействия СВЧ ЭМ поля радиодиапазона частотой 2450 МГц, на реологические свойства нефти, перекачиваемой по нефтепроводу Восточная Сибирь-Тихий океан (ВСТО), представлены в статье [31]. В результате выявлено, что обработка микроволновым излучением приводит к снижению вязкости товарной нефти, перекачиваемой по нефтепроводам ВСТО.

В результате СВЧ-воздействия мощностью 540 Вт, выполненного в исследованиях [32-33] на тяжелые высоковязкие нефти Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна выявлено, что в зависимости от времени воздействия реологические свойства данных нефтей могут как улучшаться, так и наоборот, становиться хуже.

Большой интерес и популярность в научных кругах приобрели исследования воздействия микроволнового излучения на свойства высоковязких нефтей с целью повышения эффективности их транспортировки, выполненные в рамках диссертационной работы Цао Бо [34]. Выявлено, что при обработке тяжелой нефти месторождения Карамай (Китай) СВЧ полем с частотой 2450 МГц сначала вязкость уменьшается, затем достигает минимального значения, и по мере увеличения длительности СВЧ воздействия начинает расти. Кроме того выявлено, что СВЧ обработка данной нефти уменьшает температуру ее застывания.

Исследованиям реологических свойств нефти Кучуковского месторождения в присутствии поверхностно-активных веществ после обработки высокочастотным электромагнитным полем частоты 13,56 МГц посвящена работа [35]. Причем для изучения были взяты образцы с различным содержанием смол и асфальтенов. Вязкость нефтей замерялась на ротационном вискозиметре «Реотест-2» при скоростях сдвига от 3 до 1312 с⁻¹ в диапазоне температур от 20 до 70°С. В результате вязкость нефти из скважины с меньшим содержанием асфальтенов и смол (асфальтенов 2,6 %, смол 7,6 %) уменьшилась после добавления ПАВ и обработки, вязкость нефти из скважины с большим содержанием смол и асфальтенов (асфальтенов 3,4 %, смол 9,8%) значительно увеличилась после электромагнитной обработки.

Применение в качестве метода воздействия на нефтяную дисперсную систему (НДС) электромагнитного поля рассмотрено Р. А. Галимовым и другими [36]. Экспериментальные исследования авторы проводили на проточной установке, позволяющей, менять некоторые параметры ЭМ воздействия: скорость подачи нефтяного сырья, разделение нефти на центральный и периферийный

потоки и т.д. Объем нефти подвергшийся обработке – 3,0 л, частота тока промышленная – 50 Гц, начальная температура сырья – комнатная, потребляемая мощность генератора электромагнитного поля – 4,4 кВт. Рассматривалась нефть Аделяковского месторождения (плотность при 20°С равна 940,2 кг/м³) и сборная акташская нефть (плотность при 20°С равна 910,3 кг/м³, кинематическая вязкость при 20°С – 94,6 мм²/с). Оценивалось не только изменение реологических свойств нефтей, но и влияние времени обработки на это изменение (Рис. 1.3).

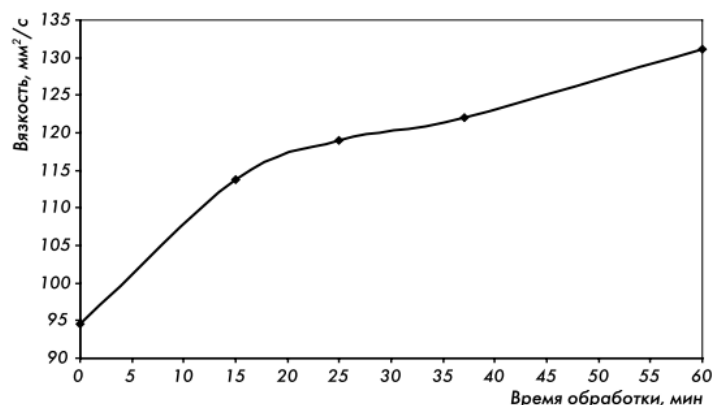


Рис. 1.3. Зависимость изменения реологических свойств нефти от продолжительности ЭМ обработки

Результаты воздействия ЭМ поля на параметры сборной Акташской нефти представлены в таблице 1.1.

Таб. 1.1. Результаты воздействия ЭМ поля на параметры Акташской нефти

Показатели	Время обработки, мин			
	16,7	8,3	11,7	23,3
Повышение вязкости относительно исходной нефти, % отн.	20,0	26,0	28,0	36,5
Повышение вязкости в отдельной стадии обработки относительно предыдущей, % отн.	20,0	6,0	2,0	8,5
Скорость повышения вязкости в ходе отдельной обработки, % отн./мин	1,2	0,7	0,2	0,4

Скорость повышения вязкости в ходе отдельной обработки, (мм ² /с)мин	1,2	0,6	0,3	0,4
---	-----	-----	-----	-----

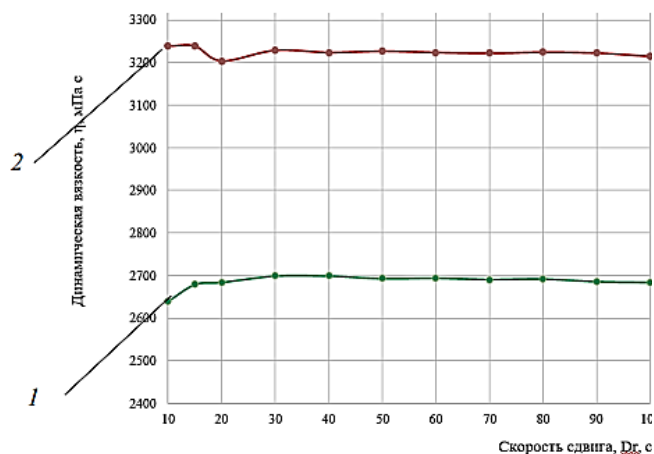
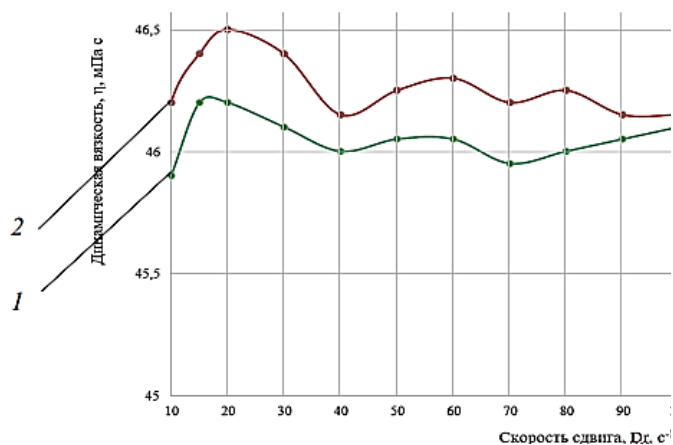
Как видно из рисунка и таблицы вязкость Акташской нефти при ЭМ обработке неуклонно повышается. Повышение вязкости здесь объясняется более сильным влиянием электромагнитных волн на процессы структурирования в составе нефтяных дисперсных систем в результате отщепления периферийных заместителей у конденсированных ароматических структур. Возможно, в процессе участвуют асфальто-смолистые вещества, характеризующиеся максимальным парамагнетизмом [37].

Влияние постоянного электромагнитного поля на реологические свойства, температуру застывания и энергетические параметры парафинистых нефтей нефти Усть-Тегусского и Игнялинского месторождений исследовано в работе [38]. В результате выявлено, что ЭМ обработка нефти Усть-Тегусского месторождения приводит к уменьшению ее с вязкости и температуры застывания. Время релаксации данных изменений более 24 ч. Обработка нефти Игнялинского месторождения приводит к незначительному понижению температуры ее застывания, После ЭМ обработки нефти Усть-Тегусского месторождения содержание асфальтеновых и смолистых компонентов снижается при увеличении доли масляной фракции. После ЭМ обработки нефти Игнялинского месторождения незначительно увеличивается содержание масляной фракции, а также снижается количество асфальтеновых и смолистых компонентов.

Изменение физико-химических свойств нефтей после электромагнитной обработки выявлено в исследованиях выполненных Хамидуллиным Р.Ф., и других. в работе [39]. В процессе изучения волнового воздействия установлено, что электромагнитная обработка является весьма селективной, при рассмотрении возможного изменения реологических параметров, физико-химических свойств и эксплуатационных характеристик исходного нефтяного сырья и позволяет добиться значительного улучшения вязкостных свойств избирательно и исключительно в отношении парафинистой нефти.

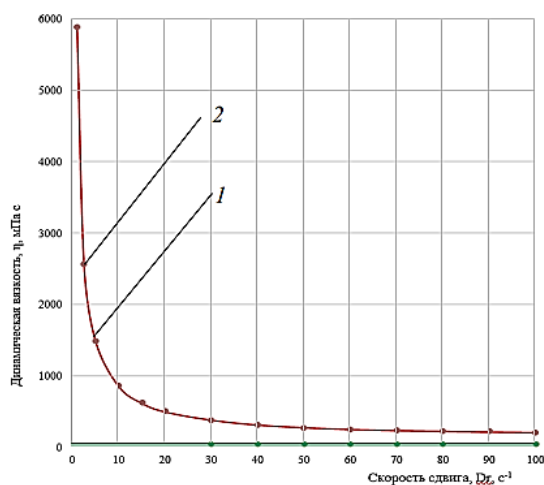
В ходе исследований были установлены оптимальные режимные параметры, позволяющие добиться максимального улучшения реологических свойств нефтей: напряжение переменного тока 380 В с частотой 50 Гц; время активации 5 минут в статических условиях. Для определения возможности транспортировки обработанной электромагнитным воздействием нефти на дальние расстояния по магистральным трубопроводам были проведены исследования оценки по возможной релаксации нефтей. Исследования проводились с 3 пробами нефтей, обработанных в зоне электромагнитного поля, в номинальном режиме – 5 мин активации с частотой тока 50 Гц. Вязкостные характеристики нефти улучшились, в связи с этим ключевым вопросом данного исследования являлось определение времени релаксации. Результаты исследований представлены на рисунке 1.4.

Для пробы №1 (Рис. 1.4 а) динамическая вязкость изменилась незначительно, время релаксации составляет более 16 дней. Для пробы №2 (Рис. 1.4 б) наблюдается более сильная релаксация, за 16 дней вязкость увеличилась более чем в 2 раза. У пробы парафинистой нефти №3 (Рис. 1.4 в.), характер изменения вязкости совсем иной. У всех исследованных образцов нефтей происходит частичное восстановление первоначальных вязкостных по истечении длительного периода релаксации. Таким образом, ЭМ обработка позволяет перекачивать вязкую нефть по магистральным трубопроводам при температуре 20°С без дополнительных технологических операций и оперативных вмешательств, например, путевого нагрева. В рамках представленной работы были проведены исследования по оценке влияния электромагнитной обработки на физико-химические свойства нефти, результаты которых приведены в таблице 1.2.



а) проба №1

б) проба №2



в) проба №3

1 – через 1 день, 2 – через 16 дней

Рис. 1.4 Изменение динамической вязкости проб нефти после ЭМ обработки [40]

Таб. 1.2. Результаты влияния электромагнитной обработки на физико-химические свойства 3 образцов нефти

№ п/п	Содержание в нефти в % масс	До активации			После активации		
		Проба 1	Проба 2	Проба 3	Проба 1	Проба 2	Проба 3
1	Мех. примесей	0,0091	0,021	0,024	0,033	0,021	0,024
2	Воды	0,064	0,034	следы	0,064	0,034	следы
3	Серы	0,87	1,33	0,3	0,87	1,33	0,28

4	Асфальтенов	3,19	6,93	0,8	4,08	7,25	0,6
5	Смол	8,22	18,37	3,4	9,14	20,06	1,8
6	Парафинов	6,94	1,24	22,1	5,87	1,09	16,6

Содержание парафинов во всех нефтях после ЭМ обработки снижается. Наиболее значительное снижение наблюдается у нефти № 3 в интервале с 22,1 до 16,6 % масс. В первых двух пробах нефтей после ЭМ обработки содержание смол и асфальтенов увеличилось, но незначительно, а у парафинистой нефти (проба № 3) наоборот волновое воздействие привело к снижению содержания смол и асфальтенов. При одновременном значительном снижении массовой доли парафинов в нефти пробы № 3, как видно, происходит улучшение реологических характеристик.

Предположительно изменение состава и свойств нефти объясняется тем, что при электромагнитной обработке в результате активации нефтяной дисперсной системы в АВС происходит низкотемпературный крекинг за счет возникающего и протекающего кавитационного эффекта [40]. При схлопывании пузырька в результате несферического сжатия возникают кумулятивные струйки, а в окрестности места исчезновения пузырька выделяется энергия. При этом в точке схлопывания пузырька температура может достигать 1000°С, а давление – 100 МПа [41]. Это говорит о возможности изменения состава и свойств нефтяного сырья путем гидродинамической кавитации. Применение электромагнитного воздействия на нефтяное сырье показывает возможность изменения кинетики процессов [41], происходящих в жидких системах при сообщении системе энергии, количество которой меньше энергии теплового движения.

Таким образом, электромагнитная обработка, с помощью которой можно без заметных внешних энергетических затрат или с использованием внутренних резервов вещества перестраивать структуру вещества является перспективным методом воздействия в виду ее экономичности, эффективности и доступности. Электромагнитная обработка позволяет за короткий промежуток времени достичь значительного уровня разрушения и перестроения структуры нефтяных

дисперсий и поддерживать этот уровень в течение некоторого времени с незначительной релаксацией [42-43].

Теперь рассмотрим некоторые технологии и методы осуществления электромагнитной обработки нефтей.

Ивановым В.А. [44] предлагается для ЭМ обработки применять спирально-линейный СВЧ излучатель. Суть предлагаемого метода заключается в следующем (Рис. 1.5): электрическая энергия преобразуется в энергию высокочастотного электромагнитного поля, которая подается с помощью линейного излучателя, расположенного по спирали на внутренней поверхности трубопровода. Для исключения контакта излучателя с подогреваемым продуктом, его покрывают слоем диэлектрика.

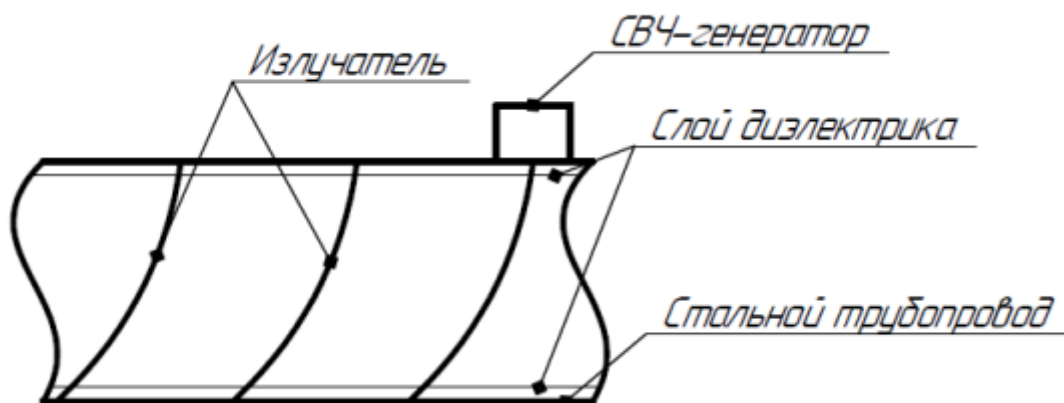


Рис. 1.5 Схема установки СВЧ-подогрева проточной жидкости в трубопроводе

Данный метод обладает следующими достоинствами:

- объемный нагрев позволяет равномерно прогреть продукт, находящийся в трубопроводе;
- возможно регулирование как мощности и глубины проникновения волны;
- прямой нагрев с малыми теплотерями

Модель эксперимента для получения эмпирических данных представлена на рисунке 1.6.

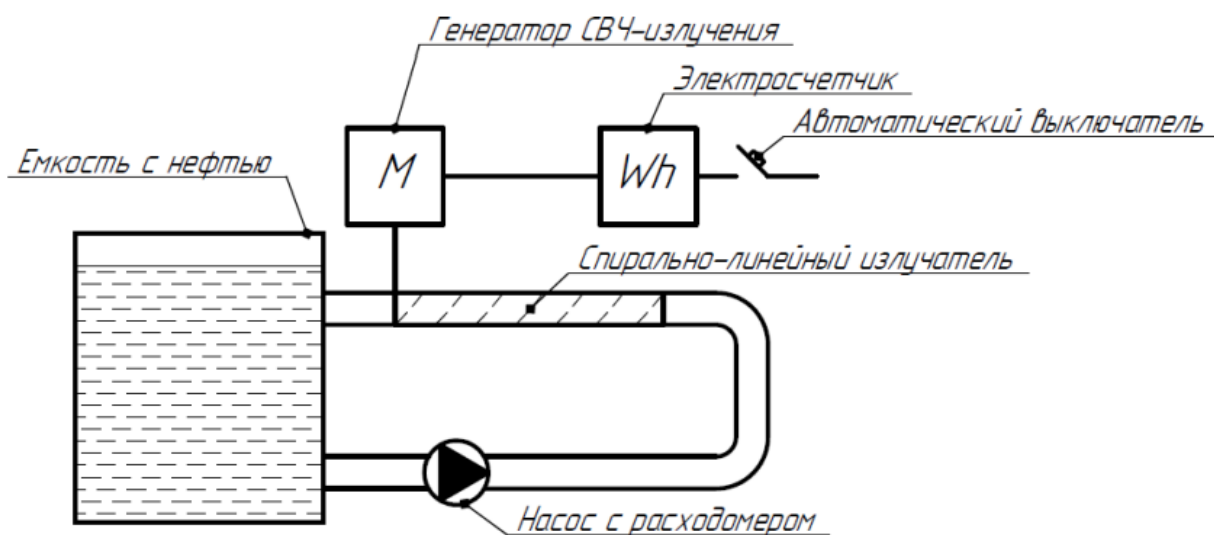


Рис. 1.6. Принципиальная схема экспериментальной установки

Модель состоит из следующих основных элементов: магнетрона, высоковольтных конденсаторов, выступающие в роли балласта, необходимые для питания магнетрона, повышающего трансформатора, также необходимый для питания магнетрона; счетчика электрической энергии, насоса.

Предлагается следующий порядок работы установки: емкость наполняется нефтью, измеряются начальные температура и вязкость, далее включается насос, после выхода на стационарный режим включается автомат, питающий магнетрон и его систему охлаждения. Далее периодически производят замер температуры и вязкости нефти, а также показания электрического счетчика.

Для качественного подтверждения эффекта разогрева нефти была собрана экспериментальная установка (Рис. 1.7), состоящая из генератора СВЧ-излучения и стеклянной емкости с нефтью.

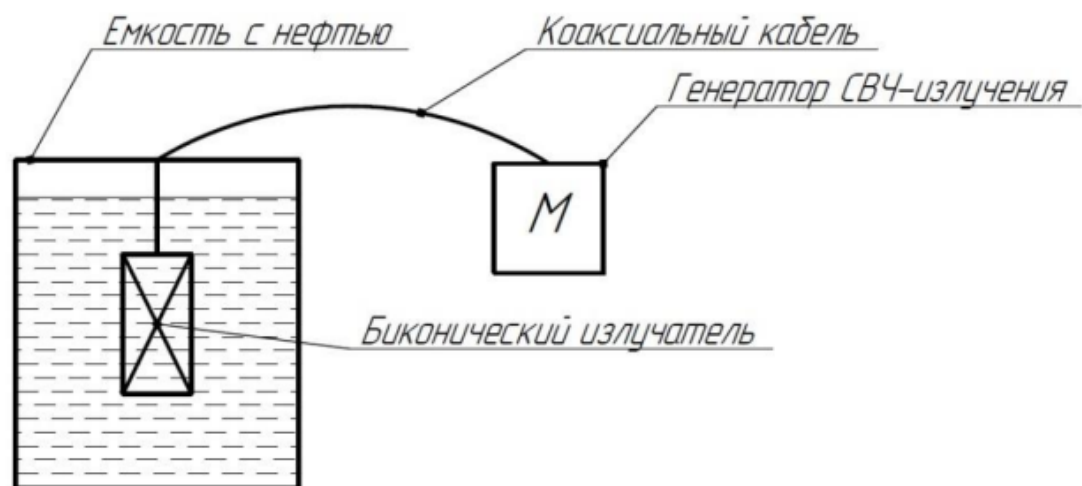


Рис. 1.7 Макет для нагрева нефти в емкости

Измерение температуры производилось с помощью тепловизора. В результате электромагнитного воздействия температура 7 литров нефти увеличилась с 8°C до 25°C за 12 минут, что подтверждает эффективность разогрева предлагаемым методом.

В исследованиях Морозова Н.Н., Кашкатенко Г.В. [45]. рассматривается микроволновой нагрев нефтепродуктов в трубопроводах, путем введения несимметричной полосковой линии внутрь трубопровода. Система представляет собой тефлоновую вставку, покрывающую внутреннюю поверхность трубопровода, фольгированную медной полосой в виде спирали, которая играет роль полосковой линии передач, с распределенными вдоль нее щелевыми излучателями (рис1.8).

Данная система позволяет вводить энергию равномерно в весь объем трубопровода и решает проблему согласования нагруженного фидера с источником излучения, а также использовать сравнительно маломощные (до 25 кВт) источники излучения, тем самым решая проблему СВЧ пробоев. Полосковая линия, является широкополосным фидером. И позволяет использовать энергию как СВЧ, так и ВЧ диапазонов, что делает эффективным электромагнитный нагрев для разных углеводородных систем

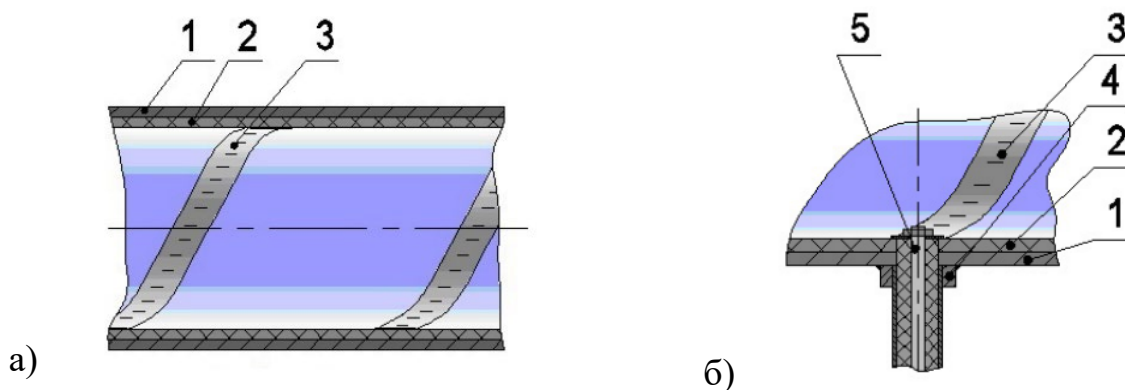


Рис. 1.8. Система взаимодействия СВЧ-энергии с нефтепродуктами в трубопроводе

а) общий вид; б) узел ввода СВЧ Энергии

1 – труба; 2 – тефлоновая вставка; 3 – спиральный электрод полосковой линии передач с щелевыми излучателями; 4 – фланец; 5 – коаксиальный фидер

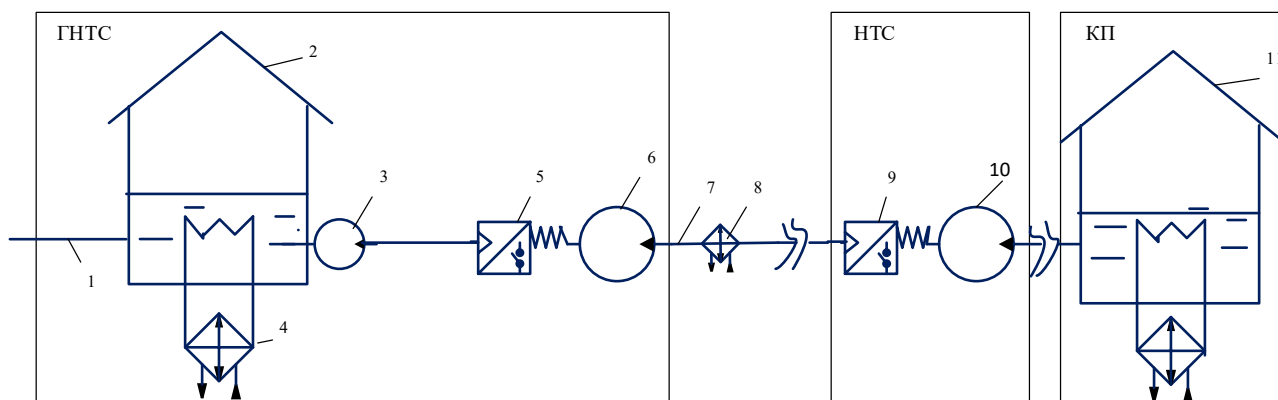
1.2 Выводы

Таким образом, проведенный обзор литературы позволяет сделать вывод о том, что воздействие электромагнитными полями может приводить как к улучшению, так и ухудшению реологических свойств нефти, в зависимости от ее состава. Для нефтей, чьи реологические свойства после ЭМ воздействия улучшаются, а это чаще всего высоковязкие асфальтеновые нефти, наблюдается более длительное, по сравнению с нагревом, время релаксации вязкости. В связи с этим можно сделать вывод о том, что ЭМ метод воздействия является достаточно перспективным методом улучшения реологических свойств высоковязких нефтей. Кроме того, уже сегодня есть целый ряд технических решений по осуществлению данного вида воздействия в промышленной практике.

2 Экспериментальная часть

2.1 Разработка адаптированной к практике трубопроводного транспорта методики обработки нефтей ЭМ полем

Анализ предлагаемых технических решений, привел к выводу о том, что наиболее оптимальным вариантом использования ЭМ излучения для обработки нефти является ее подготовка перед транспортировкой по горячему трубопроводу. Для проведения исследований разработана методика, соответствующая промышленной практике эксплуатации нефтепроводов (Рис. 2.1). Согласно этой методике предполагается замена дополнительных подогревателей (печи подогрева) - 4,10 на рисунке 2.1, отображающем схему «горячей» перекачки, и нагревательного элемента на пункте подогрева – 7, на пункты ЭМ обработки, также возможна схема, в которой дополнительно к печам подогрева устанавливаются пункты ЭМ обработки.



1 – Подводящий трубопровод; 2,11 – резервуары; 3 – подпорный насос; 4 – подогреватель; 5 – узел ЭМ обработки; 6,10 – основные насосы; 7 – магистральный нефтепровод; 8 – пункт подогрева; 9 – дополнительный пункт ЭМ обработки; ГНТС – головная насосно-тепловая станция; НТС – насосно-тепловая станция; КП – конечный пункт.

Рис.2.1. Принципиальная технологическая схема перекачки с ЭМ воздействием

По аналогии со схемой «горячей перекачки», на первой по потоку нефтеперекачивающей станции (НПС) производят ЭМ обработку нефти на

выходе из резервуарного парка, после подпорных насосных агрегатов. Далее обработанная нефть подается на магистральные насосные агрегаты, где под действием сообщенной ей гидравлической и электромагнитной энергий направляется на следующую по потоку НПС, по мере движения в нефтепроводе нефть остывает, поэтому предусматривается пункт подогрева. На следующей по потоку НПС происходит ее повторная обработка и последующая перекачка на следующую НПС, и так до достижения ею конечного пункта. Другими словами, нефть обрабатывается ЭМ полем на головном пункте, охлаждается по мере движения в нефтепроводе или хранения в резервуарном парке, затем нагревается, по мере необходимости обрабатывается и перекачивается до достижения ею конечного пункта.

В дальнейшем, при проведении экспериментальных исследований влияния СВЧ И ВЧ ЭМ полей, используется схема соответствующая разработанной методике. Нефть обрабатывается ЭМ полем, в результате этого воздействия нагревается, затем, с помощью холодильной установки охлаждается до температур близких к температурам нефти на глубине залегания нефтепровода (0-5 °С), затем осуществляется повторный нагрев нефти с фиксацией показаний вискозиметра.

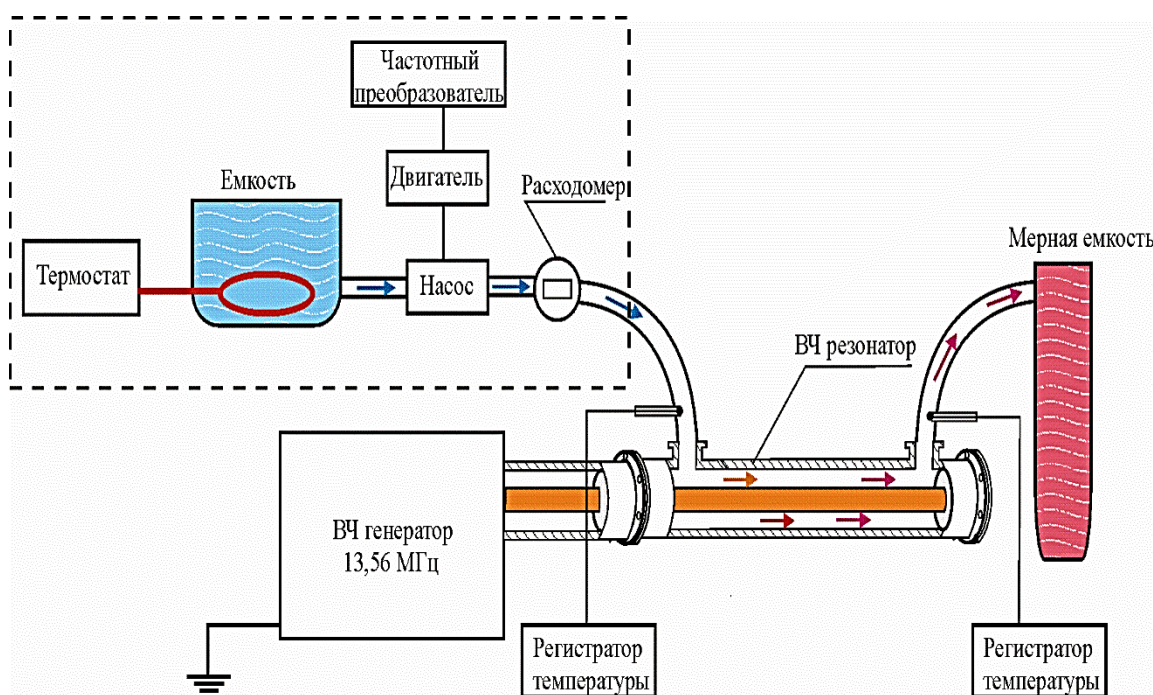
2.2 Экспериментальные исследования влияния ВЧ и СВЧ ЭМ обработок на реологические свойства высоковязких и парафинистых нефтей и их смесей

В данном подразделе исследуется влияние обработки электромагнитными высокочастотным и сверхвысокочастотным полями на реологические свойства, образцов нефти с различных месторождений и различного качества. В частности на смесь сернистой Тюменской и высокосернистой и парафинистой Арланской нефтей, на чистые высокосернистые парафинистые Арланскую и Девонскую, высоковязкую Ярегскую, а также сырые высоковязкие Уренгойскую и Тайлаковскую (Таб. 2.1)

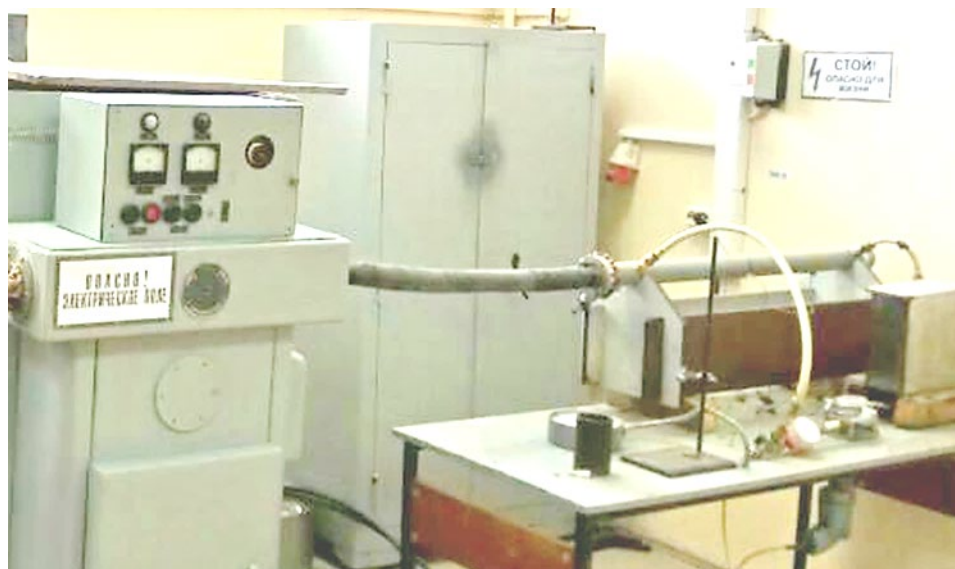
Таб. 2. 1. Субъекты исследования с данными об их составе

Наименование образца нефти	Содержание в нефти, % масс.			
	асфальтенов	смола	парафинов	серы
Ярегская	17,33	26,41	0,9	1,23
Тайлаковская	3,2	11,4	3,75	0,10
Девонская	3,01	10,84	5,8	2,71
Арланская	2,04	11,73	5,2	2,61
Тюменская	1,82	12,34	3,6	1,71
Уренгойская	0,92	10,6	3,8	0,06

В качестве экспериментальной установки ВЧ ЭМ воздействия использовался лабораторный стенд высокочастотного четвертьволнового резонатора (рис. 2.2, 2.3), собранный на базе лаборатории ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий». Данный стенд позволяет проводить обработку нефтей как в статическом, так и в динамическом режимах.



а)



б)

а) принципиальная схема, б) общий вид

Рис. 2.2. Принципиальная схема и общий вид высокочастотной электромагнитной установки (13,56 МГц)

В качестве экспериментальной установки СВЧ ЭМ воздействия был применен СВЧ – генератор частоты 2,4 ГГц. Обработка нефтей СВЧ ЭМ полем производилась в статическом режиме. В результате сравнения полученных экспериментальных данных по различным свойствам нефтей после их ВЧ ЭМ обработки в статическом и динамическом режимах, СВЧ обработки в статическом режиме было выявлено, что:

1. При ВЧ ЭМ обработке указанных нефтей в статическом и динамическом режимах результаты воздействия аналогичны

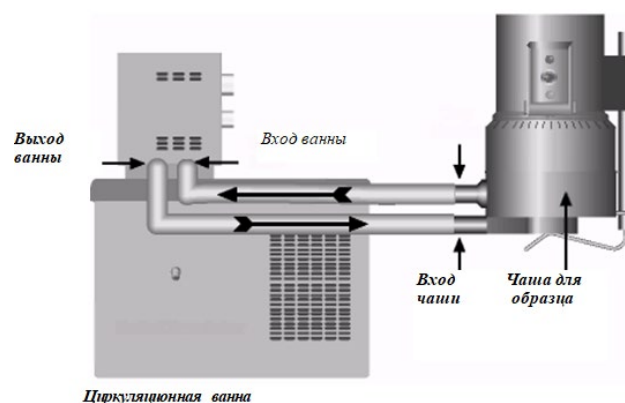
2. СВЧ ЭМ воздействие на нефти менее эффективно, по сравнению с ВЧ.

В связи с вышесказанным, а также с тем, что, как правило, в практике трубопроводного транспорта нефтей наибольшее распространение получили динамические режимы работы. В работе сделан основной акцент на исследования ВЧ ЭМ воздействия на нефти и их смеси в динамическом режиме. Для сравнения эффективности ВЧ и СВЧ методов воздействия, приведены данные по результатам статических исследований СВЧ ЭМ воздействия.

ВЧ ЭМ воздействие на нефти осуществлялось в динамическом режиме. Объем образца нефти составлял 500 мл. Нефть прокачивалась через узел обработки электромагнитным полем в течении трех минут и нагревалась до температуры 45°C. С целью выявления влияния ВЧ ЭМ обработки на реологические свойства исследуемого образца нефти, было выполнено охлаждение нефти в холодильной установке с последующим пошаговым нагревом и определением значений вязкости при различных температурах. (Рис. 2.3). С этой целью был использован ротационный вискозиметр Брукфильда – Brookfield DV-II+Pro [46] в качестве основного оборудования, в качестве вспомогательного оборудования были задействованы: термостат WiseCircu, цифровой термометр с термопарой, мерные шприцы и колбы, а также программное обеспечение RheoCalc T[47] предназначенное для вискозиметров Брукфильда.



а)



б)

а)общий вид экспериментальной установки; б)компоновка водяной ванны для термостатирования чаши с нефтью

Рис. 2.3 Ход эксперимента

Шпиндель ротационного вискозиметра DV-II+PRO погружался в испытуемую жидкость, помещенную в чашу, вязкое сопротивление жидкости вращению шпинделя определялось по изменению скорости привода. Изменение скорости привода определялось с помощью датчика вращения.

