

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II»

На правах рукописи

Голунцов Андрей Сергеевич



ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА
ВЫСОКОВЯЗКОЙ СМОЛИСТОЙ НЕФТИ В СМЕСИ С РАЗБАВИТЕЛЕМ
В УСЛОВИЯХ НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУР

Специальность 2.8.5. Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов,
баз и хранилищ

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Николаев А.К.

Санкт-Петербург – 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ИЗУЧЕННОСТИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	11
1.1 Анализ опыта трубопроводного транспорта высоковязкой нефти.....	11
1.2 Анализ реологических свойств неньютоновской нефти.....	24
1.3 Анализ способов подготовки высоковязкой нефти к трубопроводному транспорту.....	28
1.4 Анализ методов определения гидравлических сопротивлений в процессе транспорта высоковязкой нефти	31
1.5 Цель и задачи исследования	50
1.6 Выводы к главе 1	52
ГЛАВА 2 ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ТРАНСПОРТА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В СМЕСИ С РАЗБАВИТЕЛЕМ.....	54
2.1 Обоснование модели изменения вязкости бинарных нефтяных смесей при неизотермическом режиме течения	54
2.2 Исследование гидравлических сопротивлений при транспорте высоковязкой нефти в смеси с разбавителем.....	68
2.3 Выводы к главе 2	70
ГЛАВА 3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СМЕСИ НЕФТИ И ГИДРАВЛИЧЕСКИХ СОПРОТИВЛЕНИЙ	72
3.1 Цель и задачи экспериментальных исследований.....	72
3.2 Планирование экспериментов	73
3.2.1 Планирование экспериментов по определению реологических свойств бинарной смеси нефти.....	73
3.2.2 Планирование экспериментов по определению коэффициента гидравлического сопротивления	76

3.3 Методики проведения исследований	77
3.3.1 Методика проведения исследований реологических свойств бинарной смеси нефти	77
3.3.2 Методика проведения исследований для определения коэффициента гидравлического сопротивления	80
3.4 Экспериментальные исследования реологических свойств нефти и обработка полученных результатов	83
3.5 Анализ применимости существующих моделей расчёта вязкости для бинарной смеси высоковязкой смолистой нефти и разбавителя.....	91
3.6 Экспериментальные исследования гидравлических сопротивлений и обработка полученных результатов	94
3.7 Выводы к главе 3	97
ГЛАВА 4 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ ТРУБОПРОВОДОВ В СУРОВЫХ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ	99
4.1 Методика определения реологических параметров нефтяной смеси Северо-Комсомольского и Ванкорского месторождений для их трубопроводного транспорта.....	99
4.2. Определение эмпирических коэффициентов реологической модели и оптимизация объема экспериментальных исследований	104
4.3 Расчет гидравлических сопротивлений при транспорте смеси нефти по трубопроводу Пурпе-Самотлор	106
4.4 Анализ влияния температуры и состава смеси на показатели трубопроводного транспорта высоковязкой смолистой нефти	110
4.5 Выводы к главе 4.....	113
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	115
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	117
ПРИЛОЖЕНИЕ А Экспериментально определённые параметры степенной реологической модели	129

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ	130
ПРИЛОЖЕНИЕ В Акт внедрения.....	131

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследовани

В мировой структуре запасов углеводородов возрастает доля высоковязкой нефти, мировые ресурсы которой, по оценкам, составляют порядка 5,5 трлн баррелей (около 790 млрд т), при этом значительная их часть расположена в северных регионах с суровыми климатическими условиями. Транспорт высоковязкой нефти возможен только при проведении мероприятий для снижения вязкости нефти и приведении их свойств к ньютоновским или близким к ним.

При транспортировке высоковязкой смолистой нефти в смеси с разбавителем в условиях низких температур существенно изменяются её реологические характеристики и режим течения, что приводит к значительным отклонениям фактических гидравлических сопротивлений от расчётных значений, увеличению энергозатрат на перекачку и снижению пропускной способности трубопроводов. Применяемые в инженерной практике методы гидравлического расчёта в недостаточной степени учитывают влияние температуры, состава смеси и неньютоновского поведения потока.

Поэтому актуальной задачей является разработка методов определения реологических свойств смеси высоковязкой смолистой нефти и разбавителя.

Степень разработанности темы исследования

Задачам трубопроводного транспорта высоковязкой нефти посвящены работы отечественных и зарубежных ученых, среди которых следует отметить труды В.Е. Губина, А.А. Коршака, М.В. Лурье, И.Е. Идельчика, А.Д. Альтшуля, В.А. Черникина, Б.А. Тонкошкурова, Н.М. Андреевко, а также исследования зарубежных авторов A.B. Metzner, J.C. Reed, D.W. Dodge, C.F. Colebrook, S. Churchill, B.M. Torrance и A.V. Shenoy, в которых рассмотрены закономерности течения ньютоновских и неньютоновских жидкостей и предложены методы расчета гидравлических сопротивлений в трубопроводах.

Вопросы реологии смесей нефти, а также моделирования вязкости многокомпонентных углеводородных систем рассмотрены в работах Р.Р. Ташбулатова, Г.И. Келбалиева, Д.Б. Тагиева, С.Р. Расулова, А.Я. Малкина, М.М.

Denn, J. Guo и других авторов, где показано, что реологические свойства нефти существенно зависят от температуры, скорости сдвига и компонентного состава смеси.

Однако в выполненных исследованиях недостаточно полно отражены вопросы совместного влияния температуры и концентрации разбавителя на реологические параметры высоковязких нефтей и их смесей, а также влияния на гидравлические характеристики трубопроводного транспорта в условиях пониженных температур.

Объект исследования - процесс трубопроводного транспорта высоковязкой смолистой нефти в смеси с разбавителем в условиях низких температур.

Предмет исследования – реологические свойства смеси высоковязкой смолистой нефти и разбавителя.

Цель работы – повышение эффективности трубопроводного транспорта высоковязкой смолистой нефти в смеси с разбавителем в условиях низких температур.

Идея работы. Поставленная цель достигается за счёт выбора рациональных температурно-концентрационных режимов трубопроводного транспорта высоковязкой смолистой нефти в смеси с разбавителем на основе модифицированной степенной реологической модели, учитывающей влияние температуры и состава смеси на коэффициент консистенции и индекс течения.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие **задачи**:

1. Выполнить анализ литературных источников, патентных материалов и опыта транспорта высоковязкой нефти.
2. Разработать физико-математическую модель определения реологических свойств бинарной смеси высоковязкой и маловязкой нефти на основе степенной реологической модели.
3. Установить зависимость для расчета коэффициента гидравлического сопротивления при движении высоковязкой нефти в смеси с разбавителем с учетом изменения температуры и состава смеси.
4. Исследовать реологические свойства высоковязкой смолистой нефти и разбавителя в различных концентрациях и температурах.

5. Провести экспериментальные исследования коэффициента гидравлических сопротивлений при транспорте смеси высоковязкой нефти и разбавителя.

6. Разработать рекомендации для проектирования нефтепроводов, транспортирующих высоковязкую нефть в смеси с разбавителем.

Научная новизна работы:

1. Выявлены закономерности изменения коэффициента консистенции и индекса течения смеси высоковязкой смолистой и маловязкой нефти в зависимости от температуры и концентрации разбавителя в условиях пониженных температур.

2. Установлено, что учет температурно-концентрационных зависимостей коэффициента консистенции и показателя течения в обобщенном критерии Рейнольдса позволяет определять рациональные режимы трубопроводного транспорта высоковязкой смолистой нефти в смеси с разбавителем.

Соответствие паспорту специальности

Полученные научные результаты соответствуют паспорту специальности 2.8.5. Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ по пункту

1. «Технологические процессы и технические средства для проектирования, сооружения, эксплуатации, теоретические и практические основы взаимодействия объектов трубопроводного транспорта с окружающей средой с целью создания высокоэффективных, энерго- и ресурсосберегающих, надежных, механически и экологически безопасных сухопутных и морских систем трубопроводного транспорта для добычи, сбора, подготовки, транспортировки и хранения углеводородов, распределения, газоснабжения и нефтепродуктообеспечения, а также других газовых, жидкостных и многофазных сред, гидро и пневмоконтейнерного транспорта».

Теоретическая и практическая значимость работы:

1. Получена зависимость параметров степенной реологической модели - индекса течения и коэффициента консистенции для смеси высоковязкой нефти с разбавителем, с учетом влияния температуры и концентрации ее компонентов.

2. Установлена зависимость коэффициента гидравлического сопротивления при транспорте высоковязкой нефти в смеси с маловязким разбавителем, которая учитывает изменение индекса течения и коэффициента консистенции.

3. Представлены рекомендации по учету реологических характеристик неньютоновской нефти при гидравлическом расчете трубопроводов, эксплуатируемых в условиях пониженных температур.

4. Разработана программа для ЭВМ по расчету оптимальной концентрации разбавителя, при которой будет обеспечена максимальная производительность трубопровода (свидетельство о регистрации программы для ЭВМ № 2024665987 «Программа для расчёта основных параметров гидравлического расчета неньютоновских жидкостей», Приложение Б).

5. Результаты кандидатской диссертации рекомендованы к внедрению в производственной деятельности компании ООО «СТ ЦР» для повышения точности расчетов динамической вязкости смеси нефти и снижения трудозатрат на исследование реологических свойств нефти в процессе компаундирования 05.05.2026 г. (Приложение В).

Методология и методы исследования. Исследование выполнено на основе системного подхода. При решении поставленных задач использовался комплексный метод исследований, содержащий: анализ и обобщение теоретических и экспериментальных трудов по эксплуатации трубопроводов, транспортирующих высоковязкую смолистую нефть в смеси с разбавителем; теоретический анализ, методы математической статистики, математическое моделирование, статистические методы планирования и обработки экспериментальных данных, исследования в лабораторных условиях.

Положения, выносимые на защиту:

1. Модифицированная модель Оствальда-де Ваале, основанная на зависимостях индекса течения и коэффициента консистенции от температуры и концентрации позволяет определять свойства смеси высоковязкой нефти и разбавителя.

2. Обобщенный критерий Рейнольдса, который учитывает зависимость индекса течения и коэффициента консистенции от температуры и концентрации компонентов смеси высоковязкой нефти и разбавителя, позволяет определять рациональный режим транспорта высоковязкой смолистой нефти в смеси с разбавителем.

Степень достоверности результатов исследования обоснована и подтверждается адекватностью модифицированной реологической модели Оствальда-де Ваале, установленной по критериям Фишера и Пирсона при доверительной вероятности 0,95. Достоверность разработанной зависимости для коэффициента гидравлического сопротивления обоснована высоким коэффициентом детерминации ($R^2 = 0,961$) и средней относительной погрешностью 7,9 % (максимальная – 9,5 %) при сопоставлении с экспериментальными данными.

Апробация результатов диссертации проведена на 5 научно-практических мероприятиях с докладами, в том числе на 4 международных. За последние 3 года принято участие в 5 научно-практических мероприятиях с докладами, в том числе на 4 международных:

1. Международная конференция «Рассохинские чтения» (1-2 февраля 2024 года, г. Ухта).
2. VII Международный молодежный научно-практический форум «Нефтяная столица» (3-4 апреля 2024 года, г. Ханты-Мансийск).
3. XII Молодежная международная научно-практическая конференция «Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность» (15-19 апреля 2024 года, г. Москва).
4. IV Всероссийская конференция «Прорывные технологии транспорта и хранения углеводородов» (02-04 апреля 2025 года, г. Санкт-Петербург).
5. IX ежегодная международная научно-практическая конференция «Булатовские чтения» (31 марта 2025 года, г. Краснодар).

Личный вклад автора заключается в постановке цели и задач исследования, теоретическом обосновании зависимости индекса течения и коэффициента консистенции от температуры и концентрации компонентов смеси высоковязкой

смолистой и маловязкой нефти, выполнении экспериментальных исследований реологических свойств высоковязкой смолистой нефти и ее смеси с маловязким разбавителем, обработке и анализе полученных данных, разработке зависимостей для определения реологических параметров смеси, а также в сопоставлении теоретических и экспериментальных исследований с применением методов математической статистики.

Публикации. Результаты диссертационного исследования в достаточной степени освещены в 5 печатных работах (пункты списка литературы № 36, 38, 80-82), в том числе в 2 статьях - в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук, в 3 статьях - в изданиях, входящих в международные базы данных и системы цитирования Scopus. Получено 1 свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ (пункт списка литературы № 37, Приложение Б).

Структура работы. Диссертация состоит из оглавления, введения, 4 глав с выводами по каждой из них, заключения, списка литературы, включающего 112 наименований, и 3 приложения. Диссертация изложена на 131 странице машинописного текста, содержит 38 рисунков и 24 таблицы.

Благодарности. Автор выражает глубокую благодарность и искреннюю признательность научному руководителю Николаеву А.К. и сотрудникам кафедры транспорта и хранения нефти и газа Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II за консультации при работе над диссертацией.

Вязкость и плотность являются ключевыми параметрами, определяющими условия транспорта нефти по трубопроводам. В таблице 1.1, представлена классификация нефти по вязкости и плотности [41, 47].

Таблица 1.1 – Классификация нефти по динамической вязкости и плотности [47]

Параметры	Пределы изменения параметров углеводородов по классам			
	1	2	3	4
Класс нефти	Легкая нефть	Высоковязкая нефть	Тяжелая нефть	Природные битумы
Динамическая вязкость при 20 °С, мПа·с	<40	40-740	740-720000	>720000
Плотность при 20 °С, кг/м ³	<875	875-955	955-995	>995

Для потребителей Российской Федерации нефть подразделяется на типы в соответствии с таблицей 1.2 [30].

Таблица 1.2 – Классификация типов нефти по плотности [30]

Показатель	Норма для типа нефти				
	0	1	2	3	4
	Плотность при температуре, кг/м ³				
15 °С	не более 833,7	833,8-853,6	853,7-873,5	873,6-898,4	более 898,4
20 °С	не более 830,0	830,1-850,0	850,1-870,0	870,1-895,0	более 895,0

Приведённые классификации нефти по плотности и вязкости позволяют отнести различные виды углеводородного сырья к соответствующим классам и типам, однако сами по себе они не отражают всего комплекса технологических ограничений, возникающих при трубопроводном транспорте высоковязких нефтей.

Увеличение вязкости нефти приводит к росту гидравлического сопротивления и, следовательно, к увеличению энергозатрат на перекачку и снижению пропускной способности трубопроводов.

Для оценки эффективности существующих технических решений рассмотрен опыт эксплуатации трубопроводов в регионах с низкими температурами. Наиболее показательные примеры такого рода представлены в практике эксплуатации нефтепроводов на Аляске, в Канаде и в северных регионах Российской Федерации.

На Аляске осуществляется промышленная разработка месторождений высоковязкой нефти в условиях Крайнего Севера, характеризующихся низкими температурами окружающей среды и распространением многолетнемерзлых грунтов (рисунок 1.2) [42].

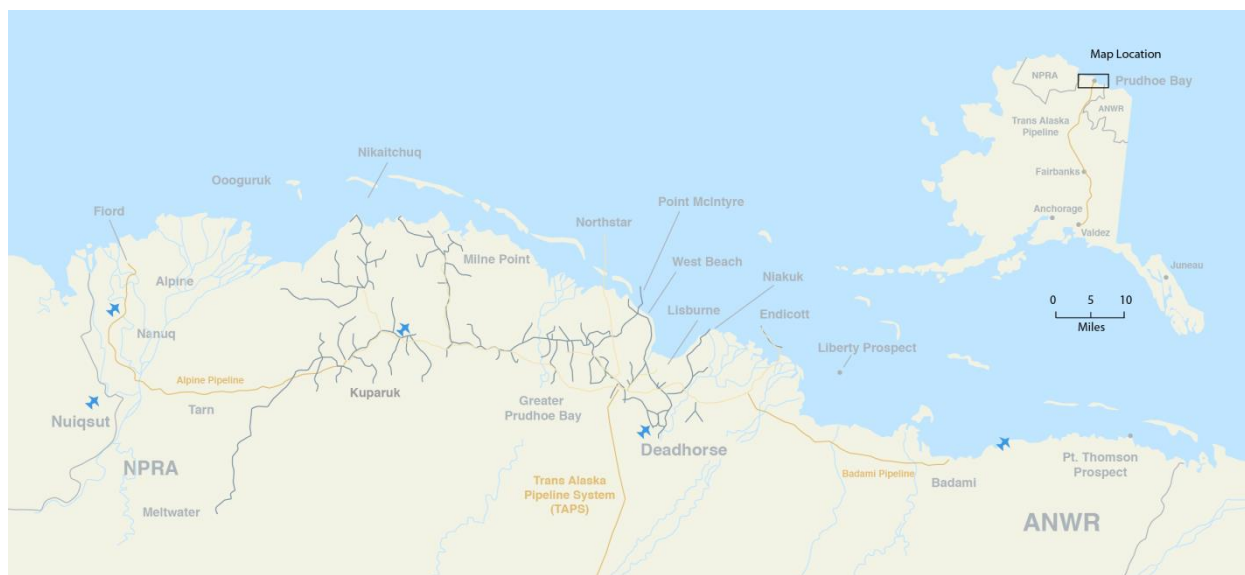


Рисунок 1.2 – Схема расположения основных проектов по добыче нефти на американском шельфе в штате Аляска [42]

Вся нефть из этого региона поступает в трубопроводную систему через Транс-Аляскинский нефтепровод (рисунок 1.3) [69]. Основные характеристики ТАНП представлены в таблице 1.3 [70].

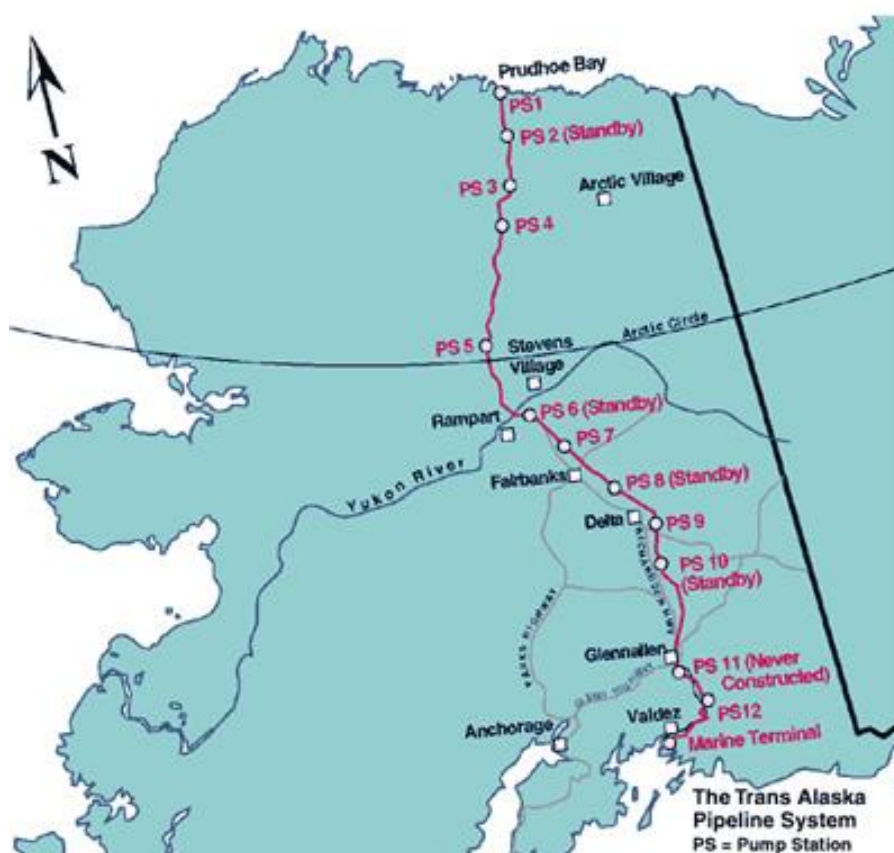


Рисунок 1.3 – Схема Транс-Аляскинской трубопровода [69]

Таблица 1.3 – Основные характеристики Транс-Аляскинского нефтепровода [70]

Наименование показателя	Значение
Длина	1 287 км
Диаметр трубопровода	48 дюймов (1,22 м)
Температура окружающей среды	До -60 °С
Пропускная способность	2,1 млн баррелей в день
Количество насосных станций	11

Для обеспечения работоспособности трубопровода в условиях низких температур применяются подогрев нефти на насосных станциях, теплоизоляция трубопровода, надземная прокладка на термостабилизирующих опорах, а также системы мониторинга температурного и гидравлического режимов.

На нефтяных месторождениях Аляски фиксируется снижение объемов добычи нефти, что непосредственно отражается на Трансаяскинской трубопроводной системе. Так, в 2013 году, несмотря на высокую стоимость нефти на мировом рынке (свыше 100 долларов США за баррель в начале года), объем добычи на месторождениях Аляски составлял лишь 530 тысяч баррелей в сутки.

Опыт эксплуатации Трансаяскинского нефтепровода показывает, что в условиях экстремально низких температур даже применение подогрева и специальных конструктивных решений не позволяет полностью нивелировать влияние реологических свойств высоковязкой нефти на гидравлический режим трубопровода.

В то же время в ряде регионов с сопоставимыми климатическими условиями используются альтернативные технологические подходы, направленные на снижение гидравлических сопротивлений путём изменения свойств транспортируемого продукта. К таким регионам, прежде всего, относится Канада, где при транспортировании высоковязких нефтей и битумов широко применяются методы смешения с менее вязкими углеводородами.

Основные объёмы высоковязкой нефти и битумов в Канаде сосредоточены в северных районах страны, характеризующихся низкими температурами окружающей среды и значительной удалённостью месторождений от пунктов переработки.

Основным способом транспорта углеводородов по территории Канады и США является трубопроводный транспорт (рисунок 1.4) [85].