СВЧ обработка нефтей в статическом режиме производилась следующим образом: нефть в объеме 500 мл помещалась в СВЧ – генератор, частоты 2,4 ГГц и обрабатывалась в нем в течение 3 минут. В результате воздействия, образец нагревался до температуры 45°С .

С целью выявления влияния СВЧ ЭМ обработки на реологические свойства исследуемого образца нефти, обработанная полем нефть температуры 45°С охлаждалась в холодильной установке. Затем образец нефти помещался в измерительную чашу вискозиметра Brookfield DV-II+Pro, где с последующим пошаговым нагревом осуществлялась регистрация показаний вязкости (Рис. 2.3) с помощью программного обеспечения RheoCalc T.

Для Девонской, Ярегской и Тайлаковской нефтей, нефтей, были дополнительно выполнены исследования влияния нагрева до 45 °С градусов с последующим охлаждением до 3 °С на реологические свойства. Для нагрева была использована электрическая нагревательная лабораторная плита «ES-HF3040» предназначенная для быстрого и равномерного нагрева стаканов, колб и других емкостей в условиях лаборатории. Нагреваемый образец помещался в лабораторную колбу объема 500 мл, колба устанавливалась на плиту, где образец подвергался нагреву до температуры 45 °С. Фиксация температуры осуществлялась как по мере нагрева, так и после его завершения, цифровым термометром с термопарой и термометром ТЛ-4. Затем колба с нагретой нефтью помещалась в холодильную установку, где нефть охлаждалась до 3 °С. Охлажденная нефть помещалась в измерительную чашу вискозиметра Brookfield DV-II+Pro, где производился ее пошаговый нагрев с регистрацией показаний вязкости.

Реологические кривые, полученные в результате нагрева, ВЧ ЭМ, СВЧ ЭМ методов воздействия на исследованные нефти представлены на рисунках 2.4-2.18.

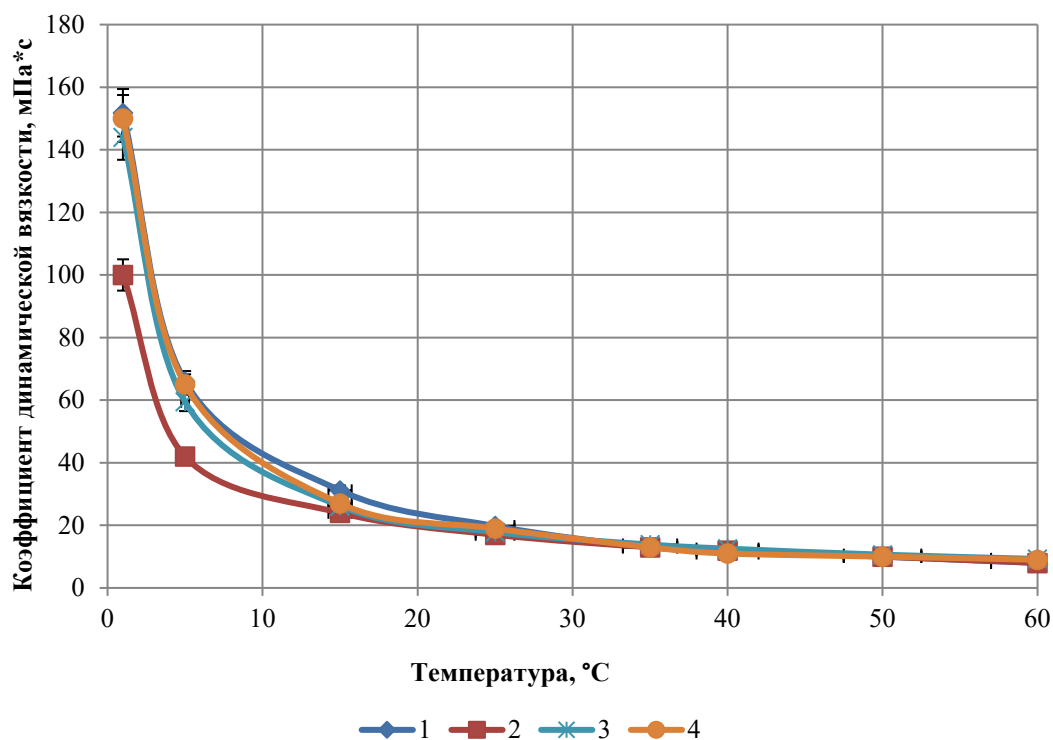


Рис. 2.4 Зависимость коэффициента динамической вязкости Девонской нефти от температуры

1 – Коэффициенты динамической вязкости необработанной Девонской нефти; 2 – после обработки ВЧ ЭМ полем; 3 – после тепловой обработки; 4 – после СВЧ ЭМ обработки.

В результате анализа данных представленных на рисунке 2.4 можно сделать выводы о том, что ВЧ ЭМ воздействие на Девонскую нефть, приводит к улучшению ее реологических характеристик. Коэффициент динамической вязкости снижается в температурном диапазоне от 1 до 30 С° (красная кривая), например при 5 градусах на 40 %. СВЧ ЭМ воздействие существенного влияния на реологические свойства данной нефти не оказывает (оранжевая кривая); кривые зависимости коэффициента динамической вязкости Девонской нефти без обработки и после СВЧ практически накладываются друг на друга. Тепловая обработка, заключающаяся в предварительном нагреве до 45 градусов с дальнейшим охлаждением (голубая кривая) не имеет существенного влияния на реологические свойства девонской нефти. При повышении температуры

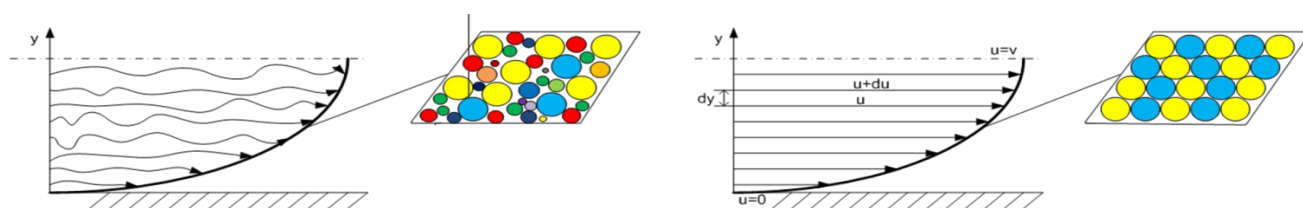
девонской нефти более 30 °С все реологические кривые накладываются друг на друга, так как преимущественное влияние имеет тепловое воздействие.

Сравнение реологической кривой полученной после тепловой обработки Девонской нефти с кривой, полученной после ВЧ ЭМ воздействия, позволяет сделать вывод о том, что улучшение реологических свойств данной нефти связано с так называемым «нетепловым» эффектом от электромагнитного воздействия. Этот эффект заключается в том, что после воздействия ВЧ ЭМ полем наблюдается некоторая ориентация компонентов. Полярные компоненты (асафальтены) ориентируются в направлении действия поля, структура нефти значительно изменяется, выравнивается плоскость скольжения, по которой происходит сдвиг жидкости (Рис. 2.5), что в свою очередь приводит к наблюдаемому уменьшению вязкости. Согласно закону вязкого трения Ньютона:

$$\tau = -\mu \frac{du}{dy}, \quad (2.1)$$

где μ – коэффициент динамической вязкости, $\frac{du}{dy}$ – градиент скорости.

Чем меньше напряжение трения, тем меньше относительная скорость сдвига слоя жидкости.



а) плоскость скольжения до ВЧ ЭМ воздействия

б) плоскость скольжения после ВЧ ЭМ воздействия

Рис. 2.5. Изменение плоскости скольжения жидкости под действие ЭМ поля

Для определения того, как долго сохраняется эффект от ВЧ ЭМ обработки, проведены дополнительные исследования, заключающиеся в определении и фиксации реологических свойств данной нефти через три и пять дней после ВЧ ЭМ обработки (Рис. 2.6).

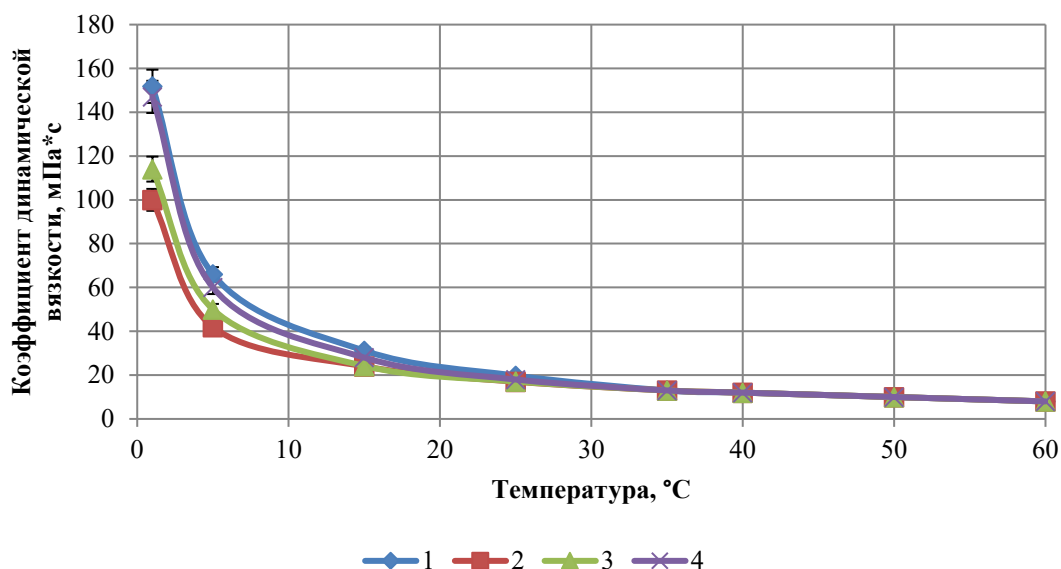


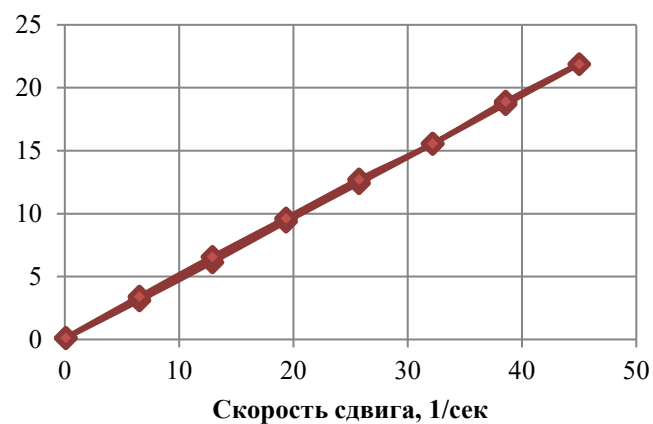
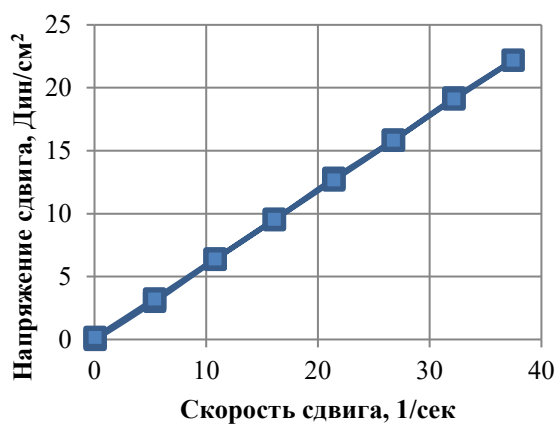
Рис. 2.6. Зависимость коэффициента динамической вязкости девонской нефти от температуры после ВЧ ЭМ обработки от времени

1 – необработанная нефть; 2 – после обработки ВЧ ЭМ полем; 3 – через 3 дня после обработки ВЧ ЭМ полем; 4 – через 5 дней после обработки ВЧ ЭМ полем.

Анализ данных представленных на рисунке 2.6 позволяет сделать следующий вывод: время релаксации реологических свойств девонской нефти после ВЧ ЭМ обработки составляет более 5 дней, по прошествии этого периода времени исходная реологическая характеристика нефти совпадает с реологической характеристикой после ВЧ ЭМ обработки (фиолетовая и голубая кривые). Восстановление реологических свойств нефти происходит постепенно и плавно, об этом свидетельствует зеленая кривая, соответствующая значениям реологических характеристик на 3 день после обработки и занимающая промежуточное положение между исходной реологической кривой и кривой полученной после ВЧ ЭМ воздействия на нефть.

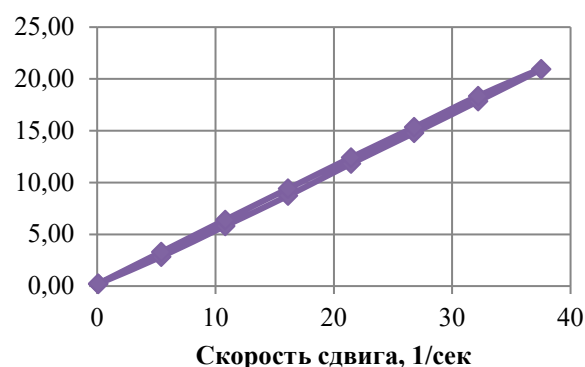
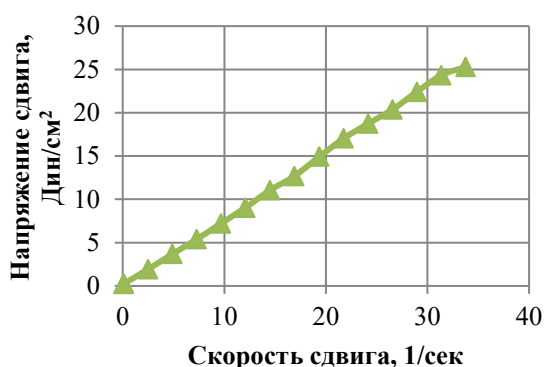
Известно, что жидкости, вязкость которых зависит не только от скорости сдвига, но и от времени действия внешней силы называются тиксотропными. Для оценки тиксотропных свойств Девонской нефти были выполнены исследования с возрастающей, а затем убывающей скоростями сдвига. На рисунке 2.7

представлены сведения о зависимости напряжения сдвига девонской нефти от скорости сдвига.



а) необработанная нефть

б) нефть после ВЧ ЭМ обработки



в) нефть после СВЧ ЭМ обработки

г) нефть после нагрева с последующим охлаждением

Рис. 2.7 Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига девонской нефти при температуре 7 °С

Как видно из рисунка 2.7, образец Девонской нефти подвергшийся исследованию, при температуре 7 °С проявляет слабые тиксотропные [48] свойства (до обработки ВЧ ЭМ полем, после нагрева с последующим охлаждением), после ВЧ ЭМ воздействия проявления тиксотропных свойств не наблюдается.

Итак, в диапазоне температур от 1 до 30°С ВЧ ЭМ обработка Девонской нефти приводит к значительному улучшению ее реологических характеристик,

причем чем ниже температура нефти, тем выше эффективность воздействия. Данный температурный диапазон является рабочим в практике эксплуатации неизотермических нефтепроводов. Время релаксации свойств девонской нефти составляет более 5 дней [49].

Рассмотрим данные по исследованиям влияния ЭМ обработки на реологические свойства Арланской нефти (Рис. 2.8). Данная нефть также как и Девонская нефть не обладает свойством тиксотропии в интервале рассматриваемых температур.

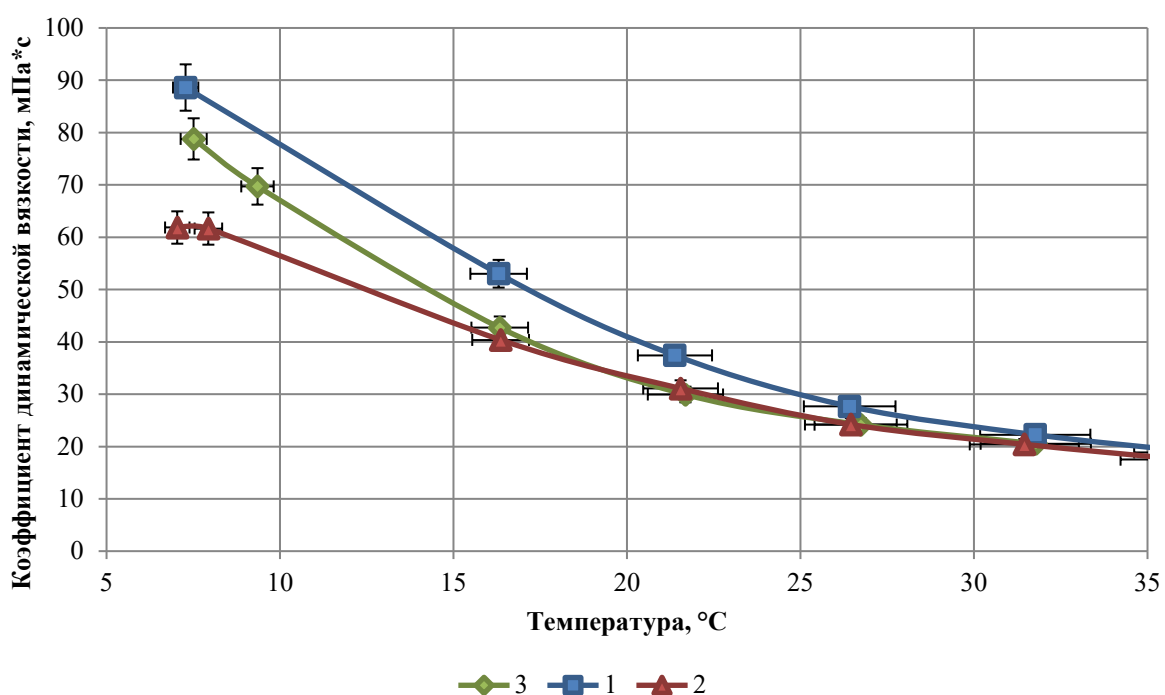


Рис. 2.8 Зависимость коэффициента динамической вязкости Арланской нефти от температуры после ВЧ и СВЧ ЭМ обработок от времени
1 – Необработанная нефть; 2 – после ВЧ ЭМ обработки; 3 – после СВЧ ЭМ обработки.

Из рисунка 2.8 видно, что непосредственно после СВЧ и ВЧ ЭМ воздействий, реологические свойства Арланской нефти улучшаются, коэффициенты динамической вязкости снижаются. Улучшение реологических свойств наблюдается в температурном диапазоне 1 до 30 С°. Вязкость уменьшается примерно 1,5 раза, снижение вязкости нефти в результате ВЧ метода

воздействия (красная кривая) более значительно чем для СВЧ метода (синяя кривая). Максимальное снижение вязкости наблюдается при температуре 7 С° и составляет величину 20сПз .

На рисунке 2.9 представлены сведения о зависимости напряжения сдвига Арланской нефти от скорости сдвига.

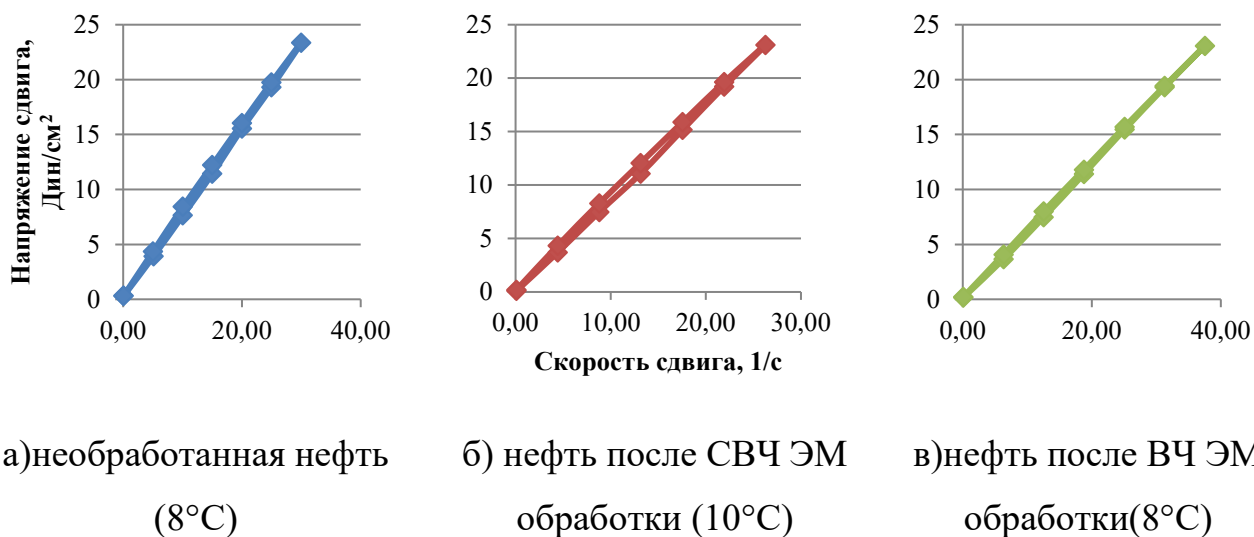


Рис. 2.9. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига для необработанной и обработанной ВЧ и СВЧ ЭМ полями Арланской нефти

Как видно из рисунка 2.9 образец Арланской нефти при температурах 7-10 С° проявляет незначительные тиксотропные [48] свойства (до обработки ВЧ ЭМ полем, после СВЧ ЭМ воздействия), после ВЧ ЭМ воздействия проявления тиксотропных свойств не наблюдается.

Для Тюменской нефти результаты исследований аналогичны (Рис. 2.10).

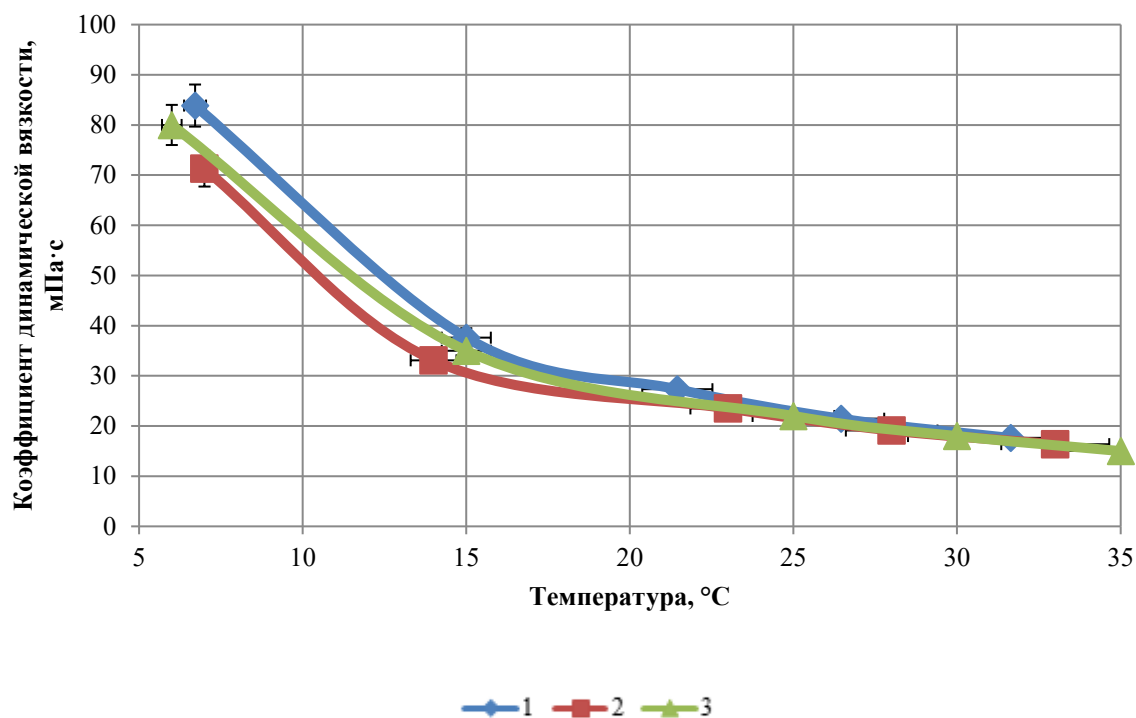
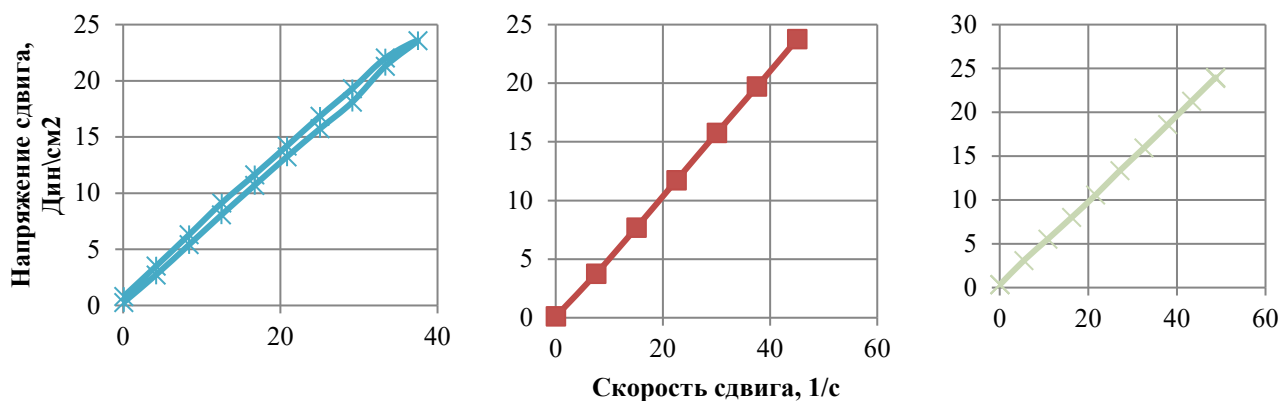


Рис. 2.10. Зависимость коэффициента динамической вязкости Тюменской нефти от температуры после ВЧ и СВЧ ЭМ обработок от времени
 1 – необработанная нефть; 2 – после ВЧ ЭМ обработки; 3 – после СВЧ ЭМ обработки.

У Тюменской нефти непосредственно после СВЧ и ВЧ ЭМ воздействий реологические свойства улучшаются в температурном диапазоне от 1 до 15 °С. Например для температуры 7 °С, коэффициент динамической вязкости Тюменской нефти после ВЧ ЭМ воздействия уменьшается примерно 1,3 раза, после СВЧ ЭМ воздействия в 1,1 раз.

На рисунке 2.11 представлены сведения о зависимости напряжения сдвига необработанной и обработанной Тюменской нефтей от скорости сдвига.



а) необработанная нефть (5°C) б) нефть после СВЧ ЭМ в) нефть после ВЧ ЭМ обработки (5°C) обработки (5°C)

Рис. 2.11. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига для необработанной и обработанной ВЧ и СВЧ ЭМ полями Тюменской нефти

Как видно из рисунка 2.11 образец Тюменской нефти подвергшийся исследованию, при температуре 5°C проявляет незначительные тиксотропные [48] свойства (до обработки), которые после СВЧ и ВЧ ЭМ воздействий практически пропадают.

Рассмотренные выше Девонская, Тюменская и Арланская нефти, парафинистые и ньютоновские их вязкость практически не зависит от режима деформирования. Наибольший интерес с научной точки зрения представляют так называемые «неньютоновские» с ухудшенной реологией, вязкие и высокозастывающие нефти. К таким относятся Уренгойская, Тайлаковская и Ярегская нефти. Для прогнозирования работы нефтепроводов перекачки перечисленных нефтей, достаточно полезным стало бы знание уравнений зависимости вязкости перечисленных нефтей от температуры.

Результаты экспериментальных исследований Ярегской нефти представлены на рисунке 2.12 .

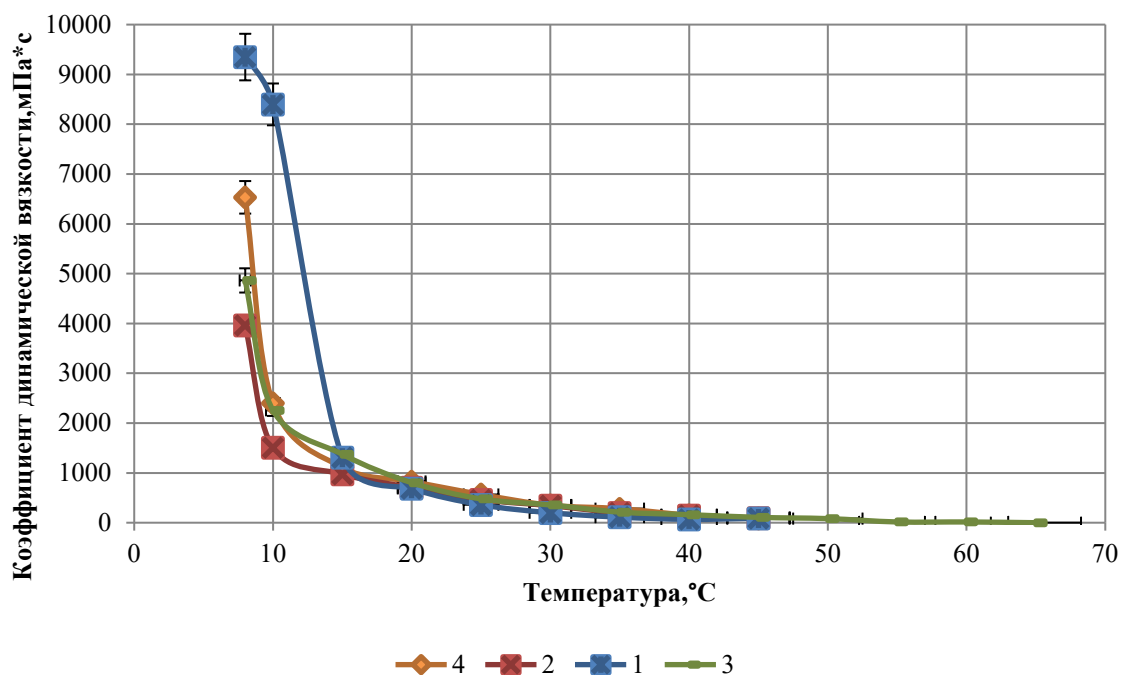


Рис. 2.12. Зависимость коэффициента динамической вязкости Ярегской нефти от температуры при тепловом нагреве и после различных видов ЭМ воздействий

1 – необработанная нефть; 2 – после ВЧ ЭМ обработки; 3 – после СВЧ ЭМ обработки, 4 – после тепловой обработки.

Для Ярегской нефти СВЧ и ВЧ ЭМ обработка приводит к улучшению реологических свойств, вязкость снижается более чем на 50 %, при температуре близкой к 0°С. Разница в изменении коэффициентов динамической вязкости Ярегской нефти после ВЧ ЭМ и теплового методов воздействия (синяя и красная кривые) составляет величину порядка 1,25 раз, т.е. и здесь наблюдается «нетепловой эффект» от ВЧ ЭМ воздействия, не столь значительный, как например для Тайлаковской нефти. Температурный диапазон в котором эффективны рассмотренные методы обработки составляет 1-20 °С.

Данные исследований зависимости коэффициента динамической вязкости Ярегской нефти от температуры после ВЧ ЭМ обработки от времени представлены на рисунке 2.13.

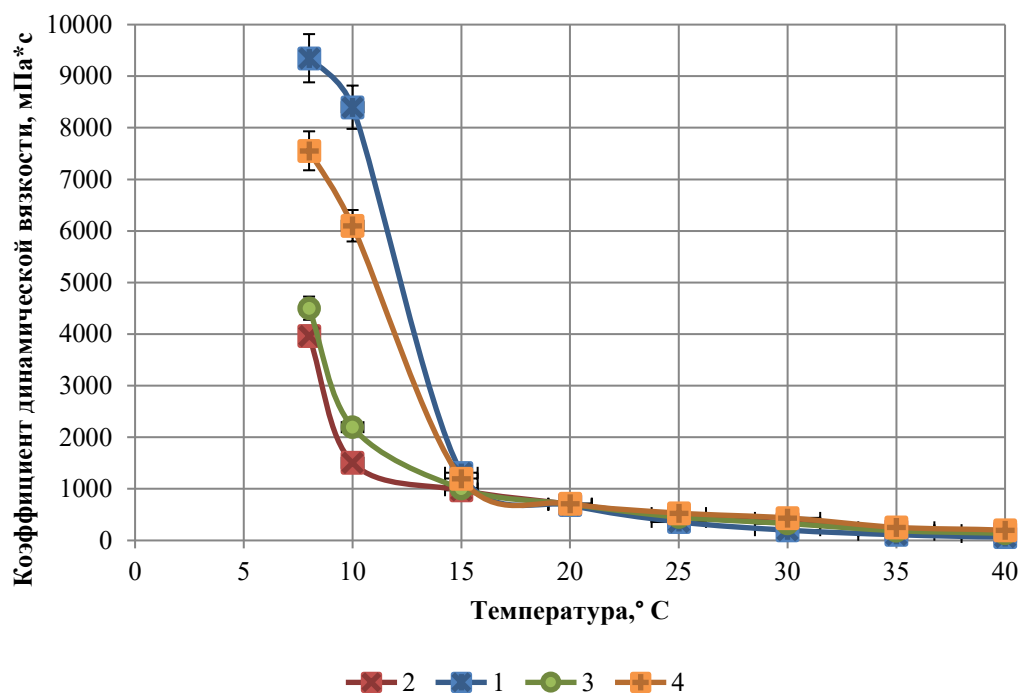


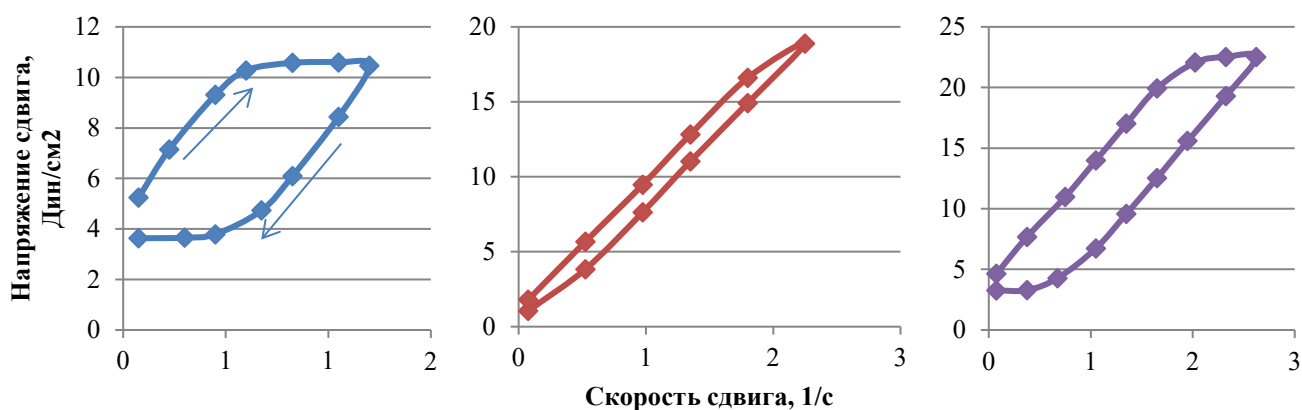
Рис. 2.13. Зависимость коэффициента динамической вязкости Ярегской нефти от температуры после ВЧ ЭМ обработки от времени
 1 – необработанная нефть; 2 – после обработки ВЧ ЭМ полем; 3 – через 3 дня после обработки ВЧ ЭМ полем; 4 – через 5 дней после обработки ВЧ ЭМ полем.

Из данных, представленных на рисунке 2.13, следует, что основным преимуществом ВЧ ЭМ обработки Ярегской нефти, является сравнительно долгое время релаксации вязкостных характеристик – более 5 дней (фиолетовая кривая).

Таким образом, в температурном диапазоне от 1 до 20°C для Ярегской нефти эффект улучшения реологических свойств от СВЧ и теплового методов обработки практически одинаков, от ВЧ обработки наиболее выражен и имеет значительный период релаксации – более 5 дней[49].

Ярегская нефть является так называемой «аномальной» нефтью, в связи с высоким содержанием асфальтенов, данная нефть обладает тиксотропными свойствами. Для оценки тиксотропных Ярегской нефти, так же как и для предыдущих нефтей, были выполнены исследования реологических свойств с возрастающей, а затем убывающей скоростями сдвига. Реологические кривые

зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига, полученные в результате, представлены на рисунке 2.14



а) необработанная нефть (20°C) б) нефть после ВЧ ЭМ обработки (20°C) в) нефть после нагрева (20°C)

Рис. 2.14. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига для необработанной и обработанной ВЧ и СВЧ ЭМ полями Ярегской нефти (стрелками указано направление приложения нагрузки)

Анализ рисунка 2.14 позволяет сделать вывод о том, что данная нефть является нелинейно-вязкопластичной, поведение таких жидкостей хорошо описывается моделью Балкли-Гершеля, кроме того она неустойчивая - тиксотропная, так как видны характерные для тиксотропных жидкостей петли гистерезиса. Как видно из рисунка, ВЧ ЭМ обработка Ярегской нефти приводит к уменьшению площади петли гистерезиса, а значит ослаблению тиксотропных свойств данной нефти. Нагрев, с последующим охлаждением тоже привел к уменьшению площади петли гистерезиса, и к уменьшению величины предельного напряжения сдвига, но не столь значительному как ВЧ ЭМ воздействие. Также из рисунка 2.14 видно, как меняется реологическая характеристика Ярегской нефти: реологическая характеристика необработанной нефти (а) характеризует нелинейно-вязкопластичную жидкость и соответствует модели Балкли-Гершеля, реологическую характеристику нефти после ВЧ ЭМ воздействия (б) можно

рассматривать как вязкопластичную жидкость и описывать ее поведение моделью Шведова- Бингама.

Таким образом, ВЧ ЭМ воздействие приводит к достаточно существенным изменениям реологических свойств рассмотренной Ярегской нефти.

Данные по результатам ЭМ и теплового методов воздействия на нефть Тайлаковского месторождения приведены на рисунке 2.15.

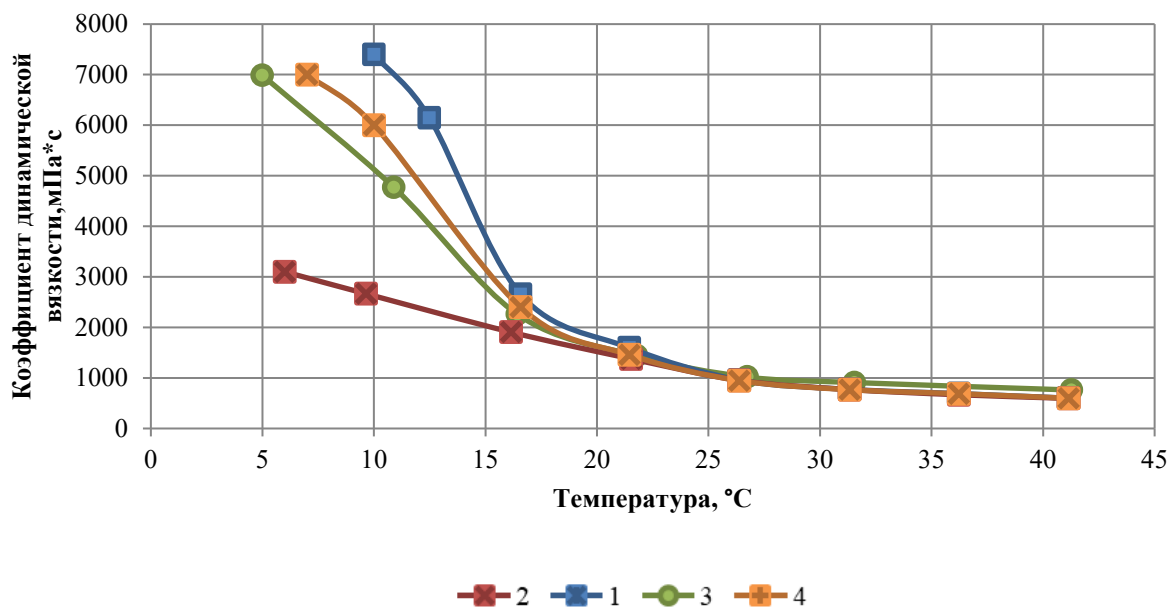
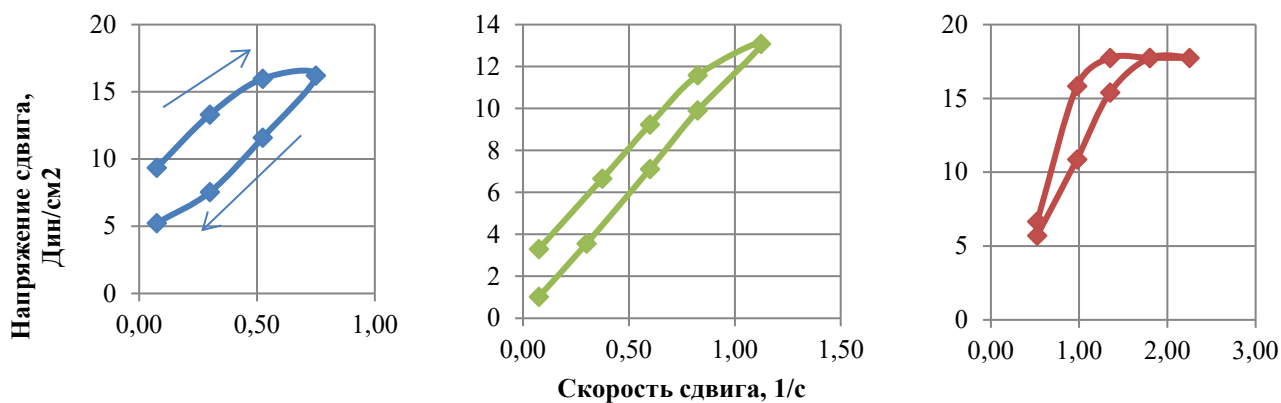


Рис. 2.15. Зависимость коэффициента динамической вязкости Тайлаковской нефти от температуры

1 – необработанная нефть; 2 – после ВЧ ЭМ обработки; 3 – после СВЧ ЭМ обработки, 4 – после тепловой обработки.

Тайлаковская нефть тоже является «аномальной» и обладает тиксотропными свойствами. Реологические кривые зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига, полученные в результате ее исследования, представлены на рисунке 2.16.



а) необработанная нефть (20°С) б) нефть после ВЧ ЭМ обработки (20°С) в) нефть после нагрева (20°С)

Рис. 2.16. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига для необработанной и обработанной ВЧ и СВЧ ЭМ полями Тайлаковской нефти (стрелками указано направление приложения нагрузки)

Как видно из рисунка 2.16, ВЧ ЭМ обработка Тайлаковской нефти приводит к уменьшению площади петли гистерезиса, ослаблению тиксотропных свойств данной нефти в большей степени, чем нагрев с последующим охлаждением. Также из рисунка видно, как меняется реологическая характеристика Тайлаковской нефти: реологическая характеристика необработанной нефти (а) характеризует нелинейно-вязкопластичную жидкость и соответствует модели Балкли-Гершеля, реологическая характеристика нефти после ВЧ ЭМ воздействия (б) характеризует псевдопластичную либо дилатантную жидкости (в зависимости от направления приложения нагрузки), приближенно, можно рассматривать нефть после ВЧ ЭМ обработки как вязкопластичную жидкость и описывать ее поведение моделью Шведова-Бингама. В отличие от Ярегской нефти, где нагрев с последующим охлаждением привел к уменьшению предельного напряжения сдвига, для Тайлаковской нефти нагрев не повлиял на предельное напряжение сдвига, но привел к уменьшению площади петли гистерезиса.

Из результатов экспериментов представленных на рисунках 2.15-2.16 следует, что наиболее эффективной для Тайлаковской нефти оказалась ВЧ ЭМ

обработка, вязкость после этого вида обработки снижается более чем на 70% при температурах до 10 градусов [50]. Причем, при сравнении результатов ВЧ обработки (зеленая кривая) с тепловой (фиолетовая) очевиден, значительный «нетепловой» эффект от ВЧ ЭМ воздействия на данную нефть. СВЧ ЭМ обработка тоже приводит к улучшению реологических свойств Тайлаковской нефти, но не столь значительному как ВЧ. Температурный диапазон, в котором сохраняется эффект от различных видов воздействия на данную нефть, составляет 1–20°C[51].

У нефти Уренгойского месторождения, (Рис. 2.17), эффективность от применения ЭМ полей для улучшения реологических свойств чуть меньше.

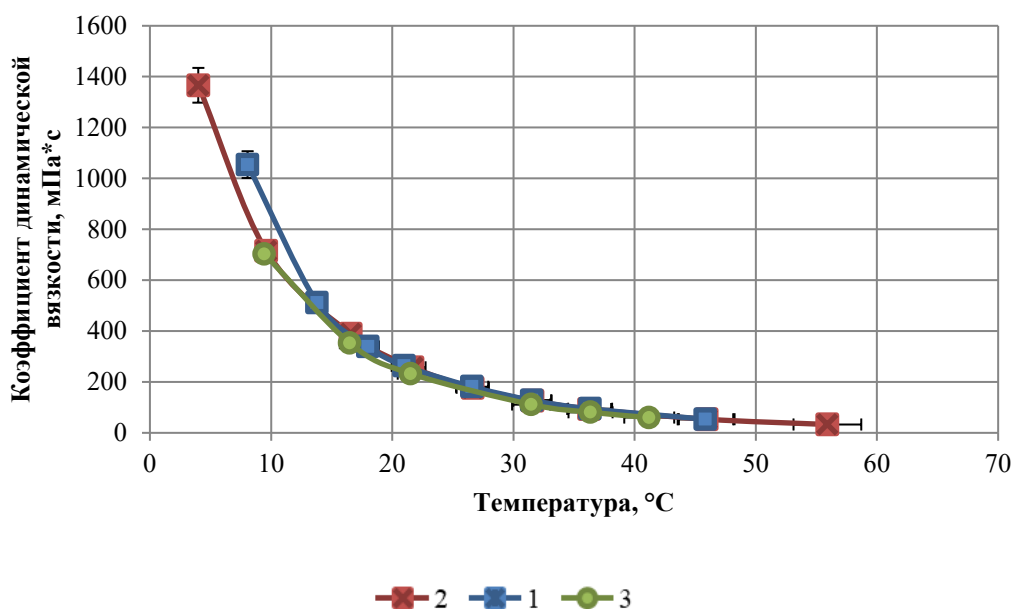
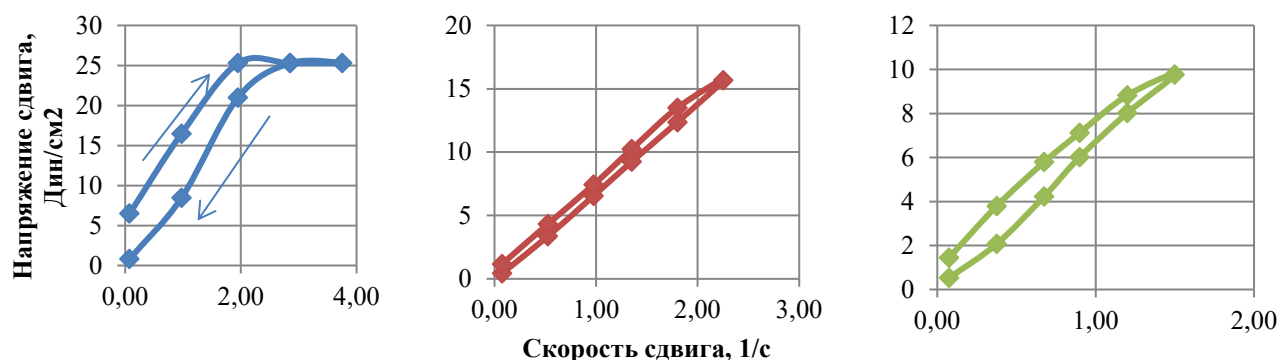


Рис. 2.17. Зависимость коэффициента динамической вязкости Уренгойской нефти от температуры после ВЧ и СВЧ ЭМ обработок от времени
1 – необработанная нефть; 2 – после ВЧ ЭМ обработки; 3 – после СВЧ ЭМ обработки

ВЧ и СВЧ ЭМ обработки (зеленая и красная кривые) незначительно улучшают реологические свойства Уренгойской нефти, причем степень эффективности обоих методов аналогична и наиболее выражена в интервале температур 0-15 °C.

Реологические кривые зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига Уренгойской нефти, представлены на рисунке 2.18.



а) необработанная нефть (10°C) б) нефть после ВЧ ЭМ в) нефть после нагрева (10°C) обработки (10°C)

Рис. 2.18. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига для необработанной и обработанной ВЧ и СВЧ ЭМ полями Уренгойской нефти (стрелками указано направление приложения нагрузки)

Из рисунка 2.18 видно, что СВЧ и ВЧ ЭМ обработки Уренгойской нефти приводят к уменьшению площади петли гистерезиса, ослаблению незначительных тиксотропных свойств данной нефти. Реологическая характеристика Уренгойской нефти до обработки схожа с реологической характеристикой псевдопластичных жидкостей (а) после ВЧ ЭМ воздействия (б) нефть ведет себя как ньютоновская жидкость, предельное напряжение сдвига снижается до 0 Дин/см².

Эффективность влияния ЭМ воздействия на нефти определяется их составом. Ярегская нефть, обладает самым высоким содержанием смол (26% масс.), поэтому даже несмотря на столь же значительное содержание полярных асфальтенов (17% масс.) демонстрирует меньший «нетепловой эффект» от ВЧ ЭМ воздействия. Для Тайлаковской, Девонской, Арланской и Тюменской нефтей очевидна высокая степень эффективности ВЧ ЭМ воздействия, и один схожий порядок содержания асфальтенов (около 2-3 %), парафинов (около 4-5%) и смол (11-12%). Как отмечалось ранее, чем больше асфальтенов, тем наиболее выражен

эффект от ЭМ воздействия так как именно асфальтены являясь полярными, выстраиваются вдоль линия действия поля, снижая тем самым, напряжение трения слоев жидкости друг о друга. В Уренгойской нефти асфальтенов содержится порядка 1% поэтому для нее эффект от ЭМ воздействия не столь значителен[52-55].

Согласно ГОСТ 11851-2018 [56] по содержанию парафинов нефти по содержанию парафина подразделяют на три вида: малопарафиновые– менее 1,5% масс.; парафиновые – от 1,5 до 6%; высокопарафиновые – более 6%. По содержанию серы, согласно ГОСТ Р 51858-2002 [75] на 4 вида: малосернистая, сернистая, высокосернистая, особо высокосернистая. Классификация исследованных нефтей по содержанию парафина и серы представлена в таблице 2.2.

Таб. 2.2. Классификация исследованных нефтей по содержанию парафинов

Наименование образца нефти	Содержание парафинов, % масс.	Вид нефти	Содержание серы, % масс.	Вид нефти
Ярегская	0,9	малопарафиновый	1,23	сернистая
Тайлаковская	3,75	парафиновый	0,10	малосернистая
Девонская	5,8	парафиновый	2,71	высокосернистая
Арланская	5,2	парафиновый	2,61	высокосернистая
Тюменская	3,6	парафиновый	1,71	сернистая
Уренгойская	3,8	парафиновый	0,06	малосернистая

Из таблицы видно, что все исследованные нефти, за исключением Ярегской являются нефтями парафинового ряда. Ярегская нефть является высокоасфальтеновой, малопарафинистой и демонстрирует несколько отличное от остальных нефтей поведение после ВЧ ЭМ воздействия. Исследованные неньютоновские нефти обладают не столь значительным содержанием серы, а ньютоновские преимущественно сернистые нефти.

Итак, влияние электромагнитной обработки на степень уменьшения вязкости существенно зависит от состава нефти, от содержания в ней асфальтенов, парафинов, смол, серы. После ВЧ ЭМ обработки вязкость Тайлаковской нефти уменьшилась примерно в 1,4 раза, вязкость Уренгойской нефти в 1,3 раза, а вязкость Ярегской нефти уменьшилась в 2,6 раз. Чем более вязкая нефть, чем больше в ней асфальтенов, парафинов, и меньше смол, тем выше эффективность ЭМ методов воздействия. ЭМ обработка способствует улучшению реологических свойств у нефтей с большим содержанием асфальтенов.

Уменьшение коэффициентов кинематической и динамической вязкости нефтей после электромагнитной обработки хорошо заметно при температурах ниже 20 °С, с повышением температуры превалирует тепловое воздействие и вязкостные характеристики как обработанных так и необработанных нефтей совпадают. Интересное поведение демонстрирует Тайлаковская нефть, у которой вязкость после электромагнитной обработки при высоких температурах оказывается больше, чем вязкость необработанной нефти, это связано с составом данной нефти, наличием в ней асфальтенов и парафинов в практически равном соотношении и малом содержании серы.

2.2.1 Определение параметра, определяющего эффективность ЭМ воздействия на реологические свойства нефти

В результате анализа экспериментальных данных по реологическим свойствам нефтей выявлен, количественный параметр К определяющий эффективность ЭМ воздействия на нефти (рисунок 2.19). Данный параметр определяется, как и указывалось ранее, составом нефти.

$$K = \frac{A+C}{П+Сера}, \quad (2.2)$$

где А – содержание асфальтенов, % масс; П– содержание парафинов, % масс; С - содержание смол, % масс., Сера – содержание серы, % масс.

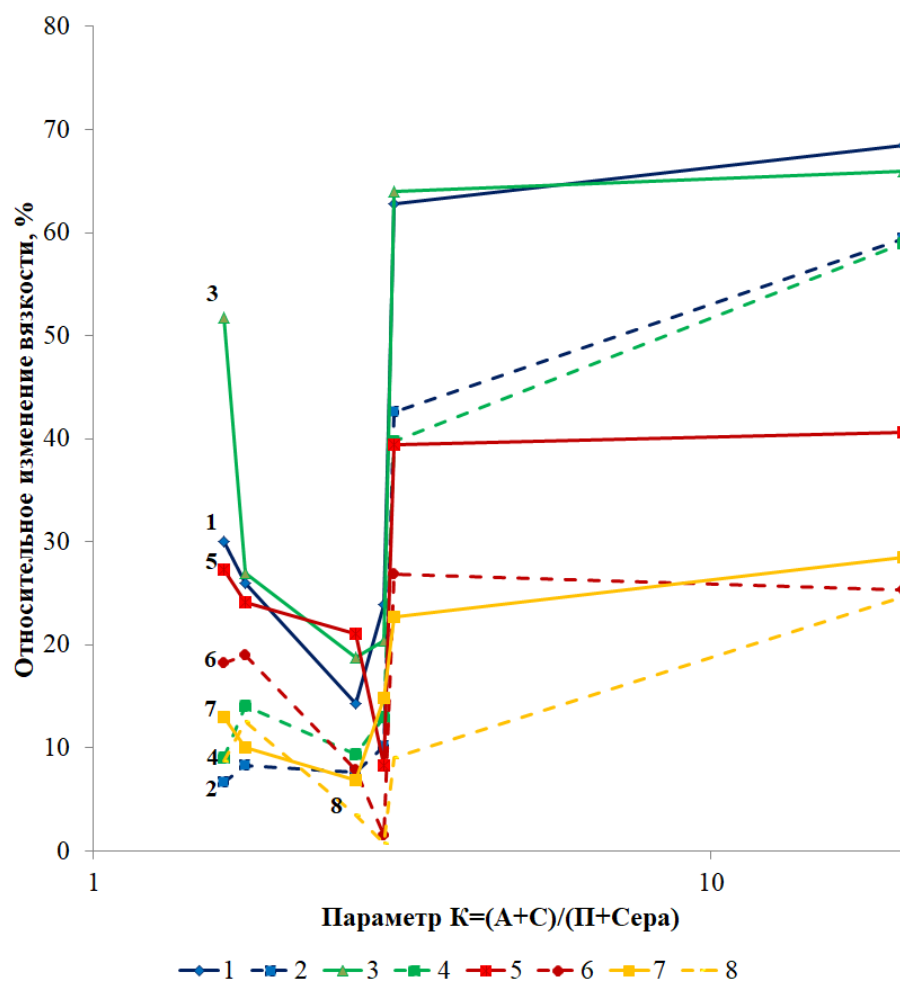


Рис.2.19. Зависимость относительного изменения коэффициента динамической вязкости нефти от параметра К после ЭМ обработки при различных температурах:

1,2 – Т= 5°С; 3,4 – Т=10°С; 5,6 – Т=15°С; 7,8 – Т=15°С;

Сплошные линии – после ВЧ ЭМ обработки, пунктирные – после СВЧ обработки.

Анализ данных, приведенных на рис. 2.19 и в таблице 2.1 позволяет сделать следующие выводы:

1. Для нефтей со значением параметра $3 \geq K \geq 25$ высокую эффективность демонстрирует ВЧ ЭМ воздействие. Наблюдается значительный рост относительного изменения вязкости нефти.

2. Для нефтей со значением параметра $K < 3$ наблюдается уменьшение относительного изменения вязкости с ростом К. Объясняется это тем, что

одновременно с ростом K в этом диапазоне происходит уменьшение содержания асфальтенов в исследованных нефтях. Выбор ВЧ или СВЧ ЭМ воздействия для нефтей при $K < 3$ производится индивидуально путем сравнения данных по относительному изменению вязкости и технико-экономической оценке метода.

3. Для нефтей с $K \geq 25$ более высокую эффективность оказывает СВЧ ЭМ метод обработки. Как правило, такое значение K характерно для высокосмолистых нефтей, смолы, как известно, способствуют пептизации асфальтенов, переводу в коллоидный раствор более подвижных скоагулированных частиц дисперсной фазы, которые интенсивнее реагируют на более высокие частоты ЭМ поля.

Таким образом, предложенный параметр K может быть использован для выбора метода ЭМ воздействия, который будет наиболее эффективен для конкретной нефти [57].

ВЧ ЭМ воздействие демонстрирует большую, по сравнению с СВЧ, эффективность на всем диапазоне значений K . Так максимальное относительное изменение вязкости при ВЧ ЭМ воздействии на нефть составило 68%, при СВЧ-59%.

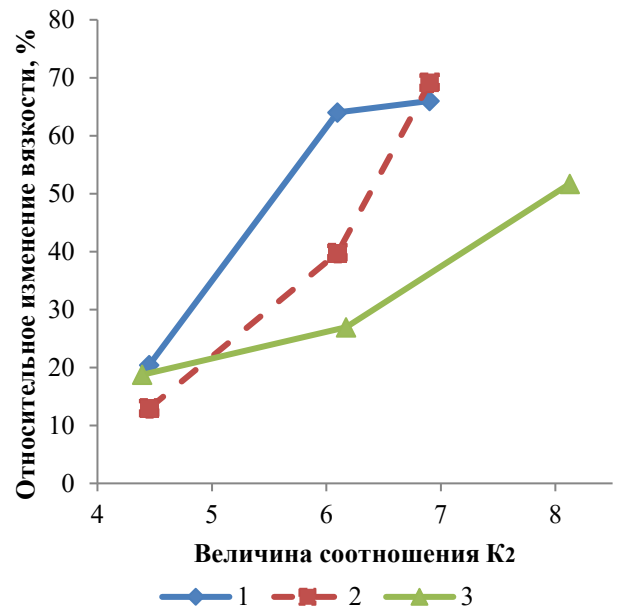
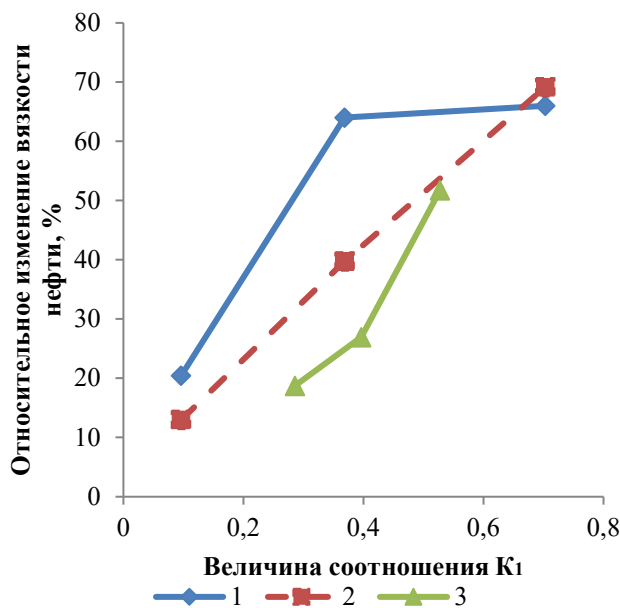
В процессе выяснения определяющего эффективность ЭМ воздействия параметра были проанализированы и другие соотношения, например:

$$K_1 = \frac{A+П}{C}, \quad (2.2)$$

где A – содержание асфальтенов, % масс; $П$ – содержание парафинов, % масс; C – содержание смол, % масс.

$$K_2 = \frac{A+Сера}{C}, \quad (2.3)$$

где $Сера$ – содержание серы, % масс.



а) для параметра $K_1 = (A + \Pi) / C$

б) для параметра $K_2 = (A + \text{Сера}) / C$

Рис.2.20 – Зависимость относительного изменения коэффициента динамической вязкости от количественного соотношения асфальтенов, парафинов, смол, серы в составе нефти при $t=10^\circ\text{C}$

1,2 – неньютоновская нефть; 3, – ньютоновская;

Сплошные линии – после ВЧ ЭМ обработки, пунктирные – после СВЧ обработки.

$K_3 = A + \Pi + C + \text{Сера}$ – это соотношение характеризует и ньютоновские и неньютоновские нефти.

$K_4 = \frac{\text{Сера}}{\Pi}$, $K_5 = \frac{A}{\Pi}$ – эти два параметра характеризуют неньютоновские нефти.

При СВЧ ЭМ воздействии на ньютоновские нефти, параметром определяющими его эффективность является:

$$K_6 = \frac{A + \text{Сера}}{\Pi}, \quad K_7 = \frac{A}{\Pi} \text{ для ньютоновских нефтей}$$

Чем больше величина указанных соотношений, рисунок 2.20, тем выраженнее уменьшение вязкости исследованных нефтей после ЭМ воздействия, но определяющими эффективность они не являются.

2.2.2 Разработка аппроксимационных зависимостей для определения вязкости неньютоновских нефтей

При расчетах технологических процессов с нефтями, чаще всего пользуются экспериментальными данными для вязкости. В тех случаях, когда таких данных недостаточно, пользуются расчетными формулами зависимости вязкости от температуры. Например формулой Рейнольдса-Филонова.

В результате экспериментального и аналитического исследований реологических свойств Тайлаковской, Уренгойской и Ярегской нефтей при электромагнитном воздействии и без него, выявлены законы изменения коэффициентов динамической вязкости данных нефтей от температуры. В их основу положено уравнение Рейнольдса-Филонова. Данное уравнение достаточно точно описывает реологические свойства пластичной жидкости. В связи с тем, что эксплуатация нефтепроводов ведется только для текущих жидкостей, при напряжениях сдвига, превышающих предельное, данное уравнение будет достаточно точно описывать реологических свойства рассмотренных аномальных нефтей :

$$\mu(T) = \mu_0 \exp(-u(T - T_0)), \quad T_0 = 20^\circ\text{C} \quad (2.4)$$

где коэффициенты динамической вязкости – μ_0 и крутизны вискограммы – u варьируются, в зависимости от типа нефти и метода ее обработки (Таб. 2.4), T – исследуемая температура, °C, R^2 – величина достоверности аппроксимации [49].

В таблице 2.3 приведены значения коэффициентов, а также графики зависимостей коэффициентов динамической вязкости исследованных нефтей от температуры.

Таб. 2. 3 Результаты обработки экспериментальных данных по высоковязким нефтям

	Тайлаковская нефть			Уренгойская нефть			Ярегская нефть		
	μ_0	u	R^2	μ_0	u	R^2	μ_0	u	R^2
Без обработки	2118,57	0,1276	0,97407	294,62	0,1047	0,98744	1797,04	0,1562	0,98681
СВЧ обработка	1958,65	0,0858	0,97918	287,50	0,0960	0,99364	482,59	0,1844	0,94102
ВЧ обработка	1504,60	0,0528	0,99367	274,43	0,0880	0,99578	690,17	0,1536	0,97809
Зависимости коэффициентов динамической вязкости исследованных нефтей от температуры.									

Расчеты по представленным экспоненциальным аппроксимационным зависимостям, например для температуры 10°C, приводят к значениям и погрешностям приведенным в таблице 2.4.

Таб. 2.4. Результаты расчета вязкости неньютоновских нефтей по экспоненциальным аппроксимационным зависимостям для температуры 10°C

	Тайлаковская нефть			Уренгойская нефть			Ярегская нефть		
	Фактическое значение коэффициента динамической вязкости, $\mu_{ф}$	Значение коэффициента динамической вязкости, полученное по экспоненциальной зависимости, $\mu_{э}$	Относительное значение погрешности, %	Фактическое значение коэффициента динамической вязкости, $\mu_{ф}$	Значение коэффициента динамической вязкости, полученное по экспоненциальной зависимости, $\mu_{э}$	Относительное значение погрешности, %	Фактическое значение коэффициента динамической вязкости, $\mu_{ф}$	Значение коэффициента динамической вязкости, полученное по экспоненциальной зависимости, $\mu_{э}$	Относительное значение погрешности, %
Без обработки	7333	7589	3.5	871	839	3.7	9029	8569	5.1
СВЧ обработка	4417	4619	4.6	758	751	0.9	2786	3051	9.5
ВЧ обработка	2583	2551	1.2	693	662	4.5	3200	3207	0.2

Из графиков зависимости коэффициентов динамической вязкости от температуры, полученных на основании выполненной аппроксимации видно, что, например, для Тайлаковской нефти при достижении температуры в 5 °C и последующем ее росте, наблюдаются значительные отклонения расчетов от фактических значений вязкости.

Для более точной аппроксимации реологических свойств исследованных высоковязких нефтей воспользуемся уравнением Филонова-Рейнольдса в виде кусочно-непрерывной функции: [58].

$$\mu(T) = \begin{cases} \mu_1 e^{-u_1 T}, & T \leq T_* \\ \mu_2 e^{-u_2 T}, & T > T_* \end{cases}, \quad (2.5)$$

где μ_1, μ_2, u_1, u_2 – постоянные коэффициенты для каждого из образцов нефти,

$$T_* = \frac{\ln(\mu_1 / \mu_2)}{u_1 - u_2}. \quad (2.6)$$

Значения коэффициентов представлены в таблице 2.5.

Таб. 2.5 Результаты обработки экспериментальных данных по высоковязким нефтям для кусочно-непрерывной функции

	Тайлаковская нефть			Уренгойская нефть			Ярегская нефть		
	T^* , °C	μ_1/μ_2 , сПз	u_1/u_2 , °C ⁻¹	T^* , °C	μ_1/μ_2 , сПз	u_1/u_2 , °C ⁻¹	T^* , °C	μ_1/μ_2 , сПз	u_1/u_2 , °C ⁻¹
Без обработки	26,3	28,7 / 1,7	0,132 / 0,026	22,3	2,5 / 0,9	0,107 / 0,061	26,8	40,9 / 3,0	0,156 / 0,059
СВЧ обработка	32,7	4,4 / 1,8	0,055 / 0,027	25,3	1,7 / 0,8	0,091 / 0,064	22	15,0 / 1,5	0,154 / 0,050
ВЧ обработка	26,9	11,2 / 1,7	0,090 / 0,020	23,4	2,0 / 0,8	0,098 / 0,058	17,2	19,4 / 2,7	0,185 / 0,071
Зависимости коэффициентов динамической вязкости исследованных нефтей от температуры.									
	без ЭМ обработки (●), после ВЧ (◆) и СВЧ ЭМ обработки (■)								

Расчеты по представленным кусочно-непрерывным функциям для температуры 10°C, приводят к результатам приведенным в таблице 2.6.

Таб. 2.6. Результаты расчета вязкости неньютоновских нефтей по представленным кусочно-непрерывным функциям

	Тайлаковская нефть			Уренгойская нефть			Ярегская нефть		
	Фактическое значение коэффициента динамической вязкости, $\mu_{ф*}$	Значение коэффициента динамической вязкости, полученное по экспоненциальной зависимости, $\mu_{э*}$	Относительное значение погрешности, %	Фактическое значение коэффициента динамической вязкости, $\mu_{ф*}$	Значение коэффициента динамической вязкости, полученное по экспоненциальной зависимости, $\mu_{э*}$	Относительное значение погрешности, %	Фактическое значение коэффициента динамической вязкости, $\mu_{ф*}$	Значение коэффициента динамической вязкости, полученное по экспоненциальной зависимости, $\mu_{э*}$	Относительное значение погрешности, %
Без обработки	7333	7500	2.3	871	903	3.7	9029	8914	1.3
СВЧ обработка	4417	4583	3.8	758	806	6.3	2786	2943	5.6
ВЧ обработка	2583	2500	3.2	693	718	3.6	3200	3314	3.5

Очевидно, что при вычислении вязкостей кусочно-экспоненциальным функциям, отклонения полученных значений от фактических незначительны.

Экспериментальные данные достаточно точно описываются выбранной кусочно-экспоненциальной зависимостью ($R^2 > 98\%$), за исключением Ярегской нефти для которой величина достоверности аппроксимации R^2 составила наименьшее значение 95%.. Отметим, что Ярегская нефть, обладает самым высоким содержанием смол (26% масс.) и серы среди исследованных неньютоновских нефтей, обладает самым большим по величине значением предельного напряжения сдвига, предположительно именно с этим связана наименьшая величина достоверности аппроксимации расчетов для данной нефти по экспоненциальной зависимости.

2.2.3 Определение параметра, определяющего эффективность ЭМ воздействия на коэффициент крутизны вискограммы

Из практики промышленной эксплуатации «горячих» нефтепроводов известно, что реологический параметр, под названием, коэффициент крутизны вискограммы оказывает непосредственное влияние на гидравлическую характеристику нефтепровода. Уменьшение данного коэффициента, приводит к уменьшению зоны неустойчивой работы нефтепровода, делает доступным для эксплуатации более широкий спектр расходов перекачки.

Анализ данных, полученных в результате подбора аппроксимационных зависимостей для нефтей показал, что после ВЧ и СВЧ ЭМ воздействий у неньютоновских нефтей уменьшаются значения коэффициентов крутизны вискограммы (таблицы 2.4. и 2.6). ЭМ обработка Тайлаковской нефти способствует уменьшению коэффициента крутизны вискограммы: в 1,5 раза при СВЧ, в 2,4 раза при ВЧ обработке. У Уренгойской нефти данный коэффициент после ВЧ ЭМ обработки уменьшился в 1,2 раза, у Ярегской нефти всего в 1,02 раза.

В результате анализа данных по составу исследованных нефтей выявлено, что эффективность ЭМ воздействия, при количественной оценке относительного снижения коэффициентов крутизны вискограммы до и после ЭМ воздействия определяется тем же соотношением, что и для реологических свойств:

$$K_u = \frac{A+C}{П+Сера}, \quad (2.7)$$

где А – содержание асфальтенов, % масс; П– содержание парафинов, % масс; С - содержание смол, % масс., Сера – содержание серы, % масс.

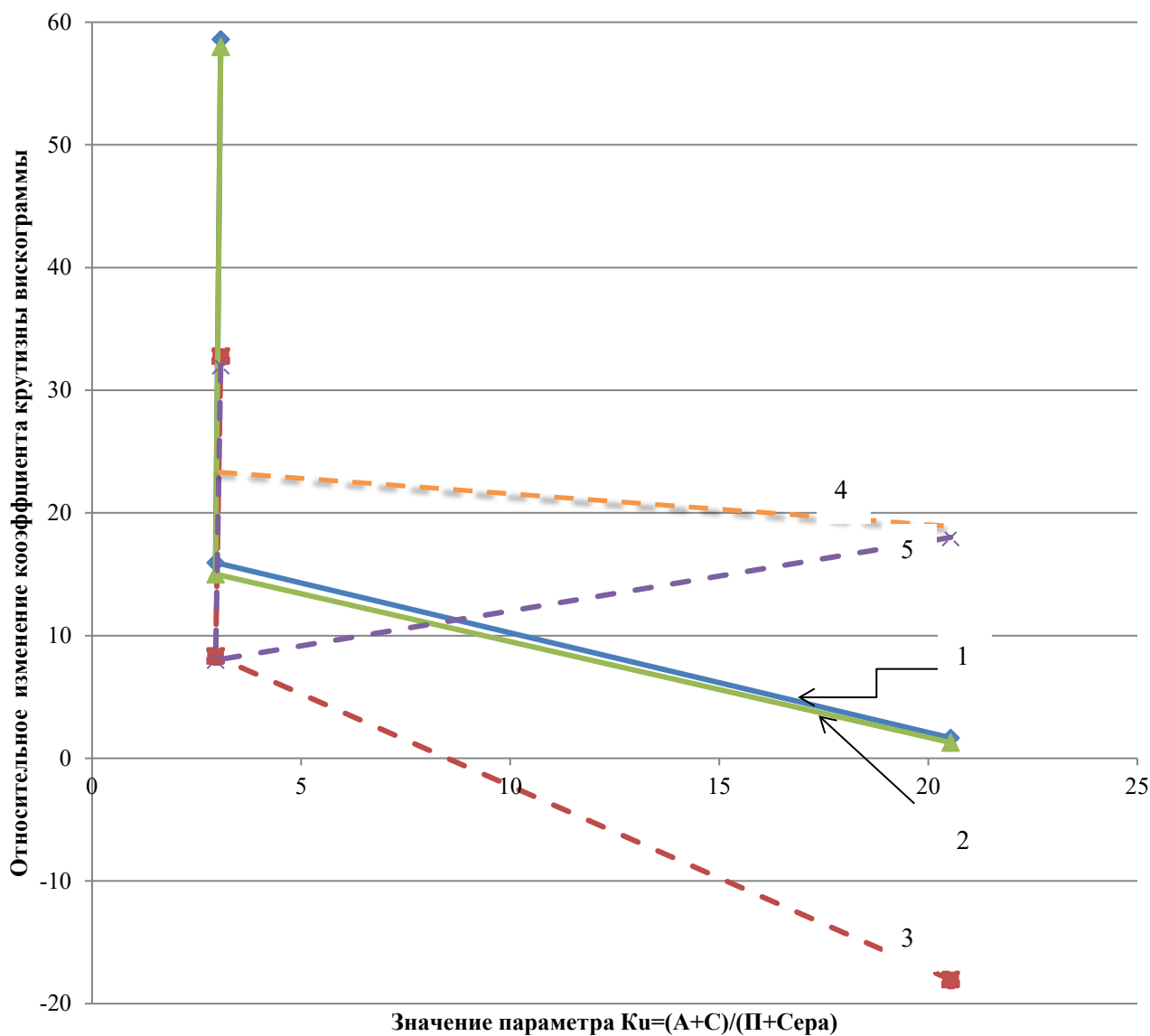


Рис 2.21. Зависимость относительного изменения коэффициента крутизны вискограммы от количественного соотношения асфальтенов, парафинов, серы и смол в составе нефти

1,2 – экспоненциальная зависимость; 3,4 – кусочно-непрерывная функция;
5 – осредненное значение;

Сплошные линии – после ВЧ ЭМ обработки, пунктирные – после СВЧ обработки.