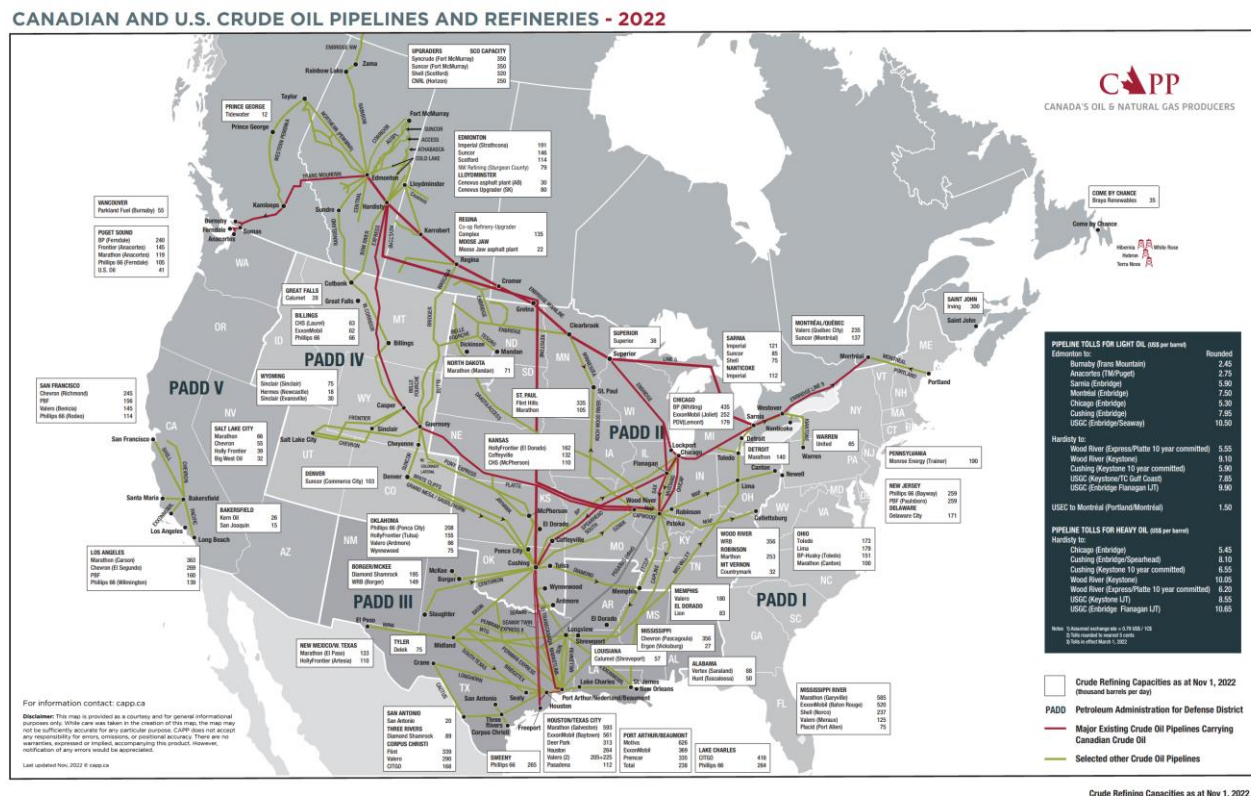


Рисунок 1.4 – Карта нефтепроводов и крупнейших нефтеперерабатывающих заводов Канады и США [85]

К основным трубопроводам, проходящим по Северо-западным территориям Канады, относятся:

1. Нефтепровод Enbridge, направление Норман Уэллс (Norman Wells) — Зама (Zama), провинция Альберта (протяженность 870 км, диаметр 12 дюймов);
2. Газопровод IKNIL от месторождения Икхил до города Инувик (протяженность 50 км, диаметр 6 дюймов);
3. Газопровод от месторождения Cameron Hills до озера Бистчо, провинция Альберта (протяженность 15 км, диаметр 12 дюймов) [42].

Опыт Канады показывает, что изменение реологических свойств высоковязкой нефти путём смешения с менее вязкими компонентами является эффективным способом снижения гидравлических сопротивлений при трубопроводном транспорте. Однако возможность широкого применения данного

подхода существенно зависит от наличия разбавителей в необходимых объёмах, особенностей инфраструктуры и экономических условий.

В Российской Федерации транспортирование высоковязких нефтей осуществляется в условиях, сочетающих суровый климат, значительные расстояния транспортировки и ограниченные возможности использования разбавляющих компонентов. В связи с этим отечественная практика характеризуется применением комбинированных технических решений, включающих подогрев нефти, оптимизацию режимов перекачки и учёт реологических свойств транспортируемого продукта.

В Российской Федерации месторождения тяжелой нефти наиболее активно разрабатываются на территории Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов и Республики Татарстан.

В январе 2017 года «Транснефть» ввела в эксплуатацию самый северный нефтепровод Заполярье – Пурпе. В условиях перепада температур от +34 °С летом до -56 °С зимой, наличия вечномёрзлых грунтов и скорости ветра до 40 м/с, строительство и эксплуатация такого объекта требует особых технических решений. Для этого были спроектированы и испытаны специальные опоры, имеющие повышенные прочностные характеристики и устойчивость [35].

Трубопровод «Заполярье – Пурпе» является важным элементом инфраструктуры транспорта нефти в арктическом регионе России. Его строительство завершилось в 2016 году, и он стал стратегическим проектом, направленным на обеспечение транспортировки нефти из месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа и Красноярского края. Трубопровод соединяет месторождения северных регионов с магистральным нефтепроводом Пурпе – Саянск, что позволяет транспортировать нефть к экспортным маршрутам, включая направление в Восточную Сибирь и Тихий океан (ВСТО) [34].

К трубопроводу Заполярье – Пурпе подключены ключевые месторождения, находящиеся в районах с суровыми климатическими условиями. Среди них:

1. Мессояхские месторождения.
2. Месторождения группы Ванкор.

3. Русское месторождение.
4. Месторождения Паяйхской группы.
5. Тазовское месторождение.

Нефть Восточно-Мессояхского месторождения является высоковязкой битуминозной. Реологические свойства нефти Восточно-Мессояхского месторождения приведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Физико-химические свойства нефти Восточно-Мессояхского месторождения [39]

Параметр	Единицы измерения	Параметр
Плотность нефти при температуре 20°C	г/см ³	0,910
Кинематическая вязкость при температуре 20°C	мм ² /с	379,8
Температура застывания	°C	минус 19
Массовая концентрация асфальтенов	%	0,58
Массовая концентрация смол	%	12,41
Массовая доля воды	%	0,25
Плотность нефти при температуре 40°C	г/см ³	0,9103
Плотность нефти при температуре 30°C		0,9150
Плотность нефти при температуре 20°C		0,9220
Массовая доля хлористых солей	мг/дм ³	89,3
		0,0096
Массовая доля механических примесей	%	0,0067
Массовая доля серы		0,224
Массовая доля парафина		1,4
Выход фракции нефти при: плюс 200°C плюс 300 °C	% об.	0,5 13,0
Кинематическая вязкость при 40 °C	мм ² /с	92,6
Кинематическая вязкость при 30 °C		227,6
Кинематическая вязкость при 20 °C		379,8
Массовая доля H ₂ S	млн ⁻¹	<2
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме		<2
Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до 204°C		<1
Температура застывания	°C	минус 19

Напорный нефтепровод с центрального пункта сбора (ЦПС) Восточно-Мессояхского месторождения присоединяется к приемо-сдаточному пункту Пяяхинского месторождения, откуда нефть поступает в трубопровод Заполярье-Пурпе, схема представлена на рисунке 1.5.



Рисунок 1.5 – Схема присоединения напорного нефтепровода с ЦПС Восточно-Мессояхского [39]

В соответствии с ГОСТ Р 51858-2002, нефть Тазовского месторождения является высоковязкой битуминозной [7]. Свойства этой нефти приведены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Физико-химические свойства нефти Тазовского месторождения [7]

Параметр	Единицы измерения	Значение
Плотность нефти при температуре 20°С	г/см ³	0,9337
Кинематическая вязкость при температуре 20°С	мм ² /с	328,8
Температура застывания	°С	минус 39
Массовая концентрация асфальтенов	%	0,58
Массовая концентрация смол	%	12,41
Массовая концентрация парафина	%	0,52

Нефть Тазовского месторождения собирается на приемо-сдаточном пункте (ПСП) «Газпромнефть-Ямал», а оттуда поступает в нефтепровод «Заполярье-Пурпе», схема присоединения ПСП «Газпромнефть-Ямал» к существующему магистральному нефтепроводу «Заполярье-Пурпе» представлена на рисунке 1.6.

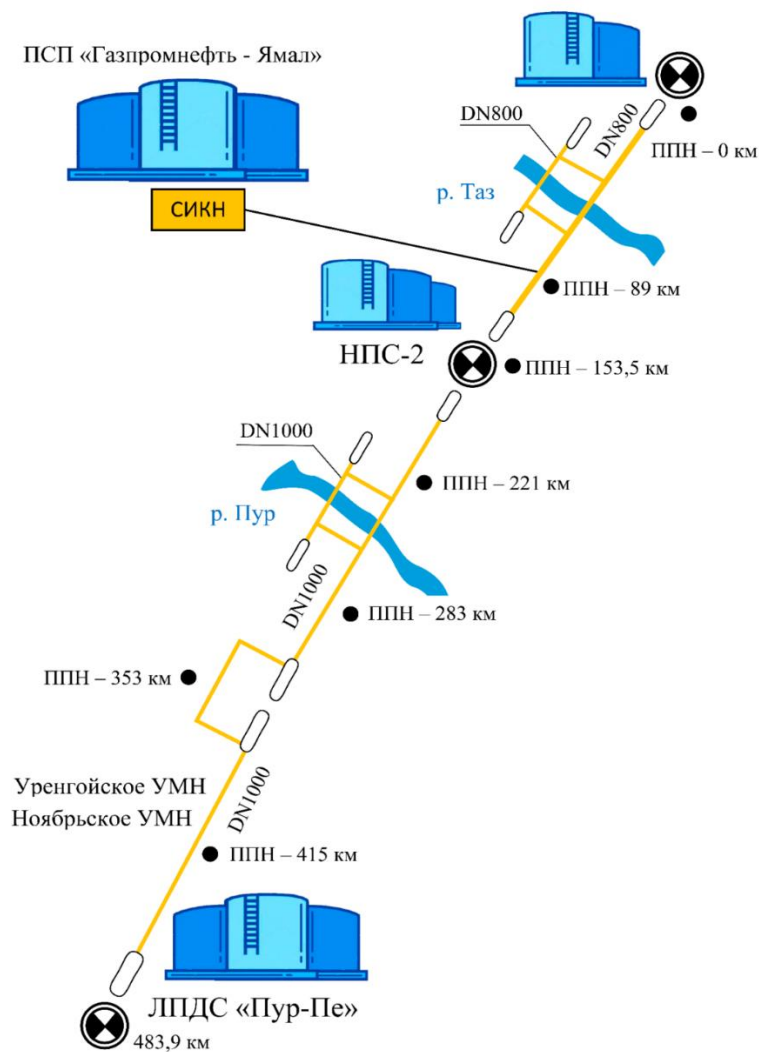


Рисунок 1.6 – Схема присоединения ПСП «Газпромнефть-Ямал»

к существующему магистральному нефтепроводу «Заполярье-Пурпе» [7]

Особое место среди разрабатываемых месторождений, содержащих высоковязкую нефть, занимает Северо-Комсомольское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное на территории Надымского и Пуровского районов Ямало-Ненецкого автономного округа. Это месторождение отличается высокими запасами нефти и газа, включая значительные объемы высоковязкой нефти. Месторождение открыто в 1969 г., введено в эксплуатацию в 1995 г. Нефть Северо-Комсомольского месторождения отличается высоким содержанием тяжелых углеводородов C_{13+} (более 93% молярной массы).

Климат района строительства резко континентальный. Среднегодовая температура воздуха – минус 6,0 °С, среднемесячная температура воздуха наиболее

холодного месяца января – минус 25,2 °С, а самого жаркого июля + 16,4 °С. Абсолютный минимум температуры – минус 55 °С, абсолютный максимум + 36 °С.

Свойства нефти, подготовленной к транспорту с Северо-Комсомольского месторождения, представлены в таблице 1.6.

Таблица 1.6 – Физико-химические свойства нефти Северо-Комсомольского месторождения (по данным автора)

Параметр	Единицы измерения	Значение
Плотность (при 20 °С)	кг/м ³	946,7
Кинематическая вязкость (при 20 °С)	мм ² /с	1214,9
Температура застывания	°С	–32,2
Массовое содержание смола	% масс	12,66
асфальтенов		1,48
парафинов		0,46

Нефть Северо-Комсомольского месторождения характеризуется повышенной вязкостью и плотностью по сравнению с нефтями Восточно-Мессояхского и Тазовского месторождений. Это обуславливает более выраженный неньютоновский характер её течения, что необходимо учитывать при выборе режимов перекачки и построении расчётных моделей. В соответствии с [30] нефть с такой плотностью при температуре 20 °С относится к 4 типу нефти.

Район разработки месторождения характеризуется массивно-островным распространением многолетнемерзлых грунтов. Здесь встречаются многолетнемерзлые грунты как смыкающиеся с сезоннопромерзающим слоем – сливающегося типа, так и не сливающиеся с сезоннопромерзающими грунтами. ММГ – это породы, имеющие отрицательную температуру и содержащие лед, который может не оттаивать в течение длительного периода времени от нескольких до многих тысяч лет.

Сезонное промерзание начинается с переходом среднесуточной температуры воздуха через 0 °С в область отрицательных значений в конце сентября – начале октября.

Сезонное оттаивание грунтов начинается в конце мая – начале июня и заканчивается в сентябре-октябре. При оттаивании мерзлых грунтов глинистые

грунты приобретают тугопластичную, мягкопластичную, текучую и текучепластичную консистенцию.

Мерзлые грунты озерно-болотного генезиса представлены торфом мерзлым сильноразложившимся. Мерзлые грунты озерно-аллювиального генезиса представлены песками, супесями и суглинками. Пески характеризуются массивной криотекстурой. Суглинки и супеси характеризуются слоистой криотекстурой.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунта, определенная согласно СП 25.13330.2012, составляет для торфа – 1,9 м, суглинка – 3,3 м, супеси – 3,6 м, песка – 3,5 м. Нормативная глубина сезонного оттаивания грунтов для торфа – 1,3 м, суглинка – 2,7 м, супеси – 3,0 м, песка – 3,1 м.

В районах распространения вечномерзлых грунтов строительство трубопроводов предполагает три способа – надземный, наземный и подземный.

При освоении регионов с вечномерзлыми грунтами все чаще отдается предпочтение надземному способу прокладки трубопроводов [25]. Для предотвращения пучения, оттаивания и других негативных процессов, влияющих на устойчивость фундаментов, опоры оснащаются термостабилизаторами [64].

Опыт строительства в условиях вечной мерзлоты показывает, что классические технические решения по прокладке подземных трубопроводов непригодны с финансовой точки зрения. Существует необходимость разработки и применения новых технических решений, способных компенсировать или предотвращать неблагоприятные воздействия на нефтепроводы с учетом долгосрочных прогнозов и управления температурным режимом подстилающих грунтов, а также контроль режимов перекачки высоковязкой нефти.

В процессе эксплуатации необходим постоянный мониторинг всех объектов нефтепроводов в связи с неустойчивыми грунтами и нестабильным климатом, которые требуют тщательного учета состояния нефтепроводов. На объектах нефтепровода Заполярье — Пурпе было установлено около 50 тысяч деформационных знаков, позволяющих определять изменения планово-высотного положения объектов. Дополнительно пробурено около 5000 тепловых скважин для

наблюдения за температурным режимом и оценки эффективности термостабилизаторов.

Проектируемый межпромысловый нефтепровод предназначен для транспортировки товарной нефти от точки стыковки с технологическим трубопроводом на ограждении площадки центрального пункта сбора (ЦПС) Северо-Комсомольского месторождения, проектируемого точки врезки в магистральный нефтепровод (МН) «Ванкорское месторождение – нефтеперекачивающая станция «Пурпе» ООО «РН-Ванкор» для дальнейшей сдачи нефти в систему ПАО «Транснефть» по трубопроводу «Пурпе-Самотлор» (рисунок 1.7).

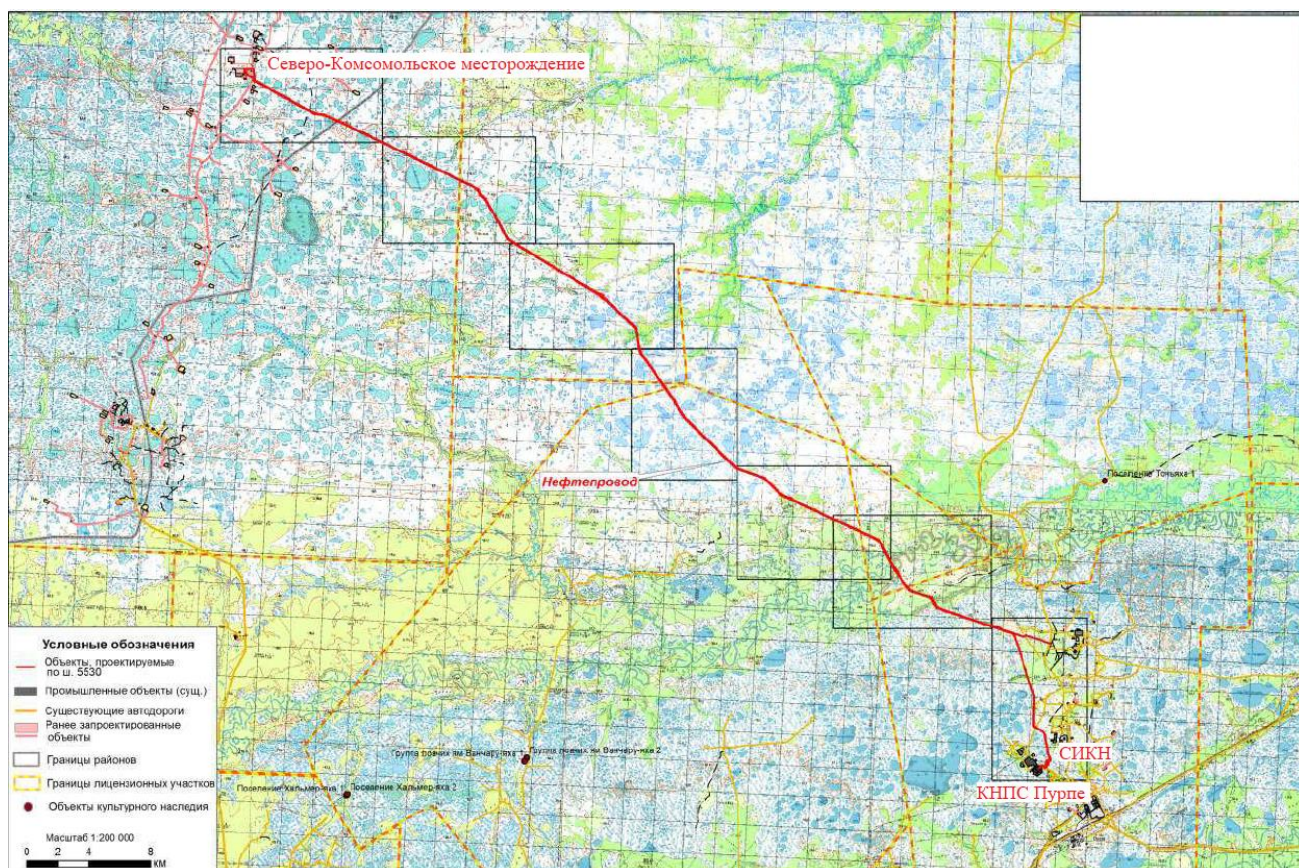


Рисунок 1.7 – Ситуационный план межпромыслового нефтепровода Северо-Комсомольского месторождения «ЦПС Северо-Комсомольского - КНПС Пурпе, СИКН» [15]

Нефть Северо-Комсомольского месторождения соответствует следующим параметрам: класс 2, тип 4, группа 1, вид 1 по ГОСТ Р 51858. При дальнейшей сдаче нефти ПАО «Транснефть» плотность нефти не должна превышать 895 кг/м^3 (3 тип), вязкость не должна быть более 38 сСт при 30°C . Нефть Северо-Комсомольского

Таблица 1.7 – Физико-химические свойства нефти Ванкорского месторождения (по данным автора)

Параметр	Единицы измерения	Значение
Плотность (при 20 °С)	кг/м ³	872,6
Кинематическая вязкость (при 20 °С)	мм ² /с	85,6
Температура застывания	°С	<–40
Массовое содержание смола	% масс	4,26
асфальтенов		0,3
парафинов		1,46

Согласно ГОСТ Р 51858, нефть Ванкорского месторождения относится к 3-му типу по плотности. Данная нефть характеризуется умеренной вязкостью, низким содержанием асфальтенов и сравнительно невысоким содержанием парафинов, что обеспечивает возможность использования этой нефти в качестве компонента при компаундировании высоковязкой смолистой нефти.

Проведённый анализ мирового и отечественного опыта Российской Федерации, США и Канады свидетельствует о том, что при транспортировке высоковязких нефтей в условиях низких температур ключевую роль играют мероприятия по обеспечению требуемого температурного режима, выбор рационального способа прокладки трубопроводов в зонах распространения многолетнемерзлых грунтов, а также применение специальных технологических решений, направленных на снижение гидравлических сопротивлений и стабилизацию режимов перекачки.

1.2 Анализ реологических свойств неньютоновской нефти

Реология – это наука, которая описывает деформацию тела под действием напряжений [50, 51]. Свойства ньютоновских жидкостей не зависят от скорости деформации, то есть (1.1)

$$\tau = \mu \dot{\gamma}, \quad (1.1)$$

где τ – напряжение сдвига, Па; μ – абсолютная вязкость, мПа·с; $\dot{\gamma} = \frac{dv}{dn}$ – скорость сдвига, с⁻¹; n – нормаль к вектору скорости движения жидкости.

На рисунке 1.9 изображена схема однонаправленного сдвигового течения жидкости, находящейся между двумя параллельными пластинами на расстоянии dn друг от друга.

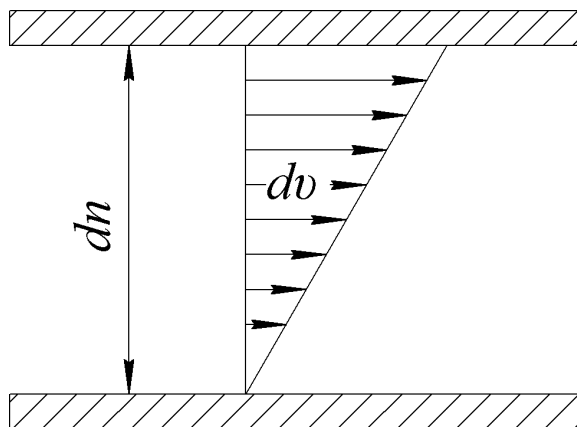


Рисунок 1.9 – Схема однонаправленного сдвигового течения (составлено автором)

В отличие от ньютоновских жидкостей, характеризующихся линейной зависимостью между напряжением сдвига и скоростью деформации, неньютоновские нефти проявляют сложные реологические свойства, такие как псевдопластичность, реопексия, тиксотропия, дилатантность и вязкопластичность.

При исследовании растворов каучука и бензола Гершелем в 1924 году были обнаружены пластичные свойства неньютоновских жидкостей (рисунок 1.10) [109].

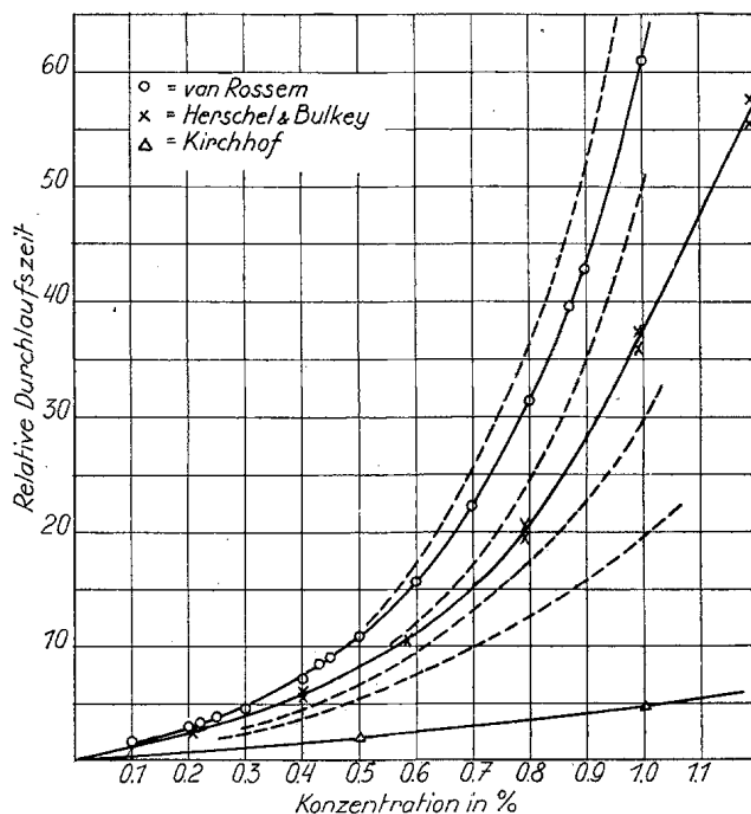


Рисунок 1.10 – Зависимость относительного времени течения от концентрации в экспериментальных исследованиях Гершеля и Балкли растворов каучука [109]

В более поздних работах Гершелем совместно с Балкли получена модель неньютоновской жидкости, названная моделью Гершеля-Балкли (1.2) [102, 108, 110]:

$$\tau = \tau_0 + k_0 \cdot \dot{\gamma}^n. \quad (1.2)$$

Пластичные свойства неньютоновской жидкости также изучал Бингам в начале XX в. [104, 65]. Модель Бингама имеет вид (1.3):

$$\tau = \tau_0 + \eta \cdot \dot{\gamma}. \quad (1.3)$$

Существует много реологических моделей, которые характеризуют неньютоновские жидкости [71, 46, 97, 23]. Данные модели зачастую являются эмпирическими или полуэмпирическими уравнениями, основные из них приведены в таблице 1.8.

Таблица 1.8 – Основные реологические модели [7, 17, 23, 39]

Название модели	Формула
Модель Оствальда-де Вааля	$\tau = k_0 \cdot \dot{\gamma}^n$
Модель Кэссона	$\tau^{1/2} = \tau_0^{1/2} + (\eta \cdot \dot{\gamma})^{1/2}$
Модель Сиско	$\tau = A \cdot \dot{\gamma} + B \cdot \dot{\gamma}^n$
Модель Элліса	$\tau = \eta_0 \cdot \dot{\gamma} + k \cdot \dot{\gamma}^n$
Модель Прандтля-Эйринга	$\tau = A \cdot \arcsin(\dot{\gamma}/B)$
Модель Штейгера	$\tau = \dot{\gamma}/(C + A \cdot \tau^2)$
Модель Рейнера	$\tau = \left[\eta_\infty + \frac{\eta_0 - \eta_\infty}{1 + (\tau/A)^2} \right] \dot{\gamma}$
Модель Хавена	$\tau = \frac{\eta_0 \dot{\gamma}}{1 + C \cdot \dot{\gamma}^n}$

Анализ реологических моделей, представленных в таблице 1.7, позволяет провести их сравнительную классификацию по практической применимости. Модели Оствальда-де Вааля и Кэссона представляют собой классические степенную и структурную аппроксимации соответственно: первая эффективна для описания псевдопластичности в среднем диапазоне скоростей сдвига, но менее корректна в предельных точках, вторая — физически обоснована для дисперсных систем и учитывает предельное напряжение сдвига τ_0 . Более сложные модели, такие как Сиско и Элліс, являются гибридными, комбинируя ньютоновское и степенное поведение, что позволяет точно аппроксимировать реограммы в широком диапазоне скоростей сдвига $\dot{\gamma}$, включая ньютоновские плато при высоких (Сиско) и низких (Элліс) скоростях сдвига. Модели Прандтля-Эйринга и Штейгера, основанные на

трансцендентных и неявных функциях, имеют теоретическое значение и связывают макросвойства с процессами активации сдвига, однако их практическое использование затруднено необходимостью численного решения.

Модель Рейнера, являющаяся предшественницей обобщённых моделей вязкости, и модель Хавена, структурно схожая с моделью Хершеля-Балкли, демонстрируют эволюцию подхода к описанию тиксотропии и сдвигового разжижения через зависимость вязкости от напряжения и скорости сдвига.

Более точное описание вязко-пластичных свойств жидкостей показывает феноменологическое уравнение Шульмана [52] (1.4):

$$\tau = (\tau_0^{1/n} + (\eta_c \dot{\gamma})^{1/m})^n, \quad (1.4)$$

При различных показателях степеней m и n уравнение Шульмана (1.4) может быть преобразовано, например, в уравнение Бингама (при $m=n=1$) или уравнение Кэссона (при $m=n=2$) [23].

Модель Хэллбом и Кляйн (1.5) является обобщённой моделью Ньютона и описывает жидкость, которая не обладает предельным напряжением сдвига, и имеет вид [106, 105]:

$$\tau^\beta = \tau_y^\beta + \mu_\infty^\beta \dot{\gamma}^\beta, \quad (1.5)$$

где β – безразмерный коэффициент, μ_∞ – вязкость при бесконечной скорости сдвига, Па·с; τ_y – предел текучести, Па.

Модель (1.5) описывает широкий класс неньютоновских жидкостей и с высокой точностью аппроксимирует поведение многих реальных жидкостей (например, растворов полимеров и некоторых суспензий), но не описывает поведение жидкости при очень высоких скоростях сдвига, где вязкость снова может стабилизироваться.

Модель Робертсона Стиффа (1.6) обладает универсальностью, так как её структура позволяет аппроксимировать поведение жидкостей с пределом текучести, псевдопластиков и дилатантных жидкостей [89]

$$\tau = \mu(\dot{\gamma} + \gamma_0)^n. \quad (1.6)$$

Недостатком модели (1.6) является отсутствие чёткой физической интерпретации её параметров, что снижает её прогностическую способность и затрудняет корреляцию параметров с микроструктурой материала.

Предложенная в работе [99] модель имеет вид (1.7):

$$\eta = \frac{\Omega \cdot \mu_0}{1 + \left[\frac{1}{K^* + (\psi|\dot{\gamma}|)^{n-1}} \right]}, \quad (1.7)$$

где $\Omega = \frac{K^{*+2}}{K^{*+1}}$ – безразмерный параметр; μ_0 – начальная вязкость, Па·с; K^* – модифицированный параметр консистенции; ψ – постоянная, учитывающая время нагружения.

Модель вязкости (1.7) обладает структурной гибкостью, позволяющей аппроксимировать сложные реологические поведения, включающие ньютоновское плато при предельно низких скоростях сдвига концентрированных суспензий и полимерных систем. Но данная модель включает большое количество эмпирических коэффициентов, что приводит к проблемам идентификации их значений, высокому риску корреляции между параметрами и отсутствию их прямой физической интерпретации, существенно ограничивая её прогностическую и фундаментальную ценность в пользу чисто феноменологического подхода к подгонке кривых течения.

С учётом цели настоящей работы и необходимости использования реологических моделей в расчётах гидравлических сопротивлений наибольший практический интерес представляют степенная модель Оствальда–де Вааля и модель Гершеля–Балкли, позволяющие учитывать зависимость напряжения сдвига от скорости деформации при приемлемой вычислительной сложности.

1.3 Анализ способов подготовки высоковязкой нефти к трубопроводному транспорту

Анализ мирового опыта трубопроводного транспорта высоковязких нефтей, выполненный в п. 1.1, показывает, что эффективность применяемых технических решений в значительной степени определяется реологическими свойствами транспортируемого продукта. В этой связи для корректного расчёта гидравлических сопротивлений и выбора режимов перекачки необходимо рассмотреть основные

реологические характеристики высоковязких нефтей и методы перекачки. Классификация методов трубопроводного транспорта вязкой нефти представлена на рисунке 1.11.



Рисунок 1.11 – Классификация методов перекачки вязкой нефти
(составлено автором)

Одним из наиболее распространённых методов является горячая перекачка, основанная на предварительном нагреве нефти [38]. Повышение температуры способствует снижению вязкости, увеличению пропускной способности трубопровода и уменьшению энергетических затрат на перекачку. Кроме того, нагрев позволяет предотвратить образование застойных зон и снизить вероятность аварийных ситуаций, связанных с отложением парафинов и асфальтенов. Вместе с тем данный метод характеризуется значительными энергозатратами, существенными тепловыми потерями при транспортировке на большие расстояния.

Альтернативным решением является применение присадок, обеспечивающих снижение вязкости без дополнительного подогрева [81]. Однако эффективность присадок во многом определяется составом и свойствами конкретной нефти.

Основным недостатком является высокая стоимость специализированных реагентов, а также возможное влияние химических добавок на оборудование трубопроводной системы и процессы последующей переработки сырья.

Другим способом снижения вязкости является транспортировка нефти в виде водонефтяной эмульсии. Формирование эмульсионной системы позволяет уменьшить эффективную вязкость потока и снизить энергозатраты на его перемещение. Метод отличается универсальностью и может применяться для различных типов высоковязкой нефти. Однако для обеспечения стабильности эмульсии требуется постоянный контроль её свойств и использование эмульгирующих реагентов. Недостатки связаны с необходимостью последующего разделения воды и нефти, ограничениями при эксплуатации в условиях низких температур и повышенной вероятностью коррозионного воздействия на оборудование.

Альтернативным методом снижения вязкости является смешение высоковязкой нефти с маловязкими компонентами, что позволяет отказаться от использования реагентов и упрощает управление реологическими параметрами потока. Недостатками метода являются потенциальное ухудшение качества товарной нефти и снижение эффективности смешения при значительной разнице плотностей компонентов.

Отдельное направление связано с предварительной ультразвуковой обработкой высоковязкой нефти. Воздействие ультразвука способствует разрушению структурных образований асфальтенов и парафинов, что приводит к снижению вязкости при минимальном изменении химического состава сырья. Метод характеризуется экологической безопасностью и отсутствием необходимости внесения дополнительных реагентов. Однако его широкое применение ограничивается высокой стоимостью оборудования и технического обслуживания, сравнительно низкой производительностью установок и кратковременным сохранением достигнутого эффекта снижения вязкости.

Рассмотренные способы подготовки высоковязкой нефти к трубопроводному транспорту направлены на снижение гидравлических сопротивлений и обеспечение

устойчивых режимов перекачки. Эффективность указанных методов в значительной степени определяется изменением реологических характеристик нефти в процессе подготовки и транспорта, особенно в условиях низких температур и переменных скоростей сдвига.

1.4 Анализ методов определения гидравлических сопротивлений в процессе транспорта высоковязкой нефти

Определение гидравлических сопротивлений является важным аспектом при проектировании нефтепроводов. Это позволяет с достаточной точностью оценить потери давления и эффективность транспортировки нефти. Точные расчеты гидравлических параметров помогают минимизировать энергопотребление, корректно подобрать диаметры трубопроводов и обеспечивать стабильную транспортировку перекачиваемого продукта. Кроме того, корректный учёт гидравлических сопротивлений способствует предотвращению аварийных ситуаций, обеспечивая безопасность и устойчивость эксплуатации нефтепроводов.

Особое внимание стоит уделять нефтепроводам, транспортирующим высоковязкую нефть. Корректный расчёт гидравлического сопротивления позволит выбрать наиболее эффективный комплекс методов предварительной подготовки высоковязкой нефти к транспорту.

В соответствии с теорией М. В. Лурье [13, 14, 29, 31-33], коэффициент гидравлического сопротивления является одним из важнейших параметров гидравлики и трубопроводного транспорта, который устанавливает зависимость величины удельной диссипации механической энергии от средней скорости движения жидкости и характерных размеров канала (в случае круглой трубы – диаметра), то есть (1.8):

$$n^{\text{внут}} = -\frac{\lambda \omega^3}{2d}. \quad (1.8)$$

Знак минус в правой части уравнения (1.8) показывает, что механическая энергия убывает за счет сил внутреннего взаимодействия. Предполагается, что коэффициент λ зависит от средней скорости течения ω (м/с), кинематической

вязкости ν (Ст), плотности жидкости ρ (кг/м³), внутреннего диаметра трубы d (м) и шероховатости внутренней поверхности трубы Δ (м) (формулы 1.9-1.10):

$$\lambda = f(\omega, \nu, \rho, d, \Delta) \quad (1.9)$$

или

$$\lambda = f(Re, \varepsilon), \quad (1.10)$$

где $Re = \frac{\omega d}{\nu}$ – критерий Рейнольдса; $\varepsilon = \frac{\Delta}{d}$ – относительная шероховатость внутренней поверхности трубопровода.

Число Рейнольдса является механическим критерием подобия и характеризует отношение силы инерции к силе трения в неидеальной вязкой жидкости [40].

Гидравлический уклон, который определяется как потери напора на единицу длины трубопровода, зависит от величины удельной диссипации механической энергии и коэффициента гидравлического сопротивления следующим образом (1.11):

$$i = -\frac{n^{\text{внут}}}{g\nu} = \frac{\lambda \omega^2}{d 2g}. \quad (1.11)$$

Если подставить это выражение в уравнение Бернулли, то получим (1.12):

$$\left(\frac{\alpha_k \omega^2}{2g} + \frac{P}{\rho g} + z \right)_1 - \left(\frac{\alpha_k \omega^2}{2g} + \frac{P}{\rho g} + z \right)_2 = \lambda \frac{L_{1-2}}{d} \frac{\omega^2}{2g}, \quad (1.12)$$

где α_k – коэффициент, обусловленный неравномерностью распределения скоростей среды по сечению трубопровода; P – давление, Па.

Правая часть уравнения (1.12) определяет потери напора ΔH (1.13):

$$\Delta H = \lambda \frac{L_{1-2}}{d} \frac{\omega^2}{2g}. \quad (1.13)$$

Уравнение (1.13) используется для определения потерь напора при известной величине гидравлического сопротивления.

Формула Дарси-Вейсбаха проста в использовании и может применяться для различных типов трубопроводов, из-за чего широко применяется в инженерной практике. Следует отметить, что формула Дарси–Вейсбаха в приведённом виде корректно описывает потери давления для ньютоновских жидкостей.

Для получения формулы коэффициента гидравлического сопротивления применяют уравнение изменения кинетической энергии внутреннего движения в одномерном потоке среды, транспортируемой в трубопроводе [32], в виде (1.14):

$$\frac{d \left[(\alpha_k - 1) \frac{\omega^2}{2} \right]}{dt} = \omega \cdot \left(\frac{4 \tau_{ст}}{d \rho} - g \cdot i \right), \quad (1.14)$$

где $\tau_{ст}$ – напряжение сдвига на стенке, Па.

Для случая установившегося течения жидкости, при котором основные параметры движения жидкости не зависят от времени, из уравнения (1.8) получено (1.15):

$$\frac{d \left[(\alpha_k - 1) \frac{\omega^2}{2} \right]}{dx} = \frac{4 \tau_{ст}}{d \rho} - g \cdot i, \quad (1.15)$$

При условии, что $v \cong const$, подставляя в уравнение (1.15) формулу гидравлического уклона (1.11), можно получить (1.16):

$$\lambda = \frac{8 \cdot \tau_{ст}}{\rho \omega^2}. \quad (1.16)$$

Для неустановившегося течения жидкости в трубопроводе при допущении, что коэффициент $\alpha_k \approx const$ уравнение (1.15) примет вид (1.17):

$$(\alpha_k - 1) \cdot \frac{d\omega}{dt} = \frac{4 \tau_{ст}}{d \rho} - g \cdot i, \quad (1.17)$$

В этом случае коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формулам (1.18, 1.19):

$$\lambda = \frac{2d \left(-\frac{1}{\rho} \frac{\partial P}{\partial x} - g \cdot \sin \alpha - (\alpha_k - 1) \cdot \frac{d\omega}{dt} \right)}{v^2} \quad (1.18)$$

или

$$\lambda = \frac{2d}{\omega^2} \cdot \left(-\frac{\partial P}{\partial x} - \rho g \cdot \sin \alpha - \rho (\alpha_k - 1) \cdot \frac{d\omega}{dt} \right). \quad (1.19)$$

Если учесть, что присоединенная плотность определяется по формуле (1.20):

$$\rho_{прис} = \rho (\alpha_k - 1). \quad (1.20)$$

То из формул (1.18) или (1.19) с учетом (1.20) можно получить (1.21):

$$\lambda = \frac{2d}{\omega^2} \cdot \left(-\frac{\partial P}{\partial x} - \rho g \cdot \sin \alpha - \rho_{\text{прис}} \cdot \frac{d\omega}{dt} \right). \quad (1.21)$$

Это выражение показывает, что в неустановившихся течениях возникает эффект присоединенных масс [29]. Но с учетом того, что коэффициент α_k в турбулентном течении стремится к 1, то значением $\rho_{\text{прис}}$ часто пренебрегают, следовательно формулу (1.14) можно представить в виде (1.22):

$$\lambda = \frac{2d}{\omega^2} \cdot \left(-\frac{\partial P}{\partial x} - \rho g \cdot \sin \alpha \right). \quad (1.22)$$

В ламинарном режиме течения ньютоновской жидкости для определения коэффициента гидравлического сопротивления используется формула Стокса (1.23) [94, 95]:

$$\lambda = \frac{64}{Re}. \quad (1.23)$$

Формула (1.23) нашла применение во многих отраслях промышленности при транспортировании различных жидкостей в связи с её простотой и достаточно высокой точностью.

Аналогично формуле Стокса для ламинарного режима течения неньютоновской степенной жидкости получена формула (1.24) [29]:

$$\lambda = \frac{8 \cdot \left(\frac{6n+2}{n} \right)^n}{Re_*}, \quad (1.24)$$

где $Re_* = \frac{\omega^{2-n} \cdot d_0^n}{k/\rho}$ – обобщенное число Рейнольдса; n – показатель псевдопластичности.

Формула (1.24) может применяться для определения гидравлического сопротивления течения неньютоновской и ньютоновской жидкости, так как при значениях коэффициентов n и k , равным 1 (то есть для ньютоновской жидкости), переходит в формулу Стокса.

В ламинарном режиме течения вязкопластичной жидкости для определения коэффициента гидравлического сопротивления может применяться формула [29]

$$\lambda = \frac{64}{Re} \cdot \frac{1}{1 - 4/3 \cdot \frac{8I}{\lambda Re} + 1/3 \cdot \left(\frac{8I}{\lambda Re}\right)^4}, \quad (1.25)$$

где $I = \frac{\tau_0 \cdot 2r_0}{\mu \nu}$ – параметр Сен-Венана-Ильюшина, который показывает силу пластичности высоковязкой неньютоновской жидкости; $Re = \frac{\omega \cdot 2r_0}{\mu \nu}$ – число Рейнольдса для вязкопластичной жидкости.

В формуле (1.25) коэффициент гидравлического сопротивления выражен в неявном виде, что затрудняет использование этой формулы. Для нахождения произведения λRe необходимо разрешить это уравнение для каждого численного значения параметра Ильюшина.

В турбулентном режиме течения коэффициент гидравлического сопротивления зависит от хаотичного турбулентного движения молекул жидкости, что затрудняет выбор наиболее точной формулы для определения численного значения коэффициента гидравлического сопротивления. Учеными предложены следующие формулы (1.26-1.35):

– формула А.Д. Альтшуля [4] (1.26):

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\varepsilon + \frac{64}{Re} \right)^{0,25}; \quad (1.26)$$

– формула Блазиуса для гидравлически гладких труб [4] (1.27):

$$\lambda = 0,3164 Re^{-0,25}; \quad (1.27)$$

– формула Б.Л. Шифринсона для вполне шероховатых труб [4] (1.28):

$$\lambda = 0,11 \cdot \varepsilon^{0,25}; \quad (1.28)$$

– формула Вуллеса-Гинзбурга [40] (1.29):

$$\lambda = \frac{64}{Re} \cdot (1 - \gamma_*) + \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \cdot \gamma_*, \quad (1.29)$$

где $\gamma_* = 1 - e^{-0,002(Re-2300)}$ - коэффициент перемежаемости;

– формула Коулбрука для зоны смешанного трения [3] (1.30):

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg \left(\frac{\varepsilon}{7,4} + \frac{2,51}{Re \sqrt{\lambda}} \right); \quad (1.30)$$

– формула А.В. Черникина [3] (1.31):

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1,83 \lg \left(\left(\frac{\varepsilon}{7,4} \right)^{1,093} + \frac{8,5}{Re} \right); \quad (1.31)$$

– формула П.Н. Белокопя [3] (1.32):

$$\lambda = [(1,83 \lg Re - 1,7)^2]^{-1}; \quad (1.32)$$

– формула И.И. Никурадзе для зоны квадратичного трения [3] (1.33):

$$\lambda = [(1,74 - 2 \lg \varepsilon)^2]^{-1}. \quad (1.33)$$

– формула, полученная Лисом на основе экспериментов Стэнтона и Пэннела [75], для чисел Рейнольдса вплоть до 400000 (1.34):

$$\lambda = 0,0072 + \frac{0,611}{Re^{0,35}}; \quad (1.34)$$

– формула Германа, полученная на основе проведенных им экспериментов до чисел Рейнольдса $2 \cdot 10^8$, имеет вид [68] (1.35):

$$\lambda = 0,0054 + \frac{0,396}{Re^{0,3}}. \quad (1.35)$$

Для расхода ньютоновской жидкости Г. Гагеном экспериментально была получена формула (1.36):

$$Q = \frac{\pi R^4}{8\mu} \cdot \frac{\Delta p}{L}, \quad (1.36)$$

где μ – коэффициент вязкости.

Эта формула устанавливает соотношение падения давления и расхода. Позже это соотношение было независимо установлено и Пуазейлем, поэтому этот закон называют законом Гагена-Пуазейля [40].

Уравнение (1.36) учитывает ньютоновские свойства жидкости и применимо исключительно в узких трубах либо при низких скоростях движения потока жидкости в условиях ламинарного течения.

Для учета вязкопластичных свойств транспортируемой жидкости применяют уравнение Букингема (1.37):

$$Q = \frac{\pi \Delta p R^4}{8\eta L} \left[1 - \frac{4}{3} \left(\frac{2\tau_0 L}{R\Delta p} \right) + \frac{1}{3} \left(\frac{2\tau_0 L}{R\Delta p} \right)^4 \right]. \quad (1.37)$$

Решение этого уравнения относительно перепада давления является сложной задачей. Мительман и Розенберг привели формула (1.37) к такому виду, что перепад давления получают в явном виде (1.38):

$$\Delta p = \frac{\Delta p_0}{3} c \left(1 + \sqrt{1 - \frac{6}{c\sqrt{2b}}} \right), \quad (1.38)$$

где (1.39-1.41):

$$b = \sqrt[3]{\sigma^2 + \sqrt{\sigma^4 - 1}} + \sqrt[3]{\sigma^2 + \sqrt{\sigma^4 + 1}}; \quad (1.39)$$

$$c = \sigma + \sqrt{b^3/2}; \quad (1.40)$$

$$\sigma = 1 + 6/\text{И}. \quad (1.41)$$

Макмиллен преобразовал уравнение Букингема (1.37) к виду (1.42):

$$Q = \alpha \frac{\pi R^3 \tau_0}{\eta}, \quad (1.42)$$

где α - коэффициент, определяемый с помощью специальных таблиц и графиков.

Лейбензон аппроксимировал формулу Букингема (1.37) и привел её к виду (1.43):

$$Q = \frac{\pi \Delta p R^4}{8\eta L} [2(1 - \bar{r}_0)^2]. \quad (1.43)$$

Уравнение (1.43) даёт приемлемые результаты только в узком диапазоне $\bar{r}_0$, при этом показывает довольно высокие погрешности расчетов.