Из анализа рисунка 2.21 можно сделать вывод о том, что для нефтей со значением параметра K до 2,95 наблюдается максимальное уменьшение

коэффициента крутизны вискограммы с 10 до 60 %. Причем с уменьшением содержания асфальтенов в нефти резко снижается степень этого уменьшения.

При значении параметра K более 2,95, также происходит снижение коэффициента крутизны вискограммы после ВЧ ЭМ воздействия на нефть, но не столь интенсивное, так как растет содержание смол в нефти.

Что же касается коэффициентов крутизны вискограммы для нефтей после СВЧ воздействия, при K более 2.95, здесь необходимо работать с осредненным значением двух графиков, в связи с погрешностью аппроксимации коэффициента крутизны вискограммы. Осредненное значение коэффициента крутизны вискограммы хорошо соотносится со значениями, полученными экспериментальным путем. Рассмотрение осредненного значения приводит к аналогичным результатам. С ростом K и содержания смол в нефти, относительное уменьшение коэффициента крутизны вискограммы нефтей после СВЧ воздействия снижается.

2.2 Оценка влияния ВЧ и СВЧ ЭМ воздействий на способность нефти к образованию отложений на стенках нефтепроводов

При трубопроводном транспорте высоковязких и парафинистых нефтей возникает проблема уменьшения эффективного диаметра нефтепроводов, являющаяся следствием возникновения АСПО на внутренних стенках нефтепроводов [59]. Помимо уменьшения эффективного диаметра нефтепровода отложения АСПО на стенках нефтепровода, провоцируют увеличение энергозатрат на перекачку одного и того же объема нефти, а для высокозастывающих нефтей могут стать причиной полной остановки нефтепровода (Рис. 2.22) [60-61].



Рис. 2.22 – Отложения на стенках нефтепровода

В зависимости от сорта нефти и ее состава, места отбора проб АСПО включают в себя [62-64]: парафины – 9...77 %; смолы – 5...30 %; асфальтены – 0,5...70 %; связанную нефть до 60 %; механические примеси – 1...10 %; воду – от долей до нескольких процентов; серу – до 3 %.

По содержанию органических составляющих АСПО подразделяют на три класса [65]:

1. асфальтеновый – $P/(A+C) < 1$;
2. парафиновый – $P/(A+C) > 1$;
3. смешанный – $P/(A+C) \sim 1$, где P , A и C – содержание (% масс.) парафинов, смол и асфальтенов, соответственно.

Обычно под термином «парафины» объединяют всю углеводородную часть отложений. Хотя в данной части и преобладают *n*-парафины (метановые углеводороды, или алканы с прямой цепью) [66], в меньшем количестве в ней содержатся нафтеновые (циклоалкановые) и ароматические углеводороды с длинными алкильными цепями [67-68]. Структура парафиновых углеводородов микрокристаллическая, нафтены с длинными алкильными радикалами образуют макрокристаллическую структуру [69].

Смолы, входящие в состав АСПО - полужидкие, иногда полутвердые темно-коричневого или черного цвета вещества. В среднем смолы содержат до 15-17% кислорода, серы, азота. Увеличение концентрации смолы в нефти, замедляет рост

кристаллов, и в то же время способствует деформации поверхности кристаллов и возникновению на них новых центров кристаллизации. Степень проявления той или иной тенденции определяется природой смол [70].

Асфальтены – это полициклические ароматические сильно конденсированные структуры с короткими алифатическими цепями в виде темно-бурых аморфных порошков. Асфальтены являются наиболее тяжелыми и полярными компонентами нефти [71]. Асфальтены рассматриваются как продукты уплотнения смол. [72].

Существует целый ряд методов борьбы с образованием АСПО на внутренних стенках нефтепроводов и нефтяного оборудования (Рис. 2.23) [73-75], в том числе электромагнитными методами воздействий [76-78].



Рис. 2.23 . Методы борьбы с АСПО на внутренних стенках нефтепроводов

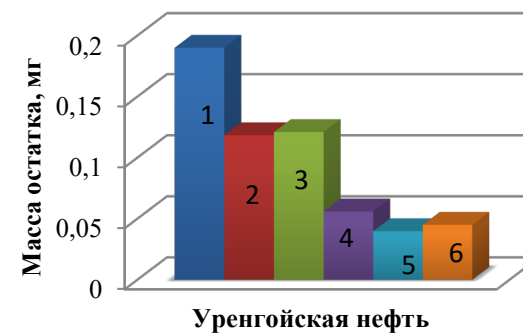
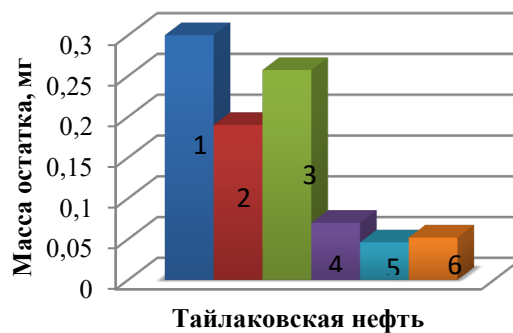
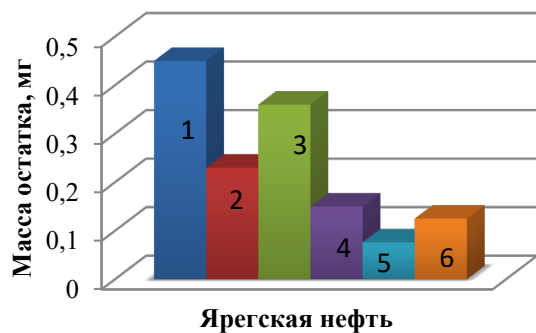
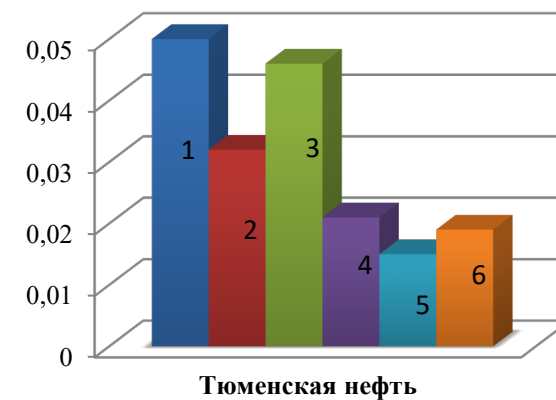
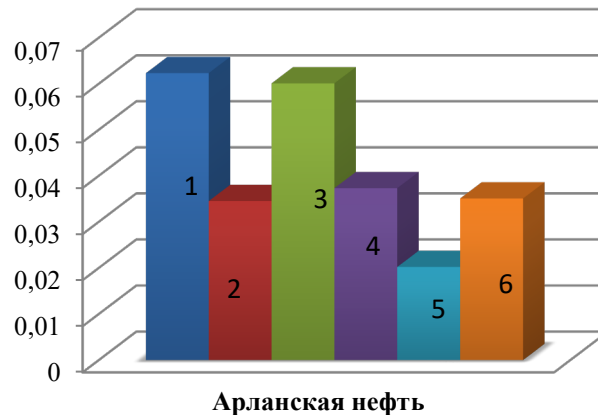
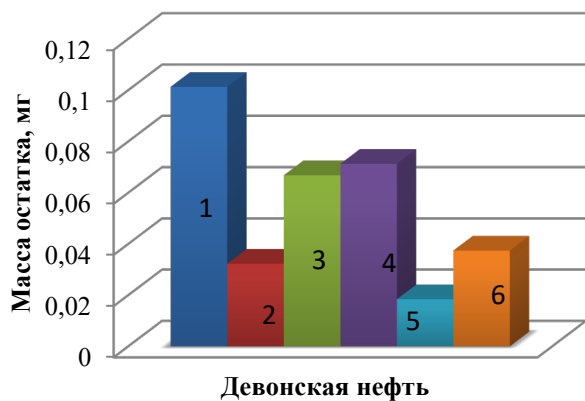
С целью выяснения влияния электромагнитной обработки высокой частоты на процессы образования АСПО на внутренних стенках нефтепроводов и в соответствии с положениями, лежащими в основе теории гидродинамического

подобия[79-80], был смоделирован эксперимент. Эксперимент заключался в прокачивании насосом нефти по трубкам, имитирующим нефтепровод и работу нефтеперекачивающей станции в целом. Для этого была собрана экспериментальная установка состоящая из шприцевого насоса, теплоизолированных трубок с диаметрами 0,025 и 0,050 дюймов, криотермостата WiseCircu(Рис. 2.24)



Рис. 2.24. Экспериментальная установка для определения влияния ВЧ и СВЧ ЭМ методов воздействий на интенсивность образования отложений

Необработанная и обработанная ВЧ ЭМ полем нефти прокачивалась через предварительно взвешенные и охлажденные трубки. Во время проведения экспериментов поддерживалась температура 10 °С. По завершении процесса прокачивания, трубки освобождались от нефти самотеком, путем их вертикального расположения и удержания в таком состоянии. Опорожненные от нефти трубки взвешивались на весах высокой точности Sartorius. Затем путем вычитания массы пустой трубки от массы опорожненной, рассчитывался вес остатка в граммах. Результаты проведенных исследований представлены на рисунке 2.25.



1 – без обработки, $d=0,025$ дюймов; 2– после ВЧ ЭМ обработки, $d=0,025$ дюймов; 3– после СВЧ ЭМ обработки, $d=0,025$ дюймов; 4 – без обработки, $d=0,050$ дюймов; 5– после ВЧ ЭМ обработки, $d=0,050$ дюймов; 6– после СВЧ ЭМ обработки, $d=0,050$ дюймов;

Рис. 2.25. Диаграммы зависимости массы остатка нефти в трубах от метода воздействия на нефть и диаметра нефтепровода

Как видно из рисунка 2.25 после ВЧ ЭМ обработки ньютоновских Девонской, Арланской, Тюменской нефтей происходит уменьшение количества отложений внутри трубок на порядок 10-50%, СВЧ ЭМ обработка также способствует снижению количества отложений, но не настолько значительному. Эксперимент производился при температуре 10 градусов, для более низкой температуры эффект будет еще более выраженным.

Результаты обработки ВЧ ЭМ полем:

1. обработка Ярегской нефти приводит к тому, что количество АСПО уменьшилось в 2 раза; СВЧ ЭМ обработка тоже привела к уменьшению количества отложений в 1,3 раза (красный и зелёный столбцы).

2. После прокачивания нефти Тайлаковского месторождения обработанной ВЧ ЭМ полем, количество отложений на стенках трубки уменьшается более чем в 1,7 раз (красный и голубой столбцы). После СВЧ ЭМ обработки (оранжевый и зелёный столбцы), количество отложений уменьшается в 1,2 раза по сравнению с необработанным вариантом (синий и фиолетовый столбцы).

3. Для Уренгойской нефти обработанной ВЧ ЭМ полем, количество отложений на стенках трубки уменьшается примерно в 1,7 раз (красный и голубой столбцы). После СВЧ ЭМ обработки в трубке диаметра 0,025 дюймов уменьшение количества отложений практически одинаково с ВЧ методом (оранжевый столбец), в трубке диаметром 0,5 дюймов картина уже иная, а именно, количество отложений после ВЧ обработки в 1,3 раза меньше чем для СВЧ метода [79].

Наибольшую эффективность воздействия на количество АСПО для всех нефтей показал ВЧ ЭМ метод воздействия .

При моделировании и проведении экспериментов по определению влияния ЭМ воздействия на процессы образования отложений в нефтепроводах для перекачки соответствующих нефтей, была применена теория гидродинамического подобия [80]. Поэтому в практике промышленной эксплуатации нефтепроводов течение процессов образования отложений будет оставаться аналогичным.

Как отмечалось ранее, в зависимости от величины соотношения $P/(A+C)$ где P , A и C – содержание (% масс.) парафинов, смол и асфальтенов, соответственно, АСПО подразделяют на 3 класса . Для анализируемых нефтей величины этих соотношений представлены в таблице 2.8.

Таб. 2.7. Классификация исследованных нефтей по соотношению содержания асфальтенов, парафинов и смол

Наименование образца нефти	$P/(A+C)$	Класс нефти
Ярегская	0,70	асфальтовый
Тайлаковская	0,60	асфальтовый
Девонская	0,80	асфальтовый
Арланская	0,60	асфальтовый
Тюменская	0,44	асфальтовый
Уренгойская	0,45	асфальтовый

Критерий $P/(A+C)$ часто называют критерием нестабильности. Оптимальным считается значение критерия в районе 0,5. При росте данного критерия интенсивность отложений стремительно растет за счет выпадения парафинов, при уменьшении образуются отложения асфальтосмолистого типа[81].

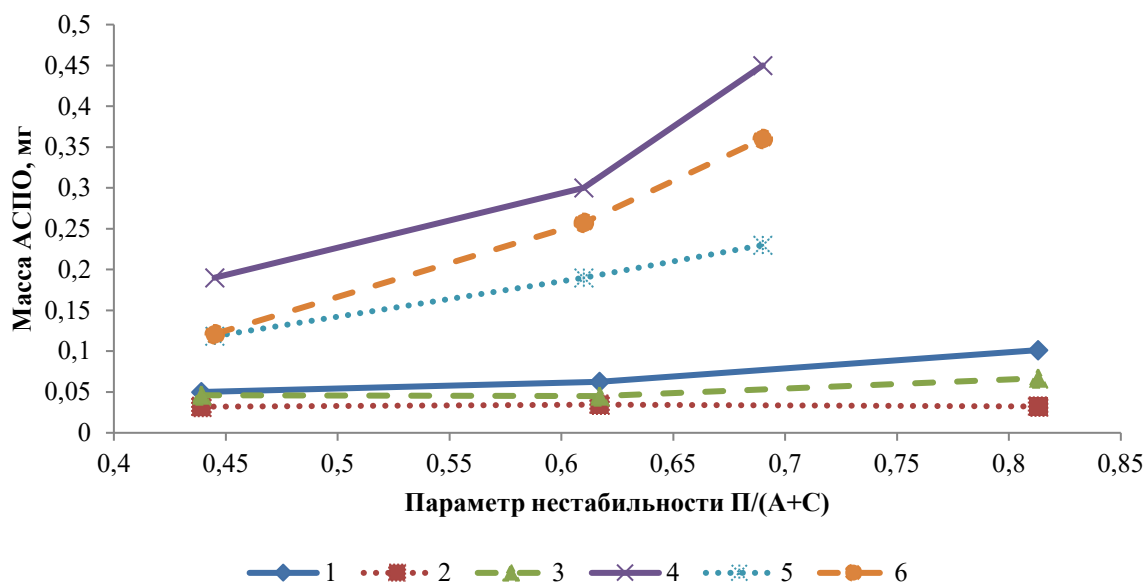


Рис.2.26. Зависимость массы АСПО в трубке $d=0,025$ дюйма от параметра неустойчивости: три верхние кривые – неньютоновские, три нижние – ньютоновские нефти,
1,4 – без обработки; 2 и 5 – после ВЧ ЭМ, 3 и 6 – после СВЧ обработки.

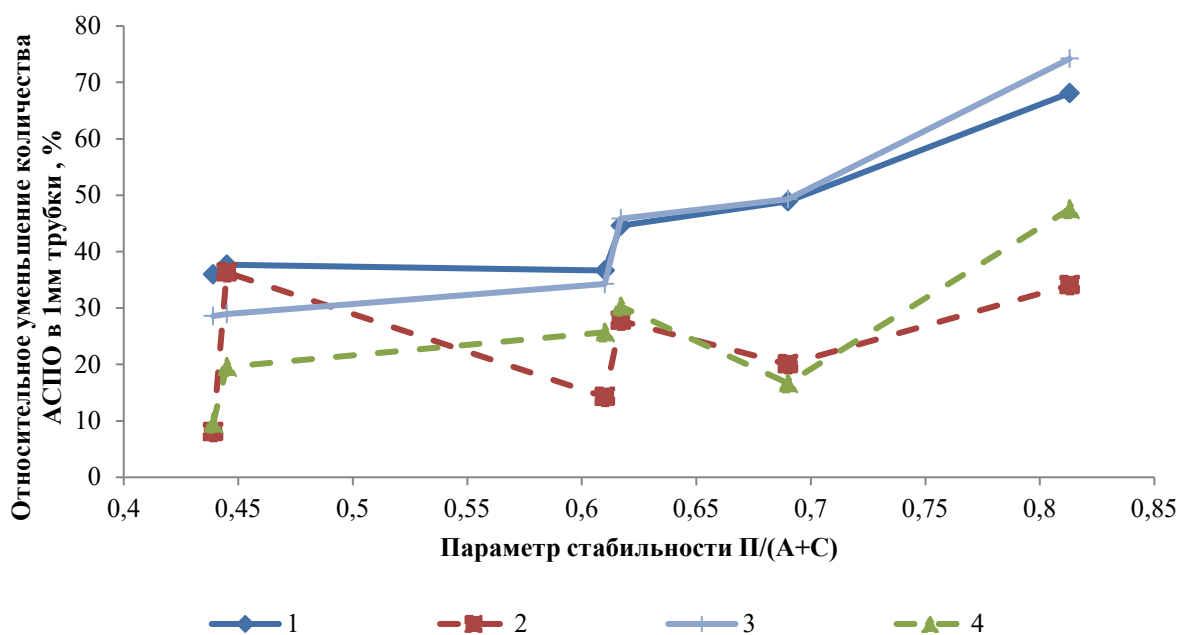


Рис.2.27. Зависимость относительного уменьшения массы АСПО в трубках от параметра неустойчивости
1,2 – $d=0,025$ дюймов; 3,4 – $d=0,050$ дюймов.
Сплошные линии – после ВЧ ЭМ обработки, пунктирные – после СВЧ обработки.

Из анализа рисунков 2.26-2.27 можно сделать следующие выводы:

1. До достижения параметром неустойчивости значения 0,6 происходит увеличение количества АСПО с малой интенсивностью. При достижении параметром значения 0,6 и выше наблюдается резкий рост количества АСПО.
2. ЭМ воздействие на нефти приводит к уменьшению количества АСПО
3. Эффективность ВЧ ЭМ воздействия растет с ростом параметра неустойчивости.

Таким образом, ВЧ и СВЧ ЭМ воздействия на нефть, являются не только весьма эффективным способом снижения коэффициентов динамической (кинематической) вязкости нефти, но и превентивным методом борьбы с отложениями АСПО для нефтей асфальтенового класса.

2.3 Исследования влияния ЭМ методов воздействия на структуру нефти

В работе была выполнена фиксация структур нефти при температуре 10 °С методом оптической микроскопии без и после ЭМ обработки. В качестве основного оборудования был использован оптический микроскоп Olimpus IX 71 и его специализированное программное обеспечение. В качестве вспомогательного оборудования: оптический микрометр, цифровой термометр с термопарой, лабораторные стекла, холодильник комбинированный лабораторный [82] (Рис. 2.28).

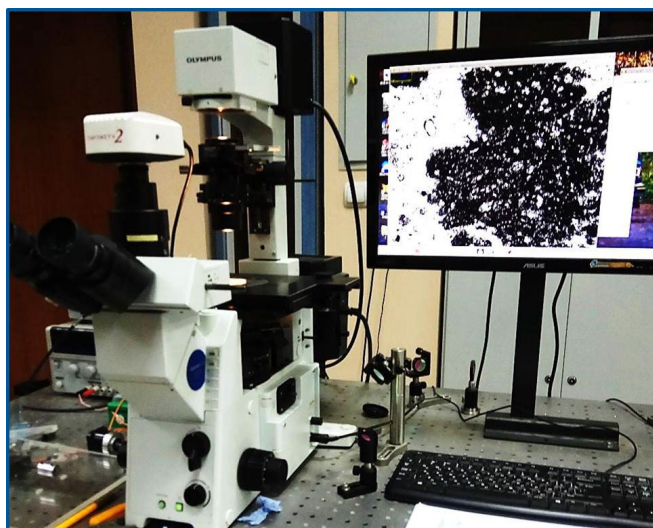
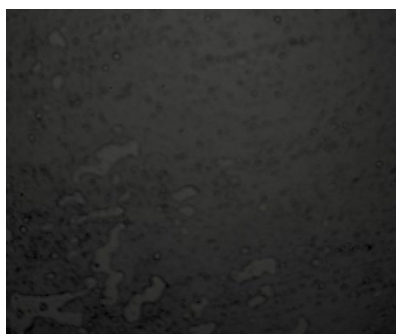


Рис. 2.28. Ход эксперимента

На рисунках 2.29 – 2.31 представлены изменения структуры неньютоновских нефтей до и после ВЧ и СВЧ ЭМ обработок зафиксированные методом оптической микроскопии, степень увеличения – порядка нескольких микрометров.



а) до обработки

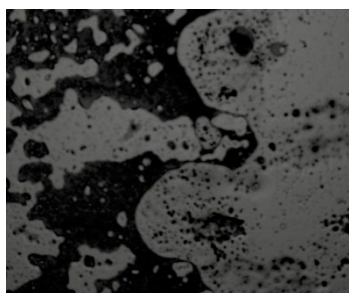


б) после ВЧ ЭМ обработки

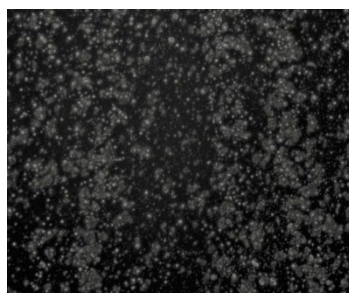


в) после СВЧ ЭМ обработки

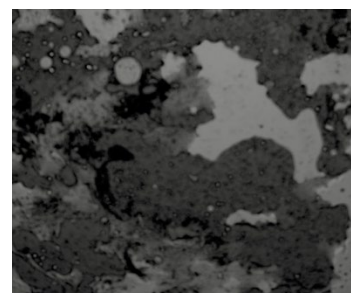
Рис. 2.29. Изменение структуры Ярегской нефти до и после ВЧ и СВЧ ЭМ обработок



а) до обработки

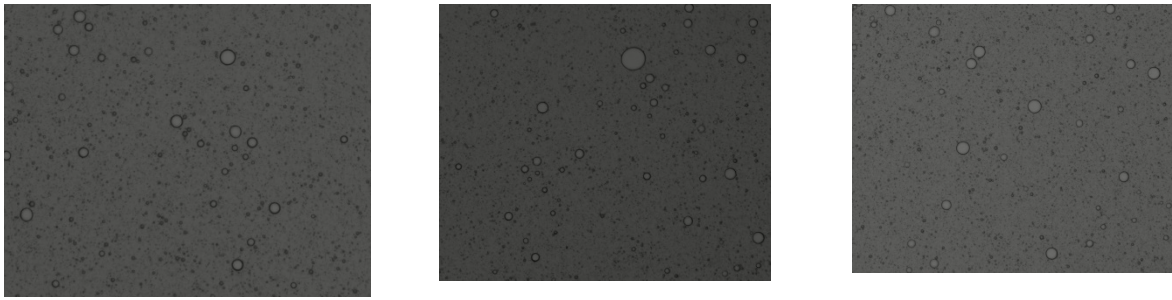


б) после ВЧ ЭМ обработки



в) после СВЧ ЭМ обработки

Рис. 2.30. Изменение структуры нефти Тайлаковского месторождения до и после ВЧ и СВЧ ЭМ обработок



а) до обработки

б) после ВЧ ЭМ обработки

в) после СВЧ ЭМ обработки

Рис. 2.31. Изменение структуры нефти Уренгойского месторождения до и после ВЧ и СВЧ ЭМ обработок

Как видно из рисунков 2.29-2.31 после ВЧ и СВЧ ЭМ обработок структура нефти гомогенизируется, размеры включений уменьшаются на порядок нескольких микрометров, либо исчезают вовсе, причем для ВЧ обработки степень гомогенизации значительна и видна невооруженным глазом. Для нефтей, у которых после ВЧ обработки при данной температуре вязкость уменьшилась существенно, также заметно изменилась структура нефти под микроскопом (Тайлаковская нефть).

2.4 Исследования влияния ЭМ методов воздействия на процессы деэмульсации нефти

В процессе эксплуатации и обслуживания магистральных нефтепроводов зачастую приходится сталкиваться с проблемой деэмульсации нефти [83]. На данный момент наиболее частым способом борьбы с этой проблемой является гравитационное отстаивание нефти в резервуарных парках. В оборудовании резервуарных парков предусматривается сифонный кран, предназначенный для слива отстоявшейся воды из нефти [84].

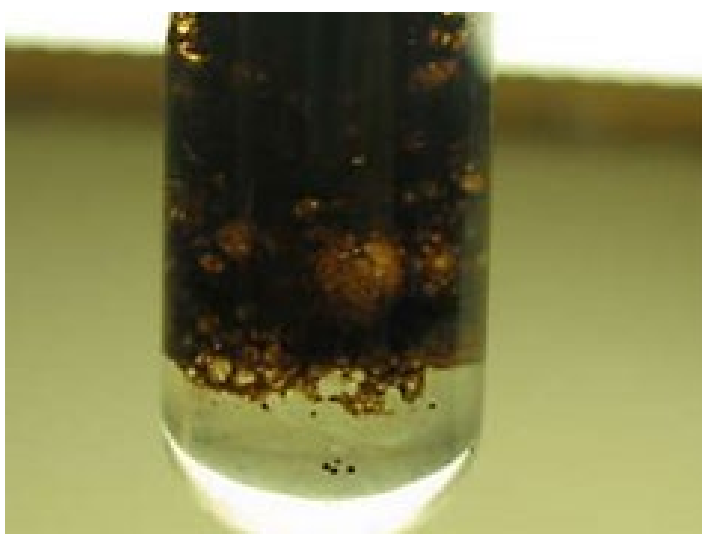
Нефть, транспортируемая по магистральным нефтепроводам должна соответствовать требованиям ГОСТ 51858 [85], согласно которому содержание воды в ней должно быть не более 0,5% , но зачастую, после проведения, например, гидроиспытаний участка нефтепровода после ремонтных работ и

последующем вытеснении остатков воды из него потоком нефти, в связи с применением на промежуточных НПС технологии перекачки из насоса в насос образуется стойкая водонефтяная эмульсия, отделение которой путем гравитационного отстоя длительно и проблематично[86]. Одним из методов решения заявленной проблемы тоже может стать ВЧ ЭМ обработка нефти, которая также нашла широкое распространение в практике интенсификации фазоразделения водонефтяных эмульсий[87-90].

В рамках данной работы был проведен эксперимент, который заключался в намеренном смешении двух образцов 500 мл каждого сорта нефти со 100 мл воды. Смешение осуществлялось электрической верхнеприводной мешалкой Ulab, лопадки которой имитируют работу лопаток рабочего колеса магистрального насосного агрегата [80,91]. Полученные в результате эмульсии, одна подверглась обычному гравитационному отстою в течение суток, вторая обработке ЭМ полем сразу после смешения и последующему гравитационному отстою в течение суток в мерных колбах объемом 10 мл.(Рис. 2.32).



а)



б)

а – смешение нефти и воды электрической мешалкой, б – результат гравитационного отстоя смеси необработанной Тайлаковской нефти и воды

Рис. 2.32. Ход эксперимента

Результаты исследований представлены на рисунке.2.33.

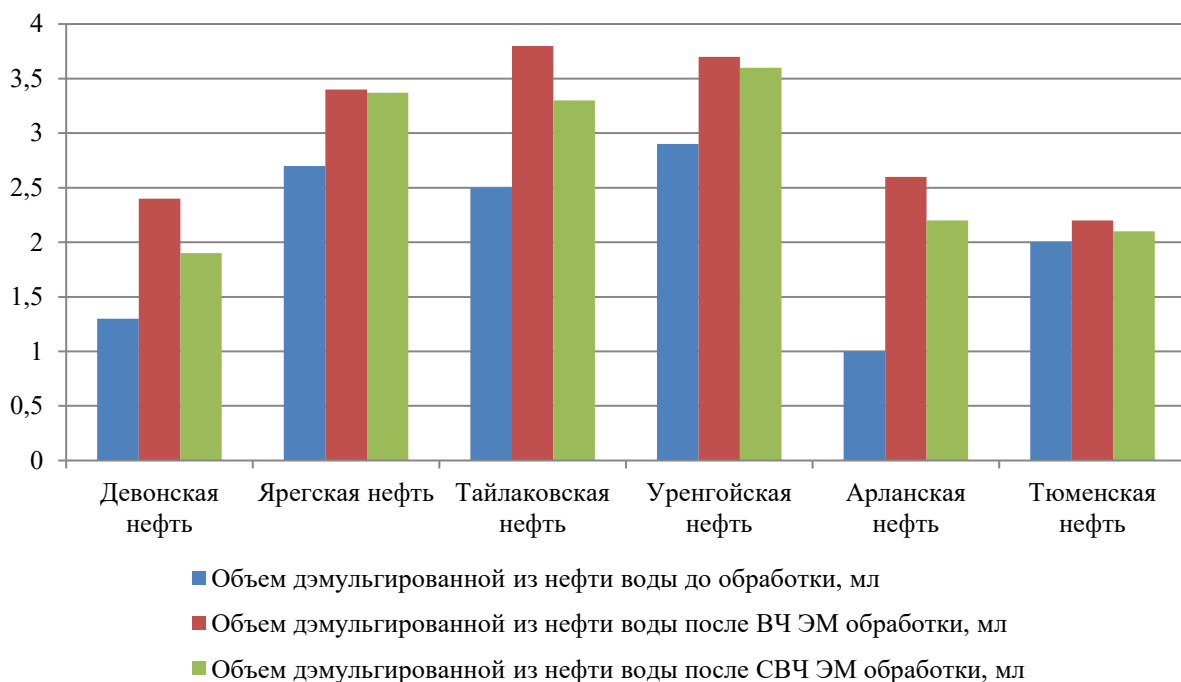


Рис. 2.33. Результаты эксперимента

Как видно из рисунков, ВЧ ЭМ обработка нефти способствует интенсификации процесса дэмульсации нефти, так как под действием ВЧ ЭМ поля происходит разрушение бронирующей оболочки водонефтяной эмульсии [92].

2.5 Причины влияния электромагнитного воздействия на свойства нефтей

Попытаемся выяснить, с чем связано изменение реологических свойств, интенсификация процессов дэмульсации и уменьшение количества АСПО нефти, после ее ЭМ обработки. Дело в том, что ЭМ обработка нефти частотой соответствующей диэлектрической поляризации ее полярных составляющих (асфальтены, смолы, их соединения) приводит к диссипации энергии ЭМ поля [93]. Частотный диапазон области поляризации индивидуален для каждой нефти и определяется по экспериментальным зависимостям относительной

диэлектрической проницаемости ϵ и тангенса угла диэлектрических потерь $\text{tg}\delta$ от частоты электромагнитного поля f [94-95].

Удельная тепловая мощность, выделяемая в диэлектрике при ВЧ ЭМ обработке:

$$P_{\text{уд}} = \pi \cdot f \cdot \epsilon_0 \cdot \epsilon' \cdot \text{tg}\delta \cdot E^2, \quad (2.8)$$

где f – частота электромагнитного поля; ϵ_0 – электрическая постоянная; E – напряженность электрического поля; ϵ' – относительная диэлектрическая проницаемость; $\text{tg}\delta$ – тангенс угла диэлектрических потерь [96].

Максимальная интенсивность нагрева нефти наблюдается при максимальном значении $\text{tg}\delta$. [97].

Для каждой нефти значение резонансных частот, соответствующих максимальному значению $\text{tg}\delta$ индивидуально. На рисунке 2.36 представлен график зависимости тангенса угла диэлектрических потерь нефти от частоты воздействия электромагнитного поля (Рис. 2.34). Данная зависимость получена экспериментально [98-99]. Диэлектрические параметры ϵ и $\text{tg}\delta$ образцов были определены на измерителях добротности ВМ 560 и Е4- 11 [99].

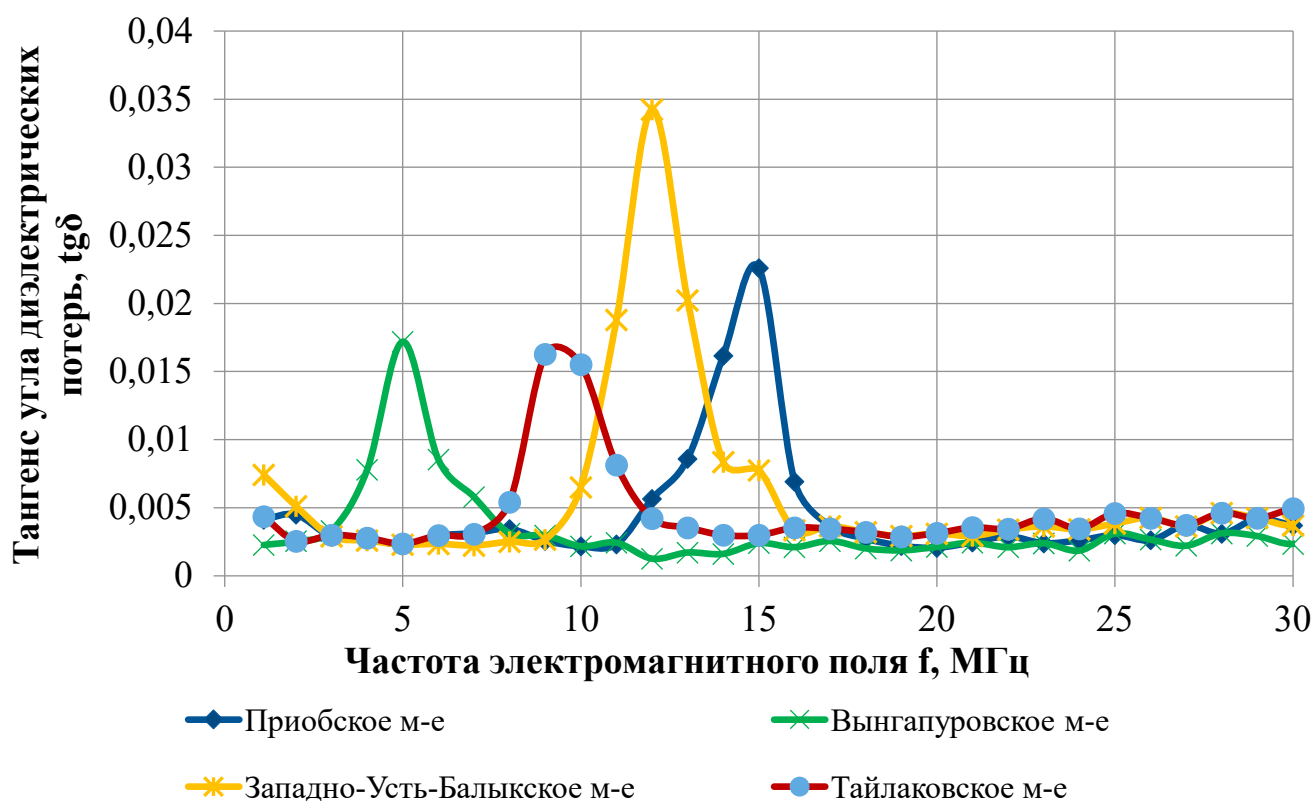


Рис. 2.34. Результаты эксперимента

Как видно из рисунка 2.34 область резонансных частот нефти с Приобского, Вынгапурского, Тайлаковского и Западно-Усть-Балыкского месторождений, характеризующая наиболее эффективное воздействие ВЧ ЭМ поля находится в диапазоне 5-25 МГц. Именно поэтому ВЧ обработка частотой 13,56 МГц. Тайлаковской нефти дала столь значительный эффект, снижение вязкости при низких температурах составило величину более 50 % . Тюменская нефть, относится к нефтям Западно-Усть-Балыкского месторождения, для данной нефти ВЧ обработка также показала достаточно высокую степень эффективности.