Воларович и Гуткин с помощью приближенных решений дифференциального уравнения движения вязкопластичной жидкости в круглой трубе получили (1.44) [17]:

$$Q = \frac{\pi \Delta p R^4}{8\eta L} (1 - \bar{r}_0^2)(1 - \bar{r}_0). \quad (1.44)$$

Выражение (1.44) даёт приемлемые результаты расчетов, но вызывает трудности при его решении.

Для прямолинейного движения вязкопластичной жидкости в круглой цилиндрической трубе применяют следующую формулу (1.45):

$$Q = \frac{\pi\tau_0 R^4}{4\eta r_0} + \frac{\pi\tau_0 r_0^3}{12\eta} - \frac{\pi\tau_0 R^3}{3\eta}. \quad (1.45)$$

Формула (1.45) показывает высокую точность получаемых результатов, но неприменима для стационарных режимов течения. Для расчетов необходимы экспериментальные данные о статическом напряжении сдвига транспортируемой жидкости, а также данные о геометрических размерах ядра потока.

Для описания зависимости гидравлических сопротивлений предложена функциональная зависимость вида (1.46):

$$\lambda = f \left[\frac{I\varphi(I)}{Re} \right]. \quad (1.46)$$

Формула (1.46) устанавливает зависимость коэффициента гидравлического сопротивления от неизвестных функций критериев Ильюшина и Рейнольдса. Решение такого уравнения становится громоздким и затратным, расчет гидравлического сопротивления через функцию $\varphi(I)$ становится сложной аналитической задачей, даже несмотря на современные вычислительные мощности.

В [17] предложена формула расчета коэффициента гидравлического сопротивления через функциональную зависимость критерия Ильюшина и число Рейнольдса (1.47):

$$\lambda = \left(\frac{64}{Re} \right) F(I), \quad (1.47)$$

где $F(I) = \frac{1}{8} [I + 2(1 + \sqrt{9 + I})]$.

Данное выражение показывает, что коэффициент гидравлического сопротивления вязкопластичных жидкостей является функцией взаимонезависимых переменных.

В книге [8] рассмотрены основные дифференциальные уравнения движения вязкопластичной жидкости: уравнения Генки-Ильюшина в декартовых, цилиндрических и сферических координатах, обобщенные уравнения Гельмгольца, уравнение движения несжимаемой вязкопластичной жидкости в форме Ламба, выведены основные безразмерные параметры, относящиеся к вязкопластичным жидкостям:

- параметр Рейнольдса Re' ;

- параметр Лангранжа La' ;

- параметр Стокса St' ;

и относящиеся к пластичным жидкостям:

- параметр Рейнольдса Re'' ;

- параметр Лангранжа La'' ;

- параметр Стокса St'' .

Для определения гидравлических сопротивлений при турбулентном режиме течения вязкопластичных жидкостей в трубах в книге [8] применяется метод Кармана-Прандтля, то есть поток разбивается на две области – пристеночный слой и ядро. При этом в ядре пренебрегают влиянием вязкости и предельного напряжения сдвига, а в пристеночном слое – влиянием турбулентного трения. Получено (1.48):

$$\frac{2\sqrt{2}}{\sqrt{\lambda}} = \alpha + \frac{8\beta}{\lambda Re''} - \frac{8\alpha}{\lambda Re''} - \frac{64\beta}{\lambda^2 (Re'')^2} + \frac{1}{\chi} \ln \frac{\frac{1}{2} \sqrt{\frac{\lambda}{2}} \cdot Re}{\alpha + \frac{8\beta}{\lambda Re''}} - 8,75. \quad (1.48)$$

Полученная формула представляет коэффициент гидравлического сопротивления в неявном виде, что усложняет её применение в гидравлических расчетах.

В сборнике трудов Мирзаджанзаде А.Х. [8] рассмотрено влияние внутритрубно́го давления на расход вязкопластичной жидкости. Расход приближенно определен из выражения (1.49):

$$Q = \frac{\pi R^4}{8\eta} \left(-\frac{dp}{dz} - \frac{8\tau_0}{3R} \right) \quad (1.49)$$

С увеличением давления в начале трубы, при фиксированном соотношении радиуса ядра потока к радиусу трубы, увеличивается соотношение $\frac{Q}{Q_0}$; при фиксированном давлении в начале трубы, с увеличением соотношения радиуса ядра потока к радиусу трубы, $\frac{Q}{Q_0}$ приближается к единице. Таким образом, показано, что не всегда повышение температуры перекачиваемой нефти приводит к снижению

гидравлических потерь, так как при подогреве может наблюдаться рост предельного напряжения сдвига в определенных интервалах.

Громека И.С. получены формулы для гидравлического расчета нестационарного прямолинейного движения вязкопластичной жидкости в круглой цилиндрической трубе:

- для распределения скоростей (1.50):

$$v_z = \frac{\Delta p(R^2 - r^2)}{4l\eta} \cdot \left(1 - e^{-\frac{6\eta}{\rho R^2}t}\right); \quad (1.50)$$

- для определения расхода (1.51):

$$Q = 2\pi \int_0^R v_z r dr = \frac{\pi \Delta p R^4}{8l\eta} \cdot \left(1 - e^{-\frac{6\eta}{\rho R^2}t}\right). \quad (1.51)$$

Применение формул (1.47 и 1.48) для определения расхода жидкости показывает погрешности не более 2,8%, что делает возможным практическое применение этой зависимости.

Для решения этой же задачи с применением способа М.Е. Швеца получают (1.52):

$$\bar{Q} = 1 + 2\bar{\delta}^2 - \bar{\delta}^4(3 - 8\ln\bar{\delta}). \quad (1.52)$$

В [16] получена формула для потерь напора вязкопластичной нефти при неизотермическом течении (1.53):

$$H = \beta_* \frac{Q^{2-n}}{Q^{5-n}} \left(\frac{\eta_*}{\rho}\right)^n l \Delta_l \Delta_r, \quad (1.53)$$

где $\beta_* = \frac{m}{g \cdot \pi^{2-n} \cdot 2^{2n-3}}$, Q - производительность трубопровода, м³/ч, Δ_l - поправочный множитель, учитывающий неизотермичность потока по длине трубопровода, Δ_r - поправочный множитель, учитывающий неизотермичность потока по радиуса трубопровода, η_* - пластическая вязкость при средней температуре в сечении трубопровода, при которой появляются вязкопластичные свойства нефти в результате выпадения парафина, Па·с, ρ - плотность кг/м³.

Это уравнение не учитывает тиксотропные свойства вязкопластичной жидкости, показывает зависимость потерь напора не только от физических величин расхода, плотности, вязкости, но и от параметра n .

В работе [5] приводится тепловой и гидравлический расчет трубопроводов В.И. Черникина, определена зависимость для определения гидравлического сопротивления. Зависимость (1.54) универсальна и пригодна для вязкопластичных и ньютоновских вязких сред при неизотермическом течении жидкости в трубопроводе.

$$\lambda = \frac{64}{Re} \left(\frac{\gamma_{эф \omega}}{\gamma_{эф f}} \right)^{1/3} \left[1 + 0,22 \left(\frac{Gr \cdot Pr}{Re} \right)^{0,15} \right]. \quad (1.54)$$

В работе [45] получена формула гидравлического сопротивления для псевдопластичной жидкости в круглой трубе при критическом значении обобщенного параметра Рейнольдса, то есть в переходном от ламинарного к турбулентному regime течения (1.55):

$$\lambda_{кр} = 0,0456 \frac{(3n + 1)^2}{(2n + 1)(5n + 3)}. \quad (1.55)$$

Анализ формулы (1.55) показывает, что критическое значение коэффициента гидравлического сопротивления псевдопластической жидкости не является постоянной величиной и зависит от параметра n . Это означает, что зависимость коэффициента гидравлического сопротивления от критерия Рейнольдса в турбулентной области неоднозначна и характеризуется семейством линий по параметру n .

В [46] приводится логарифмический закон сопротивления Кармана (1.56):

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 4,0 \lg(Re \sqrt{\lambda}) - 0,4. \quad (1.56)$$

Уравнение (1.56) имеет теоретическое обоснование, но используется для ньютоновских жидкостей. Используя аналогические соотношения, Додж и Метцнер обобщили уравнение Кармана для жидкостей, описываемых степенным законом, в виде (1.57):

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = A \lg(Re' \lambda^{1-n'/2}) - B, \quad (1.57)$$

где коэффициент A и постоянное слагаемое B являются функциями n' , Re' - обобщенное число Рейнольдса.

Для определения параметров A и B для ньютоновской жидкости (при $n' = 1$) уравнение Доджа и Метцнера переходит в уравнение Кармана (то есть $A = 4$, $B = 0,4$).

Уилкинсоном для степенных жидкостей окончательно получено (1.58):

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = \frac{4,0}{(n')^{0,75}} \lg(Re' \lambda^{1-n'/2}) - \frac{0,4}{(n')^{1,2}}. \quad (1.58)$$

Точное решение уравнения (1.58) должно находиться методом последовательных приближений.

Для турбулентного режима течения высоковязкой жидкости коэффициент гидравлического сопротивления может быть рассчитан с помощью формулы Томиты (1.59):

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 2 \lg(Re^* \sqrt{\lambda}) - 0,8. \quad (1.59)$$

Эта формула получила экспериментальные подтверждения, но только в узком диапазоне критериев Хедстрема.

В работе [21] рассматривается приближенное выражение коэффициента сопротивления в виде сходящегося ряда. В качестве базисной функции выбрана $f(Re) = Re^{-2}$. Для применения авторы рекомендуют использовать (1.60):

$$\lambda = \varphi(Re) = -53,27 + 130,57 \frac{10}{\ln Re} - 106,46 \left(\frac{10}{\ln Re} \right)^2 + 28,89 \left(\frac{10}{\ln Re} \right)^3. \quad (1.60)$$

Эта формула является наиболее точной из представленных, но и является наиболее сложной для применения.

Существует формула Хагена-Пуайзеля, описывающая потери давления по единице длины трубопровода (1.61):

$$\frac{\Delta p}{L} = \frac{32\eta v}{D^2}. \quad (1.61)$$

В работе [67] авторами представлена модификация этой формулы, применяемая к расчетам трубопроводов под высоким давлением (1.62):

$$\frac{\Delta p}{L} = \frac{32\eta\omega}{D^2} K \left(\frac{\pi 8\omega}{4 D} \right)^{n-1} \cdot e^{\alpha+\beta D+\gamma D^2} \quad (1.62)$$

Одним из методов снижения энергетических затрат на перекачку высоковязкой нефти является транспортировка в водном кольце, создаваемом специальной установкой, описанной в [110]. При этом затраты энергии вычисляются по формуле (1.63):

$$\frac{\Delta p}{L} = \frac{8Q}{\pi} \left[\frac{R^4}{\eta_w} + R_{core}^4 \left(\frac{1}{\eta_w} - \frac{1}{\eta_{oil}} \right) \right] \quad (1.63)$$

Авторы указывают, что этот метод может служить хорошим способом транспорта высоковязкой нефти.

Уравнение Коулбрук–Уайта, иногда называемое просто уравнением Коулбрука, представляет собой зависимость между коэффициентом трения и числом Рейнольдса и шероховатостью трубы (1.64) [61]:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg \left(\frac{2,51}{Re} \cdot \frac{1}{\sqrt{\lambda}} + \frac{\varepsilon}{3,71} \right). \quad (1.64)$$

Авторами статьи [86] произведена аппроксимация формулы Коулбрук–Уайта (1.65):

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -0,8686(\zeta_1 + \zeta_2), \quad (1.65)$$

где (1.66-1.70):

$$\zeta_1 = 0,02087r - 0,07659p(r) - \frac{0,5994}{p(r) + 3,846} - \frac{0,0007232}{r} \quad (1.66)$$

$$- 0,00007489r^2 + 0,1391;$$

$$\zeta_2 = p(r) - 7,93; \quad (1.67)$$

$$p(r) = \frac{r \cdot (r \cdot (11 \cdot r + 27) - 27) - 11}{r \cdot (r \cdot (3 \cdot r + 27) + 27) + 3}; \quad (1.68)$$

$$r = 2777,77 \left(\frac{2,51p_0}{Re} + \frac{\varepsilon}{3,71} \right); \quad (1.69)$$

$$p_0 = \frac{2600Re}{657,7 \cdot Re + 214600 \cdot Re \cdot \varepsilon + 12970000} - 13,58 \cdot \varepsilon \quad (1.70)$$

$$+ \frac{0,0001165 \cdot Re}{0,00002536 \cdot Re + Re \cdot \varepsilon + 105,5} + 4,227$$

Аппроксимация такого вида показывает довольно точные результаты в определенном диапазоне значения критерия Рейнольдса, но является очень сложной, что не позволяет её применять для определения коэффициента гидравлического сопротивления при проектировании магистральных нефтепроводов.

Аналогично формуле Коулбрук–Уайта, в работе [98] получена зависимость (1.71):

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 3,57 \log \left[\frac{Re^{1/n^{0,615}}}{Re^{1/n^{0,615}} \cdot \left(10^{8,5n-3,75/5,756} \left(\frac{D}{2 \cdot \varepsilon} \right)^{1,14/n} + 6,5^{1/n^{(1+0,75n)}} \right)} \right]. \quad (1.71)$$

Формула (1.71) применима во всём диапазоне шероховатости и устанавливает зависимость коэффициента гидравлического сопротивления от критерия Рейнольдса и безразмерной шероховатости. При условии, что $n = 1$, то есть для Ньютоновской жидкости, формула (1.63) примет вид (1.72):

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 3,57 \log \left[\frac{Re}{0,253 \cdot Re \cdot \left(\frac{D}{\varepsilon} \right)^{-1,14} + 6,5} \right]. \quad (1.72)$$

Торрэнсом получена формула коэффициента гидравлического сопротивления для неньютоновских жидкостей, подчиняющихся степенному закону и учитывающая шероховатость трубы (1.73) [98]:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 3,57 \log \left(10^{8,5n-3,75/5,756} \left(\frac{D}{2 \cdot \varepsilon} \right)^{1,14/n} \right). \quad (1.73)$$

В данной формуле коэффициент гидравлического сопротивления является функцией безразмерного параметра шероховатости $\frac{D}{2 \cdot \varepsilon}$. Эта формула не зависит от числа Рейнольдса и для ньютоновской жидкости (при $n = 1$) переходит в формулу (1.74):

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 3,57 \log \left(6,76 \left(\frac{D}{2 \cdot \varepsilon} \right)^{1,14} \right). \quad (1.74)$$

П.К. Свами и А.К. Джейн [96] предложили явное уравнение для коэффициента трения в 1976 году в журнале отдела гидравлики ASCE Уравнение Свами-Джейн выглядит следующим образом (1.75):

$$\lambda = \frac{0,25}{\left(\lg \left(\frac{e}{3,7D} + \frac{5,74}{Re^{0,9}} \right) \right)^2} \quad (1.75)$$

В работе [63] получен закон сопротивления движению жидкости при турбулентном режиме течения, который представляет собой обобщение уравнения фон Кармана (1.76):

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = A_{1n} \log \left[Re'(\lambda)^{1-n'/2} \right] + C'_n, \quad (1.76)$$

где A_{1n} - безразмерная функция показателя поведения потока.

Формула (1.76) является теоретической, она показывает достаточно точные результаты (погрешность до 1,9%), но их точность снижается с усложнением реологических свойств неньютоновских жидкостей. Также авторами было экспериментально установлено, что с усложнением реологических свойств смещается диапазон значения критерия Re для определения режима течения.

В 1977 году Стюартом Черчилем была предложена формула гидравлического сопротивления, которую можно использовать во всех диапазонах числа Рейнольдса (1.77) [60] :

$$\lambda = \left[\left(\frac{8}{Re} \right)^{12} + \frac{1}{(A + B)^{3/2}} \right]^{1/12}, \quad (1.77)$$

$$\text{где } A = \left[2,457 \ln \frac{1}{\left(\frac{7}{Re} \right)^{0,9} + \frac{0,27\epsilon}{D}} \right]^{16}; B = \left(\frac{37,530}{Re} \right)^{16}.$$

Формула (1.77) позволяет вычислять коэффициент гидравлического сопротивления в явном виде.

В работе [57] была предложена формула для расчета коэффициента гидравлического сопротивления (1.78) при любых режимах (зонах) течения жидкости:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left[\frac{\alpha + \varepsilon + X^{1,4}}{115X + 1} \right]^{0,25}, \quad (1.78)$$

где (1.79-1.81):

$$\alpha = \frac{68}{Re}; \quad (1.79)$$

$$\varepsilon = \frac{k}{D}; \quad (1.80)$$

$$X = (28 \cdot \alpha)^{10}. \quad (1.81)$$

Такое представление уравнения гидравлического сопротивления при разных значениях вычисляемых коэффициентов переходит в известные формулы для отдельных областей течения, например, в формулу Блазиуса или Стокса.

В работе [49] авторы предлагают модификацию этого уравнения, которая бы учитывала эффективность применения противотурбулентных присадок (1.82):

$$\lambda = 0,11 \cdot \left[\frac{\alpha + \varepsilon + X^{1,4}}{115X + 1 + Y} \right]^{0,25}, \quad (1.82)$$

где $Y = AC^p \varepsilon^q$; C – концентрация присадки; A , p , q – постоянные для ПТП конкретной марки.

Постоянные определяются экспериментальным путём и являются уникальными для каждой присадки.

Данные формулы предлагается применять для светлых нефтепродуктов, что сужает область их использования.

Для определения коэффициента гидравлического сопротивления также применяется формула Прандтля (1.83):

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 2 \lg Re \sqrt{\lambda} - 0,8. \quad (1.83)$$

Альтшулем [3] предложено использовать формулу (1.72) в виде (1.84):

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 1,82 \lg \left(\frac{Re}{100} \right) + 2. \quad (1.84)$$

В таком виде формула Прандтля не снижает точности получаемых расчетов, а также совпадает с опытными данными Никурадзе.

Для определения сопротивления трения в гладких трубах также используют формулу Конакова (1.85):

$$\lambda = \frac{1}{1,8 \lg Re - 1,5^2}. \quad (1.85)$$

Эта формула хорошо совпадает с экспериментальными данными при значении критерия Рейнольдса больше 4000, но не применима для переходного и развитого турбулентного режимов течения.

Для гидравлически гладких труб Шеной [91] также получил зависимость для определения коэффициента гидравлического сопротивления (1.86):

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 3,57 \log \left(\frac{Re^{1/n^{0,615}}}{6,5^{1/n^{(1+0,75n)}}} \right). \quad (1.86)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления выражен в неявном виде, что усложняет её применение на практике. Данная формула показала достаточную для инженерных расчетов точность – до 2,4% в диапазоне числа Рейнольдса $4000 < Re < 10^6$. Но может применяться только при условии, что индекс потока $0,3 < n < 1$.

Для расчета равномерного турбулентного течения в трубах Альтшулем предложена формула (1.87):

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2,04 \lg \left(\frac{2,5\nu}{u_* r} + 0,2 \frac{k}{r} \right), \quad (1.87)$$

которая преобразуется в (1.88):

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2,04 \lg \left(\frac{2,82}{Re \sqrt{\lambda}} + \frac{k}{2,5d} \right). \quad (1.88)$$

и напоминает одну из интерполяционных формул Коулбрука-Уайта. Эта формула хорошо совпадает с экспериментальными данными.

Для квадратичной области течения жидкости может применяться формула Прандля в следующем виде (1.89):

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 2 \lg \left(\frac{3,7d}{k_\varepsilon} \right) \quad (1.89)$$

Но в ходе исследований, проведенных Альтшулем, было установлено, что для квадратичной зоны течения коэффициент перед натуральным логарифмом, равный в формуле (1.78) 2, на самом деле приближается к значению 1,87, то есть можно записать эту формулу в более точном виде (1.90):

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 1,8 \lg \left(\frac{d}{k_1} \right), \quad (1.90)$$

где k_1 - приведенная линейная шероховатость.

Получена обобщенная зависимость, которая может быть действительна для всей области турбулентного течения (1.91):

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 1,8 \lg \left(\frac{Re}{Re \frac{k_1}{d} + 7} \right). \quad (1.91)$$

Данная формула удобна в использовании и подтверждается экспериментальными исследованиями.

При этом считается, что логарифмические зависимости не всегда удобны в использовании, поэтому предложено заменить её на параболы высшего порядка, которые с достаточной точностью позволяют определять величину гидравлического сопротивления (1.92):

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 0,368 \left(\frac{Re}{Re \frac{k_1}{d} + 7} \right)^{0,78\sqrt{\lambda}}. \quad (1.92)$$

Это уравнение преобразуется к виду (1.93):

$$\lambda = A \left(\frac{k_3}{d} + \frac{68}{Re} \right)^m, \quad (1.93)$$

где $A = \frac{2,15\lambda}{9,8\sqrt{\lambda}}$; $k_3 = 10k_1$; $m = 1,56\sqrt{\lambda}$.

Вычисления по формуле (1.85) сводятся к элементарным алгебраическим действиям, что значительно упрощает расчеты. В предельных значения соотношения $\lambda \frac{k_3}{d}$ эта формула переходит в описанные ранее формулы Блазиуса (1.18) и Шифринсона (1.19).

Уравнение (1.85) является упрощенной формулой расчета гидравлического сопротивления. И. Е. Ходаковичем предложено принимать для расчета газопроводов следующую модификацию этой формулы

Для инженерных расчётов гидравлических характеристик стальных трубопроводов часто используется формула (1.94):

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{k_{\text{э}}}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25} \quad (1.94)$$

либо (1.95, 1.96):

$$\lambda = \frac{0,316}{Re^{0,25}} + 6,3 \cdot 10^{-4} \frac{k_{\text{э}}}{d} Re^{0,75} \left(\text{при } Re \frac{k_{\text{э}}}{d} < 100 \right); \quad (1.95)$$

$$\lambda = 0,1 \left(\frac{k_{\text{э}}}{d} \right)^{0,25} + \frac{2}{Re \left(\frac{k_{\text{э}}}{d} \right)^{0,75}} \left(\text{при } Re \frac{k_{\text{э}}}{d} \geq 100 \right). \quad (1.96)$$

Полученные упрощенные зависимости в определенных диапазонных числа Рейнольдса переходят в формулу Блазиуса и Шифринсона.

Во вполне шероховатых трубах (или в области полной турбулентности – квадратичный режим течения жидкости) коэффициент сопротивления движению жидкости выражается формулами (1.97, 1.98):

$$\lambda = \alpha (k_{\text{э}} d)^m \quad (1.97)$$

или

$$\lambda = A (k_{\text{э}} d)^{1,56\sqrt{\lambda}} \quad (1.98)$$

В работе [20] дана обобщенная формула сопротивления для всего диапазона значений критерия Рейнольдса (1.99):

$$\lambda = \frac{1}{[a_1 + b_1 \lg(Re\sqrt{\lambda}) + c_1 \lg \bar{\Delta}]^2}, \quad (1.99)$$

где коэффициенты a_1 , b_1 , c_1 принимают различные значения при разных числах Re :

- при $3,6 \leq \bar{\Delta} Re \sqrt{\lambda} \leq 10$ $a_1 = -0,8$, $b_1 = 2,0$, $c_1 = 0$;
- при $10 \leq \bar{\Delta} Re \sqrt{\lambda} \leq 20$ $a_1 = 0,068$, $b_1 = 1,3$, $c_1 = -2,0$;
- при $20 \leq \bar{\Delta} Re \sqrt{\lambda} \leq 40$ $a_1 = 1,533$, $b_1 = 0$, $c_1 = -2,0$;
- при $40 \leq \bar{\Delta} Re \sqrt{\lambda} \leq 191,2$ $a_1 = 2,471$, $b_1 = -0,588$, $c_1 = -2,588$;

- при $191,2 \leq \bar{\Delta} Re \sqrt{\lambda}$ $a_1 = 1,138$, $b_1 = 0$, $c_1 = -2,0$.