2.5 Выводы

Влияние электромагнитной обработки на степень улучшения реологических свойств зависит от состава нефти. Так, после ВЧ обработки вязкость Тайлаковской нефти уменьшилась примерно в 1,4 раза, вязкость Уренгойской нефти уменьшилась в 1,3 а вязкость Ярегской нефти уменьшилась в 2,6 раз. Для ньютоновских Девонской, Тюменской и Арланской нефтей вязкость после ВЧ ЭМ обработки снижается почти в 1,5 раз.. Чем больше в нефти асфальтенов и полярных соединений, тем выше эффективность ЭМ методов воздействия. СВЧ ЭМ обработка нефтей также позволяет изменять реологические свойства, но не в такой же мере как ВЧ. Параметром, определяющим эффективность ЭМ воздействия на реологические свойства нефти является параметр К, представляющий собой соотношение суммарного содержания асфальтенов и смол к суммарному содержанию парафинов и серы. Улучшение реологических свойств исследованных нефтей после ВЧ и СВЧ ЭМ воздействий наиболее выражено в температурном диапазоне 0 – 30°C, являющемся наиболее востребованным в промышленной практике эксплуатации нефтепроводов. ЭМ воздействие на неньютоновские нефти приводит к изменениям в кривых течения, уменьшению предельного напряжения сдвига, снижению коэффициентов крутизны вискограммы.

Параметром, определяющим эффективность ЭМ воздействия на АСПО нефти, является параметр неустойчивости, обратный параметру K . До достижения параметром неустойчивости значения 0,6 происходит увеличение количества АСПО с малой интенсивностью. При достижении параметром значения 0,6 и выше наблюдается резкий рост количества АСПО. ЭМ воздействие на нефть приводит к уменьшению количества АСПО. Эффективность ВЧ ЭМ воздействия растет с ростом параметра неустойчивости

Методом оптической микроскопии выяснено, что после ВЧ и СВЧ ЭМ обработок структура нефти гомогенизируется. В результате исследований влияния ВЧ ЭМ воздействия на процессы демульсации нефтей выявлено, что ВЧ ЭМ обработка нефти способствует интенсификации данного процесса.

3 Исследования влияния ЭМ методов воздействия на вязкость смеси сернистой и высокосернистой парафинистой нефтей

Структура Российского рынка нефти такова, что большая часть добытой нефти является сернистой. Для реализации этой нефти производят ее смешение в трубопроводах с легким западносибирским сортом Siberian Light, в результате чего получается российская марка экспортной нефти Urals, которая является основной маркой, реализуемой на сегодняшний день российскими нефтедобытчиками. Кроме того, пространственное расположение сети магистральных нефтепроводов и расположение регионов добычи не всегда позволяют транспортировать нефть от конкретных месторождений на конечные пункты с сохранением первоначального качества.

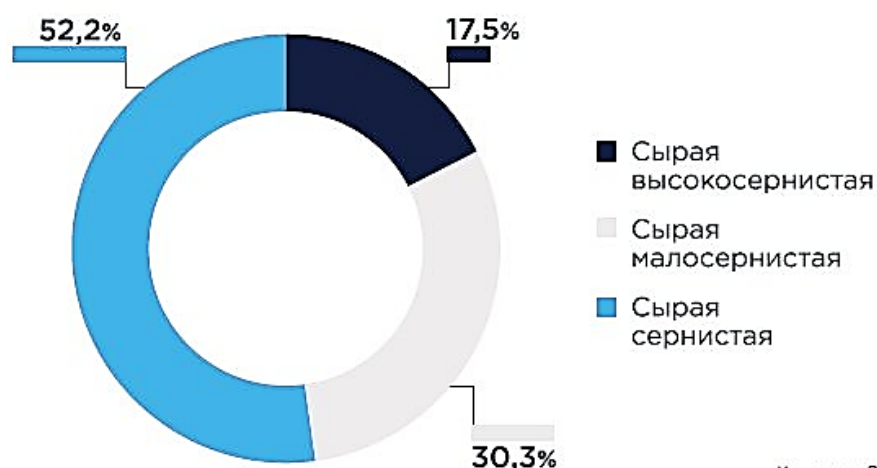


Рис.3.1 Структура Российского рынка нефти в 2020 году, % (по данным Росстата)

Соответственно, достаточно распространенной в нашей стране является практика трубопроводного транспорта смеси сернистых нефтей и становятся актуальными задачи прогнозирования и определения свойств смеси сернистых нефтей, определения влияния ЭМ воздействия на такие смеси [100].

3.1 Экспериментально-аналитическое исследование возможности применения существующих методик для расчетов вязкости смеси нефтей, в том числе после ВЧ ЭМ воздействия

Основными параметрами, существенно влияющими на режим работы оборудования, являются плотность и вязкость продукции, поэтому задача корректного прогнозирования и расчета этих параметров становится актуальной. В существующих монографиях, учебниках и справочниках, а также в нормативной документации для расчетов плотности и вязкости смеси рекомендуется руководствоваться правилами аддитивности. На практике это может привести к существенным ошибкам в определении прогнозируемых параметров [101-102].

Рассмотрим наиболее распространенные зависимости для прогнозирования вязкости смеси нефтей и экспериментально проверим возможность их применения для определения вязкости смеси нефтей с различными физико-химическими параметрами. Для этого выполним экспериментальные измерения вязкости смеси сернистой и высокосернистой нефтей при различных концентрациях высокосернистого компонента в смеси с помощью вискозиметров: ротационного Brookfield DV II Pro и капиллярного типа ВНЖ с диаметрами капилляров 0,8 мм и 1,08мм. Для измерения плотности используем ареометры для нефти типа АНТ-1, АНТ-2, АН. Для определения содержания серы в нефти – настольный рентгено- флуоресцентный анализатор элементного состава Oxford Lab-X 3500; для определения температуры смеси – термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ– 4.



а)



б)

а) вискозиметры ВНЖ, размещенные в водяной бане; б) настольный рентгено- флуоресцентный анализатор элементного состава Oxford Lab-X 3500

Рис.3.2 Материалы и оборудование

В настоящее время, широкое распространение в практике трубопроводного транспорта получены следующие зависимости, формулы, номограммы для определения вязкости смеси:

1. Эмпирическое уравнение для расчета коэффициента вязкости бинарной смеси жидкостей Кендалла и Монро (Kendall J. and Monroe K.P.):

$$\mu_{mix}^{\frac{1}{3}} = x_1 \cdot \mu_1^{\frac{1}{3}} + x_2 \cdot \mu_2^{\frac{1}{3}}, \quad (3.1)$$

где μ_{mix} – коэффициент динамической вязкости смеси, μ_1, μ_2 – коэффициенты динамической вязкости соответствующих компонентов, а x_1, x_2 – мольные доли компонентов.

2. Формула Аррениуса (Arrhenius S.A.) :

$$\lg \mu_{mix} = x_1 \cdot \lg \mu_1 + x_2 \cdot \lg \mu_2. \quad (3.2)$$

3. Формула Лима (Lima F.W.):

$$\lg(\lg(10 \cdot \mu_{mix})) = \rho_{mix} \cdot \left[\frac{\sum_{i=1}^n x_i \cdot J_i}{\sum_{i=1}^n x_i \cdot M_i} \right] - 2,9, \quad (3.3)$$

где ρ_{mix} – плотность смеси; x_i – мольная доля компонента смеси; J_i – постоянная вязкости компонента смеси; M_i – молекулярная масса компонента.

4. Формула Шукла и Бхатнагара (Shukla R.P. and Bhatnagar R.P.) :

$$\mu_{mix}^{1/8} = \frac{\rho_{mix}}{M_{mix}} \cdot \sum_{i=1}^n x_i \cdot R_{ch,i}, \quad (3.4)$$

где $R_{ch,i}$ – реохора компонента в смеси.

5. Формула Лобе (Lobe V.M.) :

$$\mu_{mix} = \rho_{mix} \sum_{i=1}^n \Phi_i \frac{\mu_i}{\rho_i} \exp\left(\sum_{j \neq i} \frac{\alpha_j \cdot \Phi_j}{R \cdot T}\right), \quad (3.5)$$

где α_j – характеристический параметр вязкости для j смеси; Φ_j – объемная доля компонента смеси; R – универсальная газовая постоянная; T – температура; M_i – молекулярная масса смеси. Для того, чтобы производить расчет по этой методике необходимо предварительно определить все характеристические параметры вязкости (α_j) [103].

6. Номограммы: например, номограмма Е.Г. Семенидо и номограмма Г.В. Виноградова получили широкое распространение в заводской практике, в частности для определения вязкости смесей масел.

7. Формула Вальтера:

$$\lg \lg(v_{mix} + c) = x_1 \cdot \lg \lg(v_1 + c) + x_2 \lg \lg(v_2 + c), \quad (3.6)$$

где v_{mix} – коэффициент кинематической вязкости смеси; v_1 и x_1 , v_2 , и x_2 – коэффициенты кинематической вязкости и объемные доли первого и второго компонента, соответственно; c – постоянная, зависящая от природы исследуемых жидкостей.

8. Уравнение регрессии для расчета вязкости смесей сернистой и высокосернистой нефтей.

Данное уравнение разработано в результате планирования и постановки эксперимента для получения линейной модели которое подразумевает варьирование факторов на двух уровнях. Поскольку число факторов известно,

количество опытов необходимое для реализации всех возможных сочетаний уровней факторов вычислялось по формуле:

$$N = 2^n, \quad (3.7)$$

где N – число опытов, n – число факторов, 2 – число уровней.

В случае реализации всех возможных сочетаний уровней факторов – эксперимент является полным факторным [80]. Полный факторный эксперимент позволяет получить регрессионную модель или математическую модель исследуемого объекта в виде уравнения:

$$y = b_0 + \sum_{i=1}^n b_i x_i + \sum_{i=1}^n \sum_{k=i+1}^n b_{ik} x_i x_k + \sum_{i=1}^n \sum_{k=i+1}^n \sum_{l=k+1}^n b_{ikl} x_i x_k x_l + \dots, \quad (3.8)$$

где b_i , b_{ik} , b_{ikl} – коэффициенты уравнения множественной регрессии.

b_0 – свободный член;

В рамках исследования было рассмотрено влияние на вязкость смеси нефтей следующих факторных признаков:

- коэффициент кинематической вязкости;
- температура при условиях эксплуатации магистрального нефтепровода;
- плотность;
- объемная концентрация компонента;
- концентрация хлористых солей;
- массовая доля воды;
- массовая доля механических примесей;
- массовая доля балласта;
- массовая доля органических хлоридов;
- массовая доля серы;
- массовая для сероводорода;
- массовая доля метил и этилимеркаптанов;
- массовая доля парафинов;
- давление насыщенных паров нефти;

– выход фракций (при 200 и 300°C).

С учетом того, что все эти признаки необходимо рассматривать для исходных компонентов и для полученной смеси (за исключением вязкости смеси как исследуемого признака и объемной концентрации), получаем, что для постановки полного факторного эксперимента, согласно (3.7) необходимо выполнить: $214 \cdot 2 + (14 - 2) = 240 \approx 1012$ измерений [80].

Для выявления наиболее значимых и отбраковки наименее значимых факторов, произведен корреляционно-регрессионный анализ всех перечисленных факторов на основании целого массива данных промышленной практики за последние несколько лет. Выявлено, что такие факторы, как концентрация хлористых солей, массовые доли: воды, механических примесей, органических хлоридов, сероводорода, метил и этилимеркаптанов и парафинов; а также давление насыщенных паров нефти и выход фракций на вязкость смеси рассматриваемых нефтей практически не влияют. Таким образом, количество факторных признаков сократилось до восьми основных включающих вязкости компонентов, плотности компонентов, объемные концентрации и массовые доли серы.

Далее в изотермических условиях был проведен дробный факторный эксперимент. При постановке эксперимента использовалась соответствующая данному типу дробного факторного эксперимента матрица планирования. Так как для обеспечения высокой точности обработки результатов эксперимента методом корреляционно-регрессионного анализа необходимо, чтобы количество измерений превышало количество исследуемых факторных признаков хотя бы в 2 раза, было поставлено 25 измерений [104-110].

На основании проведенного регрессионного анализа экспериментальных данных была получена следующая модель множественной регрессии для определения вязкости смеси сернистой и высокосернистой нефтей [111]:

$$\nu_{mix} = a_0 + a_1 \cdot x_1 + a_2 \cdot x_2 + a_3 \cdot v_1 - a_4 \cdot v_2 + a_5 \cdot s_{mix} - a_6 \cdot \rho_1 + a_7 \cdot \rho_2 + a_8 \cdot \rho_{mix}, \quad (3.9)$$

где a_i – коэффициенты регрессии, получаемые из анализа экспериментальных данных.

Аналогично, в результате анализа массива данных, полученного по соответствующим ГОСТ[112-116], состоящего из выявленных ранее как определяющих вязкость – восьми факторных признаков, и постановки дробного факторного эксперимента с последующим корреляционно – регрессионным анализом полученных данных, выявлено, что на вязкость исследованной смеси высокосернистой и сернистой нефтей такой параметр как плотность оказывает незначительное влияние. В результате исключения такого факторного признака как плотность из массива экспериментальных данных, были получены следующие уравнения регрессии:

для необработанной смеси сернистой и высокосернистой нефтей:

$$v_{mix} = 36,866 + 3,449 \cdot x_1 + 10,5527 \cdot x_2 - 2 \cdot v_1 + 0,5 \cdot v_2 - 8 \cdot s_1 + 4 \cdot s_2, \quad (3.10)$$

для смеси нефтей после ВЧ ЭМ воздействия:

$$v_{mix} = 107,12 - 5,7449 \cdot x_1 + 0,1 \cdot x_2 + 5 \cdot v_1 + 0,004 \cdot v_2 + 0,01 \cdot s_1 + 1,14 \cdot s_2, \quad (3.11)$$

где s_1, s_2 – массовая доля серы в сернистой и высокосернистой нефтях. Результаты расчетов, выполненных по уравнению регрессии, входят в доверительный интервал фактических значений вязкости смеси нефтей. С высокой степенью достоверности описывают изменение коэффициентов кинематической вязкости смеси нефтей. Коэффициенты детерминации для уравнений составляют 99,8% и 99,7% соответственно.

На рисунке 3.2 представлены результаты определения коэффициента кинематической вязкости смеси сернистых нефтей рассчитанных на основании формул Кендалла-Монро, Аррениуса, Вальтера, и уравнений регрессии, а также, экспериментально полученные значения. Здесь же представлены результаты расчетов и экспериментальные данные по вязкостям смеси сернистых нефтей после их ВЧ ЭМ обработки[117].

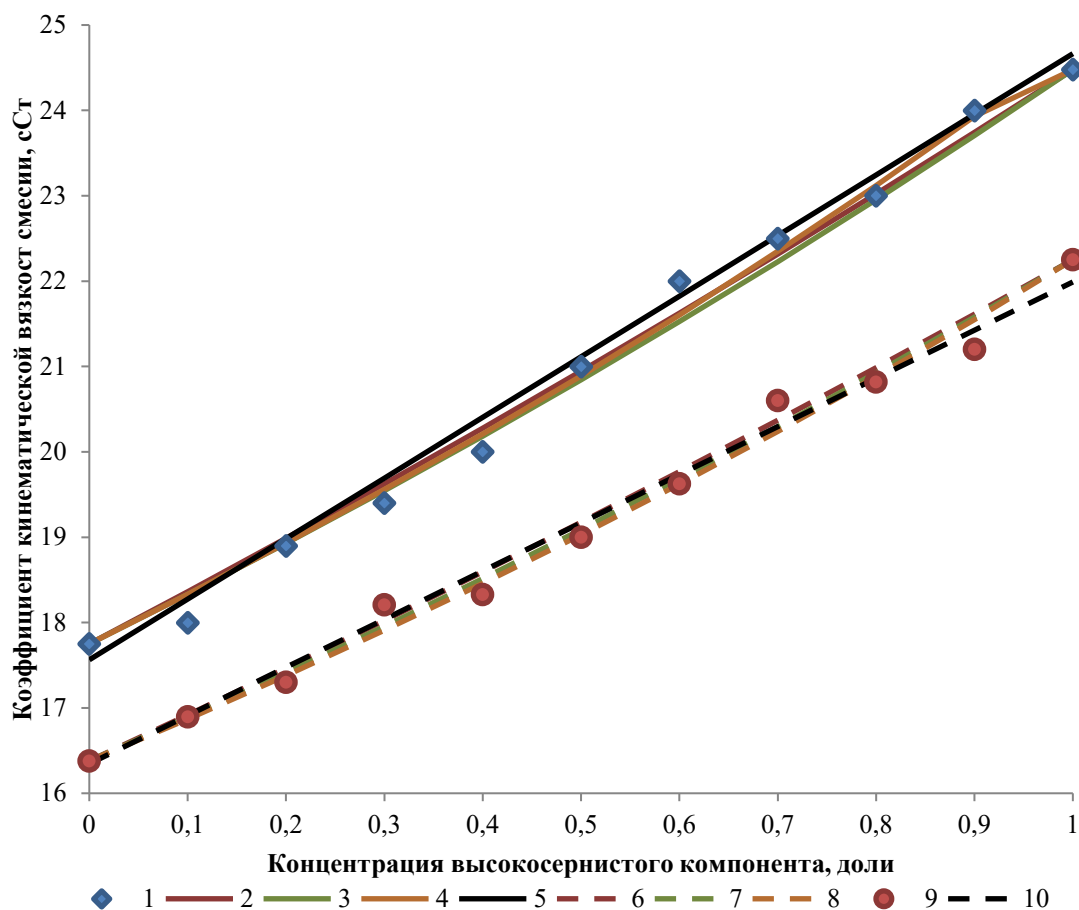


Рис.3.2. Сравнение экспериментальных данных с полученными по различным формулам

1 – Коэффициент фактической кинематической вязкости смеси нефтей; 2,6 – по формуле Аррениуса; 3,7 – по формуле Кендалла-Монро; 4,8 – по формуле Вальтера; 5,10 – по уравнению регрессии; 9 - коэффициент кинематической вязкости смеси нефтей после ВЧ ЭМ обработки;

Сплошные линии – необработанная смесь, пунктирные - после ВЧ ЭМ обработки.

Из рисунка 3.2 видно, что методы: Аррениуса, Кендалла-Монро, Вальтера и регрессии демонстрируют высокую степень достоверности расчетов. Наиболее точные результаты позволяет получить уравнение регрессии - максимальная погрешность расчетов по нему для необработанной смеси составила- 1,07%, для смеси после ВЧ ЭМ воздействия – 1,49%. Отметим, что расчет по формуле

регрессии требует дополнительных измерений, в частности замеров содержания серы в исходных компонентах.

С другой стороны, уравнение регрессии позволяет оценить вклад отдельных параметров на изменение вязкости смеси нефтей, в том числе после ВЧ ЭМ воздействия. Так, из анализа полученных уравнений регрессии видно, что до ВЧ ЭМ воздействия наибольшее влияние на вязкость оказывают исходное содержание серы в нефтях и концентрация высокосернистого компонента. После ВЧ ЭМ воздействия, на коэффициент кинематической вязкости смеси нефтей влияние оказывают объемная доля сернистой нефти, коэффициент кинематической вязкости сернистой нефти и массовая доля серы в высокосернистой нефти. Очевидно, это связано с тем, что наибольшее воздействие ВЧ ЭМ поле оказывает на высокосернистую нефть. В необработанной смеси превалирует влияние высокосернистой нефти, а в обработанной из-за влияния ЭМ поля, картина меняется[117].

3.2 Экспериментальное исследование влияния ВЧ ЭМ воздействия на смеси сернистой и высокосернистой нефтей

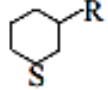
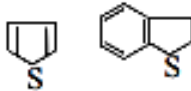
В связи с тем, что в практике трубопроводного транспорта зачастую приходится сталкиваться с перекачкой смеси нефтей, в работе впервые выполнено исследование влияния ВЧ ЭМ воздействия на смесь сернистой (содержание серы 1,1%) и высокосернистой (3,5%) нефтей (Таб. 3.1)

Таб. 3.1. Сернистые соединения исследованных нефтей

№	Наименование параметра	Высокосернистая нефть	Сернистая нефть
1	Содержание сероводорода, млн ⁻¹	7	1
2	Массовая доля метил,этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹	19	5
7.	Содержание в нефти серы, % масс.	2,7	1,6

Сернистые соединения нефти — сложные смеси, состоящие из меркаптанов, сульфидов, а также дисульфидов и гетероциклических соединений [118]. Сера является самым распространенным из гетероатомов в нефти. В таблице 3.2 приведены температуры плавления соответствующих сернистых соединений в нефти.

Таб. 3.2. Сернистые соединения нефти [119]

№	Химическая формула	Название	$T_{\text{кип.}}$, °C	Примечание
1	S^0	Элементная сера	134 ($T_{\text{пл.}}$)	Активная сера
2	H_2S	Сероводород	- 60,7	
3	COS	Карбонилсульфид	- 47,5	
4	RSH	Меркаптаны (тиолы)	6-500	
5	CS_2	Сероуглерод	46,3	
6	$R-S-R$, $Ar-S-R$, $Ar-S-Ar$ 	Сульфиды (тиоэфиры)	35-600	Остаточная сера
7	$R-S-S-R$, $Ar-S-S-R$	Дисульфиды (дитиоэфиры)	109-600	
8		Тиофены	84-600	
9	$R-\overset{\text{O}}{\parallel}{S}-R$	Сульфоксиды		
10	$R-\overset{\text{O}}{\parallel}{S}-R$	Сульфоны		

Исследованные в рамках работы сернистая и высокосернистая нефти и их смесь после ВЧ ЭМ обработки нагревались до температуры 45 °C. Как видно из таблицы 3.2 данные температуры соответствуют температурам кипения некоторых сульфидов, меркаптанов, карбонилсульфидов и сероводорода и в

большей степени затрагивают наиболее агрессивную так называемую « активную серу» .

Согласно ГОСТ Р 51858—2020 [85], исследованные нефти относятся к 1 виду по содержанию сероводорода и этил, метилмеркаптанов в сумме, и второму и первому классам по содержанию серы.

Предварительно обработанные в чистом виде, сернистая и высокосернистая нефти смешивались в различных концентрациях и затем замерялась вязкость полученной смеси. Смешение осуществлялось электрической верхнеприводной мешалкой Ulab, замер вязкости ротационным вискозиметром Brookfield DV II Pro, а также вискозиметрами капиллярными «ВНЖ» с диаметрами капилляров 0,8 мм и 1,08мм. Термостатирование капиллярных вискозиметров осуществлялось в водяной бане Wise Cursi согласно ГОСТ , замер температуры водяной бани термометром ТЛ-4, времени истечения нефти – секундомером механических СОСпр-2б-2-010.

Также были проведены экспериментальные исследования, в которых сернистая и высокосернистая нефти сначала смешивались в различных концентрациях, затем полученная смесь обрабатывалась ВЧ ЭМ полем. Сравнение результатов определения вязкости предварительно смешанных и смешанных после обработки сернистых нефтей показало, что результаты измерений аналогичны и находятся в пределах допускаемой погрешности.

На рисунке 3.4 приведены результаты исследования ВЧ ЭМ воздействия на высокосернистую и сернистую нефти.

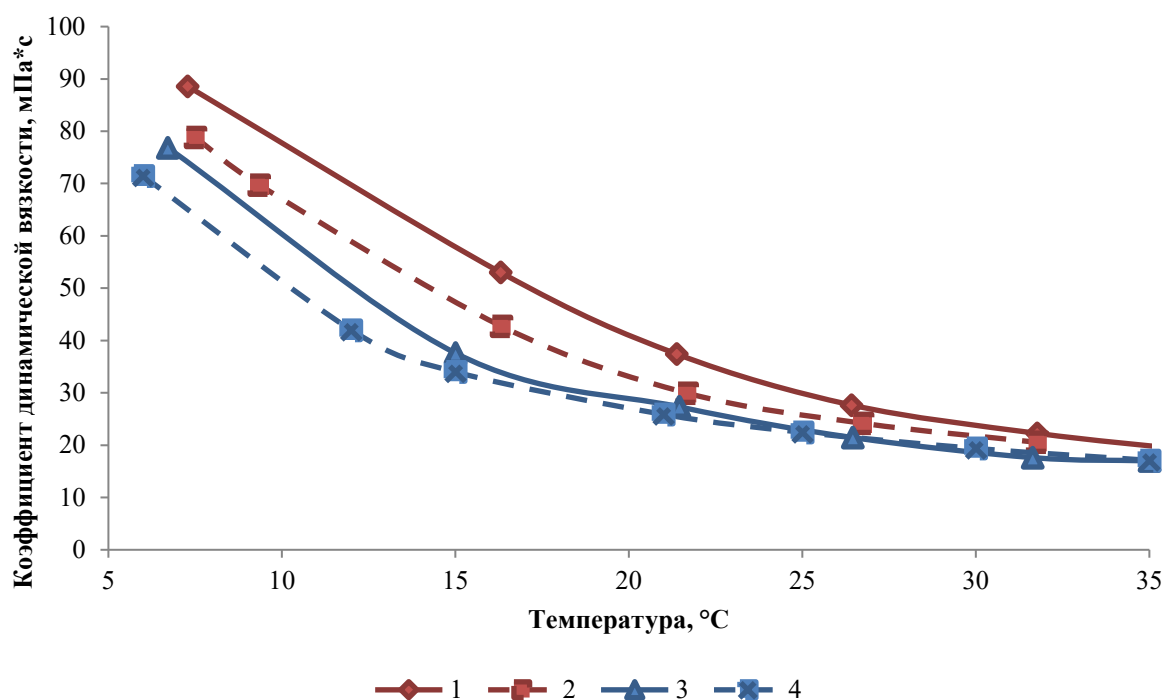


Рис.3.4. Зависимость коэффициента динамической вязкости нефти от температуры до и после ВЧ ЭМ обработки
 1,2 – высокосернистая нефть; 3,4 – сернистая нефть;
 Сплошные линии – необработанная смесь, пунктирные - после ВЧ ЭМ обработки.

Из рисунка 3.4 видно, что сразу после ЭМ обработки в диапазоне температур 1 до 30 С° коэффициенты динамической вязкости сернистой и высокосернистой нефтей снижаются в 1.1 и 1.2 раза соответственно.

Результаты влияния ВЧ ЭМ обработки на реологические характеристики смеси сернистых нефтей для примера 50 процентной концентрации высокосернистой нефти в сернистой представлены на рисунке 3.5 :

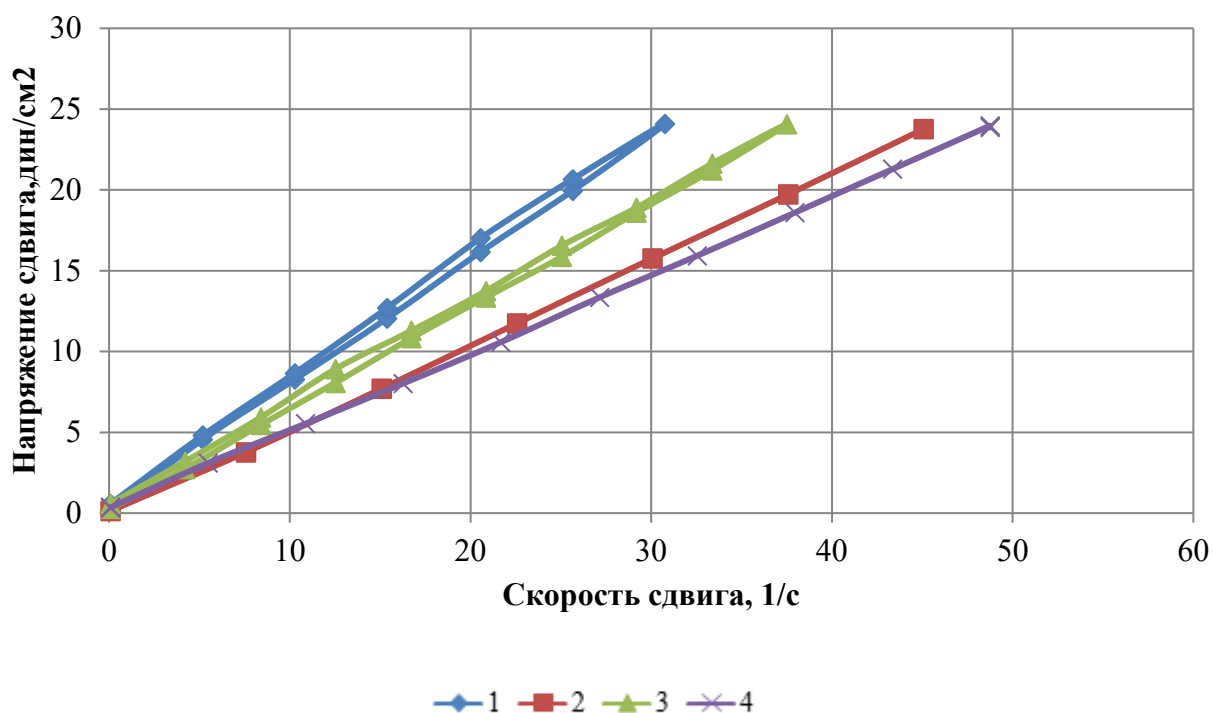


Рис. 3.5. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига для смеси сернистой и высокосернистой парафинистой нефтей в 50 % концентрации при температуре 5°C

1 – нефть до обработки; 2 – через 5 дней после ВЧ ЭМ обработки; 2 – через 3 дня после ВЧ ЭМ обработки; 4 – сразу после ВЧ ЭМ обработки;

Как видно из рисунка 3.5, после ВЧ ЭМ обработки смеси сернистой и высокосернистой нефтей происходит некоторое пропорциональное смещение реологической кривой. Практически исчезает небольшая петля гистерезиса, проявляющаяся при температурах ниже 5 градусов и свидетельствующая о наличии слабых тиксотропных свойств смеси. Так же из рисунка видно, что время релаксации ВЧ ЭМ воздействия для смеси сернистой и высокосернистой нефтей составляет не менее 5 дней.

Итак, ВЧ ЭМ воздействие на смесь сернистых нефтей приводит к улучшению ее реологических характеристик в диапазоне температур 1 до 30 С° .

3.3 Выводы

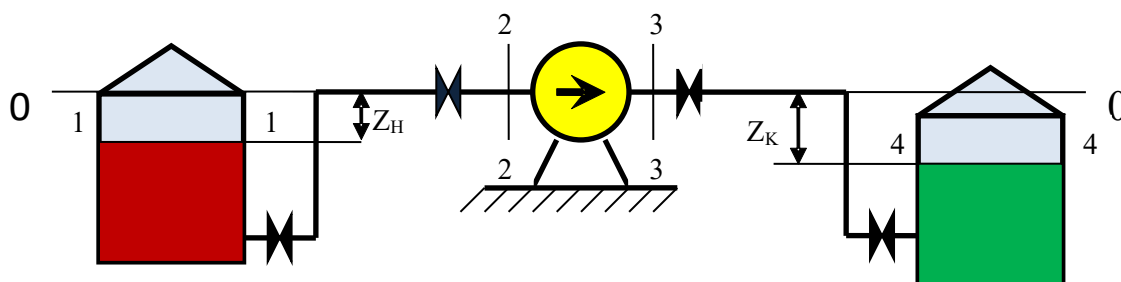
ВЧ ЭМ воздействие на смесь сернистых нефтей приводит к улучшению реологических характеристик полученной смеси; исчезновению тиксотропных свойств смеси, проявляющихся при низких температурах. Время релаксации свойств смеси нефти составляет более 5 дней, степень уменьшения коэффициента динамической вязкости смеси определяется температурой нефти и содержанием высокосернистого компонента: чем ниже температура и выше содержание высокосернистого компонента, тем выше степень улучшения реологических свойств. Максимальное уменьшение вязкости наблюдается при температурах 0-30 °С, соответствующих температурам эксплуатации магистральных нефтепроводов.

В результате экспериментально-аналитического исследования возможности применения существующих наиболее известных формул определения вязкости смеси нефтей без и после ВЧ обработки выявлено, что все использованные зависимости, как известные (Кендалла-Монро, Аррениуса, Вальтера), так и полученные в работе уравнения регрессии, точно описывают экспериментальные результаты. В результате проведенного многофакторного анализа экспериментальных данных выявлено, что до ВЧ ЭМ обработки наибольшее влияние на вязкость смеси оказывают исходное содержание серы в нефтях и концентрация высокосернистого компонента, а после ВЧ ЭМ обработки, определяющими параметрами становятся концентрация и вязкость сернистого компонента, а также массовая доля серы в высокосернистой нефти.

4 Численное моделирование параметров течения высоковязких и парафинистых нефтей в трубопроводах

4.1 Определение влияния вязкости на работу НПС

Оснащение нефтеперекачивающей станции (НПС) на этапе проектирования определяется свойствами перекачиваемой нефти. На этапе эксплуатации свойствами перекачиваемой нефти определяются режимы и схемы работы. Наибольшее влияние на режимы работы НПС оказывают реологические свойства, так как именно от них зависит величина потерь напора нефти на трение при ее транспортировке к пункту назначения. Гидравлические расчеты нефтепроводов и НПС проводятся по ранее разработанным и хорошо зарекомендовавшим себя на практике методикам [120-122]. Выполнен гидравлический расчет и оценка изменения режимов работы одной и той же НПС для случаев перекачки необработанной и обработанной ВЧ ЭМ полем Девонской нефти. Безмасштабная схема рассматриваемого модельного расчетного участка между двумя НПС представлена на рисунке 4.1.



1-1, 2-2, 3-3, 4-4 рассматриваемые сечения, Z_H Z_K — геодезические отметки начального и конечного сечений соответственно, 0-0 — плоскость отсчета, ноль отсчета

Рис. 4.1. Схема расчетного участка

Исходные данные для расчетов приведены в таблице 4.1.

Таб. 4.1. Исходные данные

Наименование данных	Обозначение	Значение	Единица измерения
Проектный расход	Q	5000	$\text{м}^3/\text{ч}$
Плотность нефти	ρ	885	$\text{кг}/\text{м}^3$
Температура перекачки	T	8	$^{\circ}\text{C}$
Коэффициент кинематической вязкости нефти после ВЧ ЭМ воздействия	ν_1	0,00031	$\text{м}^2/\text{с}$
Коэффициент кинематической вязкости необработанной нефти	ν_2	0,00049	$\text{м}^2/\text{с}$
Геометрическая высота начального пункта	$Z_{\text{н}}$	-1	м
Геометрическая высота конечного пункта	$Z_{\text{к}}$	-3	м
Давление в конце нефтепровода	$P_{\text{к}}$	2700	Па
Длина участка нефтепровода	L	60000	м
Наружный диаметр нефтепровода	$D_{\text{н}}$	920	мм
Толщина стенки нефтепровода	δ	10	мм
Абсолютная шероховатость стенок нефтепровода	Δ	0,06	мм

Как уже отмечалось ранее, расчеты выполнены для двух значений вязкости: полученной после электромагнитной обработки и первоначальной.

4.1.1 Гидравлический расчет нефтепровода и построение его характеристики, подбор насоса

Величина потребного напора, определяется величинами статического напора и потерь напора по длине нефтепровода:

$$H_{\text{потр}} = H_{\text{ст}} + \sum h_{\text{н-к}} = Z_{\text{к}} - Z_{\text{н}} + \frac{P_{\text{к}} - P_{\text{н}}}{\rho g} + \sum h_{\text{н-к}}, \quad (4.1)$$

где $\sum h_{\text{н-к}}$ – потери напора по длине нефтепровода.

Потери напора по длине нефтепровода рассчитывают по формуле Дарси-Вейсбаха для определения потерь напора на трение, потери напора на местных сопротивлениях учитываются в виде 2 – х процентной надбавки:

$$\sum h_{\text{н-к}} = 1,02 \lambda \frac{l \cdot v^2}{d \cdot 2g}. \quad (4.2)$$

Рассчитываем внутренний диаметр нефтепровода:

$$d = D_{\text{н}} - 2\delta = 920 - 2 \cdot 10 = 900 \text{ мм}. \quad (4.3)$$

Из уравнения неразрывности определяем среднюю скорость потока:

$$v = \frac{4 \cdot Q}{3600 \cdot \pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 5000}{3600 \cdot 3,14 \cdot 0,9^2} = 2,184 \text{ м/с}. \quad (4.4)$$

Для установления режима движения нефти в нефтепроводе, определяем число Рейнольдса: $Re = \frac{v \cdot d}{\nu} = \frac{2,184 \cdot 0,9}{31 \cdot 10^{-6}} = 63415$.