Формула (1.99) рассматривалась применительно к трубам с равномерной (или искусственной) шероховатостью. В этих условиях формула показывает достаточно точные результаты расчетов, которые хорошо соотносятся с результатами экспериментов.

Для описания закона сопротивления при турбулентном режиме течения Адамовым Г.А. предложено два вида универсальных уравнений в общем виде (1.100, 1.101):

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -m_1 \lg \left[\left(\frac{C_1}{Re \sqrt{\lambda}} \right)^{\frac{A_2}{m_1}} + \left(\frac{2\bar{\Delta}}{C_2} \right)^{\frac{A'}{m_1}} \right] \quad (1.100)$$

и

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -m_1 \lg \left[\left(\frac{C_1'}{Re} \right)^{\frac{A_3}{m_1}} + \left(\frac{2\bar{\Delta}}{C_2} \right)^{\frac{N}{m_1}} \right], \quad (1.101)$$

где A_2 , A' , C_1 , C_2 , C_1' , A_3 - соответствующие постоянные формул для гладких и вполне шероховатых труб, m_1 - параметр, характеризующий степень неравномерности шероховатости.

Из этих уравнений путём расчета и подставления соответствующих коэффициентов получены зависимости для труб с различной шероховатостью, часть из которых практически совпадает с уравнениями, полученными Альтшулем.

1.5 Цель и задачи исследования

Проведенный анализ отечественного и зарубежного опыта трубопроводного транспорта высоковязких нефтей, методов подготовки нефти к транспортированию, а также существующих методов определения гидравлических сопротивлений показал, что при транспортировании высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера существенное влияние на гидродинамические характеристики потока оказывают реологические свойства транспортируемой среды.

Высоковязкие нефти и их смеси, как правило, обладают неньютоновскими свойствами, что приводит к отклонению реальных характеристик течения от

зависимостей, полученных для ньютоновских жидкостей. Кроме того, на параметры течения существенное влияние оказывают температура транспортируемой среды и состав нефтяной смеси, что особенно характерно для трубопроводов, эксплуатируемых в суровых природно-климатических условиях.

Анализ существующих методов гидравлического расчета показывает, что большинство используемых расчетных зависимостей не в полной мере учитывает влияние реологических свойств высоковязких нефтей и их смесей на гидродинамические характеристики потока. Это затрудняет определение гидравлических сопротивлений и параметров транспортирования высоковязких нефтей с необходимой для инженерных расчетов точностью.

В связи с этим возникает необходимость разработки методов определения параметров трубопроводного транспорта высоковязких нефтей, основанных на использовании реологических моделей, позволяющих учитывать неньютоновский характер течения транспортируемой среды.

Целью исследований является повышение эффективности трубопроводного транспорта высоковязкой смолистой нефти в смеси с разбавителем в условиях низких температур.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Выполнить анализ литературных источников, патентных материалов и опыта транспорта высоковязкой нефти.
2. Разработать физико-математическую модель определения реологических свойств бинарной смеси высоковязкой и маловязкой нефти на основе степенной реологической модели Оствальда-де Вааля.
3. Установить зависимость для расчета коэффициента гидравлического сопротивления при движении высоковязкой нефти в смеси с разбавителем с учетом изменения температуры и состава смеси;
4. Исследовать реологические свойства высоковязкой смолистой нефти и разбавителя в различных концентрациях и температурах;
5. Провести экспериментальные исследования коэффициента гидравлических сопротивлений при транспорте смеси высоковязкой нефти и разбавителя;

6. Разработать рекомендации для проектирования нефтепроводов, транспортирующих высоковязкую нефть в смеси с разбавителем.

1.6 Выводы к главе 1

В главе 1 выполнен анализ современного состояния проблемы трубопроводного транспорта высоковязких нефтей, рассмотрены основные способы подготовки нефти к транспортированию, а также методы определения гидравлических сопротивлений при движении неньютоновских жидкостей в трубопроводах. Проведенный анализ позволил выявить основные особенности транспорта высоковязких нефтей в осложненных природно-климатических условиях Крайнего Севера и сформулировать цели и задачи настоящего исследования.

По результатам проведенного анализа установлено следующее:

1. В условиях низких температур и значительной протяженности трубопроводов реологические свойства высоковязкой нефти оказывают определяющее влияние на гидравлические сопротивления, энергозатраты на перекачку и пропускную способность трубопроводных систем.

2. Для обеспечения транспорта высоковязких нефтей в мировой практике применяются подогрев, термоизоляция и компаундирование с маловязкими разбавителями. Наиболее перспективным для северных регионов является использование разбавителей, позволяющее одновременно снизить вязкость нефти и обеспечить соответствие товарной продукции требованиям магистрального трубопроводного транспорта.

3. Анализ реологических свойств высоковязких нефтей показал, что их течение в большинстве случаев носит неньютоновский характер, а реологические параметры существенно зависят от температуры и компонентного состава смеси.

4. Установлено, что существующие методы расчета гидравлических сопротивлений не в полной мере учитывают совместное влияние температуры, концентрации разбавителя и изменения реологических параметров высоковязкой нефти, что снижает точность гидравлических расчетов.

5. Выявлена необходимость разработки расчетной модели, позволяющей определять реологические параметры смеси высоковязкой и маловязкой нефти в зависимости от температуры и состава смеси, а также учитывать их влияние на гидравлические сопротивления при трубопроводном транспорте.

6. На основании проведенного анализа сформулированы цель и задачи диссертационного исследования.

ГЛАВА 2 ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ТРАНСПОРТА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В СМЕСИ С РАЗБАВИТЕЛЕМ

2.1 Обоснование модели изменения вязкости бинарных нефтяных смесей при неизотермическом режиме течения

Как было написано в главе 1 (рисунок 1.7) одним из основных методов трубопроводного транспорта высоковязкой неньютоновской нефти является её перекачка в смеси с менее вязким разбавителем.

Изучение изменения реологических свойств неньютоновской нефти при смешении является сложной задачей, поскольку нефть – это многокомпонентная структура с разнообразным химическим составом.

Аддитивные модели расчета нефтяных систем не всегда позволяют прогнозировать изменение свойств смесей с неньютоновской нефтью с достаточной точностью, что приводит к увеличению затрат на перекачку и снижению энергетической эффективности трубопроводного транспорта.

Неньютоновская нефть представляет собой углеводородную жидкость, реологические свойства которой отклоняются от классического закона Ньютона, демонстрируя зависимость эффективной вязкости не только от температуры T (°C), и давления P (Па), но и от скорости сдвига $\dot{\gamma}$ (с⁻¹), времени деформации t (с), или возникающих напряжений τ (Па), то есть в неявном виде (2.1):

$$\eta = f(T, P, \dot{\gamma}, t, \tau). \quad (2.1)$$

Для прогнозирования свойств бинарных нефтяных систем используются математические модели, представленные в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Математические модели для определения вязкости бинарных нефтяных смесей [103]

Название модели	Уравнение модели	Тип модели	Ссылка
Аррениус	$\ln(v_{mix}) = x_1 \ln(v_1) + x_2 \ln(v_2)$	Теоретическая	[6, 88]
Бингам	$v_{mix}^{-1} = x_1 v_1^{-1} + x_2 v_2^{-1}$		[78]

Продолжение таблицы 2.1

Название модели	Уравнение модели	Тип модели	Ссылка
Крэго	$v_{mix} = 0,0005 \cdot \exp\left(\frac{1000 \ln(20)}{I_{Cr}}\right)$ $I_{Cr} = x_1 I_{Cr1} + x_2 I_{Cr2}$ $I_{Cr i} = \frac{1000 \ln(20)}{\ln\left(\frac{v_i}{0,0005}\right)}$	Теоретическая	[62]
Максвелл	$v_{mix} = \exp\left(\exp\left(\frac{I_M - 59,58959}{-21,8373}\right)\right) - 0,8$ $I_M = x_1 I_{M1} + x_2 I_{M2}$ $I_{Mi} = 59,58959 - 21,8373 \cdot \ln(\ln(v_i + 0,8))$		[77]
Коваль	$v_{mix}^{-0,25} = x_1 v_1^{-0,25} + x_2 v_2^{-0,25}$	Эмпирическая	[73]
Уоллес и Генри	$v_{mix} = 0,01 \exp\left(\frac{1}{I_{WH}}\right)$ $I_{WH} = x_1 I_{WH1} + x_2 I_{WH2}$ $I_{WH i} = \frac{1}{\ln\left(\frac{v_i}{0,01}\right)}$		[100]
Аль-Басра	$\ln(v_{mix}) = x_1 \ln(v_1) + x_2 \ln(v_2) - 4,976 \cdot 10^{-3} \cdot x_1 x_2 (API_1 - API_2)^2$		[53]
Рефугас	$v_{mix} = \exp\left(\exp\left(\frac{I_R - 10,975}{14,534}\right)\right) - 0,8$ $I_R = x_1 I_{R1} + x_2 I_{R2}$ $I_{Ri} = 10,975 + 14,534 \cdot \ln(\ln(v_i + 0,93425))$		[87]
Латур/Мядонье	$v_{mix} = \exp(\exp(\alpha(1 - x_2^n) + \ln(v_2) - 1))$ $\alpha = \frac{\ln(\ln(v_1)) - \ln(v_2) + 1}{v_2}$ $n = \frac{0,09029 \cdot v_2 + 0,1351}{0,09029 \cdot v_2 + 0,1351}$		[74]
Паркаш	$v_{mix} = \exp\left(\exp\left(\frac{I_P - 10,975}{14,534}\right)\right) - 0,93425$ $I_P = x_1 I_{P1} + x_2 I_{P2}$ $I_{Pi} = -157,43 + 376,38 \cdot \ln(\ln(v_i + 0,93425))$		[84]
Шеврон	$v_{mix} = 10^{\frac{3I_C}{1-I_C}}$ $I_C = x_1 I_{C1} + x_2 I_{C2}$ $I_{Ci} = \frac{\ln(v_i)}{3 + \ln(v_i)}$		[58]
Шан-Пэн №1	$\lg(\lg(v_{mix})) = x_1 \lg(\lg(v_1)) + x_2 \lg(\lg(v_2)) + C_{12} x_1 x_2$ $C_{12} = -0,0613 \cdot (\lg(v_1) + \lg(v_2)) + 0,134$		[90]
Шан-Пэн №2	$\lg(\lg(v_{mix})) = x_1 \lg(\lg(v_1)) + x_2 \lg(\lg(v_2)) + C_{12} x_1 x_2$ $C_{12} = -0,0644 \cdot (\lg(v_1) + \lg(v_2)) + 0,1706$		[90]

Продолжение таблицы 2.1

Название модели	Уравнение модели	Тип модели	Ссылка
Кендаля и Монрое	$\nu_{mix}^{\frac{1}{3}} = x_1 \nu_1^{\frac{1}{3}} + x_2 \nu_2^{\frac{1}{3}}$	Эмпирическая	[72]
Вальтера	$\lg(\lg(\nu_{mix} + 0,6)) = x_1 \lg(\lg(\nu_1 + 0,6)) + x_2 \lg(\lg(\nu_2 + 0,6))$		[10, 101]

Модели Аррениуса, Бингама, Коваля и Кендаля-Монрое основаны на физических принципах, предполагающих идеальное или упрощённое смешивание компонентов. Они не учитывают межмолекулярные взаимодействия, структурные эффекты и ассоциации. К преимуществам этих моделей относятся: простота математических выражений и вычислений. Но они показывают большую погрешность при значительном различии вязкостей компонентов; не описывают нелинейные эффекты, возникающие в реальных нефтяных смесях; пренебрегают плотностью, температурой и др.

Модели Уоллеса и Генри, Аль-Басра, Шеврона, Шан-Пэн (№1 и №2), Вальтера используют теоретические конструкции (логарифмы, средние значения), но содержат эмпирические корректирующие члены или основаны на преобразованных уравнениях, калиброванных под данные. Эти модели более точно отражают поведение смесей, чем чисто теоретические модели и учитывают влияние плотности жидкостей, характер взаимодействия и поправочные коэффициенты. Их применение ограничено определенными типами жидкостей.

Модели Крэго, Максвел, Рефутаса, Паркаша, Латур/Мядонье — чисто эмпирические, основаны на многочисленных экспериментальных данных. В них используются сложные экспоненциальные или двойные логарифмические зависимости, полученные через регрессионный анализ. Эти модели хорошо описывают широкий диапазон вязкостей и сложные взаимодействия, а также подходят для инженерных расчётов. Но они требуют точных исходных параметров и высокую вычислительную точность.

На рисунке 2.1 представлена оценка точности моделей из таблицы 2.1.

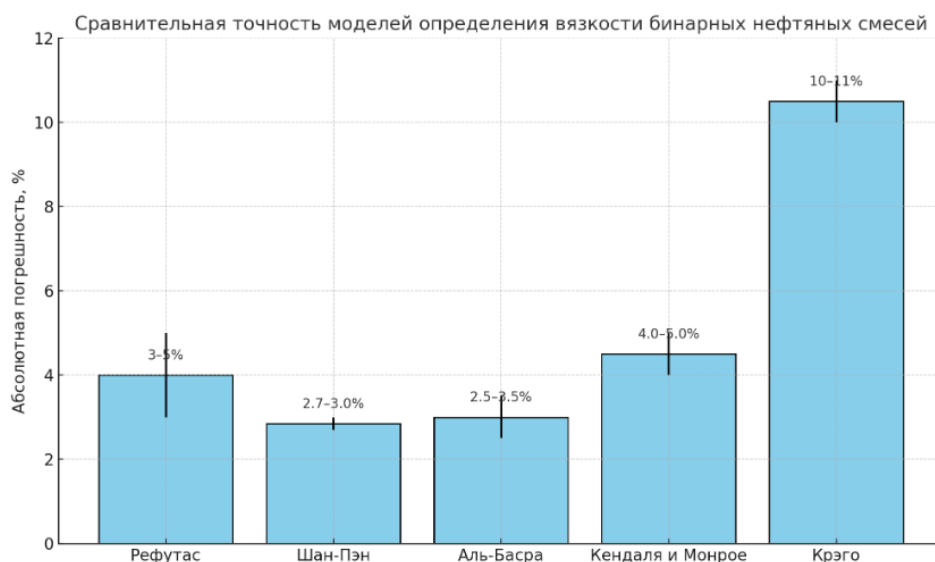


Рисунок 2.1 – Сравнение точности математических моделей для определения вязкости бинарных нефтяных смесей [55, 107, 112]

Эти математические модели представляют собой зависимости вязкости смеси от вязкости входящих в неё компонентов и не учитывают изменение температуры, давления или скорости сдвига.

Зависимость коэффициента динамической вязкости от температуры определяется уравнением Аррениуса (2.2):

$$\mu = \mu_0 \cdot e^{AT}, \quad (2.2)$$

где μ – динамическая вязкость, мПа·с; μ_0 – начальная динамическая вязкость, мПа·с; A – константа; T – температура.

Одной из наиболее распространенных реологических моделей является степенная модель Оствальда-Де Ваале (2.3):

$$\tau = K\dot{\gamma}^n. \quad (2.3)$$

Коэффициент консистенции K , характеризующий вязкость, и показатель течения n , характеризующий степень неньютоновского поведения, зависят от температуры и свойств исследуемой жидкости и, соответственно, зависят от концентрации компонентов в смеси (2.4 и 2.5):

$$K = K(T, C); \quad (2.4)$$

$$n = n(T, C). \quad (2.5)$$

Прологарифмировав зависимость (2.3), получим (2.6, 2.7):

$$\ln(\tau) = \ln(K) + n \cdot \ln(\dot{\gamma}) \quad (2.6)$$

или

$$\ln(\tau) = \ln(K(T, C)) + n(T, C) \cdot \ln(\dot{\gamma}). \quad (2.7)$$

Это уравнение (2.7) имеет вид линейной регрессии, в которой параметры зависят от температуры и концентрации.

Рассмотрим, как параметры K и n зависят от температуры T и объемной доли высоковязкой нефти в смеси C .

Коэффициент консистенции $K(T, C)$ отражает внутреннюю структурную устойчивость жидкости. При повышении температуры молекулярные взаимодействия ослабевают, следовательно, вязкость и коэффициент консистенции уменьшаются. Эмпирически установлено, что коэффициент консистенции экспоненциально уменьшается с ростом температуры (2.8):

$$K_i(T) = K_0 \cdot e^{AT}. \quad (2.8)$$

Данная зависимость показывает, что при повышении температуры уменьшается прочность межмолекулярных связей (асфальтенов, смол, парафинов), из-за чего нефть становится более подвижной. Это объясняет экспоненциальное снижение коэффициента консистенции. В реальном трубопроводе это означает, что при подогреве нефти снижается перепад давления и уменьшаются энергозатраты на перекачку.

При смешении неньютоновской нефти с разбавителем концентрация компонентов влияет на коэффициент консистенции через изменение состава нефти. Если компоненты смеси не взаимодействуют друг с другом, их влияние на общую консистенцию K будет пропорционально их концентрациям, в этом случае коэффициент консистенции можно выразить линейно (2.9):

$$K(C) = K_1(T) \cdot (1 - C) + K_2(T) \cdot C. \quad (2.9)$$

Таким образом, каждый компонент вносит свой вклад в вязкость смеси в соответствии с долей его присутствия. В реальных системах компоненты будут взаимодействовать, чтобы учесть этот процесс формулу (2.9) необходимо дополнить компонентом, который бы учитывал изменение коэффициента консистенции от взаимодействия составных частей смеси (2.10):

$$K(T, C) = (K_1(T) \cdot (1 - C))^{\beta_{K1}} + (K_2(T) \cdot C)^{\beta_{K2}}, \quad (2.10)$$

где β_{K1} и β_{K2} – коэффициенты межкомпонентного взаимодействия.

Линейное правило смешения, представленное формулой (2.9), применимо только для идеализированного случая, когда вклад каждого компонента в коэффициент консистенции пропорционален его объемной доле и не сопровождается изменением структуры системы. Однако для бинарной смеси высоковязкой и маловязкой нефти такое допущение не выполняется, поскольку высоковязкая нефть представляет собой структурированную дисперсную систему, реологические свойства которой определяются не только содержанием асфальтено-смолистых компонентов, но и степенью их агрегирования, устойчивостью сольватных оболочек и числом межагрегатных контактов.

В связи с этим номинальная концентрация компонента не совпадает с его эффективным вкладом в формирование коэффициента консистенции. Для учета данного эффекта в формуле (2.10) объемные доли компонентов представлены в степенной форме $(1 - C)^{\beta_{K1}}$ и $C^{\beta_{K2}}$. Показатели β_{K1} и β_{K2} характеризуют степень отклонения эффективного структурного вклада компонентов от линейного закона смешения. При $\beta = 1$ реализуется идеальное аддитивное смешение; при $\beta < 1$ влияние компонента на коэффициент консистенции проявляется сильнее, чем следует из его объемной доли, а при $\beta > 1$ — слабее, что соответствует различной чувствительности структуры смеси к изменению состава.

При концентрации высоковязкой нефти $C = 0$ коэффициент консистенции определяется как (2.11, 2.12):

$$K(T, 0) = K_1(T)^{\beta_{K1}}, \quad (2.11)$$

а при $C = 1$ как

$$K(T, 1) = K_2(T)^{\beta_{K2}}. \quad (2.12)$$

Таким образом, при отсутствии смешения компонентов (в предельных случаях $C = 0$ и $C = 1$) уравнение (2.10) переходит в зависимость коэффициента консистенции от свойств одной из нефтей.

При условии, что $\beta_{K1} = \beta_{K2} = 1$ модель переходит в линейную взвешенную сумму. В случае, когда $\beta_{K1} = \beta_{K2} \neq 1$ зависимость становится симметричной (рисунок 2.2). Если $\beta_{Ki} > 1$, усиливается влияние соответствующего компонента, особенно при его высокой концентрации. Если $\beta_{Ki} < 1$ этот компонент оказывает меньше влияние на свойства смеси даже при высокой концентрации. Условие $\beta_{K1} \neq \beta_{K2}$ позволяет учитывать асимметрию нелинейности взаимодействия компонентов смеси (рисунок 2.3).

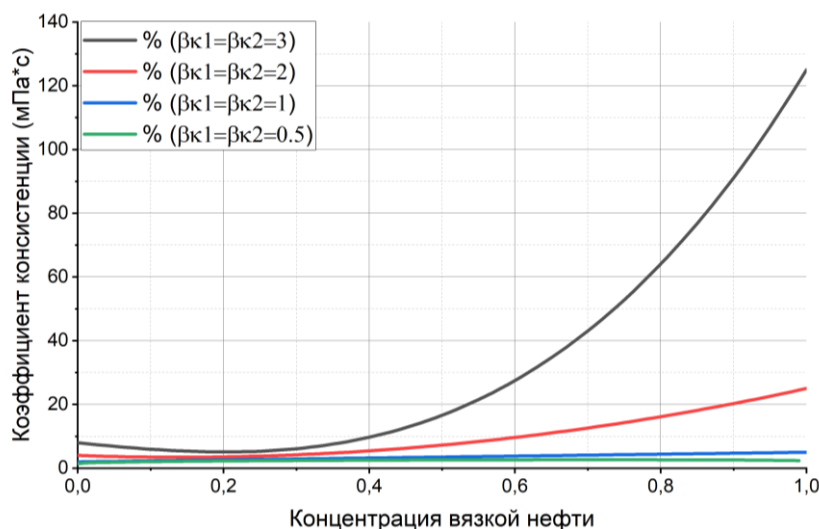


Рисунок 2.2 – Зависимость коэффициента консистенции от концентрации вязкой нефти в смеси при симметричных значениях коэффициента межкомпонентного взаимодействия β_{K1} и β_{K2} (составлено автором)

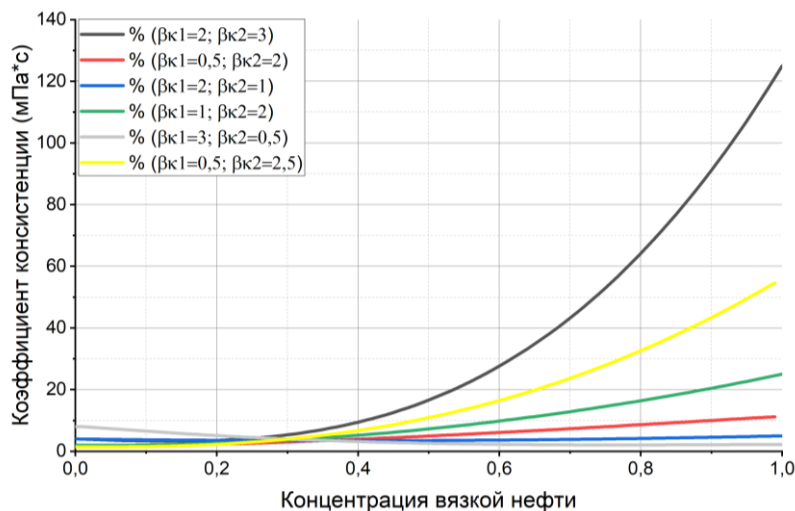


Рисунок 2.3 – Зависимость коэффициента консистенции от концентрации вязкой нефти в смеси при асимметричных значениях коэффициента межкомпонентного взаимодействия β_{K1} и β_{K2} (составлено автором)

Предложенная модель обладает физической обоснованностью, корректно учитывает граничные состояния смеси и позволяет описывать нелинейное влияние каждого компонента смеси на её свойства.