А также граничные числа Рейнольдса: $Re_{\text{ин}} = 15 \cdot \frac{d}{\Delta} = 15 \cdot \frac{900}{0,06} = 225000$,

$$Re_{\text{лам}} = 500 \cdot \frac{d}{\Delta} = 500 \cdot \frac{900}{0,06} = 7500000.$$

Так как фактическое число Рейнольдса меньше первого граничного, но больше значения соответствующего ламинарному режиму движения нефти: $Re_{\text{лам}} < Re < Re_{\text{ин}}$ – режим движения турбулентный, зона гидравлически гладких труб. Тогда коэффициент гидравлического сопротивления λ определяем по формуле Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{63415^{0,25}} = 0,0199.$$

Итак, суммарные потери напора в нефтепроводе составят:

$$\sum h_{H-K} = 1,02 \cdot 0,00199 \cdot \frac{60000}{0,9} \frac{2,184^2}{2 \cdot 9,81} = 329,6 \text{ м.}$$

Потребный напор составит:

$$H_{\text{потр}} = Z_K - Z_H + \frac{P_K}{\rho g} + \sum h_{H-K} = -3 - (-1) + \frac{0,27 \cdot 10^6}{885 \cdot 9,81} + 329,6 = 359,2 \text{ м.}$$

Аналогичные расчеты проводим для первоначального значения вязкости нефти. Так число Рейнольдса составит:

$$Re = \frac{v \cdot d}{\nu} = \frac{2,184 \cdot 0,9}{31 \cdot 10^{-6}} = 70200, \lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{70200^{0,25}} = 0,0194.$$

Суммарные потери напора в нефтепроводе:

$$\sum h_{H-K} = 1,02 \cdot 0,00194 \cdot \frac{60000}{0,9} \frac{2,184^2}{2 \cdot 9,81} = 321,9 \text{ м.}$$

Потребный напор насоса:

$$H_{\text{потр}} = Z_K - Z_H + \frac{P_K}{\rho g} + \sum h_{H-K} = -3 - (-1) + \frac{0,27 \cdot 10^6}{885 \cdot 9,81} + 321,9 = 351,53$$

121].

Задаваясь различными значениями расхода, рассчитываем соответствующие этим подачам значения потребного напора для двух значений вязкости.

По найденным значениям потребных напоров и необходимой подаче подбираем насос марки НМ 5000-210, он обеспечивает перекачку как при первоначальном значении вязкости, так и при значении, полученном после электромагнитной обработки, так как потребные напоры различаются незначительно.

Насос НМ 5000 – 210 рассчитан на номинальную подачу 5000 м³/ч напор Н = 210 м. Частота вращения вала насоса n=3000 об/мин. Он имеет допускаемый кавитационный запас Δh равный 42 м. КПД насоса составляет 89% [122]. Приводом насосного агрегата в рассматриваемом примере является двигатель СТДП-5000-2УХЛ4, мощностью 5000 кВт, напряжением 6000В, с частотой вращения 3000 об/мин и КПД равным 97,3% [121-124].

4.1.2 Пересчет характеристики с воды на перекачиваемый продукт

4.1.2.1 Пересчет характеристики магистрального насосного агрегата

Пересчет характеристик насосов с холодной воды на нефть выполним по методике Аитовой-Колпакова[120]. Для этого определяем коэффициент быстроходности насоса по формуле:

$$n_s = 3,65 n \frac{\sqrt{\frac{Q_0}{i}}}{\left(\frac{H_0}{j}\right)^{\frac{3}{4}}} = 3,65 \cdot 3000 \frac{\sqrt{\frac{5000}{3600 \cdot 2}}}{\left(\frac{210}{1}\right)^{\frac{3}{4}}} = 165. \quad (4.5)$$

Переходное число Рейнольдса найдем по формуле:

$$Re_{пер} = 3,16 \times 10^5 n_s^{-0,305} = 3,16 \times 10^5 \cdot 165^{-0,305} = 66530. \quad (4.6)$$

Число Рейнольдса при работе насосного агрегата на нефти по формуле:

$$Re = \frac{nD_2^2}{\nu} = \frac{3000 \cdot 0,45^2}{60 \cdot 31 \cdot 10^{-6}} = 326613. \quad (4.7)$$

ν – кинематическая вязкость нефти при температуре перекачки; D_2 – наружный диаметр рабочего колеса насоса; n – частота вращения вала насосного агрегата.

Так как $Re_H > Re_{пер}$, режим автомодельный и пересчет Q и N не требуется.

Пересчет КПД выполним по формуле:

$$\eta_H = \eta_B \left[1 - \eta_B \left(\alpha \lg \frac{Re_B}{Re_H} + \frac{A}{Re_H^{0,89}} \right) \right], \quad (4.8)$$

где α – коэффициент, зависящий от числа Рейнольдса; η_B – КПД агрегата при работе на холодной воде; Re_B – число Рейнольдса при работе агрегата на воде; A – коэффициент дисковых потерь, зависящий от коэффициента быстроходности.

Из [6] находим значения коэффициентов, учитывающих гидравлические и дисковые потери : $\alpha = 0,04$; $A = 200$.

$$Re_B = \frac{nD_2^2}{\nu} = \frac{3000 \cdot 0,45^2}{60 \cdot 10^{-6}} = 10125000. \quad (4.9)$$

$$\eta_H = 0,81 \left[1 - 0,81 \left(0,04 \lg \frac{10125000}{326613} + \frac{200}{326613^{0,89}} \right) \right] = 0,77.$$

Пересчет мощности произведем по формуле:

$$N_H = \frac{\rho g H_H Q_H}{\eta_H} = \frac{885 \cdot 9,81 \cdot 184 \cdot 3972}{3600 \cdot 0,77} = 2289 \text{ кВт}. \quad (4.10)$$

Аналогичные расчеты производим для первоначального значения вязкости.

Число Рейнольдса при работе на нефти по формуле:

$$Re = \frac{nD_2^2}{\nu} = \frac{3000 \cdot 0,45^2}{60 \cdot 49 \cdot 10^{-6}} = 206632.$$

Так как $Re_H > Re_{пер}$, режим автомодельный и пересчет Q и H не требуется.

$$\eta_H = 0,78 \left[1 - 0,78 \left(0,04 \lg \frac{10125000}{206632} + \frac{200}{206632^{0,89}} \right) \right] = 0,73.$$

$$N_H = \frac{\rho g H_H Q_H}{\eta_H} = \frac{885 \cdot 9,81 \cdot 191 \cdot 3972}{3600 \cdot 0,73} = 2506 \text{ кВт.}$$

4.1.2.2 Пересчет характеристики подпорного насосного агрегата

Коэффициент быстроходности насоса определяем по формуле (4.5) :

$$n_s = 3,65 n \frac{\sqrt{\frac{Q_0}{i}}}{\left(\frac{H_0}{j}\right)^{\frac{3}{4}}} = 3,65 \cdot 1500 \frac{\sqrt{\frac{5000}{3600 \cdot 2}}}{\left(\frac{120}{1}\right)^{\frac{3}{4}}} = 126.$$

Переходное число Рейнольдса: $Re_{пер} = 3,16 \times 10^5 n_s^{-0,305} = 3,16 \times 10^5 \cdot 126^{-0,305} = 72289.$

Число Рейнольдса при работе на нефти: $Re = \frac{nD_2^2}{\nu} = \frac{1500 \cdot 0,576^2}{60 \cdot 31 \cdot 10^{-6}} = 267562.$

Так как $Re_H > Re_{пер}$, режим автомодельный и пересчет Q и H не требуется.

Из [6] находим значения коэффициентов, учитывающих гидравлические и дисковые потери: $\alpha = 0,1$; $A = 500.$

Пересчет КПД: $Re_B = \frac{nD_2^2}{\nu} = \frac{1500 \cdot 0,576^2}{60 \cdot 10^{-6}} = 8294400$. $\eta_H = 0,79 \left[1 - 0,79 \left(0,04 \lg \frac{8294400}{267562} + \frac{200}{267562^{0,89}} \right) \right] = 0,76.$

Пересчет мощности: $N_H = \frac{\rho g H_H Q_H}{\eta_H} = \frac{885 \cdot 9,81 \cdot 100 \cdot 3972}{3600 \cdot 0,76} = 1260 \text{ кВт.}$

Аналогичные расчеты производим для первоначального значения вязкости нефти.

Число Рейнольдса при работе на вязкой нефти:

$Re = \frac{nD_2^2}{\nu} = \frac{1500 \cdot 0,576^2}{60 \cdot 49 \cdot 10^{-6}} = 169273.$ Так как $Re_H > Re_{пер}$, режим автомодельный

и пересчет Q и H не требуется.

Пересчет КПД : $\eta_H = 0,76 \left[1 - 0,76 \left(0,04 \lg \frac{8294400}{169273} + \frac{200}{169273^{0,89}} \right) \right] = 0,72.$

$$\text{Пересчет мощности (4.10): } N_H = \frac{\rho g H_H Q_H}{\eta_H} = \frac{885 \cdot 9,81 \cdot 108 \cdot 3750}{3600 \cdot 0,72} = 1357 \text{ кВт.}$$

4.1.3 Совмещенная характеристика трубопровода и группы насосов

На рисунке 4.2 представлена полученная в результате совмещенная характеристика насосной станции и нефтепровода при двух значениях вязкости. Так как в данном примере режим работы насосов оказался автомодельным, и пересчет напоров и расходов развиваемых насосными агрегатами на нефть не производился, характеристика насосной станции осталась неизменной, для обоих значений вязкости.

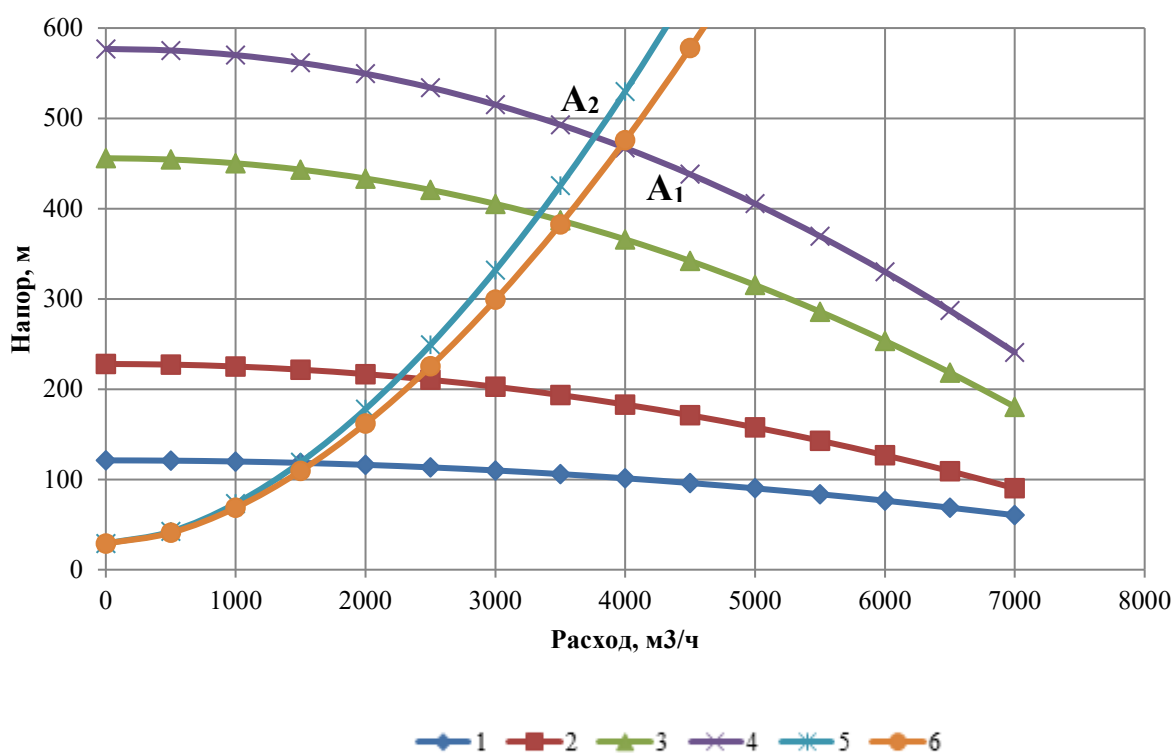


Рис. 4.2. Совмещенная характеристика нефтепровода и НПС для обработанной ВЧ ЭМ полем и необработанной Девонской нефти
 1 – напорная характеристика насоса НПВ 5000-120; 2 – насоса НМ 5000-210; 3 – двух последовательно соединенных насосов НМ 5000-210; 4 – нефтеперекачивающей станции; 5 – нефтепровода необработанной нефти; 6 – нефтепровода для нефти после ВЧ ЭМ обработки.

Из рисунка 4.2 находим параметры рабочих точек A_1 (нефть после ЭМ обработки) и A_2 (исходное состояние нефти), напоры и расходы перекачки: $H_1=467$ м, $Q_1=3972$ м³/ч, $\eta_1=0,77$, $H_2=482$ м, $Q_2=3750$ м³/ч $\eta_2=0,73$. При фактическом значении коэффициента кинематической вязкости равном: $\nu_2=0,00049$ м²/с и значении коэффициента кинематической вязкости полученном по после электромагнитной обработки нефти $\nu_1=0,00031$ м²/с. Относительное значение величины увеличения производительности составило 6 %.

Итак ВЧ ЭМ воздействие на девонскую нефть, приводит к улучшению ее реологических характеристик, что влечет за собой при прочих равных условиях, увеличение производительности работы НПС. Расход перекачки для рассмотренного примера увеличился на 200 м³/ч.

Для большей наглядности оценки влияния ЭМ воздействия на производительность работы системы «трубопровод-насосная станция» проведем анализ работы нефтепровода для перекачки девонской нефти до и после ВЧ ЭМ обработки, в интервале температур от 2 до 24 °С. Исходные данные для расчета представлены в таблице 4.2. Расчет будем вести для изотермического нефтепровода, по методике рассмотренной выше.

Таб. 4.2. Исходные данные для оценки влияния ВЧ ЭМ обработки на производительность модельного нефтепровода Девонской нефти

Наименование данных	Обозначение	Значение	Ед. измер.
Проектный расход	Q	3000	м ³ /ч
Плотность нефти	ρ	890	кг/м ³
Температура перекачки	T	2 -24 °С	С°
Коэффициент кинематической вязкости нефти после ВЧ ЭМ воздействия	ν_1	144,81, 65, 56, 48,43,37,34, 28,26,23	мм ² /с
Коэффициент кинематической вязкости необработанной нефти	ν_2	93, 56, 43, 35, 32, 31, 28, 26, 24, 21,20	мм ² /с
Геометрическая высота начального пункта	Z_H	2.5	м
Геометрическая высота конечного пункта	Z_K	40	м

Давление в конце нефтепровода	P_k	2300	Па
Длина участка нефтепровода	L	3500	м
Внутренний диаметр нефтепровода	d	259	мм
Толщина стенки нефтепровода	δ	7	мм
Абсолютная шероховатость стенок нефтепровода	Δ	0,06	мм

В качестве подпорных насосных агрегатов в рассматриваемом примере используются насосы НПВ3600-90, в качестве основных НМ 3600-230. Насосы подключены по последовательной схеме [121,123-124].

В результате расчетов, получен целый ряд рабочих точек, на основании которых выстроен график зависимости производительности модельного нефтепровода Девонской нефти до и после ВЧ ЭМ обработки от температуры перекачки (Рис. 4.3)

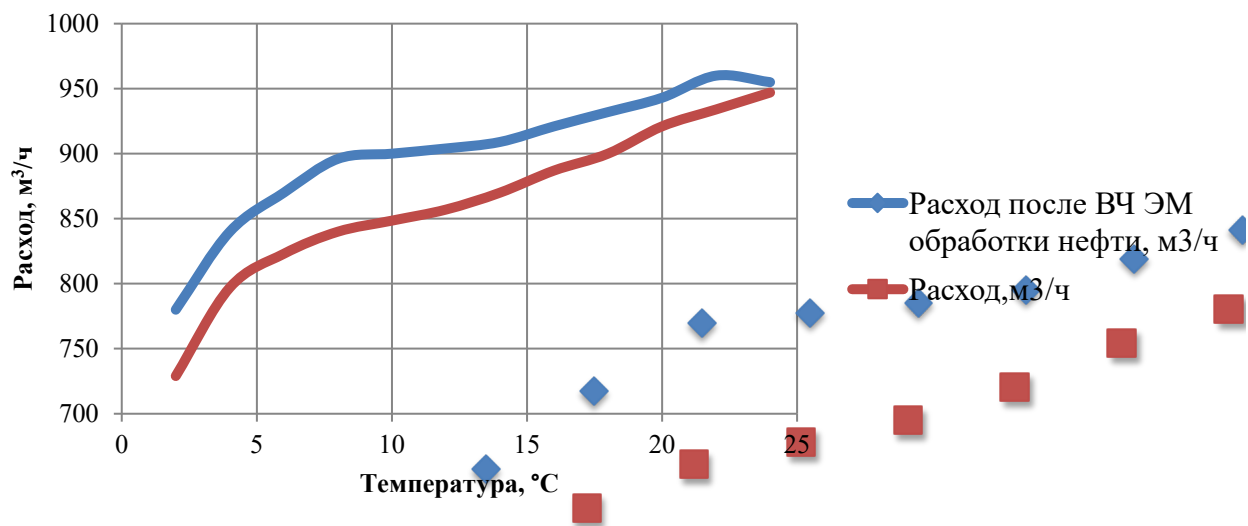


Рис. 4.3. Зависимость производительности модельного нефтепровода Девонской нефти без и после ВЧ ЭМ обработки от температуры перекачки

Из рисунка 4.3 видно, что после ВЧ ЭМ обработки нефти происходит увеличение производительности работы модельного магистрального нефтепровода, при том, что остальные параметры остаются неизменными. Максимальное относительное увеличение производительности нефтепровода составило 7 %

4.1.4 Анализ экономической эффективности электромагнитной обработки нефти

Расход электроэнергии на перекачку нефти по магистральному нефтепроводу, согласно РД 153-39.4-113-01 (утв. Приказом Минэнерго РФ от 24.04.2002 №129) «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов» [125], определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{нк}} = \frac{Q \cdot (H_1 + H_2) \cdot K \cdot g \cdot \rho}{\eta_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{э}} \cdot 367} \cdot 8400, \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}. \quad (4.11)$$

где Q – заданная часовая пропускная способность нефтепровода, $\text{м}^3/\text{ч}$; H_1 – потери напора на перекачку нефти по магистральному нефтепроводу при расчетном диаметре D_p , м; H_2 – потери напора на перекачку нефти по подводным трубопроводам и коммуникациям НПС, м; $K = 1,03$ коэффициент на дросселирование потока нефти по нефтепроводу, включая потери при переходных процессах; g – ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$; ρ – плотность нефти, $\text{т}/\text{м}^3$; $\eta_{\text{н}}$ – КПД насосов; $\eta_{\text{э}}$ – КПД электродвигателей [123-124].

Из результатов предыдущих расчетов берем параметры рабочих точек A_1 и A_2 , напоры и расходы перекачки: $H_1 = 467$ м, $Q_1 = 3972$ $\text{м}^3/\text{ч}$, $\eta_1 = 0,77$, $H_2 = 482$ м, $Q_2 = 3750$ $\text{м}^3/\text{ч}$ $\eta_2 = 0,73$. При фактическом значении коэффициента кинематической вязкости равном: $\nu_2 = 0,00049$ $\text{м}^2/\text{с}$ и значении коэффициента кинематической вязкости полученном после электромагнитной обработки нефти $\nu_1 = 0,00031$ $\text{м}^2/\text{с}$.

И на основании этих данных производим расчет энергопотребления для двух значений кинематической вязкости нефти.

$$\mathcal{E}_1 = \frac{3972 \cdot 467 \cdot 1,03 \cdot 9,81 \cdot 885 \cdot 8400}{0,77 \cdot 0,973 \cdot 350 \cdot 3600 \cdot 1000} = 147598 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}.$$

$$\mathcal{E}_2 = \frac{3750 \cdot 482 \cdot 1,03 \cdot 9,81 \cdot 885 \cdot 8400}{0,73 \cdot 0,973 \cdot 350 \cdot 3600 \cdot 1000} = 151705 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}.$$

В процентном выражении экономия электроэнергии за счет снижения вязкости нефти составит:

$$\Delta_3 = \frac{|\mathcal{E}_2 - \mathcal{E}_1|}{\mathcal{E}_2} \cdot 100\% = \frac{|151705 - 147598|}{151705} \cdot 100\% = 2,71\%.$$

В относительном выражении:

$$\Delta \mathcal{E} = \mathcal{E}_2 - \mathcal{E}_1 = 151705 - 147598 = 4107 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч/год.}$$

Таким образом, даже небольшое снижение вязкости перекачиваемого продукта за счет электромагнитной обработки приводит к ощутимому снижению энергозатрат на перекачку нефти. В данном примере был рассмотрен случай снижения вязкости всего лишь на 36 % от первоначального ее значения, причем в таком режиме, при котором влияние снижения вязкости на напор и расход насосных агрегатов не учитывалось.

Из экспериментальных исследований было выявлено, что при температурах близких к нулю градусов; температура на глубине заложения нефтепровода [125-126], снижение вязкости за счет ЭМ обработки достигает отметки в 47-50 %. Время релаксации эффекта уменьшения вязкости составляет порядка нескольких дней, для сравнения при тепловой обработке нефти время релаксации составляет несколько часов..

4.1.5 Анализ применения противотурбулентной присадки

Предположим, что с помощью противотурбулентной присадки (ПТП) необходимо увеличить производительность насосной станции до той же величины, что достигается путем снижения вязкости нефти после применения электромагнитной обработки.

Требуемый расход перекачки: $Q_1 = 3972 \text{ м}^3/\text{ч}$, фактическое значение расхода $Q = 3750 \text{ м}^3/\text{ч}$. Следовательно, необходимый для рассматриваемого примера коэффициент увеличения производительности составит:

$$\chi = \frac{Q_1}{Q} = \frac{3972}{3750} = 1,06. \quad (4.12)$$

Необходимая величина коэффициента гидравлического сопротивления:

$$\lambda_n = \lambda - \frac{1}{L} \cdot \left[\frac{\pi^2 \cdot g \cdot D_{\text{вн}}^5}{8 \cdot \chi} m_{\text{мн}} \cdot (\chi^2 - 1) - L \cdot \left(\frac{\lambda_1}{\chi^2} - \lambda \right) \right], \quad (4.13)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления, соответствующий перекачке нефти без присадки; λ_1 – коэффициент гидравлического сопротивления, соответствующий расходу Q_1 ; L – длина трассы нефтепровода; g –

ускорение свободного падения; $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр нефтепровода [127-129].

$$\lambda_n = 0,02 - \frac{1}{60000} \cdot \left[\frac{3,14^2 \cdot 9,81 \cdot 0,9^5}{8 \cdot 1,06} 2 \cdot (1,06^2 - 1) - 60000 \cdot \left(\frac{0,02}{1,06^2} - 0,02 \right) \right] = 0,02157.$$

Коэффициент A_θ , зависящий от концентрации присадки рассчитывается по формуле:

$$A_\theta = \frac{1}{Re \cdot \sqrt{\lambda_n}} \exp \left(\frac{1 + 3,745 \cdot \sqrt{\lambda_n}}{0,88 \cdot \sqrt{\lambda_n}} \right),$$

$$A_\theta = \frac{1}{70200 \cdot \sqrt{0,02157}} \exp \left(\frac{1 + 3,745 \cdot \sqrt{0,02157}}{0,88 \cdot \sqrt{0,02157}} \right) = 15,657.$$

Для присадок «CDR-102» и «NECAD-547» необходимая концентрация рассчитывается по формулам:

$$\theta_n = \left[\frac{A(\theta_n)}{1,48} \right]^{1,24}, \theta_n = \left[\frac{A(\theta_n)}{0,407} \right]^{1,29},$$

$$\theta_{n1} = \left[\frac{15,657}{1,48} \right]^{1,24} = 6,7 \text{ г/т}, \theta_{n2} = \left[\frac{15,657}{0,407} \right]^{1,29} = 16,93 \text{ г/т},$$

Таковы необходимые концентрации ПТП для обеспечения заданного расхода перекачки.

Выполним стоимостную оценку ПТП и оценку затрат на электроэнергию при ее применении [129-130].

1 кг присадки «CDR-102» в среднем обойдется в 550 рублей, «NECAD-547» в 450 рублей.

Расчетная часовая производительность нефтепровода определяется по формуле:

$$Q = \frac{G_{\text{год}}}{24 N_p \rho} 10^9 \quad (4.14)$$

где $G_{\text{год}}$ – годовая (массовая) производительность нефтепровода, млн. т/год; ρ – расчетная плотность нефти, кг/м³; N_p – расчетное число рабочих дней.

При годовой производительности соответствующей расходу в 3750 м³/ч $G = Q_c \cdot 350 \cdot 24 \cdot \rho = 3750 \cdot 350 \cdot 24 \cdot 885 \cdot 10^{-3} = 27,8$ млн. т./год.

В год, будет необходимо присадки «CDR-102»:

$$q_{п1} = G \cdot \theta_{n1} = 27,8 \cdot 10^6 \cdot 6,7 \cdot 10^{-3} = 187 \cdot 10^3 \text{ кг/год.}$$

Что в денежном выражении:

$$З_{ПТП1} = q_{п1} \cdot Ц_{п1} = 187 \cdot 10^3 \cdot 550 = 103 \cdot 10^3 \text{ тыс. руб.}$$

В год, будет необходимо присадки «NECAD-547»:

$$q_{п2} = G \cdot \theta_{n2} = 27,8 \cdot 10^6 \cdot 16,93 \cdot 10^{-3} = 470 \cdot 10^3 \text{ кг/год.}$$

Что в денежном выражении:

$$З_{ПТП2} = q_{п2} \cdot Ц_{п2} = 470 \cdot 10^3 \cdot 450 = 212 \cdot 10^3 \text{ тыс. руб.}$$

Для ввода этих присадок в поток, необходимо обеспечивать работу блока дозирования реагента, в частности работу насоса дозатора и шестеренного насоса.

Мощность, потребляемая дозирующим насосом равна 0,3 кВт/ч, шестеренным насосом: 0,37 кВт/ч. При тарифе на электроэнергию равном 3,05 руб./кВт·ч, затраты составят:

$$З_{ЭПТП} = (0,3 + 0,37) \cdot 350 \cdot 24 \cdot 3,05 = 17,17 \text{ тыс. руб.}$$

Итого на противотурбулентную присадку будет затрачено:

$$\text{«CDR-102»} : З_{ЭПТП} + З_{ПТП1} \approx 103 \text{ млн. руб. ,}$$

$$\text{«NECAD-547»} : З_{ЭПТП} + З_{ПТП2} \approx 212 \text{ млн. руб}$$

На сегодняшний день ВЧД установки обработки нефти промышленного масштаба не существует. Поэтому выполним оценочный расчет для использованной при моделировании эксперимента установки с потребляемой мощностью в 2500 кВт за час. При тарифе на электроэнергию равном 3,05 руб./кВт·ч, а также с учетом того, что ВЧ обработка производится лишь 1 раз в три – пять дней, энергозатраты за год составят:

$$З_{ВЧД} = 2500 \cdot 350 \cdot 24 \cdot \frac{3,05}{5} = 13 \text{ млн. руб.}$$

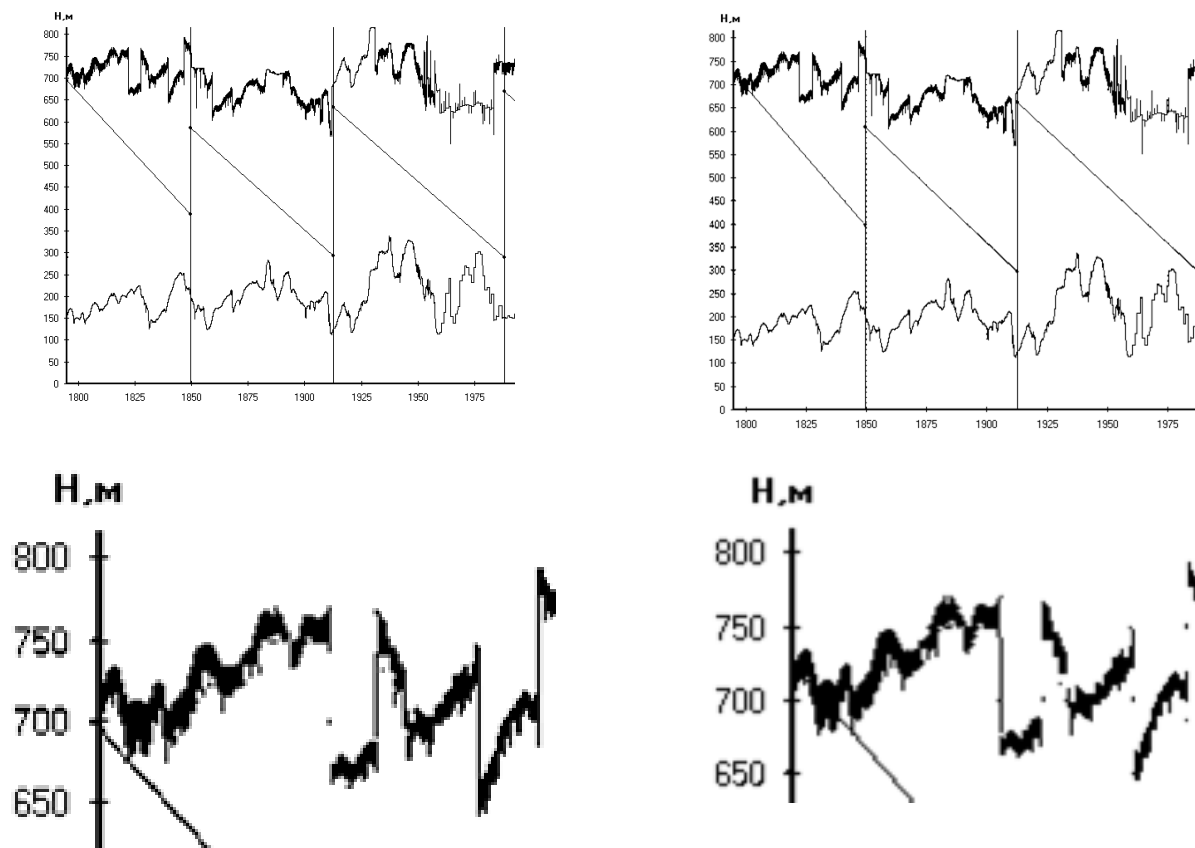
Кроме того будет необходимо учитывать, что в промышленном масштабе приходится иметь дело с большими объемами перекачивания, соответственно расход электроэнергии вырастет более чем 10 раз, также появятся затраты на обслуживание и ремонт ВЧ ЭМ оборудования.

Таким образом, на сегодняшний день достаточно сложно оценить реальные затраты на ВЧ ЭМ обработку нефтей в связи с отсутствием соответствующего

оборудования. Результаты ЭМ обработки нефти сохраняются достаточно длительное время и даже после прохождения нефтью через центробежный насос [130-131].

4.1.6 Влияние изменения вязкости на режимы работы и величины подпоров и напоров на входе и выходе из НПС

В результате ЭМ воздействия уменьшается вязкость нефти и нефтяных смесей. Следствием этого становится уменьшение гидравлического сопротивления нефтепровода и увеличение объемного расхода перекачки. Изменения в совмещенной характеристике насосной станции, вызванные изменениями вязкости, приводят к изменению рабочей зоны насосных агрегатов. Рабочая зона насосных агрегатов смещается в область с большими значениями расходов, коэффициента полезного действия (Рис. 4.3). В итоге уменьшается давление перекачки, уменьшается необходимая для перекачивания того же объема нефти мощность. Меняются линии гидравлических уклонов и величины напоров и подпоров перед и после нефтеперекачивающих станций (рисунки 4.3 и 4.4).



а) до обработки электромагнитным полем

б) после обработки электромагнитным полем

Рис. 4.3. Изменение гидравлических уклонов нефтепровода после ЭМ обработки перекачиваемой нефти

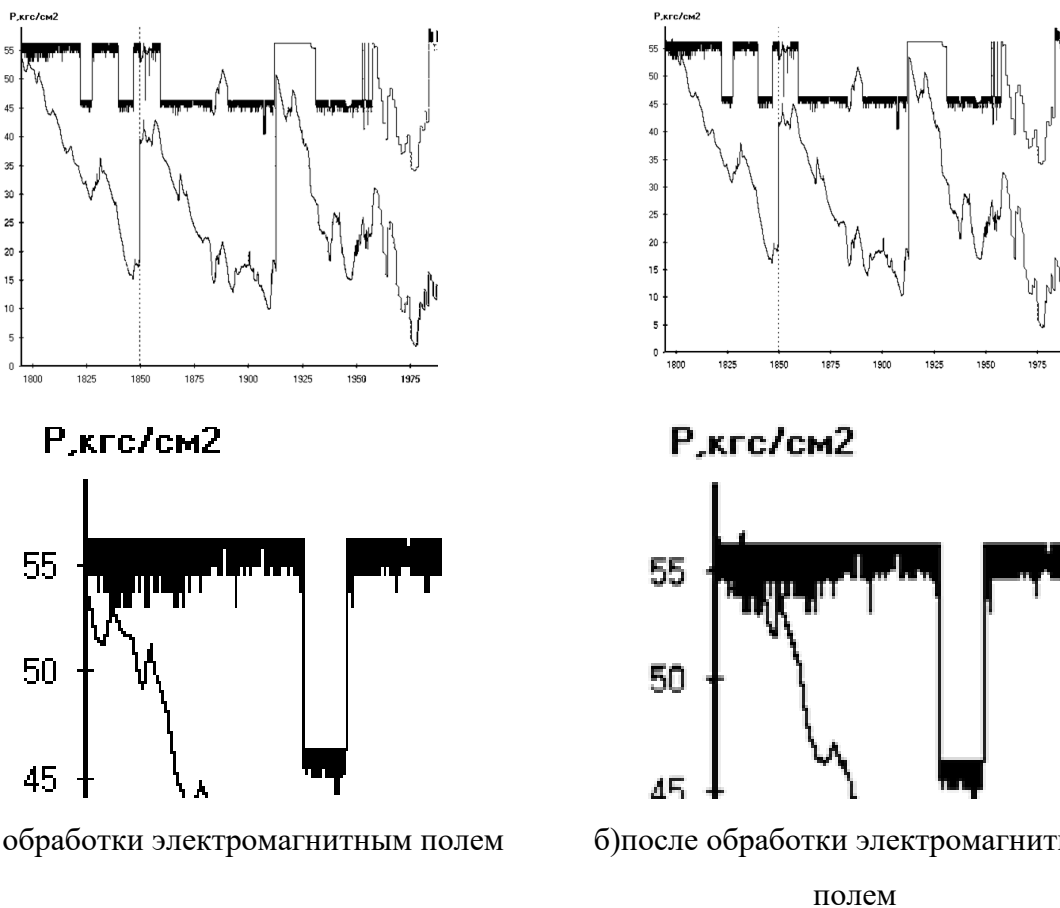


Рис. 4.4. Изменение эпюры давлений после ЭМ обработки перекачиваемой нефти

Из рисунков видно, что применение ЭМ обработки нефти позволяет при прочих равных условиях развивать большие производственные мощности. Увеличивается производительность нефтепровода, и эффект от ЭМ воздействия имеет достаточно длительный период действия [131].

4.2 Реализация программного продукта для гидравлических расчетов нефтепроводов

При изотермическом движении нефтей по нефтепроводам полагается, что температура и вязкость жидкости остаются неизменными на всем протяжении потока и в любой точке его поперечного сечения. Численное моделирование течения высоковязких и парафинистых нефтей в горячих трубопроводах производится на основании теплогидравлического расчета, в основе которого

лежит уравнение Лейбензона. С учетом различия значений вязкости в пристенном слое и ядре потока в горячем нефтепроводе оно запишется следующим образом:

$$\frac{dH}{dx} = \beta \frac{Q^{2-m} \nu(T)^m}{d^{5-m}} \left(\frac{\nu_{тр}}{\nu} \right)^{1/3} \quad \beta = \frac{8A}{4^m \pi^{2-m} g}, \quad (4.15)$$

где Q – расход перекачиваемой жидкости, м³/с; T – температура, °С; d – внутренний диаметр нефтепровода, м; ν – коэффициент кинематической вязкости нефти, м²/с; A , m и β – расчетные коэффициенты, зависящие от режима течения жидкости и механических свойств трубопровода (возникающих зон трения); g – ускорение свободного падения, м/с².

В практике промышленной эксплуатации магистральных нефтепроводов преимущественным режимом течения является турбулентный. При турбулентном режиме движения нефти, вследствие интенсивного теплообмена нефти с окружающей средой, справедливо допущение $\frac{\nu_{тр}}{\nu} \approx 1$ [132].