Подставляя значения $K_i(T)$ (формула 2.8) вместо $K_1(T)$ и $K_2(T)$ в формулу (2.10), получим (2.13):

$$K(T, C) = \left((K_{0,1} \cdot e^{A_1 T}) \cdot (1 - C) \right)^{\beta_{K1}} + \left((K_{0,2} \cdot e^{A_2 T}) \cdot C \right)^{\beta_{K2}}. \quad (2.13)$$

Полученная зависимость для коэффициента консистенции (2.13) отражает влияние температуры и состава смеси на структурное состояние нефтяной системы. Снижение K с ростом температуры обусловлено ослаблением межмолекулярных взаимодействий и разрушением асфальтеновых агрегатов. Влияние концентрации разбавителя связано с уменьшением доли высокомолекулярных компонентов, формирующих пространственную структуру.

Индекс течения характеризует степень отклонения свойств жидкости от ньютоновских. Его зависимость от температуры и концентрации компонентов связана с изменением микроструктуры жидкости при смешении и нагреве. При нагреве тепловое движение молекул разрушает структуру (в том числе асфальтены, парафины), что приближает жидкость к ньютоновскому поведению. Для описания этого перехода используем экспоненциальное приближение (2.14):

$$n_i(T) = 1 + (n_{i,0} - 1) \cdot e^{-k_i(T_2 - T_1)}, \quad (2.14)$$

где $n_{i,0}$ – значение n_i при температуре T_1 ; k_i – коэффициент скорости перехода индекса течения n к единице, $^{\circ}\text{C}^{-1}$; T_1 – температура, при которой определяются начальные значения $n_{i,0}$, $^{\circ}\text{C}$; T_2 – температура исследуемой жидкости, $^{\circ}\text{C}$.

Уравнение (2.14) имеет вид, представленный на рисунке 2.4.

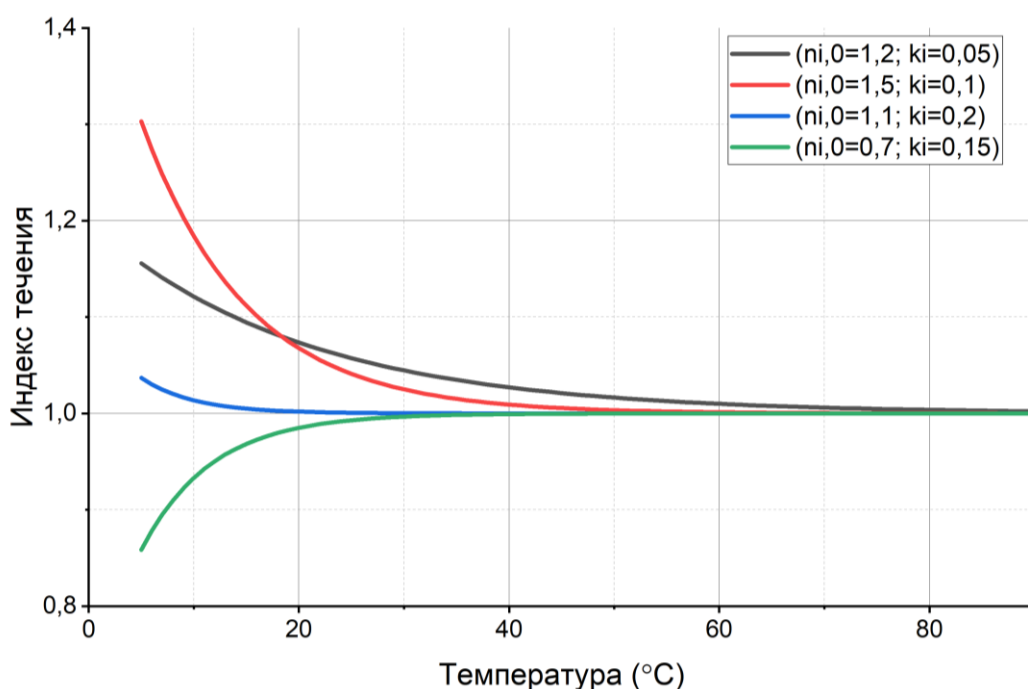


Рисунок 2.4 – Зависимость индекса течения от температуры при различных значениях $n_{i,0}$ и k_i (составлено автором)

Рассмотрим возможные ограничения для функции (2.14). При $T_1 = T_2$ уравнение переходит к виду (2.15):

$$n_i(T) = n_{i,0}. \quad (2.15)$$

При $T_2 > T_1$ экспонента затухает $e^{-k_i(T_2-T_1)} \rightarrow 0$, а $n_i(T) \rightarrow 1$. То есть при повышении температуры индекс течения стремится к единице (ньютоновскому поведению).

При $T_2 < T_1$ экспонента растет. В этом случае модель $n(T)$ некорректна. Таким образом, для использования уравнения (2.13) необходимо ввести ограничение, что температура, при которой определяются начальные значения параметров должна быть меньше или равна температуре исследуемой жидкости $T_2 \geq T_1$.

Коэффициент k_i должен быть строго положительным, так как при $k_i < 0$ экспоненциальная часть будет расти, в этом случае $n_i(T) \rightarrow \infty$ или $n_i(T) \rightarrow -\infty$.

Ограничения параметров для функции $n_i(T)$ (2.16):

$$\begin{cases} T_2 \geq T_1 \\ k_i > 0 \end{cases}. \quad (2.16)$$

Влияние концентрации компонентов смеси на индекс течения подчиняется закону аддитивности. Для учета физико-химического взаимодействия компонентов

смеси и нелинейного влияния этих процессов необходимо ввести эмпирические коэффициенты. Тогда зависимость индекса течения от изменения температуры и концентрации компонентов в смеси примет вид (2.17):

$$n(T, C) = n_1(T) \cdot (1 - C)^{\xi_1} + n_2(T) \cdot C^{\xi_2}, \quad (2.17)$$

где ξ_1 и ξ_2 — эмпирические коэффициенты, определяющие степень нелинейности изменения индекса течения от концентрации компонентов смеси.

Индекс течения n характеризует степень отклонения системы от ньютоновского поведения и определяется способностью внутренней структуры разрушаться при сдвиговом деформировании. Поэтому при изменении состава смеси его значение зависит не только от доли компонентов, но и от того, насколько быстро при разбавлении теряется связность асфальтено-смолистого каркаса.

Использование степенных весовых функций $(1 - C)^{\xi_1}$ и C^{ξ_2} в формуле (2.17) позволяет учесть, что влияние компонентов на псевдопластичность смеси является нелинейным и асимметричным. Коэффициенты ξ_1 и ξ_2 отражают скорость изменения степени структурированности системы при варьировании концентрации компонентов. При их равенстве единице реализуется линейное аддитивное изменение индекса течения; отклонение от единицы отражает кооперативный характер разрушения структуры, при котором переход смеси к более ньютоновскому поведению определяется не только концентрацией разбавителя, но и характером межкомпонентного взаимодействия.

Подставляя в уравнение (2.17) значения $n_i(T)$ (формула 2.14), с учетом, что $T_2 - T_1 = \Delta T$, можно получить (2.18):

$$n(T, C) = (1 + (n_{1,0} - 1) \cdot e^{-k_1 \cdot \Delta T}) \cdot (1 - C)^{\xi_1} + (1 + (n_{2,0} - 1) \cdot e^{-k_2 \cdot \Delta T}) \cdot C^{\xi_2}. \quad (2.18)$$

Формула (2.16) показывает изменение индекса течения с учетом изменения температуры жидкости при смешении неньютоновской нефти.

Изменение индекса течения n характеризует степень приближения поведения смеси к ньютоновскому. Рост температуры и доли разбавителя приближает n к единице, что связано со снижением структурной неоднородности и уменьшением эффектов сдвигового разжижения.

С учетом использования полученных зависимостей коэффициента текучести (2.13) и индекса течения (2.18), степенная модель Оствальда-Де Ваале (2.3) запишется следующим образом (2.19):

$$\tau(T, C) = \left(\left((K_{0,1} \cdot e^{A_1 T}) \cdot (1 - C) \right)^{\beta_{K1}} + \left((K_{0,2} \cdot e^{A_2 T}) \cdot C \right)^{\beta_{K2}} + \alpha C \cdot (1 - C) \right) \times \dot{\gamma}^{(1+(n_{1,0}-1) \cdot e^{-k_1 \cdot \Delta T}) \cdot (1-C)^{\xi_1} + (1+(n_{2,0}-1) \cdot e^{-k_2 \cdot \Delta T}) \cdot C^{\xi_2} + \beta C \cdot (1-C)} \quad (2.19)$$

Графический вид этой зависимости представлен на рисунке 2.5.

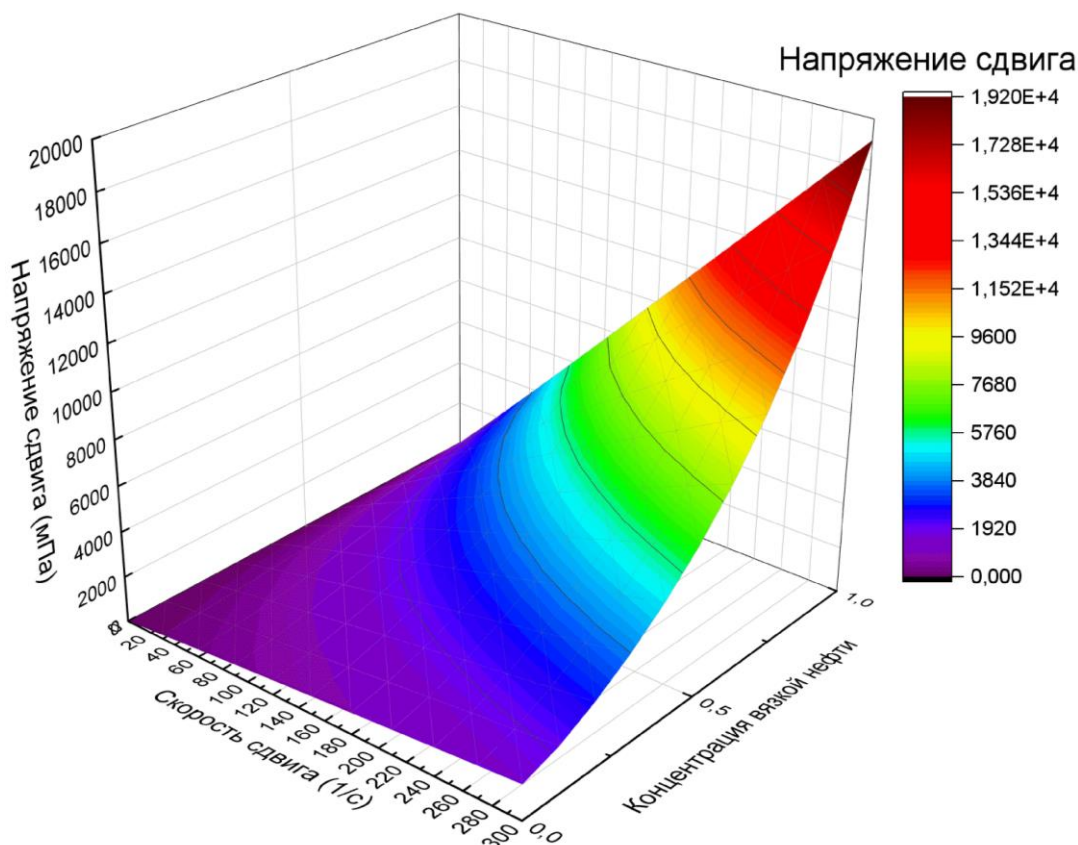


Рисунок 2.5 – Зависимость напряжения сдвига от температуры и концентрации высоковязкой нефти в смеси по формуле (2.19) (составлено автором)

Аналогично для динамической вязкости получено (2.20):

$$\eta(T, C) = \left(\left((K_{0,1} \cdot e^{A_1 T}) \cdot (1 - C) \right)^{\beta_{K1}} + \left((K_{0,2} \cdot e^{A_2 T}) \cdot C \right)^{\beta_{K2}} + \alpha C \cdot (1 - C) \right) \times \dot{\gamma}^{(1+(n_{1,0}-1) \cdot e^{-k_1 \cdot \Delta T}) \cdot (1-C)^{\xi_1} + (1+(n_{2,0}-1) \cdot e^{-k_2 \cdot \Delta T}) \cdot C^{\xi_2} + \beta C \cdot (1-C) - 1} \quad (2.20)$$

Зависимости (2.19) и (2.20) связывают напряжение сдвига и динамическую вязкость одновременно с температурой и концентрацией. Иначе говоря, они позволяют перенести лабораторные данные о свойствах смеси в реальные

эксплуатационные показатели. Это позволяет заранее рассчитать давление на насосных станциях в зависимости от температуры грунта и состава смеси [82].

Очевидно, что функции коэффициента консистенции и показателя течения необходимо определять эмпирическим путем на основании проведенных экспериментальных исследований.

Графический вид зависимости (2.20) представлен на рисунке 2.6.

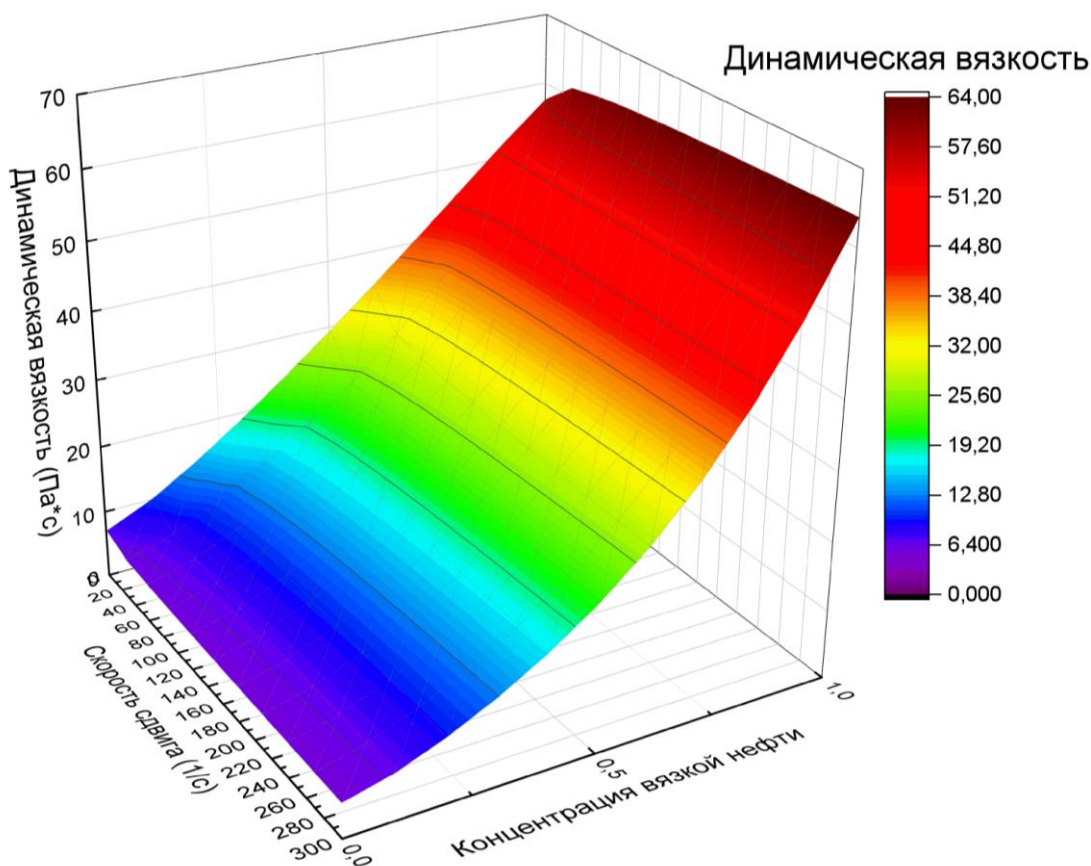


Рисунок 2.6 – Зависимость динамической вязкости от температуры и концентрации высоковязкой нефти в смеси по формуле (2.20)
(составлено автором)

В логарифмических координатах ньютоновскому поведению соответствует горизонтальная плоскость. Стандартный вид модифицированной модели Оствальда-Де Ваале по формуле (2.20) в логарифмических координатах имеет вид выгнутой вверх поверхности (рисунок 2.7).

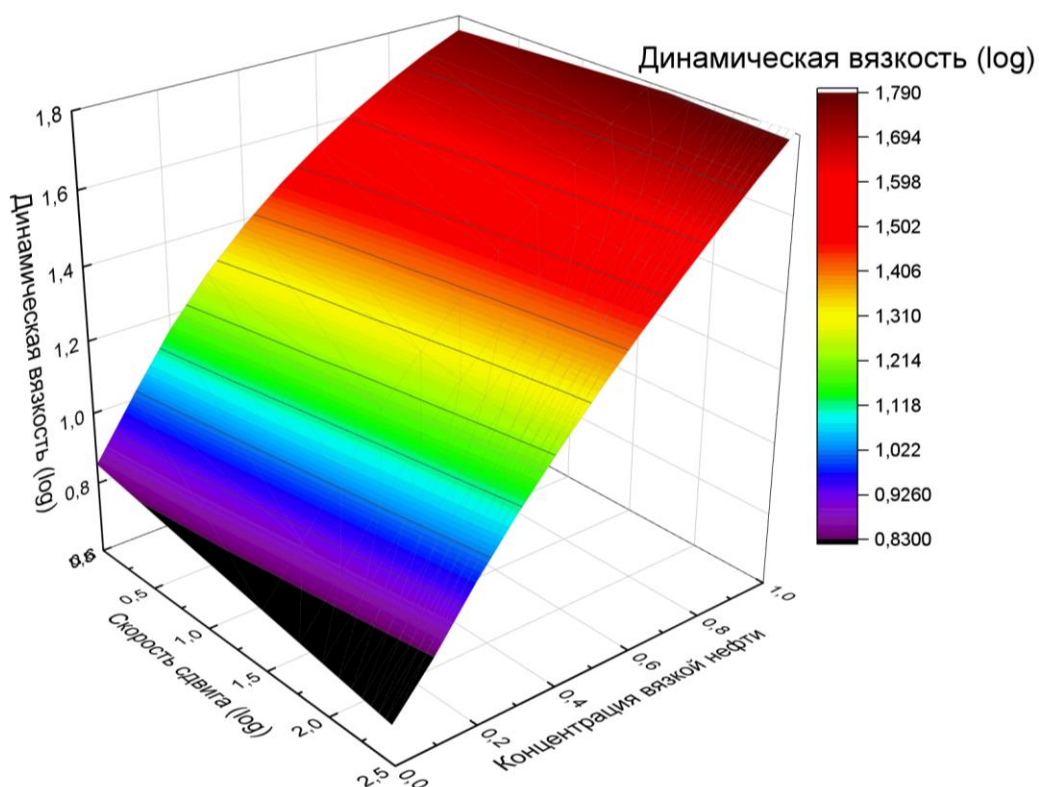


Рисунок 2.7 – Зависимость динамической вязкости от температуры и концентрации высоковязкой нефти в смеси по формуле (2.20) в логарифмических координатах (составлено автором)

Для проверки достоверности предложенной модели были проведены экспериментальные исследования реологических свойств бинарной смеси высоковязкой нефти Северо-Комсомольского месторождения и маловязкой нефти Ванкорского месторождения. Полученные экспериментальные данные сравнивались с расчетными значениями, полученными по уравнениям (2.19) и (2.20). Рисунок 2.8 представляет собой график зависимости динамической вязкости от температуры и концентрации высоковязкой нефти в смеси, полученные по формуле (2.19), и экспериментальные данные по определению динамической вязкости смеси нефти на ротационном вискозиметре Rheotest RN 4.1.

Анализ сходимости полученной модели с результатами экспериментов, а также обработка данных проведенных исследований представлены в главе 3.

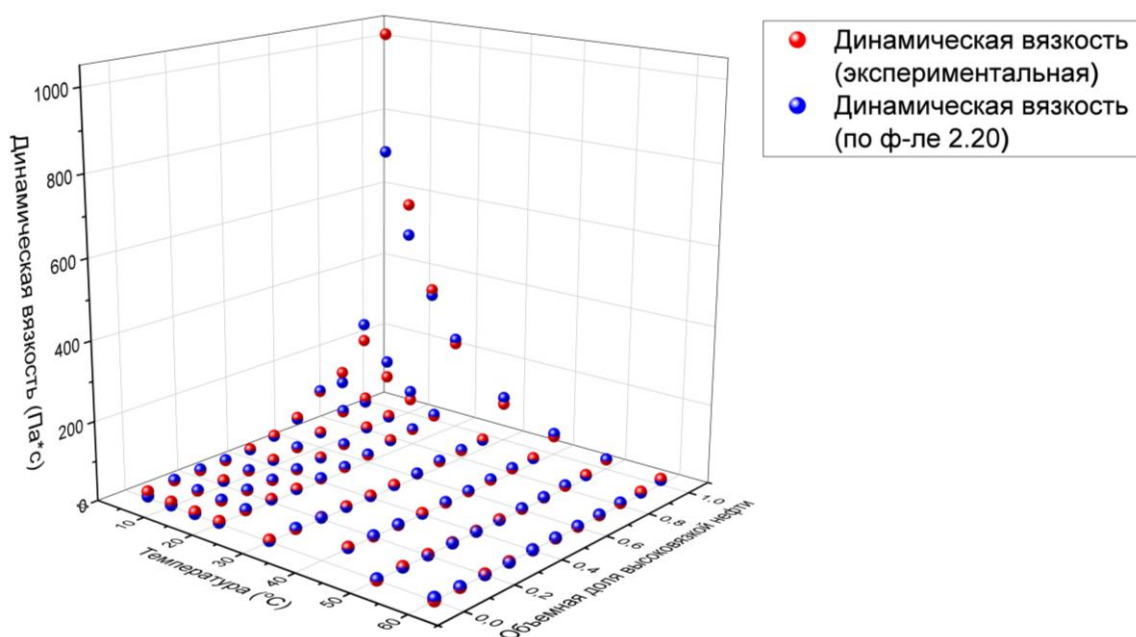


Рисунок 2.8 – Зависимости динамической вязкости от температуры и концентрации высоковязкой нефти в смеси, полученные по формуле (2.19) и экспериментально при скорости сдвига 100 с^{-1} (составлено автором)

Таким образом, модифицированная степенная модель Оствальда–де Ваале в виде (2.19) и (2.20) позволяет учитывать влияние температуры и концентрации компонентов на коэффициент консистенции $K(T, C)$, показатель течения $n(T, C)$ и, соответственно, на эффективную вязкость смеси. Полученные зависимости описывают реологическое поведение бинарной системы в широком диапазоне условий эксплуатации и служат основой для дальнейшего анализа гидродинамики потока.

Так как гидравлические сопротивления при течении нефти в трубопроводах напрямую связаны с напряжением сдвига на стенке и зависят от эффективной вязкости жидкости, использование предложенной модели (2.19)–(2.20) позволяет перейти от описания реологических свойств смеси к расчету энергетических затрат на транспорт. В частности, знание температурно-концентрационных зависимостей $K(T, C)$ и $n(T, C)$ дает возможность определить обобщенное число Рейнольдса для степенной жидкости и рассчитать коэффициент гидравлического сопротивления как в ламинарном, так и в турбулентном режимах течения.

В следующем разделе на основе полученной модификации реологической модели выводятся выражения для коэффициента гидравлического сопротивления,

позволяющие оценить перепад давления и энергозатраты при перекачке высоковязкой нефти и её смесей в трубопроводах, эксплуатируемых в суровых климатических условиях.

2.2 Исследование гидравлических сопротивлений при транспорте высоковязкой нефти в смеси с разбавителем

Гидравлические сопротивления являются одним из определяющих параметров эффективности трубопроводного транспорта. Исследование механизма формирования гидравлических сопротивлений и факторов, влияющих на их величину, получило развитие в трудах А.Д. Альтшуля, Д.Г. Стокса, У.Л. Уилкинсона, С.М. Вайнштока, В.Е. и В.В. Губиных, Г. Ламба, В.И. Черникина, М.В. Лурье, А.Х. Мирзаджанзаде, А.А. Коршака, И.Е. Идельчика, А.Е. Смолдырева, Ю.К. Сафонова, М.И. Валиева, Н.Н. Голунова, В.Н. Манжая, С.Н. Челинцева и других исследователей.

Установлено, что коэффициент гидравлического сопротивления определяется совокупностью факторов, среди которых ключевую роль играют реологические свойства транспортируемой жидкости, состояние внутренней поверхности трубопровода (шероховатость) и режим течения.

Представленные теоретические положения формируют основу для дальнейшего анализа гидравлических сопротивлений при транспортировании высоковязкой нефти в осложнённых природно-климатических условиях Крайнего Севера и служат фундаментом для разработки методов повышения эффективности работы магистральных трубопроводов. На элементарный цилиндрический элемент жидкости в трубопроводе радиусом r и длиной L (рисунок 2.9) действуют силы [46, 17] (формулы 2.21, 2.22):

$$F_1 = \pi r^2 \Delta P \quad (2.21)$$

и

$$F_2 = 2\pi r L \tau. \quad (2.22)$$

Тогда напряжение сдвига (2.23):

$$\tau = r \frac{\Delta P}{2L}. \quad (2.23)$$

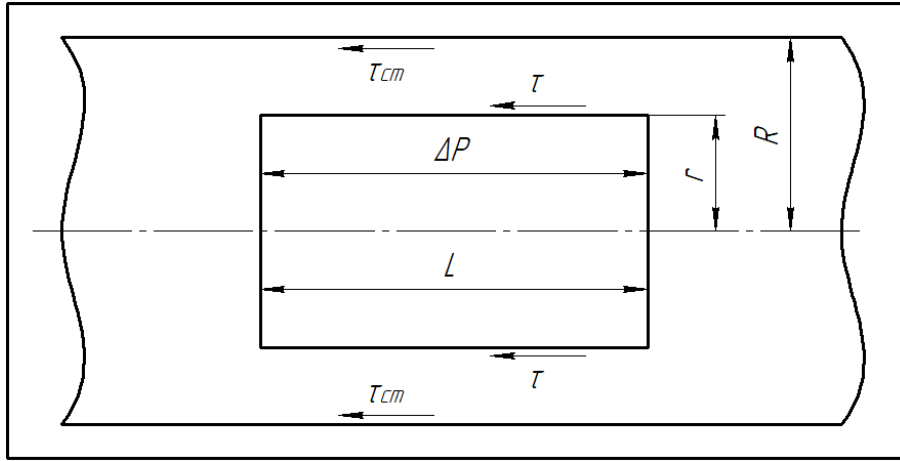


Рисунок 2.9. Схема течения жидкости в трубопроводе (составлено автором)

Сдвиговое напряжение на стенке трубы радиусом R соответственно (2.24):

$$\tau_{\text{ст}} = R \frac{\Delta P}{2L}. \quad (2.24)$$

Подставляя выражение (2.19) в модифицированную модель Оствальда (2.19), получим (2.25):

$$R \frac{\Delta P}{2L} = \left(\left((K_{0,1} \cdot e^{A_1 T}) \cdot (1 - C) \right)^{\beta_{K1}} + \left((K_{0,2} \cdot e^{A_2 T}) \cdot C \right)^{\beta_{K2}} \right) \times \\ \times \dot{\gamma}^{(1+(n_{1,0}-1) \cdot e^{-k_1 \cdot \Delta T}) \cdot (1-C)^{\xi_1} + (1+(n_{2,0}-1) \cdot e^{-k_2 \cdot \Delta T}) \cdot C^{\xi_2}}. \quad (2.25)$$

В упрощенном виде (2.26):

$$R \frac{\Delta P}{2L} = K(T, C) \times \dot{\gamma}^{n(T, C)}. \quad (2.26)$$

Скорость сдвига описывает скорость деформации (2.27):

$$\dot{\gamma} = \frac{dv}{dR}. \quad (2.27)$$

Таким образом, можно получить (2.28):

$$\frac{d\omega}{dR} = \left(R \frac{\Delta P}{2L \cdot K(T, C)} \right)^{1/n(T, C)}. \quad (2.28)$$

После интегрирования средняя скорость потока жидкости в трубопроводе (2.29):

$$\omega = R^{\frac{n(T, C)+1}{n(T, C)}} \cdot \frac{n(T, C)}{n(T, C) + 1} \cdot \left(\frac{\Delta P}{2L \cdot K(T, C)} \right)^{1/n(T, C)}. \quad (2.29)$$

С учетом зависимости (1.9), модифицированной зависимости Оствальда (2.19), формулы (2.24) и формулы для скорости сдвига (2.27), гидравлическое сопротивление можно определить по (2.30):

$$\lambda = \frac{8 \cdot K(T, C) \cdot \left(R \frac{\Delta P}{2L \cdot K(T, C)} \right)}{\rho v^2} = \frac{8 \cdot R \frac{\Delta P}{2L}}{\rho \omega^2}. \quad (2.30)$$

В соответствии с [79] скорость сдвига на стенке трубы (2.31):

$$\dot{\gamma}_{\text{ст}} = \frac{3n + 1}{4n} \cdot \frac{8\omega}{2R}. \quad (2.31)$$

Подставив (2.31) в реологическое уравнение и в формулу для гидравлических сопротивлений, получено обобщённое число Рейнольдса для степенной жидкости [79]. С учетом (2.13) и (2.17), можно получить (2.32):

$$Re_g = \frac{\rho \cdot \omega^{2-n(T, C)} \cdot D^{n(T, C)}}{8^{n(T, C)-1} \cdot K(T, C) \cdot \left(\frac{3n(T, C) + 1}{4n(T, C)} \right)^{n(T, C)}}. \quad (2.32)$$

Тогда при ламинарном режиме течения формула для коэффициента гидравлического сопротивления будет иметь вид (2.33):

$$\lambda = \frac{16}{Re_g}. \quad (2.33)$$

Таким образом, формула (2.29) обобщает классическую зависимость $\lambda = \frac{16}{Re}$ для ньютоновских жидкостей, вводя обобщённое число Рейнольдса Re_g , учитывающее реологические параметры $K(T, C)$ и $n(T, C)$. Это позволяет рассчитывать гидравлические потери для тяжелых нефтей в смеси с разбавителями [37].

2.3 Выводы к главе 2

В главе 2 выполнено теоретическое исследование процесса трубопроводного транспорта высоковязкой нефти в смеси с менее вязким разбавителем. Основное внимание уделено разработке математических зависимостей, позволяющих учитывать влияние реологических свойств транспортируемой среды на гидродинамические характеристики потока. Полученные результаты послужили

основой для постановки и проведения экспериментальных исследований, рассмотренных в следующей главе.

По результатам выполненных исследований установлено следующее:

1. Получена математическая зависимость для определения реологических характеристик бинарной смеси высоковязкой и маловязкой нефти, позволяющая учитывать совместное влияние температуры и состава смеси на параметры её течения.

2. Показано, что учёт температурно-концентрационных зависимостей коэффициента консистенции и показателя течения обеспечивает возможность описания неизотермического течения высоковязкой нефтяной смеси в рамках модифицированной модели Оствальда–де Вааля.

3. Получено выражение для обобщённого числа Рейнольдса, в котором реологические параметры представлены как функции температуры и состава смеси, что позволяет учитывать изменение режима течения по длине трубопровода.

4. Установлена зависимость для расчёта коэффициента гидравлического сопротивления при движении смеси высоковязкой нефти и разбавителя, учитывающая изменение реологических свойств транспортируемой среды и позволяющая выполнять гидравлический расчёт трубопроводов в условиях низких температур.

ГЛАВА 3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СМЕСИ НЕФТИ И ГИДРАВЛИЧЕСКИХ СОПРОТИВЛЕНИЙ

3.1 Цель и задачи экспериментальных исследований

Целью проведения экспериментальных исследований было доказать соответствие разработанных физических и математических моделей реальным процессам.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- проверить полученную реологическую модель для определения коэффициента динамической вязкости бинарной смеси высоковязкой и маловязкой нефти:

- проверить полученную формулу для расчета коэффициента гидравлических сопротивлений при транспорте смеси высоковязкой и маловязкой нефти.

Для достижения практически достаточного подобия модельного процесса транспорта нефти натурному необходимо соблюсти критерии геометрического и динамического подобия.

Геометрическое подобие соблюдается, если характерные линейные параметры модели и натуре (в данном случае диаметр трубопровода) имеют постоянное соотношение при одинаковой форме (3.1):

$$k = \frac{D_H}{D_M} = const, \quad (3.1)$$

где k – линейный масштаб, D_H и D_M – соответственно диаметр натуре и модели, м.

При моделировании потока неньютоновской жидкости минимально допустимый масштаб модели можно определить на основе зависимости (3.2) [26]:

$$k_{min} = (30 \div 50) \cdot \sqrt[3]{v_H^2 \cdot R_H^2}, \quad (3.2)$$

где v_H – скорость потока в натуре, м/с; R_H – радиус трубопровода в натуре, м.

Транспорт нефти осуществляется по магистральным трубопроводам диаметром от 219 до 1420 мм при скорости от 0,5 до 7 м/с. С учетом этих данных, минимально допустимый масштаб модели k_{min} колеблется в диапазоне от 6,9 до 231,2. С учетом того, что диаметр нефтепровода Пурпе-Самотлор составляет 1020 мм, диаметр модели должен быть больше 4,4 мм.

Динамическое подобие должно удовлетворять основным явлениям, участвующим в натурном процессе трубопроводного транспорта нефти.

В соответствии с [35] для соблюдения условий моделирования необходимо выдержать следующий масштаб скорости (3.3):

$$\frac{\omega_{\text{н}}}{\omega_{\text{м}}} = \sqrt{\frac{D_{\text{н}}}{D_{\text{м}}}} = \sqrt{k}. \quad (3.3)$$

Таким образом, минимальная скорость потока в модели колеблется в пределах от 0,19 до 0,46 м/с.

3.2 Планирование экспериментов

3.2.1 Планирование экспериментов по определению реологических свойств бинарной смеси нефти

Определение реологических свойств нефти Северо-Комсомольского месторождения является актуальной задачей, поскольку результаты проведенного исследования позволяют оценить наиболее эффективные показатели температуры и концентрации нефти для трубопроводного транспорта.

Экспериментальные исследования по определению реологических свойств проб нефти проводились на ротационном вискозиметре Rheotest RN 4.1 в Научном Центре «Арктика» Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II. Ротационные вискозиметры определяют вязкость и реологические свойства жидкостей, измеряя сопротивление вращению одного цилиндра или конуса относительно другого под контролируемым напряжением сдвига. В таких приборах скорость вращения регулируется, что позволяет варьировать скорость деформации и напрямую оценивать зависимость динамической вязкости неньютоновских жидкостей от напряжения сдвига или скорости сдвига. Для неньютоновской нефти традиционные методы измерения, фиксирующие вязкость при одной скорости сдвига, недостаточны, так как её свойства меняются в зависимости от приложенной нагрузки. Ротационные вискозиметры обеспечивают многопараметрический анализ, воспроизводя реальные условия добычи, транспортировки и переработки: например, при высоких напряжениях в скважинах или низких скоростях в трубопроводах. Это

позволяет с достаточной точностью прогнозировать поведение нефти, оптимизировать технологии её извлечения и снижать энергозатраты, что критически важно для экономической эффективности и экологической безопасности нефтяной промышленности.

Пробы нефти были отобраны с ЦПС Северо-Комсомольского месторождения. Исследование реологических свойств нефти проводились в соответствии с планом эксперимента [1].

При планировании эксперимента необходимо соблюсти основные требования, предъявляемые к экспериментам: воспроизводимость результатов, их достоверность, валидность.

Для планирования эксперимента необходимо определить основные факторы эксперимента. Для полного факторного эксперимента необходимо перевести натуральные факторы в безразмерные величины, чтобы иметь возможность построить план-матрицу эксперимента. Кодирование переменных величин температуры и концентрации представлено в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Таблица кодирования переменных в кодовые (по данным автора)

Интервал варьирования и уровень факторов	Температура, °C	Концентрация нефти СК в смеси, %
Нулевой уровень $x_i=0$	35	50
Интервал варьирования	25	50
Нижний уровень $x_i=-1$	10	0
Верхний уровень $x_i=1$	60	100

Составление план-матрицы осуществляется по следующей схеме, представленной в [11]: для первого фактора уровни чередуются в каждом опыте, для второго фактора – через столько опытов, сколько существует уровней, для третьего – через удвоенное количество существующих уровней.

В таблице 3.2 представлена план-матрица для полного двух факторного эксперимента с двумя уровнями. Для получения наиболее полной информации о реологических свойствах исследуемой нефти необходимо увеличить количество уровней. При использовании и основного уровня количество опытов увеличится до 9 (3^2) и план-матрица будет иметь вид, представленный в таблице 3.3.

Таблица 3.2 – План-матрица двухфакторного двухуровневого эксперимента (по данным автора)

Опыт	X1	X2
1	-1	-1
2	1	-1
3	-1	1
4	1	1

Таблица 3.3 – План-матрица двухфакторного трёхуровневого эксперимента (по данным автора)

Опыт	X1	X2
1	-1	-1
2	1	-1
3	0	-1
4	-1	1
5	1	1
6	0	1
7	-1	0
8	1	0
9	0	0

Для более подробного изучения свойств этой нефти при низких температурах предлагается дополнительно модифицировать таблицу кодирования переменных в кодовые. Также необходимо добавить уровни фактора концентрации одной из нефтей в смеси так, как представлено в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Кодирование уровней факторов (по данным автора)

Уровень фактора	Температура, °C	Концентрация одной нефти, %
1	5	0
2	10	10
3	15	20
4	20	30
5	30	40
6	40	50
7	50	60
8	60	70
9	-	80
10	-	90
11	-	100

Для создания план-матрицы эксперимента с такой таблицей кодирования воспользуемся методом, предложенном в [11]. Таким образом, получена таблица 3.5.

Таблица 3.5 – План-матрица полного многоуровневого двухфакторного эксперимента (по данным автора)

Опыт	X1	X2	Опыт	X1	X2	Опыт	X1	X2	Опыт	X1	X2
1	1	1	23	7	3	45	5	6	67	3	9
2	2	1	24	8	3	46	6	6	68	4	9
3	3	1	25	1	4	47	7	6	69	5	9
4	4	1	26	2	4	48	8	6	70	6	9
5	5	1	27	3	4	49	1	7	71	7	9
6	6	1	28	4	4	50	2	7	72	8	9
7	7	1	29	5	4	51	3	7	73	1	10
8	8	1	30	6	4	52	4	7	74	2	10
9	1	2	31	7	4	53	5	7	75	3	10
10	2	2	32	8	4	54	6	7	76	4	10
11	3	2	33	1	5	55	7	7	77	5	10
12	4	2	34	2	5	56	8	7	78	6	10
13	5	2	35	3	5	57	1	8	79	7	10
14	6	2	36	4	5	58	2	8	80	8	10
15	7	2	37	5	5	59	3	8	81	1	11
16	8	2	38	6	5	60	4	8	82	2	11
17	1	3	39	7	5	61	5	8	83	3	11
18	2	3	40	8	5	62	6	8	84	4	11
19	3	3	41	1	6	63	7	8	85	5	11
20	4	3	42	2	6	64	8	8	86	6	11
21	5	3	43	3	6	65	1	9	87	7	11
22	6	3	44	4	6	66	2	9	88	8	11

Таким образом, необходимо провести 88 опытов, чтобы получить достаточно точные результаты эксперимента по определению реологических свойств смеси изучаемой нефти.

3.2.2 Планирование экспериментов по определению коэффициента гидравлического сопротивления

Планирование экспериментальных исследований по определению гидравлических сопротивлений при транспорте высоковязкой неньютоновской нефти направлено на установление зависимости потерь давления от скорости потока при исключении влияния побочных факторов. В связи с этим эксперимент планировался как однофакторный при фиксированных температурных условиях.

В качестве варьируемого фактора была выбрана средняя скорость потока нефти в трубопроводе, оказывающая определяющее влияние на величину гидравлических сопротивлений. Температура нефти, геометрические параметры

трубопровода и физико-химические свойства транспортируемой среды рассматривались как фиксированные параметры эксперимента.

Диапазон варьирования скорости потока был задан в интервале от 0,3 до 1,2 м/с. В рамках указанного диапазона план эксперимента включал четыре уровня фактора скорости (таблица 3.6).

Таблица 3.6 – Факторы и уровни планирования эксперимента по определению гидравлических сопротивлений (по данным автора)

Наименование фактора	Тип фактора	Уровни фактора
Средняя скорость потока нефти	Варьируемый	0,3; 0,6; 0,9; 1,2 м/с
Температура транспортируемой нефти	Фиксированный	24 °С
Внутренний диаметр трубопровода	Фиксированный	Постоянный (по условиям экспериментальной установки)
Длина исследуемого участка трубопровода	Фиксированный	Постоянная

Эксперимент планировался в условиях установившегося стационарного течения, что обеспечивало корректность сопоставления экспериментальных данных, полученных при различных значениях скорости потока. Для повышения достоверности результатов при каждом уровне варьируемого фактора предусматривалась регистрация параметров в течение продолжительного временного интервала.

Принятая схема планирования эксперимента направлена на получение данных, достаточных для анализа влияния скорости потока на гидравлические сопротивления и последующего сопоставления экспериментальных результатов с расчётными зависимостями для неньютоновских жидкостей.

3.3 Методики проведения исследований

3.3.1 Методика проведения исследований реологических свойств бинарной смеси нефти

Реометр типа Rheotest RN 4.1 (рисунок 3.1) состоит из измерительного привода (1), который закреплен на штативе с помощью винта с накатанной головкой (2). На приводе расположено быстроразъемное соединение (3) для быстрого и простого подсоединения измерительных систем: роторов цилиндров, пластин, конусов. Зажимное устройство (4) служит для фиксирования на приборе измерительных сосудов цилиндрических измерительных систем и адаптера для

систем конус-пластина / пластина-пластина. Крепление адаптера и измерительных сосудов к приводу осуществляется поворотом рукоятки со сферической головкой (5). Штатив (6) позволяет беспрепятственно регулировать рабочую высоту измерительного привода.

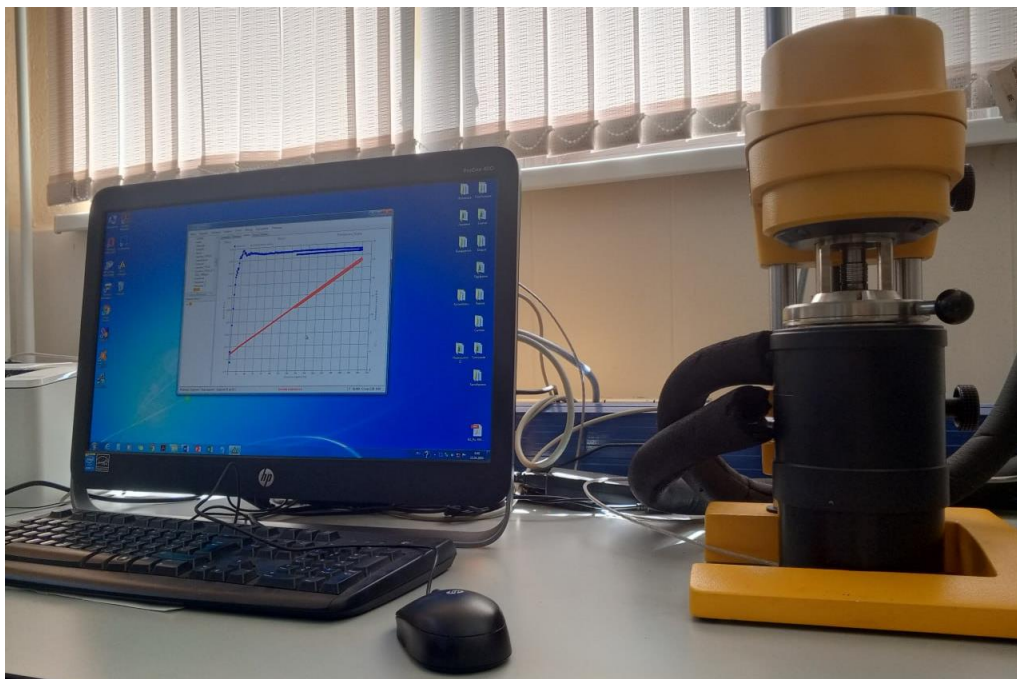


Рисунок 3.1 – Вискозиметр Rheotest RN 4.1 с блоком управления (фото автора)

Основные технические данные вискозиметра Rheotest RN 4.1 представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Основные технические характеристики ротационного реометра «Rheotest RN 4.1» [39]

Параметр	Значение
Момент вращения	От 0,1 до 150 мН·м
Разрешение момента вращения	0,002 мН·м
Число оборотов	От 0 до 1000 об/мин
Разрешение числа оборотов	0,015 об/мин
Диапазон угла вращения	0,001°
Частота	0,001–10 Гц
Диапазон температур	-60 – +200 °С цилиндрическая измерительная система -30 – +375 измерительная система конус-пластина
Напряжение питания	230 В ПТ ±10%; 49 – 61 Гц
Вес (нетто)	Основной прибор 13,5 кг Блок управления 9,6 кг Измерительная система конус-пластина 3,2 кг Измерительная система с цилиндром 1,5 кг Сосуд для термостатирования 3,0 кг Кабель 0,5 кг

Вискозиметр типа Rheotest RN 4.1 позволяет определять большое количество различных параметров. Основные зависимости, получаемые в ходе экспериментов – это зависимость напряжения сдвига τ , Па от скорости сдвига $\dot{\gamma}$, с^{-1} в диапазоне температур от 5 до 60 °С, зависимость динамической вязкости η , Па·с от скорости сдвига $\dot{\gamma}$, с^{-1} в диапазоне температур от 5 до 60 °С, а также коэффициент динамической вязкости η , Па·с от температуры T , °С. Эксперименты проводились для проб очищенной, подготовленной к транспорту нефти. Реологические свойства проб изучаемой нефти исследовались в режиме CR sweep, CR const, CR sweep, то есть на первом участке скорость сдвига увеличивается от 0 до 300 с^{-1} , на втором – проба нефти прокручивается в цилиндре с постоянной скоростью сдвига 300 с^{-1} , на третьем – скорость сдвига снижается с 300 до 0 с^{-1} (график режимов представлен на рисунке 3.2). Границы указанных выше параметров приняты исходя из климатических и эксплуатационных условий проектируемого межпромыслового трубопровода.