Распределение температуры в трубопроводе определяется из уравнения теплопроводности, которое в рассматриваемом одномерном случае имеет вид:

$$c\rho \frac{\partial T}{\partial t} = \lambda \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} - c\rho u \frac{\partial T}{\partial x} - \frac{4K}{d} (T - T_0), \quad (4.16)$$

где c , ρ – удельная массовая теплоемкость и плотность нефти, соответственно, Дж/кг·К; кг/м³; λ – коэффициент теплопроводности, Вт/м·К; u – средняя скорость потока нефти, м/с; T_0 – температура окружающей среды, К; $T_{нн}$, $T_{кн}$ – температуры начала и конца выпадения парафина, К; K – полный коэффициент теплопередачи от нефти в окружающую среду, Дж/(м²·с·К); d – внутренний диаметр нефтепровода, м.

Изменение температуры нефти в радиальном направлении не учитывается, так как при эксплуатации магистральных нефтепроводов преобладает преимущественно турбулентный режим, поэтому температура в радиальном направлении быстро выравнивается

$$c\rho \frac{\partial T}{\partial t} = 0, \text{ так как рассматривается стационарный процесс.}$$

Кондуктивная составляющая: $\lambda \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} = 0$, так как перенос тепла за счет теплопроводности, значительно меньше, чем за счет потока.

Тогда из 4.16 получим:

$$c\rho \frac{\partial T}{\partial t} = -\frac{4K}{d}(T - T_0),$$

Разделяя переменные получим:

$$\frac{dt}{(t-t_0)} = -\frac{4K}{dc\rho u} dx. \quad (4.17)$$

Из уравнений неразрывности для вязких несжимаемых жидкостей и зависимости массового расхода от объемного;

$$Q = \frac{u\pi d^2}{4}, \quad (4.18)$$

$$G = Q\rho, \quad (4.19)$$

где Q – объемный расход нефти, м³/с

$$G = \rho \frac{u\pi d^2}{4},$$

$$u = \frac{4G}{\rho\pi d^2}. \quad (4.20)$$

Подставив (4.20) в (4.19) получим:

$$\frac{dt}{(t-t_0)} = -\frac{4K}{dc\rho} \frac{\rho\pi d^2}{4G} \cdot dx = \frac{Kd\pi}{Gc} dx,$$

Температура изменяется от $T=T_H$, до значения $T(x)$ в сечении на расстоянии x от начала трубопровода, длина трубопровода меняется от 0 до x .

$$-gc_p \int_{T_H}^{T_x} \frac{dT}{(T-T_0)} = K\pi d \int_0^x dx,$$

получим:

$$\ln \frac{(T_x - T_0)}{(T_H - T_0)} = -K\pi d \frac{(x-0)}{gc},$$

Итак, в стационарном случае, для турбулентного режима течения при граничных условиях первого рода, аналитическое решение уравнения (4.16) имеет вид:

$$T(x) = T_0 + (T_H - T_0)e^{-ax/L}, \quad a = \frac{\pi d K L}{c G} \quad (4.21)$$

и называется формулой В.Г. Шухова[104]. Формулу Шухова используют для расчета температуры в любой точке неизотермического трубопровода:

В формуле (4.21) T_n – начальная температура нефти в трубопроводе, К; a – безразмерное число Шухова; G – массовый расход нефти, кг/с; L – протяженность трубопровода, м.

Таким образом, задача в принятых допущениях сводится к решению системы уравнений (4.15), (4.21) с замыкающим уравнением зависимости вязкости нефти от температуры, полученным в результате экспериментальных исследований в главе 2 (2.5). Значения предэкспоненциальных множителей u_1 и u_2 , а также T^* в уравнении (2.5) выбираются из полученных экспериментальных данных для соответствующих видов обработки нефти ЭМ полем.

Рекомендуемые величины безразмерных коэффициентов A , β и m для уравнения (4.15) приведены в таблице 4.3.

Таб.4.3 Рекомендуемые величины коэффициентов A , β и m для уравнения Лейбензона[121]

Режим течения	Зона трения	Область применения	A	β	m
Ламинарный		$Re < 2320$	64	4,15	1
Турбулентный	Гидравлически гладкие трубы (зона Блазиуса)	$2320 < Re < Re_I$	0,3164	0,0246	0,25
	Смешанного трения	$Re_I < Re < Re_{II}$	$0,236 \cdot \varepsilon^{0,127}$	$0,0802 \cdot A$	0,123
	Квадратичного трения	$Re > Re_{II}$	$0,11 \cdot \varepsilon^{0,25}$	$0,0827 \cdot 0,11 \cdot \varepsilon^{0,25}$	0

Режим течения определяется числом Рейнольдса по формуле:

$$Re = \frac{4Q}{\pi d v} = \frac{4Q\rho}{\pi d \eta}, \quad (4.22)$$

В случае турбулентного течения (как правило, реализуемого в магистральных трубопроводах) первое и второе переходные числа Рейнольдса в таблице 1 вычисляются по формулам: $Re_I = 10 \frac{d}{K_s}$; $Re_{II} = 10$. Параметр $\varepsilon = K_s/d$ характеризует относительную шероховатость труб, где K_s – эквивалентная шероховатость труб (мм) – параметр, зависящий от материала и состояния нефтепровода[132-134].

В результате подстановки выражений (2.5,4.21) в уравнение (4.15) получим:

$$H = \beta \frac{Q^{2-m}}{d^{5-m}} \frac{1}{a} \left\{ \mu_1^m e^{mu_1 T_0} [Ei(-mu_1(T_H - T_0)) - Ei(-mu_1(T_* - T_0))] + \right. \\ \left. + \mu_2^m e^{mu_2 T_0} [Ei(-mu_2(T_* - T_0)) - Ei(-mu_2(T_K - T_0))] \right\}, \quad (4.23)$$

где E_i – интегральная показательная функция.

Коэффициент теплопередачи K в формуле (4.21) для трубы с многослойной изоляцией определяется:

$$\frac{1}{K \cdot d} = \frac{1}{\alpha_1 \cdot d} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot D_{нар}} + \sum_{i=1}^n \frac{1}{2\lambda_i} \ln \frac{D_{iнар}}{d_{iвн}}, \quad (4.24)$$

где K – коэффициент теплопередачи от нефти в окружающую среду; d и $D_{нар}$ – внутренний и наружный диаметры трубопровода; n – число слоев, учитываемых при расчете; $D_{iнар}$, $d_{iвн}$ – наружный и внутренний диаметры i -го слоя; λ_i – коэффициенты теплопроводности трубы, изоляции, отложений и т.д.; α_1 и α_2 – внутренний и внешний коэффициенты теплоотдачи.

Коэффициент α_1 определяется по формуле Михеева, после предварительного определения чисел Нуссельта, Рейнольдса и Прандтля для турбулентного режима:

$$\alpha_1 = 0,021 \frac{\lambda_n}{d} Re_n^{0,8} Pr_n^{0,43} \left(\frac{Pr_n}{Pr_{ст}} \right)^{0,25}, \quad (4.25)$$

здесь индексы n , $ст$ – при температуре потока нефти и стенки, соответственно, λ_n – коэффициент теплопроводности нефти, число Прандтля:

$$Pr = \frac{v}{a}, \quad a = \frac{\lambda_n}{c_p \rho},$$

Удельную теплоемкость нефти c_p с достаточной для практических расчетов точностью можно определить по формуле Крето:

$$c_p = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{20}}} (762 + 3,39 \cdot T), \quad (4.26)$$

где c_p – удельная теплоемкость нефти, Дж/(кг град); ρ_{20} – плотность нефти при температуре 20 °С; T – температура нефти, К.

Внешний коэффициент теплоотдачи α_2 для подземных трубопроводов рассчитывают по формуле Власова-Форхгеймера:

$$\alpha_2 = \frac{2 \cdot \lambda_{гр}}{d_{нар} \ln \left[\frac{2 \cdot h_0}{d_{нар}} + \sqrt{\frac{2 \cdot h_0^2}{d_{нар}^2} - 1} \right]}, \quad (4.27)$$

где h_0 — глубина заложения трубопровода в грунт (до оси), $\lambda_{гр}$ — коэффициент теплопроводности грунта.

Коэффициент теплопроводности, λ_n в Вт/(м·К). находится в пределах 0,1-0,2 Вт/(м·К) в диапазоне температур 273-473 К и определяется по формуле Крего-Смита:

$$\lambda_n = \frac{156,6}{\rho_{20}} (1 - 0,00047 \cdot T). \quad (4.28)$$

При турбулентном режиме перекачки $\alpha_1 \gg \alpha_2$, поэтому в расчетах α_1 можно пренебречь.

Таким образом, моделирование процессов трубопроводного транспорта высоковязких и парафинистых нефтей, с учетом экспериментальных данных (2.5) сводится к решению системы уравнений (2.5, 4.15, 4.21), заданию входящих и определению вспомогательных параметров (4.22, 4.24-4.28) [132-134].

Представленные уравнения, лежат в основе математической модели теплогидравлических расчетов неизотермических нефтепроводов реализованной в программном обеспечении для ЭВМ: «Гидравлический расчет изотермических и неизотермических нефтепроводов (ГРИНТ)», свидетельство №202266714[135].

Программное обеспечение: «Гидравлический расчет изотермических и неизотермических нефтепроводов (ГРИНТ)», создано в интегрированной среде разработки Qt Creator, для разработки программ на языках программирования C, C++, JavaScript и QML, включающем в себя графический интерфейс отладчика и визуальные средства разработки интерфейса как с использованием QtWidgets, так и QML. Данная программа поддерживается наиболее распространенными на сегодняшний день операционными системами: GNU/Linux, Microsoft Windows, macOS и BS[136] и предлагает два варианта расчета внутреннего коэффициента теплоотдачи, упрощает трудоемкий процесс расчетов неизотермических нефтепроводов, позволяет производить гидравлические расчеты по полученным выше кусочно-экспоненциальным функциям. В отличие от другой, нашедшей на

сегодняшней день широкое распространение программы «Stac-Di», составленной на языке OBJECT PASCAL в среде DELPHI, и реализованной в двух режимах: для построения стационарной и динамической характеристик магистрального трубопровода. Разработанное ПО «ГРИНТ» позволяет не только производить гидравлические расчеты неизотермических нефтепроводов, но и производить расчеты для нефтепроводов, перекачивающих нефть после ЭМ обработки, а также смеси нефтей.

Графический интерфейс пользователя данной программы представлен на рисунке 4.5

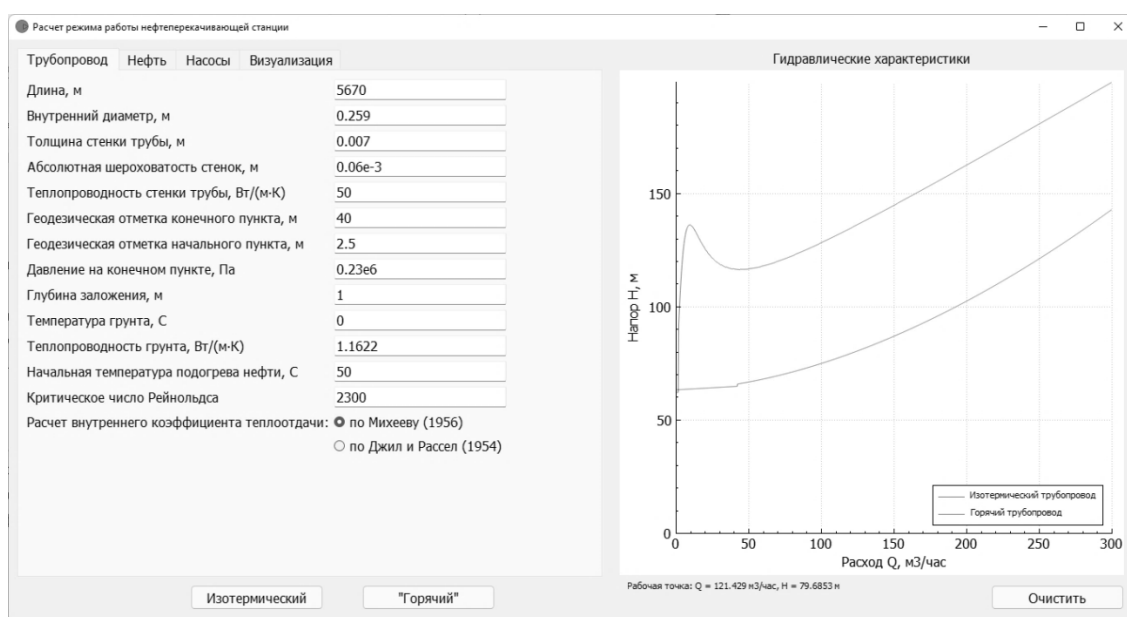


Рис. 4.5. Общий вид программы ГРИНТ

Как видно из рисунка 4.5, в программе созданы специализированные вкладки: «Трубопровод», « Нефть», «Насосы», «Визуализация», где вводятся соответствующие параметры.

Во вкладке «Трубопровод» задаются геометрические параметры нефтепровода, параметры начального и конечного пункта и данные по грунту, в котором расположен нефтепровод, предполагается два варианта расчета внутреннего коэффициента теплоотдачи – по формулам Михеева или Джила и Рассела [132].

Во вкладке «Нефть» вносятся данные о перекачиваемой нефти, или смеси нефтей. Предложено несколько вариаций по определению вязкости нефти: вводом данных известных значений вязкости при соответствующих температурах; через задание коэффициентов крутизны вискограммы для экспоненциальной зависимости и кусочной функции.

Во вкладке «Насосы» указывается проектный расход нефтепровода и производится выбор типов магистральных и подпорных насосных агрегатов, которые планируется эксплуатировать на нефтеперекачивающей станции.

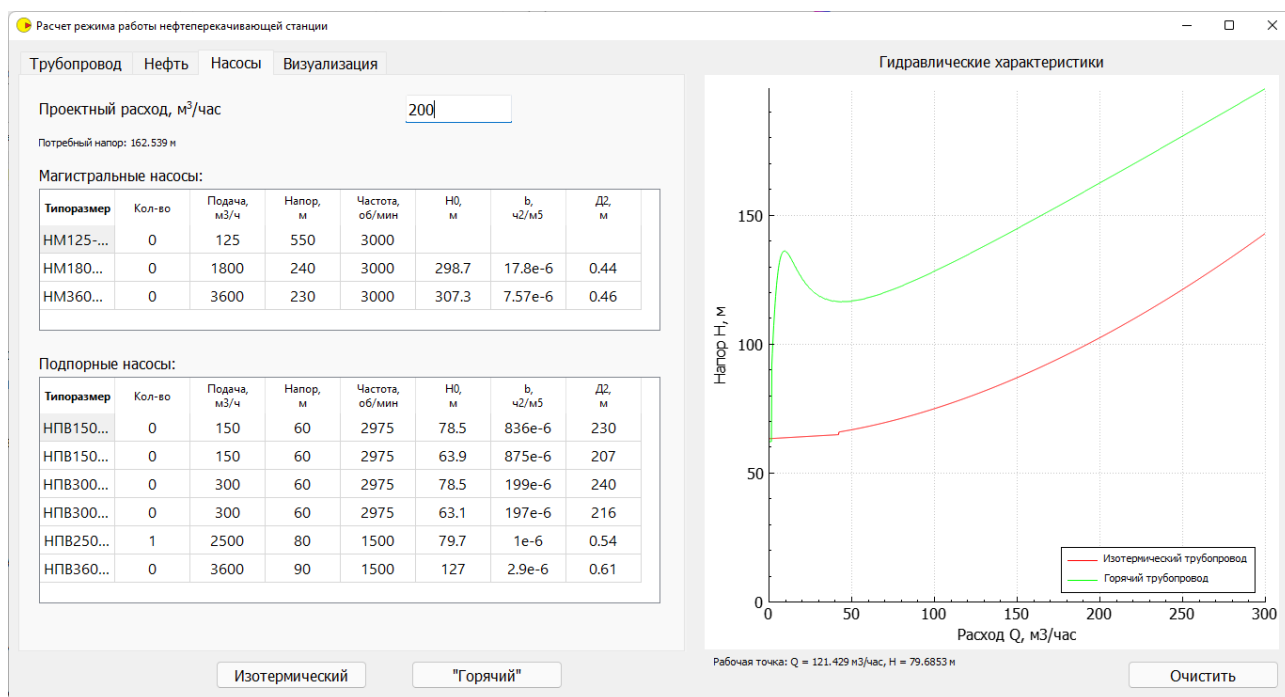


Рис. 4.6. Пример расчета гидравлических характеристик «горячего» и изотермического нефтепроводов (при открытом окне задания примененного для перекачки насосного оборудования)

Выполним расчет для нефтепровода, перекачивающего Ярегскую нефть, исходные данные для расчета приведены в таблице 4.4:

Таб. 4.4. Исходные данные расчета «горячего нефтепровода» после ВЧ ЭМ обработки нефти

Наименование данных	Значение	Единица
---------------------	----------	---------

		измерения
Температура перекачки	15	°С
Параметр T^*	22	°С
Соотношение μ_1/μ_2 ,	15,0 / 1,5	сПз,
Соотношение u_1/u_2	0,154 / 0,050	°С ⁻¹
Плотность нефти	945	кг/м ³
Коэффициент динамической вязкости	1373	сПз
Наружный диаметр нефтепровода	530	мм
Коэффициент кинематической вязкости необработанной нефти	0,00049	м ² /с

Непредставленные в таблице 4.4 параметры приведены на рисунках 4.5-4.6. Расчеты выполним для необработанной Ярегской нефти, и обработанной ВЧ ЭМ (исходные данные в таблице 4.2) и СВЧ ЭМ полями. При этом все исходные данные за исключением вязкостных характеристик сохраним неизменными. Результаты расчетов представлены на рисунке 4.7

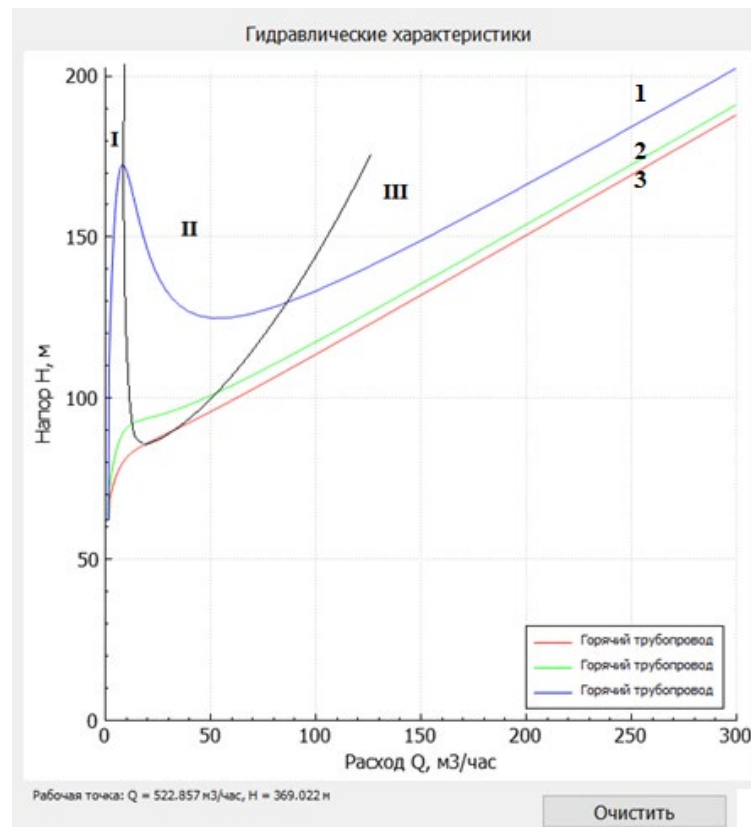


Рис.4.7. Гидравлическая характеристика неизотермического нефтепровода перекачивающего Ярегскую нефть, полученная в программе ГРИНТ

1(Синяя кривая) – необработанная нефть, 2 (зеленая)– нефть, после ВЧ ЭМ обработки; 3 (красная)– нефть, после СВЧ ЭМ обработки;

I - зона малых расходов; II - зона неустойчивой работы нефтепровода; III - рабочая зона;

На рисунке 4.7 (окно «Визуализация» программы ГРИНТ) представлены гидравлические характеристики нефтепроводов перекачивающих Ярегскую нефть до и после ВЧ и СВЧ ЭМ обработок. Здесь же выделены характерные зоны. Зона малых расходов I характеризуется малым расходом перекачки, и слишком большим потребным напором, поэтому нецелесообразна в применении, несмотря на устойчивость режима. Зона неустойчивой работы нефтепровода II - здесь увеличение производительности работы нефтепровода влечет уменьшение потерь напора и наоборот, режим неустойчивый, в этой зоне не рекомендуется эксплуатировать нефтепроводы. Рабочая зона III – здесь наблюдается устойчивая работа нефтепроводов, напорная характеристика горячего нефтепровода в этой зоне схожа с характеристикой неизотермического. Как видно из рисунка, чем выше располагается характеристика горячего нефтепровода, тем шире зона неустойчивой работы нефтепровода. Визуализация произведенного для Ярегской нефти наглядно демонстрирует снижение характеристики нефтепровода после ЭМ обработки нефти и уменьшение зоны неустойчивой работы[137].

У Ярегской нефти, для которой был произведен расчет, коэффициент крутизны вискограммы после ЭМ воздействия изменился незначительно. В целом, уменьшение значения коэффициента крутизны вискограммы приводит к уменьшению зоны неустойчивой работы неизотермического нефтепровода, а значит делает доступным более широкий диапазон рабочих расходов, а также обеспечивает повышение надежности работы системы нефтепровод-насос.

Аналогичные расчеты были выполнены для Тайлаковской и Уренгойской нефтей (рисунки 4.8 -4.9)

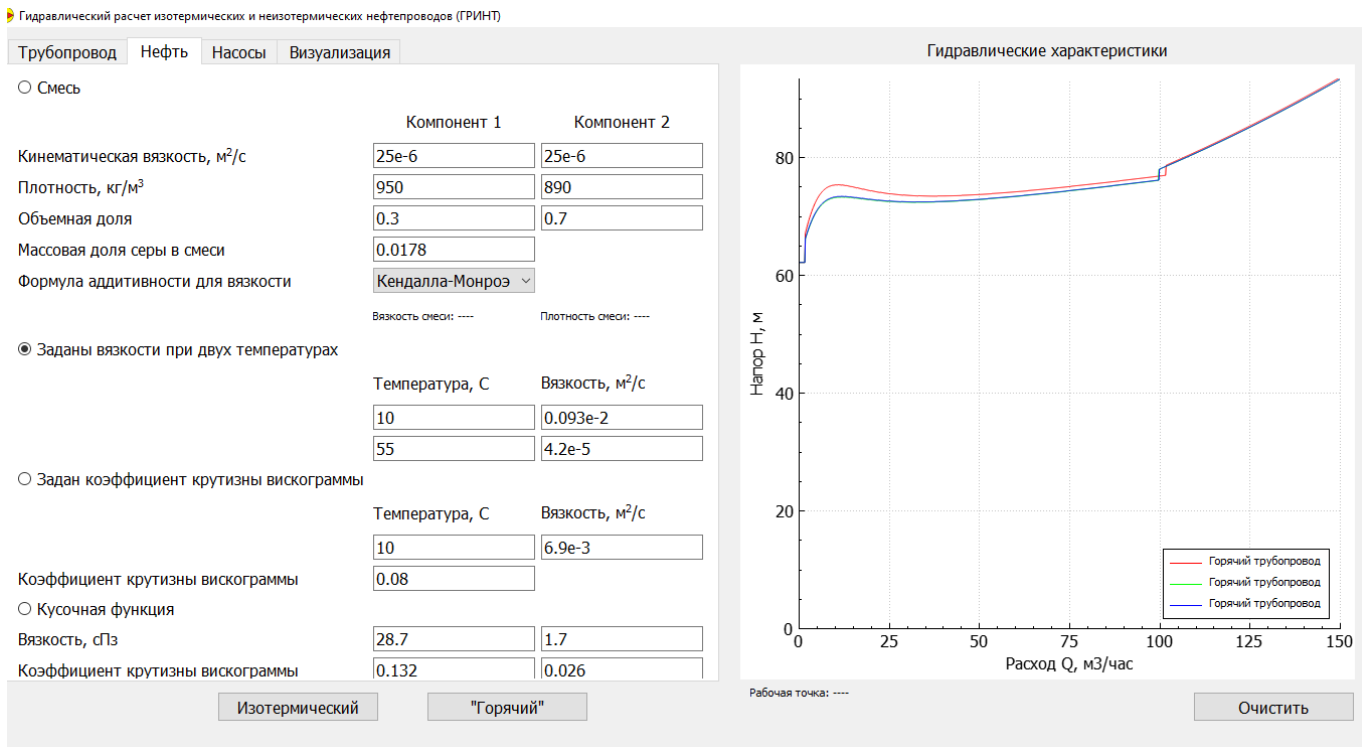


Рис.4.8. Гидравлическая характеристика неизоермического нефтепровода перекачивающего Уренгойскую нефть, полученная в программе ГРИНТ 1 (Синяя кривая) – необработанная нефть, 2 (зеленая)– нефть, после ВЧ ЭМ обработки; 3 (красная)– нефть, после СВЧ ЭМ обработки; I - зона малых расходов; II - зона неустойчивой работы нефтепровода; III - рабочая зона;

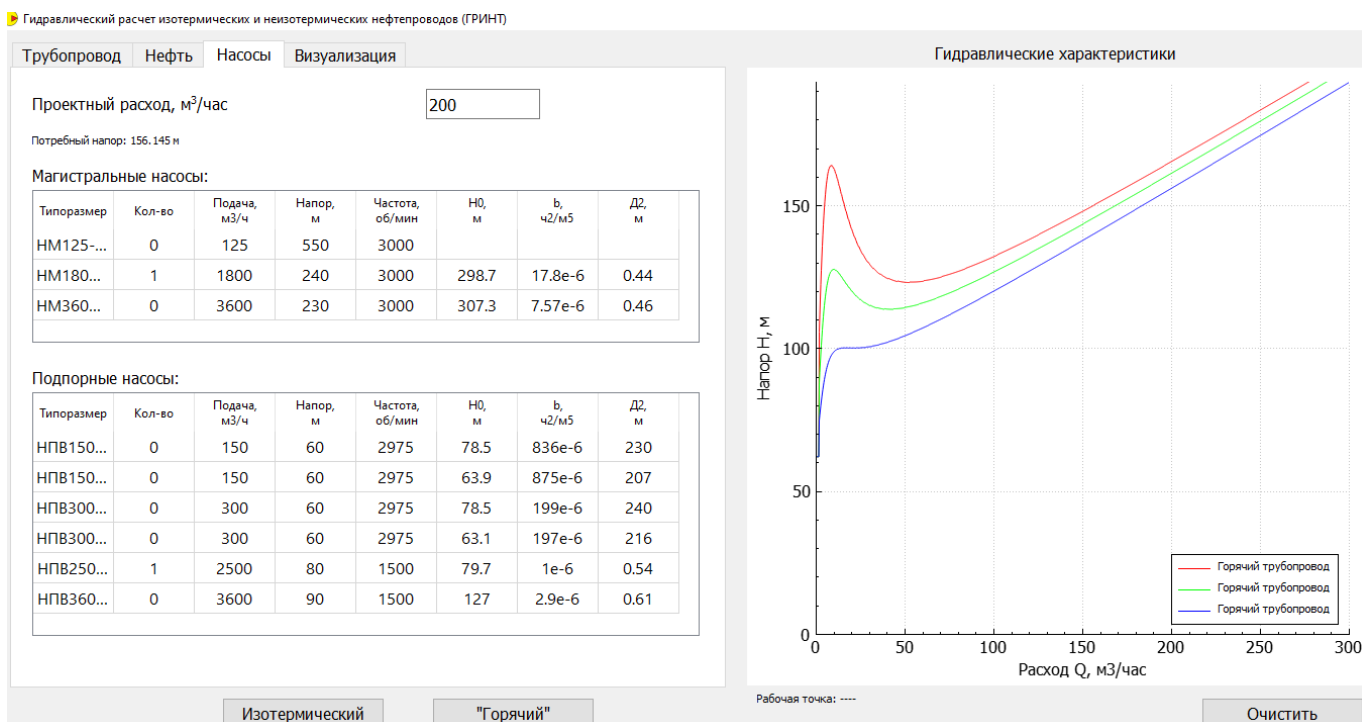


Рис.4.9. Гидравлическая характеристика неизотермического нефтепровода перекачивающего Тайлаковскую нефть, полученная в программе ГРИНТ 1(Синяя кривая) – необработанная нефть, 2 (зеленая)– нефть, после ВЧ ЭМ обработки; 3 (красная)– нефть, после СВЧ ЭМ обработки;

I - зона малых расходов; II - зона неустойчивой работы нефтепровода; III - рабочая зона;

Из рисунков 4.8 и 4.9 видно, что для Тайлаковской нефти, после ВЧ ЭМ воздействия наблюдается заметное улучшение гидравлической характеристики и уменьшение зоны неустойчивой работы нефтепровода, Для Уренгойской нефти, ЭМ воздействие привело к незначительному снижению вязкости, поэтому и гидравлическая характеристика нефтепровода изменилась несущественно.

На рисунке 4.10 представлены гидравлическая характеристика полученная в программе ГРИНТ для примера прокачивания Девонской нефти по изотермическому нефтепроводу. В отличии от горячих нефтепроводов, гидравлические характеристики нефтепровода в зоне малых расходов практически накладываются друг на друга, с увеличением расхода характеристики расходятся, и наблюдается снижение напора необходимого для прокачивания одного и того же объема нефти.

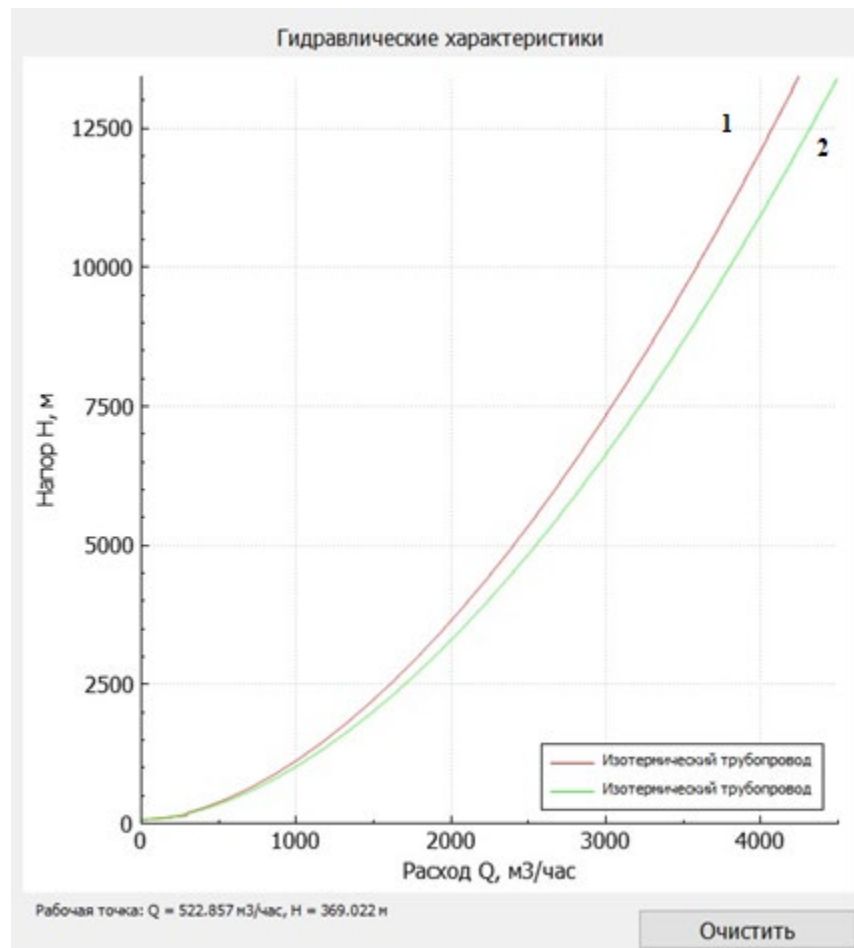


Рис.4.10. Гидравлическая характеристика изотермического нефтепровода
Девонской нефти

Красная кривая 1 – необработанная нефть, зеленая 2 – после ВЧ ЭМ
обработки воздействия;

С помощью программного продукта «ГРИНТ» был проведен сравнительный теплогидравлический расчет неизотермического нефтепровода для перекачки Ярегской, Девонской нефтей (рисунок 4.11).

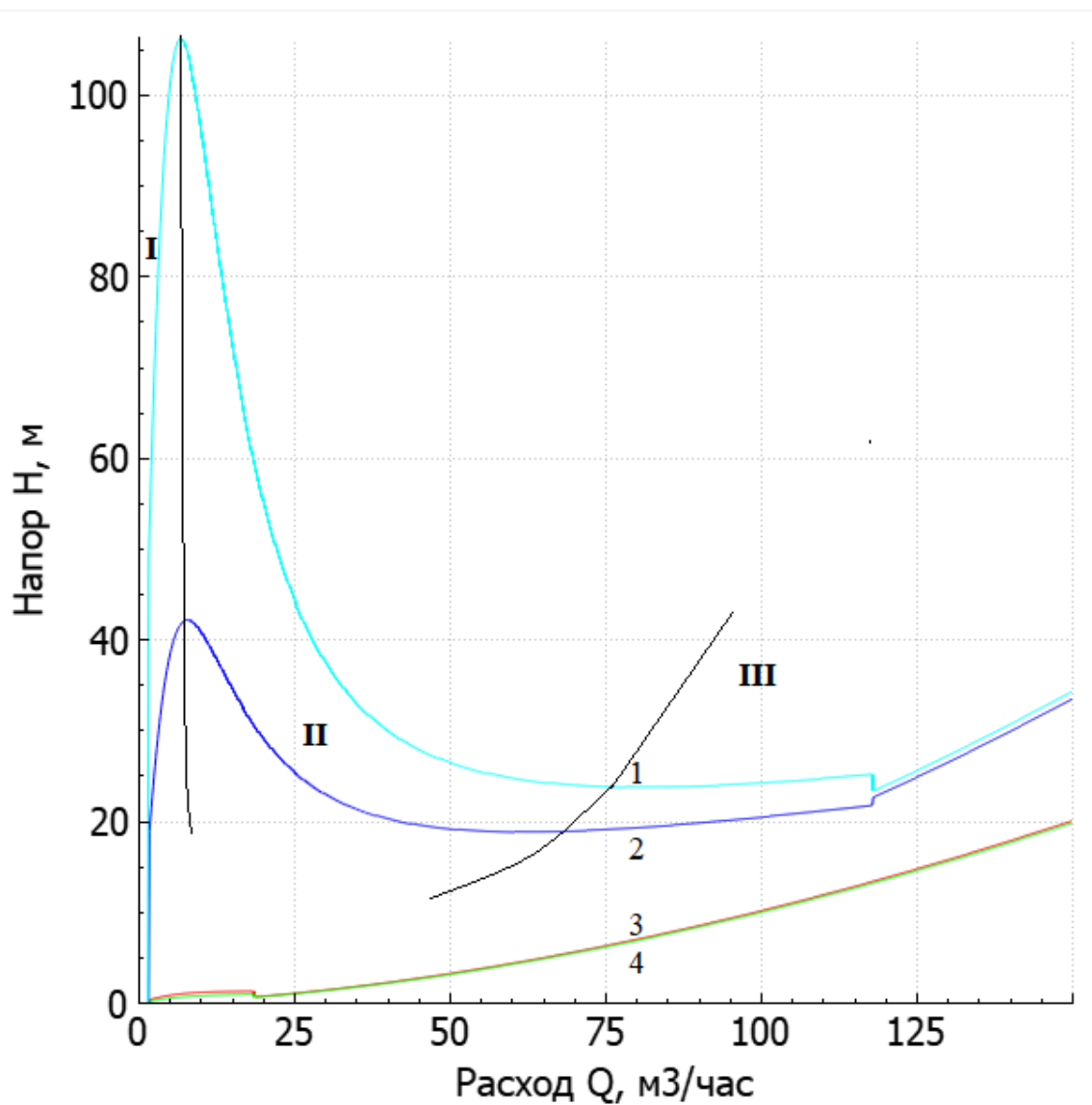


Рис. 4.11 Гидравлические характеристики нефтепроводов Ярегской и
Девонской нефти

Голубая кривая 1 – необработанная Ярегская нефть, синяя 2 – Ярегская нефть после ВЧ ЭМ обработки; красная 3 – необработанная Девонская нефть; зеленая 4 – Девонская нефть после ВЧ ЭМ обработки;

I - зона малых расходов; II - зона неустойчивой работы нефтепровода; III - рабочая зона;

Сравнение характеристик неизотермических характеристик неньютоновской и ньютоновской нефтей позволяет сделать вывод о том, что в обоих случаях ВЧ ЭМ воздействие приводит к изменению гидравлической характеристики нефтепровода, уменьшению величины требуемого напора для прокачивания

одного и того же объема нефти. Причем, чем хуже реологические свойства нефти, тем более выражен эффект от ЭМ воздействия.

При гидравлическом расчете Девонского нефтепровода как неизотермического при очень малых расходах перекачки, наблюдается наличие небольшой выпуклости («горба»), характерного для аномальных нефтей (кривые 3 и 4 на рис.4.11), связано это с наличием слабых неньютоновских свойств у данной нефти (тиксотропия). Так же как для нефтепровода Ярегской нефти, у нефтепровода для Девонской нефти наиболее выражен эффект от ВЧ ЭМ воздействия в зоне очень малых расходов [138-141].

4.3 Выводы

ЭМ воздействие на ньютоновские Девонскую, Тюменскую и Арланскую нефти, приводит к улучшению их реологических характеристик, что влечет за собой при прочих равных условиях, увеличение производительности работы НПС. Помимо этого снижение вязкости нефти приводит к осязательному снижению энергозатрат на перекачку нефти за счет уменьшения гидравлического сопротивления нефтепровода и увеличения объемного расхода перекачки.

В конечном итоге уменьшается давление перекачки, уменьшается необходимая для перекачивания того же объема нефти мощность. Меняются линии гидравлических уклонов и величины напоров и подпоров перед и после нефтеперекачивающих станций, меняются линии гидроуклонов .

ЭМ воздействие на неньютоновские нефти, приводит к уменьшению зоны неустойчивой работы «горячих нефтепроводов», причем степень уменьшения определяется степенью изменения вязкости нефти, заметному уменьшению величины напора необходимого для перекачки одного и того же объема нефти

В результате выполненного в рамках работы численного моделирования процессов трубопроводного транспорта исследованных нефтей, в интегрированной среде для разработки программ Qt Creator, создан программный продукт для ЭВМ «Гидравлический расчет изотермических и

неизотермических нефтепроводов (ГРИНТ). Данный программный продукт позволяет задавать различными способами вязкость нефтей; рассчитывать вязкость смесей, предлагает два варианта расчета внутреннего коэффициента теплоотдачи, упрощает трудоемкий процесс расчетов неизотермических нефтепроводов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Разработана экспериментальная методика электромагнитной обработки высоковязких нефтей, приближенная к реальному технологическому процессу перекачки нефти в магистральных трубопроводах.

2. Выполнены экспериментально-аналитические исследования реологических свойств ряда ньютоновских и неньютоновских нефтей до и после высокочастотной и СВЧ электромагнитных обработок. Установлено, что время релаксации реологических свойств до первоначальных значений составляет не менее 5 суток с уменьшением или полным исчезновением петель гистерезиса после электромагнитного воздействия и снижением величины предельного напряжения сдвига для неньютоновских нефтей.

3. Показано, что высокочастотное и СВЧ электромагнитное воздействия приводят к уменьшению количества асфальто-смоло-парафиновых отложений на внутренних стенках модельных нефтепроводов: высокочастотное – в среднем в 2–3 раза, СВЧ – до 2 раз. Выявлено, что высокочастотное электромагнитное воздействие приводит к улучшению реологических характеристик сернистых нефтей и их смесей в зависимости от исходного содержания серы в нефтях и концентрации высокосернистого компонента.

6. Предложен критический параметр, определяющий степень влияния электромагнитного поля на реологические свойства нефтей и количество асфальто-смоло-парафиновых отложений в зависимости от компонентного состава, частоты электромагнитного воздействия. Получено решение о выдаче патента на способ электромагнитной обработки высоковязких и высокопарафинистых нефтей в трубопроводах, основанный на применении выявленного критического параметра; заявка № 2023128167/07(062729) от 01.11.2023.

4. Предложено использование кусочно-экспоненциальных температурных зависимостей коэффициентов динамической вязкости неньютоновских нефтей до и после электромагнитного воздействия. Сформулирована математическая

модель и разработана методика расчета неизотермических нефтепроводов, в том числе с использованием электромагнитной обработки нефти, реализованная в программном продукте для ЭВМ «Гидравлический расчет изотермических и неизотермических нефтепроводов (ГРИНТ)», свидетельство №202266714.

5. В результате математического моделирования процессов трубопроводного транспорта представленных нефтей оценено влияние электромагнитного воздействия на режимы работы нефтеперекачивающих станций. Установлено, что высокочастотное электромагнитное воздействие приводит к изменению гидравлической характеристики нефтепровода, уменьшению величины потребного напора, росту производительности перекачки, увеличению зоны устойчивой работы нефтепровода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Агентство экономической информации «Прайм» / «Транснефть» поделилась планами по транспортировке нефти в 2022 году [Электронный ресурс]. – URL: <https://1prime.ru/oil/20220113/835767841.html> (Дата обращения – 11.11.2023)
2. Банатов В. В. Реологические свойства вязких нефтей и нефтепродуктов и их регулирование комплексными методами воздействия. – 2003. [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.dissercat.com/content/reologicheskie-svoistva-vyazkikh-neftei-i-nefteproduktov-i-ikh-regulirovanie-kompleksnymi-me> (Дата обращения – 11.11.2022)
3. Бажайкин С. Г., Лукманов М. Р., Михеев А. С. К вопросу эффективности транспортировки нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам //Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2018. – №. 12. – С. 36-39.
4. Трудноизвлекаемые запасы нефти ТриЗ /Деловой журнал «Neftegaz.RU» [Электронный ресурс]. – URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/geologiya-poleznykh-iskopaemykh/147767-trudnoizvlekaemye-zapasy-nefti-triz/> (Дата обращения – 11.11.2022)
5. Приказ Минэнерго России от 13.02.2019 № 103 «Об утверждении схемы нормальных (технологических) грузопотоков нефти» [Электронный ресурс]. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/20368> (Дата обращения – 11.11.2022)
6. Колпаков, Л. Г. Эксплуатация магистральных центробежных насосов: учебное пособие / Л. Г. Колпаков ; УНИ. - Уфа : Изд-во УНИ, 1993. - 123 с.
7. Васильев Г.Г., Коробков Г.Е., Коршак А.А. Трубопроводный транспорт нефти: в 2 т. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. Т. 1. 407 с.
8. Трубопроводный транспорт нефти : в 2 т. / под общ. ред. С. М. Вайнштока. - 2-е изд., стер. - Москва : Недра, 2006. - 406, [1] с. : ил., табл.; ISBN 5-8365-0247-1 (В пер.)
9. Коршак А.А. Специальные методы перекачки: Конспект лекций. -Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001,- 208 с.

10. Хасанов И. И. Обзор современных методов воздействия на реологические свойства тяжелых высоковязких нефтей //НефтеГазХимия. – 2018. – №. 3. – С. 49-54.

11. Матвеева Ю. Исследование реологических свойств вязкой нефти при различных параметрах ее транспортирования //Деловой журнал Neftegaz. RU. – 2020. – №. 2. – С. 102-105.обз

12. Урустемов Н. Н. Моделирование технологий перекачки нефтей, изменяющих реологические свойства перекачиваемых нефтей. – 2017.

13. Счастный К. С., Мазаков Е. Б. Обзор реологических свойств высоковязких нефтей с целью учета при их транспортировке трубопроводным транспортом //Actualscience. – 2017. – Т. 3. – №. 3. – С. 157-159.

14. Валюженич А. А., Мильке А. А., Селюжицкий В. В. Особенность трубопроводной транспортировки вязких нефтей //Наука и молодежь в XXI веке. – 2017. – С. 41-43.

15. Ююкин Д. Ю., Григорьев С. В. Способы перекачки высоковязкой нефти //Гидравлические машины и системы транспортировки нефти и газа. – 2019. – С. 124-128.

16. Гришин Р. С., Андреева Е. А. Сравнение методов снижения вязкости транспортируемой нефти и применение комплексного способа //Modern science. – С. 201-205.

17. Фиников П. В., Гришин Р. С. Анализ понижения вязкости высоковязких нефтей при транспортировке в нефтепроводах //Образование. Наука. Производство. – 2021. – С. 1701-1704.

18. Гришин Р. С., Андреева Е. А. Анализ способов снижения вязкости тяжелых нефтей при их транспорте //Наука и образование в наши дни: фундаментальные и прикладные исследования. – 2021. – С. 466-468.)

19. Ревель-Муроз, П. А., Бахтизин, Р. Н., Каримов, Р. М., & Мастобаев, Б. Н. Совместная перекачка тяжелых и высокопарафинистых нефтей в смеси. Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР, . (2018) (2), 65-70.

20. Новикова Т.В., Лоскутова Ю.В., Мойзес О.Е., Томский политехнический университет, Изучение особенностей реологического поведения парафинистых нефтей при воздействии магнитного поля / материалы Международной конференции студентов и молодых ученых «Перспективы развития фундаментальных наук» Россия, Томск, 23 – 26 апреля 2013 г. стр -411-413

21. Галимов Р.А., Марданшин Р.Н./, Харлампида Х.Э. /Парафиновые углеводороды нефти в переменном магнитном поле/ известия высших учебных заведений. Нефть и газ/Издательство: Тюменский индустриальный университет (Тюмень) ISSN: 0445-0108 Номер: 4 Год: 2011 Страницы: 95-98

22. Ширяева Р.Н., Кудашева Ф.Х., Гимаев Р.Н. Влияние на реологические свойства высоковязких нефтей неионогенных поверхностно-активных веществ и магнитного поля /Химия и технология топлив и масел /Номер: 3 Год: 2008 Страницы: 31-33/Издательство: ТУМА ГРУПП (Москва) ISSN: 0023-1169

23. Омарова Т. А. Влияние магнитного поля на вязкость Западно-Казахстанской нефтесмеси //Апробация. – 2015. – №. 5. – С. 9-12.

24. Меликов Р.Х./Влияние магнитного и электрического полей на свойства неньютоновских нефтей актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук /Издательство: Научно-информационный издательский центр и редакция журнала "Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук" (Москва) ISSN: 2073-0071 Номер: 7-2 Год: 2017 Страницы: 9-13)

25. Михеев Д.М. Некучаев В.О./ Исследование влияния магнитного поля и термообработки на свойства высокопарафинистых нефтей Страницы: 120-125 Новая наука: современное состояние и перспективы развития/Материалы Международной (заочной) научно-практической конференции. под общей редакцией А.И. Вострецова. 2017/Издательство: Научно-издательский центр "Мир науки" (ИП Вострецов Александр Ильич) (Нефтекамск)/Новая наука: современное состояние и перспективы развития/Прага, Чехия, 21 октября 2017 г./Организаторы: Научно-издательский центр «Мир науки» (г. Нефтекамск, Республика Башкортостан, Российская Федерация), Vydavatel «Osvícení» (г. Прага, Чехия)

26. Ш.К. Амерханова, А.С. Уали, Р.М. Шляпов, А.М. Картай /Оценка влияния электрического переменного тока на ассоциативную устойчивость нефти/ Вестн. Ом. ун-та. 2016. № 1. С. 52–55)

27. Tao R., Xu X. Reducing the Viscosity of Crude Oil by Pulsed Electric or Magnetic Field /Energy & Fuels 2006, 20, 2046-2051/Department of Physics, Temple University, Philadelphia, Pennsylvania 19122/Received February 17, 2006. Revised Manuscript Received June 7, 2006

28. Tao R., Huang K., Tang H., Bell D. Electrorheology Leads to Efficient Combustion/Department of Physics, Temple University, Philadelphia, Pennsylvania 19122/ Energy & Fuels 2008, 22, 3785–3788

29. Tao R., Tang H. Reducing viscosity of paraffin base crude oil with electric field for oil production and transportation/Department of Physics, Temple University, Philadelphia, PA 19122, USA/ Fuel 118 (2014) 69–72

30. Темплский университет [Электронный ресурс]. – URL: (<https://cst.temple.edu/about/news/enhancing-crude-oil-pipeline-flow>) Дата обращения (09.10.2021)

31. Баязитова С. Р. Исследование влияния электромагнитного излучения на реологические свойства нефти //Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – №. 9-3 (63).

32. Леонтьев А. Ю. Влияние СВЧ-воздействия на изменение вязкости высоковязких тяжелых нефтей // Нефтегазохимия. – 2018. – №. 2. – С. 25-27.

33. Леонтьев А. Ю. Влияние магнитного поля на реологические свойства тяжелых высоковязких нефтей // Нефтегазохимия. – 2019. – №. 3-4.

34. Цао Бо Исследование воздействия микроволнового излучения на свойства высоковязких нефтей с целью повышения эффективности их транспортировки: автореферат дис. кандидата технических наук : 25.00.19 / Цао Бо; [Место защиты: Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина]. - Москва, 2017. - 24 с./Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищТранспорт -- Трубопроводный транспорт -- Нефтепроводы и

нефтепродуктопроводы -- Перекачка нефти и нефтепродуктов -- Перекачка высоковязких и высокозастывающих нефтей/OD 9 17-5/919

35. О реологических свойствах нефтей с высоким содержанием смол и асфальтенов. Влияние электромагнитного поля и модификаторов / Р. Н. Ширяева, Ф. Х. Кудашева, Р. Н. Гимаев, Ч. Х. Сагитова // . – 2006. – № 3(535). – С. 34-35.

36. Электромагнитная обработка нефтей / Р. А. Галимов, Х. Э. Харлампики, Р. Н. Марданшин // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2011. – № 1. – С. 20-23.

37. Унгер Ф.Г., Андреева Л.Н. Фундаментальные аспекты химии нефти. Природа смол и асфальтенов — Новосибирск: Наука, Сибирская издат. фирма РАН, 1995. — 192 с.

38. Сайденцаль А. Р. Изучение влияния постоянного электромагнитного поля на вязкостно-температурные и энергетические характеристики смолистых нефтей: дипломная работа (проект) специалиста по направлению подготовки: 04.05. 01-Фундаментальная и прикладная химия. – 2022.

39. Хамидуллин Р. Ф., Хамидуллин Н. Н., Хамиди А. Р. Изменение физико-химических свойств нефтей после электромагнитной обработки //Deutsche Internationale Zeitschrift für zeitgenössische Wissenschaft. – 2021. – №. 24. – С. 77-81.

40. Nesterenko A.I., Berlizov Yu.S. On the use of the phenomenon of cavitation for cracking hydrocarbons. - НТТМ. - 2009. - No. 4, pp. 41-43. 4.

41. Magaril R.Z. Mechanism and kinetics of homogeneous thermal transformations of hydrocarbons. Chemistry, 1970– - 224 p.

42. 1. Manovyan A.K. Technology of primary oil refining. M.: Chemistry. 2001,

43. Y.V. Loskutova, N.V. Yudina. The influence of the magnetic field on the structural and rheological properties of oils // Proceedings of Tomsk Polytechnic University. Tomsk, 2006, Vol.309. No.4.

44. Иванов В. А. /Анализ возможности применения электромагнитного излучения в трубопроводном транспорте высоковязкой нефти //Трубопроводный транспорт углеводородов. – 2018. – С. 7-12.

45. Морозов Н.Н., Кашкатенко Г.В./ Микроволновый разогрев нефтепродуктов в трубопроводах / Вестник МГТУ, том 13, №4/2, 2010 г. стр.974-976

46. Brookfield DV-II+ Pro programmable viscometer Operating Instructions Manual No. M/03-165-C0508W [Электронный ресурс]. – URL: https://www.eng.uc.edu/~beaucag/Courses/Characterization/DV2Pro_Manual.pdf. Дата обращения (01.10.2019).

47. RheocalcT Manual [Электронный ресурс]. – URL: https://www.labunlimited.com/CAR1/CAR1-LCOM/pdf/Rheocalc_T_Manual.pdf Дата обращения (01.10.2019).

48. Фукс Г.И. Вязкость и пластичность нефтепродуктов. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003.– 238 с.

49. Ковалева Л.А., Зиннатуллин Р.Р., Мухарямова Г. И. Исследования влияния высокочастотного, сверхвысокочастотного электромагнитного и теплового видов воздействия на свойства Ярегской и Девонской нефтей // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Т. 7, № 4. С. 10-26.

50. Мухарямова Г.И., Зиннатуллин Р.Р., Киреев В.Н., Ковалева Л.А. Комплексный анализ влияния электромагнитной обработки на некоторые свойства Тайлаковской нефти // В сборнике: Комплексный анализ, математическая физика и нелинейные уравнения. сборник материалов Международной научной конференции. Уфа, 2023. С. 79-80.

51. Ковалева Л.А., Мухарямова Г.И. Анализ влияния электромагнитной обработки на реологические свойства сырой нефти Тайлаковского месторождения // В книге: Фундаментальная математика и ее приложения в естествознании: спутник Международной научной конференции «Уфимская осенняя математическая школа-2021». Тезисы докладов XII Международной школы-конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, посвященной 100-летию профессора БашГУ Фарзтдинова Миркашира Минигалиевича. Отв. редактор Л.А. Габдрахманова. Уфа, 2021. С. 12-13.

52. Ковалева Л.А., Мухарямова Г.И. Влияние электромагнитной обработки на реологические свойства нефти: эксперимент и приложение // Инженерно-физический журнал. 2021. Т. 94, № 3. – С. 734-740.

53. Мухарямова Г.И. Экспериментально-аналитическое исследование влияния электромагнитной обработки на реологические свойства нефти и ее смесей // В книге: Актуальные проблемы недропользования. Тезисы докладов XIX Всероссийской конференции-конкурса студентов и аспирантов. Том 2. Санкт-Петербург, 2021. С. 50-52.

54. Ковалева Л.А., Мухарямова Г.И. О влиянии высокочастотного электромагнитного поля на реологические свойства нефтей // В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021. Сборник трудов международной научно-технической конференции. Уфа, 2021. С. 639-641.

55. Каримова Г.И., Ковалева Л.А. Улучшение реологических свойств нефти электромагнитными методами обработки // В сборнике: Научно-технические технологии в решении проблем нефтегазового комплекса. Материалы VIII Международной молодежной научной конференции. Ответственный редактор К.Ш. Ямалетдинова. 2018. С. 156-160.

56. ГОСТ 11851-2018 Нефть. Методы определения парафинов (с Поправкой) [Электронный ресурс]. – URL:<http://docs.cntd.ru/document/1200160491>

57. Ковалева Л.А., Зиннатуллин Р.Р., Мухарямова Г.И. Способ электромагнитной обработки высоковязких и высокопарафинистых нефтей в трубопроводах//МПК Н05В 6/64 (2006.01) F17D 1/17 (2006.01) // Патентообладатель: ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий»// Заявка № 2023128167/07(062729) от 01.11.2023.

58. Агапкин В.М. Тепловой и гидравлический расчёты трубопроводов для нефти и нефтепродуктов / В.М. Агапкин, Б.Л. Кривошеин, В.А. Юфин. – М.: Недра, 1981. – 256 с.

59. Нефтегазовое дело [Учебное пособие в 6 т.]. Т. 5. Транспорт и хранение нефти и газа / Б. Н. Мастобаев, А. М. Нечваль, Г. Е. Коробков, М. М. Гареев; под ред. А. М. Шаммазова. М-во образования и науки Российской Федерации,

Федеральное гос. бюджетное образовательное учреждение высш. проф. образования «Уфимский гос. нефтяной технический ун-т», Ин-т доп. проф. образования. — Санкт-Петербург, Недра, 2013. — 328 с

60. Рагулин, В.В. Исследование свойств асфальтосмолопарафиновых отложений и разработка мероприятий по их удалению из нефтепромысловых коллекторов / В.В. Рагулин, Е.Ф. Смолянец, А.Г. Михайлов, О.А. Латыпов, И.Р. Рагулина // Нефтепромысловое дело. – 2001. – № 5. – С. 33-36.

61. Рогачев, М.К. Борьба с осложнениями при добыче нефти / М.К. Рогачев, К.В. Стрижнев. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 295 с.

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

63. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. 653 с.

64. Сергиенко С.Р., Таимова Б.А., Таталаев Е.И. Высокомолекулярные неуглеводородные соединения нефти. М.: Наука, 1959. 412 с.

65. Ибрагимов Г.З., Сорокин В.А., Хисамутдинов Н.И. Химические реагенты для добычи нефти: Справочник. М.: Недра, 1986. 240 с.

66. Петрова Л.М., Форс Т.Р., Юсупова Т.Н., Мухаметшин Р.З., Романов Г.В. Влияние отложения в пласте твердых парафинов на фазовое состояние нефтей в процессе разработки месторождений // Нефтехимия. 2005. Т.45. №3. С. 189-195.

67. Агаев С.Г., Землянская Е.О., Гульятеев С.В. Парафиновые отложения Верхнесалатского месторождения нефти Томской области // Нефтепереработка и нефтехимия. 2006. №3. С. 8-12.

68. Ибрагимов Н.Г. и др. Осложнения в нефтедобыче. Уфа, 2003. 302 с.

69. G.A. Mansoori. Paraffin/Wax and Waxy Crude Oil. The Role of Temperature on Heavy Organics Deposition from Petroleum Fluids. UIC/TRL Heavy Organics Deposition home page. URL: http://www.uic.edu/~mansoori/Wax.and.Waxy.Crude_html

70. Сергиенко С.Р. Высокомолекулярные соединения нефти. М.: Химия, 1964. 540 с.

71. Евдокимов И.Н., Лосев А.П. Особенности анализа ассоциативных углеводородных сред. Применимость рефрактометрических методов // Химия и технология топлив и масел. 2007. № 2. С. 38-41.

72. Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Сулейманов А.Т., Хамидуллин Р.Ф., Шарифуллин В.Н. Особенности состава и строения нефтяных отложений // Технологии нефти и газа. 2006. №6. С. 19-24.

73. Антониади Д. Г. /Анализ существующих методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) при добыче нефти //Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – №. 9. – С. 32-37.

74. Аксёнов А. В. Анализ методов борьбы с асфальто-смолисто-парафиновыми отложениями (АСПО) на стенках НКТ и оборудования //Проблемы геологии и освоения недр: труды XX Международного симпозиума имени академика МА Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 4-8 апреля 2016 г. Т. 2.—Томск, 2016. – 2016. – Т. 2. – С. 819-821.

75. Васильева Т. В., Пермяков А. В. Эффективный способ борьбы с АСПО с целью обеспечения пожарной безопасности //Редакционная коллегия: ФШ Хафизов (отв. редактор) АВ Пермяков. – С. 345.,

76. Фатыхов Л. М. Технология очистки скважин от асфальтеносмолопарафиновых отложений путем воздействия высокочастотного и сверхвысокочастотного электромагнитного излучения //Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т. 17. – №. 2. – С. 152-165.

77. Коптяева Е. И. / Влияние электромагнитного поля низкой частоты на эффективность ингибирования парафиноотложений //Нефть. Газ. Новации. – 2018. – №. 1. – С. 66-71.

78. Зарипов Р. Ф/ Обоснование применения электромагнитного поля для предотвращения осложнений на нефтесборном трубопроводе трошкинского месторождения //Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2020. – №. 5-6. – С. 71-76.

79. Мухарямова Г. И. Экспериментальное исследование влияния электромагнитной обработки нефти на величину отложений парафина и АСПО на внутренних стенках нефтепроводов // В книге: Сборник тезисов, материалы Двадцать шестой Всероссийской научной конференции студентов-физиков и молодых ученых (ВНКСФ-26). материалы конференции, тезисы докладов. 2020. С. 308-310.

80. Адлер Ю. П., Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий: научное издание / Ю. П. Адлер, Е. В. Маркова, Ю. В. Грановский. - 2-е изд., перераб. и доп. - М. : Наука, 1976. - 279 с.

81. Сунагатуллин Р. З. / Исследование причин образования асфальтосмолопарафиновых отложений товарной нефти в условиях эксплуатации магистральных нефтепроводов //Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – Т. 10. – №. 6. – С. 610-619.

82. Manual for the Olympus Inverted Microscopes Models IX71 and IX51 [Электронный ресурс]. – URL: https://www.ucc.ie/en/media/academic/anatomy/imagingcentre/icdocuments/OLYMPUSIX71_manual.pdf/ Дата обращения (01.10.2019).

83. Байков Н. М., Позднышев Г. Н. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды. М.: Недра, 1984. - 261 с.

84. Технологическое оборудование для АЗС и нефтебаз. В 2 ч. Оборудование для хранения, приема и выдачи нефтепродуктов на нефтебазах и АЗС/Безбородов Ю.Н., Петров О.Н., Сокольнико вА.Н. и др. - Красноярск.: СФУ, 2015[Электронный ресурс]. – URL: <http://znanium.com/bookread2.php?book=549622> Дата обращения (01.10.2019).

85. ГОСТ Р. 51858-2002. Нефть. Общие технические условия // М.: Госстандарт России. – 2002. – Т. 1.

86. . Нефтегазовое дело. Полный курс/ Тетельмин В.В., Язев В.А.- Издание 2-е.- М.: Инфра-инженерия, 2014. [Электронный ресурс]. – URL: <http://lib.dvfu.ru:8080/lib/item?id=chamo:795834&theme=FEFU> \ Дата обращения (01.10.2019).

87. Богданов А. В./ Система и способ электромагнитного фазоразделения водонефтяной эмульсии. – 2019.

88. Ковалева, Л. А., Зиннатуллин, Р. Р., Султангужин, Р. Ф., & Габдрафиков, А. Ф. (2019). Исследование степени воздействия ВЧ и СВЧ электромагнитных полей на водонефтяные эмульсии. Физическое и математическое моделирование процессов в геосредах (pp. 88-90).

89. Ковалева, Л. А., Зиннатуллин, Р. Р., Султангужин, Р. Ф., Габдрафиков, А. Ф., Гайнетдинов, Э. Ф., Грехов, И. В., Богданов, А. В. (2020). Лабораторные исследования фазоразделения водонефтяных эмульсий в высокочастотных и сверхвысокочастотных электромагнитных полях. Нефтегазовое дело, 18(4), 80-86.

90. Ковалева, Л. А., Зиннатуллин, Р. Р., Миннигалимов, Р. З., Благодичинов, В. Н., & Муллаянов, А. И. (2013). Обезвоживание водонефтяных эмульсий и нефтешламов комплексным воздействием СВЧ электромагнитного поля в центробежном поле сил. Нефтепромысловое дело, (6), 45-48.

91. Верхнеприводная мешалка ПЭ-8100 со штативом[Электронный ресурс]. – URL: <http://analitlab.ru/pe-8100> Дата обращения (01.10.2019).

92. Ковалева, Л. А., Зиннатуллин, Р. Р., Благодичинов, В. Н., Мусин, А. А., Фатхуллина, Ю. И., & Замула, Ю. С. (2012). Разрушение водонефтяных эмульсий электромагнитным излучением в динамическом режиме. Труды Института механики им. РР Мавлютова Уфимского научного центра РАН, 9(1), 110-115.

93. Пюшнер Г. Нагрев энергией сверхвысоких частот / пер. с англ. – М.: Энергия, 1968. – 312 с.

94. Ковалева Л.А., Зиннатуллин Р.Р. К определению температурно-частотных и диэлектрических характеристик нефтей // Теплофизика высоких температур. – 2006. – Т. 44. – № 6. – С. 954–956.

95. Sheu E.Y., De Tar M.M., Storm D.A. Dielectric properties of asphaltene solutions // Fuel. – 1994. – Т. 73. – № 1. – Р. 45–50.

96. Степанчук Г.В., Чуркин А.Е., Медведько Ю.А., Гуляев П.В., Гуляева Т.В. Лабораторный практикум по дисциплине "Материаловедение" "Технология конструкционных материалов часть 1. Материаловедение" зерноград АЧИИ ФГБОУ ВПО ДГАУ в г. Зернограде, 2014 – 166 с

97. Материаловедение. Электротехнические материалы: учеб. пособие / А.А. Василенко; Красноярский гос. аграр. ун-т. – Красноярск, 2018. – 151 с.

98. Kovaleva L. et al. Influence of radio-frequency and microwave electromagnetic treatment on water-in-oil emulsion separation // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. – 2021. – Т. 614. – С. 126081.

99. Зиннатуллин Р. Р., Ковалева Л. А. Исследования диэлектрических свойств нефтяных дисперсных систем в зависимости от соотношения асфальтосмолистых веществ // Письма в ЖТФ. – 2022. – Т. 48. – №. 4. – С. 41

100. Евлахов С. К. Исследование процесса компаундирования нефти в системе магистрального транспорта ОАО "АК" Транснефть". – 2003.\

101. Евдокимов И.Н., Лосев А.П., Фесан А.А. Отсутствие аддитивности свойств нефтяных смесей // Бурение и нефть. – 2012. - №1. – с.27-28.

102. Тетельмин, Владимир Владимирович. Реология нефти. - Долгопрудный : Интеллект, 2015. - [249] с.; ISBN 978-5-91559-193-5

103. Рид Р.Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. // Свойства газов и жидкостей: Справочное пособие/ Пер. с англ. под ред. Б. И. Соколова. — 3-е изд., перераб. и доп. — Л.: Химия, 1982. — 592 с., ил.— Нью-Йорк, 1977.

104. Каримова Г.И., Ковалева Л.А. Особенности гидродинамики последовательной перекачки нефтепродуктов // В книге: Физико-химическая гидродинамика: модели и приложения. Тезисы докладов Второй всероссийской летней школы-конференции. Ответственный редактор И.Л. Хабибуллин. 2018. С. 54.

105. Каримова Г.И., Ковалева Л.А. Комплексное исследование гидродинамических параметров смешения нефти // В книге: Физико-химическая гидродинамика: модели и приложения. Тезисы докладов Второй всероссийской летней школы-конференции. Ответственный редактор И.Л. Хабибуллин. 2018. С. 53.

106. Каримова Г.И., Байкова Л.Р. Уточненное уравнение множественной регрессии для определения вязкости смеси нефтей // В книге: Трубопроводный транспорт - 2017. Тезисы докладов XII Международной учебно-научно-практической конференции. Уфа, 2017. С. 398-399.

107. Каримова Г.И., Байкова Л.Р. Исследование физических свойств смеси сернистых нефтей // В сборнике: 68-я Научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. 2017. С. 399.

108. Каримова Г.И., Байкова Л.Р. Разработка аналитических зависимостей для определения товарных свойств смесей сернистых нефтей // В сборнике: Научные технологии в решении проблем нефтегазового комплекса. материалы Международной молодежной научной конференции. ответственный редактор Ямалетдинова К.Ш., 2016. С. 109-110.

109. Каримова Г.И., Байкова Л.Р. Регрессионный анализ необходимых для транспорта физических свойств нефти и ее смесей // В сборнике: Трубопроводный транспорт - 2016. Материалы XI Международной учебно-научно-практической конференции. 2016. С. 410-411.

110. Каримова Г. И., Байкова Л. Р. Определение основных параметров компаундирования высокосернистой и сернистой нефтей // В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле - 2016. Сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала. 2016. С. 235-239.

111. Baykova L. R., Garris N. A., Karimova G. I. Multiple regression model for determining and predicting the viscosity of crude oils mixture //IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – IOP Publishing, 2019. – Т. 272. – №. 2. – С. 022154.

112. ГОСТ 2517-2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. [Электронный ресурс]. – URL: https://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/27/27459/ (дата обращения: 11.09.21).

113. ГОСТ 33-2000 (ИСО 3104-94) Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости [Электронный ресурс]. – URL: https://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/9/9686/ (дата обращения: 11.09.21).

114. ГОСТ Р 50442-92. «Нефть и нефтепродукты. Рентгенофлуоресцентный метод определения серы» [Электронный ресурс]. – URL: http://www.infosait.ru/norma_doc/37/37045/index.htm (дата обращения: 11.09.21).

115. ГОСТ 3900-85 Методы определения плотности [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.gosthelp.ru/text/gost390085neftinefteprodu.html> (дата обращения: 11.09.21).

116. ГОСТ 33-2000 (ИСО 3104-94) Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости [Электронный ресурс]. – URL: <http://files.stroyinf.ru/Data1/9/9686/> (дата обращения: 11.09.21).

117. Мухарямова Г.И., Зиннатуллин Р.Р., Киреев В.Н., Ковалева Л.А. Исследование влияния электромагнитных методов воздействия на вязкость смеси сернистой и высокосернистой нефтей // Процессы в геосредах. 2023. № 4. С. 2221-2228.

118. Калечиц И.В. Химия гидрогенизационных процессов. — Москва: Химия, 1973. — С. 278. — 336 с.

119. Мазгаров А.М. Сернистые соединения углеводородного сырья / А.М. Мазгаров, О.М. Корнетова. – Казань: Казан. ун-т, 2015. – 36 с.

120. Гидравлика : учеб. пособие / Л. Р. Байкова ; Уфим. гос. нефтяной техн. ун-т. - Уфа : Изд-во Уфим. гос. нефтяного техн. ун-та, 2003-____ (Тип. Изд-ва). - 21 см.

121. П.И. Тугунов, Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов /В.Ф. Новосёлов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов,Уфа «Дизайн Полиграф Сервис», 2002. – 655 с. ил.

122. Агапкин В.М. Тепловой и гидравлический расчёты трубопроводов для нефти и нефтепродуктов / В.М. Агапкин, Б.Л. Кривошеин, В.А. Юфин. – М.: Недра, 1981. – 256 с.

123. Нефтяные насосы : [каталог] / Совет народного хозяйства БССР, Бобруйский машиностроительный завод. - Минск : [б.и.], 1961. - 16 с. : ил., табл.;

124. ГОСТ 6134-2007 Насосы динамические. Методы испытаний

125. РД 153-39.4-113-01 (утв. Приказом Минэнерго РФ от 24.04.2002 №129) «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов»,

126. Быков Л.И., Мустафин Ф.М., Рафиков С.К. и др. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов, под общ. ред. Быкова Л.И. – Спб: Недра, 2006

127. Булышев К. Ю. Особенности применения противотурбулентных присадок на магистральных нефтепроводах. – 2016.

128. Содиков А. А. Экономическая эффективность применения противотурбулентной присадки при перекачке нефти //Modern Science. – 2020. – №. 7-1. – С. 431-434.

129. РД-23.040.00-КТН-254-10. Требования и методика применения противотурбулентных присадок при транспортировании нефти и нефтепродуктов по трубопроводам ОАО «АК «Транснефть».

130. Лурье М. В., Арбузов Н. С., Оксенгендлер С. М. Расчет параметров перекачки жидкостей с противотурбулентными присадками // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2012. № 2.

131. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учебник / А.А. Коршак, А. М. Нечваль. - СПб. : Недра, 2008. - 488 с.

132. Веденеев, Б. В. Трубопроводный транспорт горячего битума / Б. В. Веденеев, Н. В. Михайлов. – Москва : Госстройиздат, 1962. - 218 с. : ил.

133. Методика расчета эксплуатационных режимов теплоизолированных мазутопроводов [Текст] / Главнефтеснаб РСФСР, Отрасл. лаб. трубопровод. транспорта при Уфим. нефт. ин-те ; [Сост. д. т. н., проф. П.И. Тугунов, к. т. н., доц. Н.А. Гаррис, инж. Л.П. Заболотникова, Р.З. Ширгазина]. - Уфа : УНИ, 1979. - [1], 79 с. : ил.; 20 см.

134. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: Учебное пособие. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газа» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 336 с.

135. Киреев В.Н., Мухарямова Г.И., Ковалева Л.А. Гидравлический расчет изотермических и неизотермических нефтепроводов (ГРИНТ) // Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2022666714, 06.09.2022. Заявка № 2022665978 от 29.08.2022.

136. Qt Creator [Электронный ресурс]. – URL https://ru.wikipedia.org/wiki/Qt_Creator (дата обращения: 11.09.22).

137. Стационарные характеристики «горячих» трубопроводов. Устойчивость работы «горячих» трубопроводов/ Лекции.Ком / [Электронный ресурс]. – URL [.https://lektsii.com/1-95830.html](https://lektsii.com/1-95830.html)(дата обращения: 18.09.22).

138. Мухарямова Г.И. Зинатуллин Р.Р., Киреев В.Н., Ковалева Л.А. Экспериментальное и численное моделирование процессов трубопроводного транспорта высоковязких нефтей при электромагнитном воздействии // Процессы в геосредах. 2022. № 4. С. 557-562.

139. Каримова Г.И., Ковалева Л.А. Электромагнитная обработка нефти как способ увеличения производительности магистральных трубопроводов // В сборнике: XII Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики. сборник трудов в 4-х томах. 2019. С. 364-365.

140. Байкова Л.Р., Каримова Г.И. Определение соотношения перепада давления в технологическом оборудовании на основании теории подобия // В

книге: 64-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. Сборник материалов конференции. 2013. С. 129-130.

141. Ковалева Л.А., Киреев В.Н., Зиннатуллин Р.Р., Мухарямова Г.И. Влияние электромагнитной обработки на гидравлические характеристики горячих трубопроводов при транспортировке нефтяных ньютоновских и неньютоновских систем // Нефтегазовое дело. 2024. Т. 22, № 2. С. 120-132. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2024-2-120-132>.