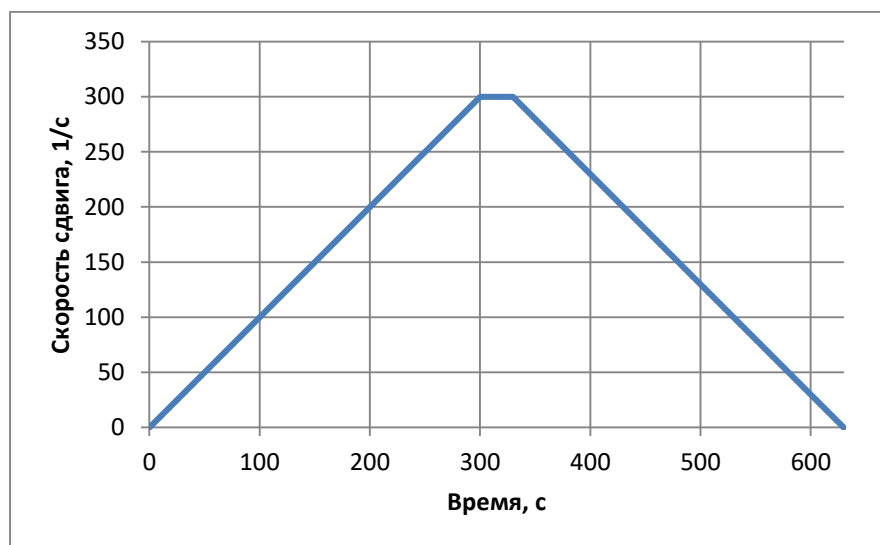


Рисунок 3.2 – График режимов работы вискозиметра (составлено автором)

Методика проведения исследований включала подготовку измерительной системы, заключающуюся в калибровке прибора и выборе геометрии ячейки (конус-плита или коаксиальные цилиндры), исходя из ожидаемой вязкости образца. Термостатирование обеспечивало контроль температуры для моделирования климатических условий. Подготовка образца нефти предусматривала его дегазацию

вакуумированием, загрузку в ячейку и последующую термическую стабилизацию в течение 15–20 минут для релаксации напряжений.

При обработке данных проводилось статистическое усреднение результатов и исключение артефактов, связанных с возможным нагревом или разрушением структуры образца на высоких скоростях сдвига.

На основе усреднённых данных строились зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига $\tau(\dot{\gamma})$ и вязкости от скорости сдвига $\eta(\dot{\gamma})$.

Определение реологических свойств преследует конечную цель – построение гидравлической модели течения. Поэтому на следующем этапе исследований проводилось определение потерь давления (гидравлических сопротивлений) в трубопроводе.

3.3.2 Методика проведения исследований для определения коэффициента гидравлического сопротивления

Для исследования гидравлических сопротивлений при перекачке нефти были проведены исследования на стенде лаборатории Государственного автономного образовательного учреждения высшего образования "Альметьевский государственный технологический университет "Высшая школа нефти", представленном на рисунке 3.3.

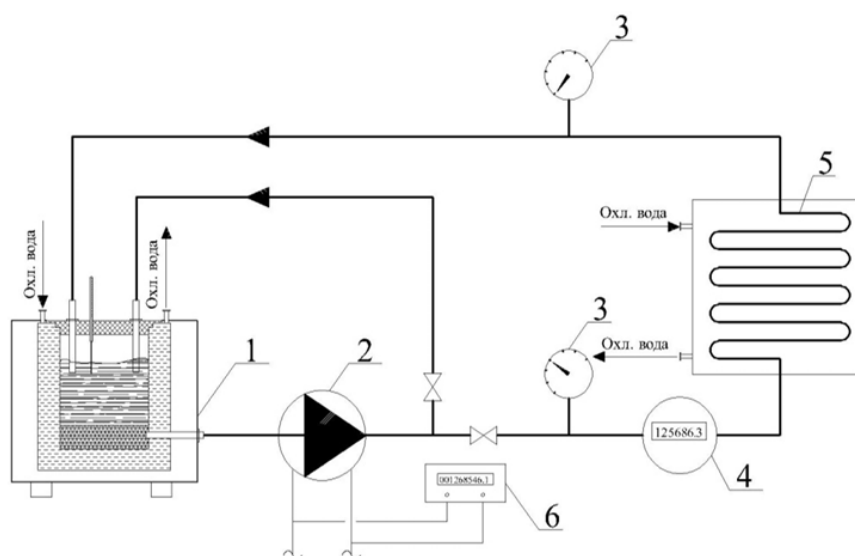


Рисунок 3.3 – Упрощенная схема лабораторного стенда [48]

- 1 – емкость, 2 – насос, 3 – манометр, 4 – расходомер, 5 – змеевик,
6 – электросчетчик

Работа лабораторного стенда заключается в циркуляции испытуемой жидкости по замкнутому контуру с контролем основных параметров потока. Жидкость предварительно помещают в расходный бак и доводят до требуемой температуры с помощью системы термостатирования. После подготовки включают насос, который обеспечивает движение жидкости через расходомер и исследовательский трубопровод с последующим возвратом в бак. В процессе эксперимента через равные промежутки времени фиксируют расход, давление и температуру жидкости. По завершении исследования насос останавливают, жидкость сливают из системы, после чего установку промывают и подготавливают к следующему эксперименту.

Для получения достоверных данных при исследовании коэффициента сопротивления по трубопроводу необходимо реализовать достаточное количество наблюдений. Среднеквадратичная ошибка результатов измерений заранее неизвестна, поэтому её необходимо предварительно оценить с помощью проведения нескольких измерений. Учитывая возможные условия работы экспериментальной установки, рассматривался диапазон скоростей от 1 до 2 м/с.

Обычно целью серии однородных опытов является определение среднего значения изменяемой величины с точностью, которая диктуется практическими нуждами и является параметром заданным. Необходимое число опытов зависит от двух показателей: от диапазона случайных изменений самой измеряемой величины и от погрешностей, присущих способу измерения [35].

Доверительный интервал Δ и доверительная вероятность P служат оценкой искомой точности. Доверительный интервал характеризуется выборочной средней $\tilde{M}$ и ограничивает возможные пределы колебаний выборочной средней около генеральной средней M .

Оценку результатов проведенных опытов проводят в соответствии с формулами (3.4-3.6):

$$\tilde{G} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \tilde{M})^2}{n - 1}}; \quad (3.4)$$

$$\tilde{m} = \frac{\tilde{G}}{\sqrt{n}}; \quad (3.5)$$

$$t = \frac{\Delta}{\tilde{m}}, \quad (3.6)$$

где t – критерий достоверности различия.

Таким образом, определив величину критерия достоверности и зная число измерений, необходимо найти величину доверительной вероятности P с помощью графика Стьюдента-Фишера. Если определенное значение доверительной вероятности P выше заданного, то считается, что поставленная цель экспериментов достигнута.

Результаты подсчета показателей надежности в соответствии с методикой, описанной в разделе 3.2, представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Определение показателей надежности эксперимента (по данным автора)

№ измерения	y_i	$\sum y_i$	$\tilde{M}_i$	$\tilde{m}_i$	Δ_i	t_i	P_i
1	0,943	-	-	-	-	-	
2	0,874	1,8174	0,9087	0,0243	0,0454	1,8687	0,78
3	0,858	2,6750	0,8917	0,0198	0,0446	2,2544	0,82
4	0,853	3,5284	0,8821	0,0163	0,0441	2,7140	0,95
5	0,838	4,3661	0,8732	0,0149	0,0437	2,9338	0,96
6	0,244	-	-	-	-	-	-
7	0,236	0,4800	0,2400	0,0026	0,0120	4,5438	0,99
8	0,234	0,7141	0,2380	0,0022	0,0119	5,3734	0,99
9	0,233	0,9470	0,2368	0,0019	0,0118	6,1804	0,99
10	0,232	1,1786	0,2357	0,0017	0,0118	6,7395	0,99
11	0,103	-	-	-	-	-	-
12	0,100	0,2033	0,1016	0,0009	0,0051	5,4835	0,99
13	0,100	0,3030	0,1010	0,0007	0,0050	6,7783	0,99
14	0,099	0,4020	0,1005	0,0007	0,0050	7,3835	0,99
15	0,099	0,5010	0,1002	0,0006	0,0050	8,5358	0,99
16	0,059	-	-	-	-	-	-
17	0,056	0,1151	0,0576	0,0009	0,0029	3,0768	0,95
18	0,056	0,1710	0,0570	0,0007	0,0029	4,0202	0,98
19	0,056	0,2274	0,0568	0,0005	0,0028	5,4571	0,99
20	0,055	0,2825	0,0565	0,0005	0,0028	5,5937	0,99

По данным таблицы видно, что воспроизводимость удовлетворительная, поэтому достаточно провести 5 измерений в каждом опыте. Надежность

обеспечивается на уровне $P = 0,95-0,99$. Расхождение между отдельными измерениями в пределах каждой серии опытов не превышает допустимых значений.

3.4 Экспериментальные исследования реологических свойств нефти и обработка полученных результатов

В ходе экспериментальных исследований реологических свойств нефти было выполнено 88 серий измерений, полученных при различных значениях температуры, скорости сдвига и объёмной доли высоковязкой нефти. Каждая серия экспериментов представляла собой совокупность точек $(\dot{\gamma}, \tau, \eta)$, соответствующих фиксированным значениям температуры T и концентрационного параметра φ .

Адекватность экспериментальных данных обеспечивалась соблюдением стационарного режима измерений. Перед регистрацией реологических характеристик каждый экспериментальный режим выдерживался в течение 10 минут до установления квазистационарного состояния потока. Регистрация значений напряжения сдвига и динамической вязкости осуществлялась в течение нескольких минут при неизменных условиях эксперимента, что позволяло исключить влияние переходных процессов и обеспечить устойчивость измеряемых величин.

В ходе каждого экспериментального исследования на ротационном вискозиметре регистрировался массив данных, включающий 300 экспериментальных точек, соответствующих значениям напряжения сдвига и динамической вязкости при заданных условиях температуры, объёмной доли высоковязкой нефти и изменяющейся скорости сдвига. Для каждого эксперимента из полного массива измерений были отобраны 20 наиболее показательных экспериментальных точек. Отбор точек осуществлялся таким образом, чтобы сохранить характер формы реологической кривой и обеспечить представительство как области малых, так и области больших скоростей сдвига.

Практика обработки реологических данных показывает, что при равномерном охвате диапазона скоростей сдвига сокращение массива экспериментальных точек до 15–25 значений не приводит к искажению характера реологического поведения

среды, при этом существенно упрощая графическое и аналитическое представление результатов [54, 59].

В соответствии с план-матрицей полного многоуровневого двухфакторного эксперимента (таблица 3.6) была проведена серия экспериментов по определению реологических свойств нефти Северо-Комсомольского месторождения, Ванкорского месторождения и их смесей в объемном соотношении 1/9, 2/8, 3/7, 4/6, 5/5, 6/4, 7/3, 8/2, 9/1, в пределах скорости сдвига от 1 до 300 с^{-1} , в диапазоне температур от 5 до 60 $^{\circ}\text{C}$. Результаты проведенных исследования приведены в Приложении А.

Предварительно был исследован образец чистой нефти Северо-Комсомольского месторождения. По результатам проведенного эксперимента была построена зависимость напряжения сдвига (Па) от скорости сдвига (с^{-1}) в диапазоне температур от 5 до 60 $^{\circ}\text{C}$ (рисунок 3.4).

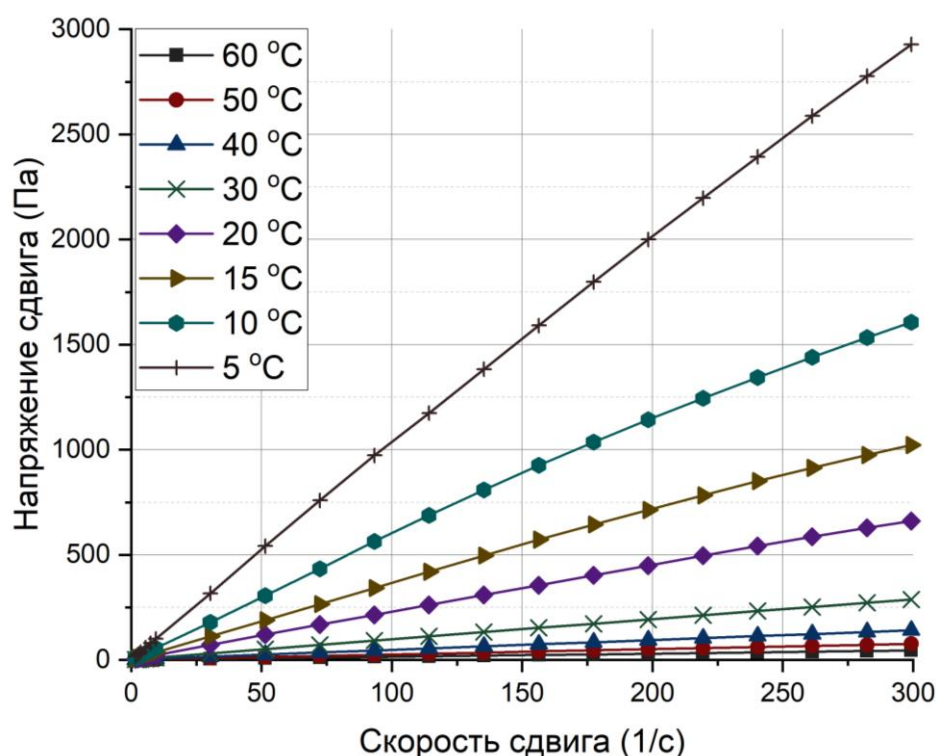


Рисунок 3.4 – Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига нефти Северо-Комсомольского месторождения в интервале температур от 5 до 60 $^{\circ}\text{C}$
(составлено автором)

Исходя из полученных предварительных результатов, можно сделать вывод, что нефть Северо-Комсомольского месторождения проявляет неньютоновские свойства при температуре ниже 40 °С.

Экспериментами установлено, что для изучаемой нефти характерны минимальные значения начального напряжения сдвига τ_0 [36, 80]. Это объясняется низким содержанием парафинов в образцах исследуемой нефти.

Аналогично был исследован образец чистой нефти Ванкорского месторождения. По результатам проведенного эксперимента была построена зависимость напряжения сдвига (Па) от скорости сдвига (с^{-1}) в диапазоне температур от 5 до 60 °С (рисунок 3.5).

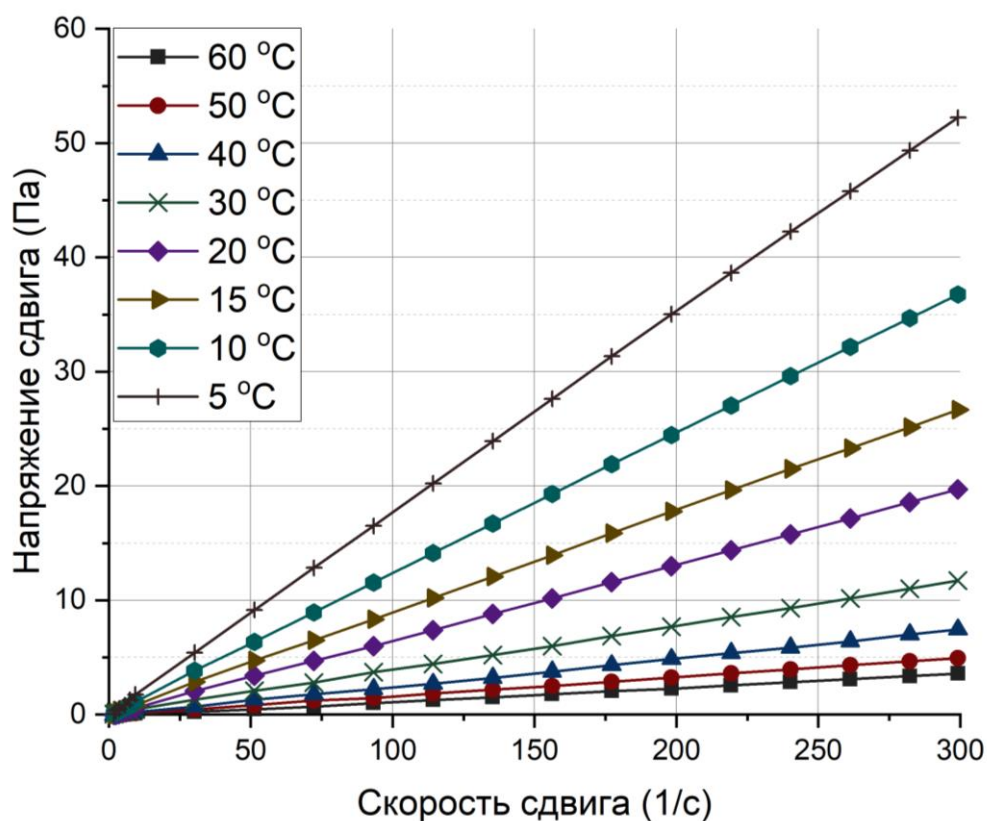


Рисунок 3.5 – Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига нефти Ванкорского месторождения в интервале температур от 5 до 60 °С (составлено автором)

Нефть Ванкорского месторождения проявляет ньютоновские свойства во всем диапазоне исследованных температур. Полученные значения напряжения сдвига заметно меньше, чем в нефти Северо-Комсомольского месторождения.

Из результатов предварительных экспериментов и анализа существующей сети трубопроводного транспорта в Ямало-Ненецком автономном округе ясно, что нефть Ванкорского месторождения можно использовать для улучшения реологических свойств нефти Северо-Комсомольского месторождения при трубопроводном транспорте.

На рисунке 3.6 приведено графическое представление зависимости коэффициента динамической вязкости от градиента скорости сдвига и концентрации высоковязкой нефти Северо-Комсомольского месторождения при температуре 5 °С.

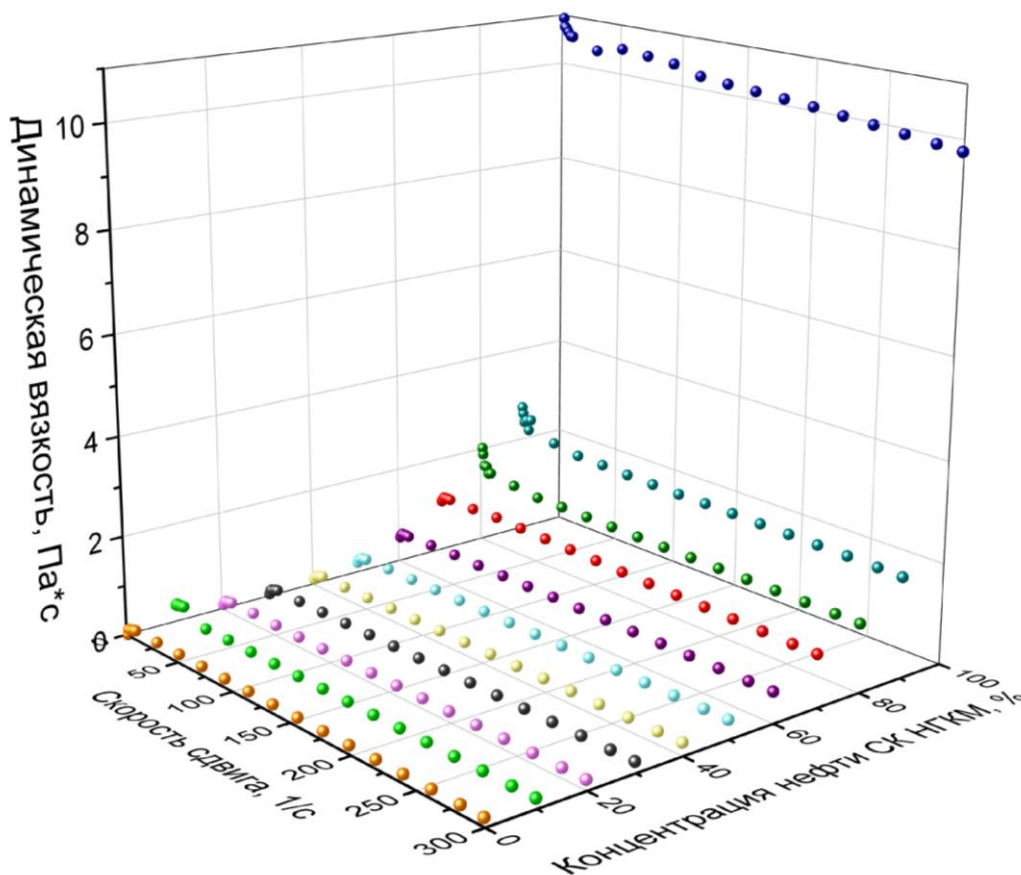


Рисунок 3.6 – Зависимость динамической вязкости от скорости сдвига и концентрации нефти Северо-Комсомольского месторождения при температуре 5 °С
(составлено автором)

Для оценки сходимости предлагаемой реологической модели с результатами экспериментальных исследований были определены эмпирические параметры, входящие в уравнение модели. Методика определения этих параметров подробно описана в разделе 4.1 диссертации.

Оценка сходимости аналитической зависимости с результатами эксперимента осуществляется на основе анализа отклонений между измеренными и расчётными значениями исследуемых величин [2, 19].

Для каждой экспериментальной точки, соответствующей фиксированным значениям скорости сдвига, температуры и объёмной доли высоковязкой нефти, определялось абсолютное отклонение экспериментального значения динамической вязкости и напряжения сдвига от расчётного значения, полученного по уравнению реологической модели.

Абсолютное отклонение для i -й экспериментальной точки определялось по выражениям (3.7-3.8):

$$\Delta\eta_i = \eta_{\text{эксп},i} - \eta_{\text{мод},i} \quad (3.7)$$

и

$$\Delta\tau_i = \tau_{\text{эксп},i} - \tau_{\text{мод},i}, \quad (3.8)$$

где $\eta_{\text{эксп},i}$ — экспериментально измеренное значение динамической вязкости, Па·с, $\eta_{\text{мод},i}$ — значение динамической вязкости, рассчитанное по уравнению модели при тех же условиях, Па·с; $\tau_{\text{эксп},i}$ — экспериментально измеренное значение напряжения сдвига, Па, $\tau_{\text{мод},i}$ — значение напряжения сдвига, рассчитанное по уравнению модели при тех же условиях, Па.

Для интегральной количественной оценки степени расхождения расчётных значений, полученных по реологической модели, с экспериментальными данными используется суммарное квадратичное отклонение [106].

Суммарное квадратичное отклонение для динамической вязкости определялось по выражению (3.9):

$$S_\eta = \sum_{i=1}^N (\eta_{\text{эксп},i} - \eta_{\text{мод},i})^2. \quad (3.9)$$

Аналогично, суммарное квадратичное отклонение для напряжения сдвига рассчитывалось по формуле (3.10):

$$S_\tau = \sum_{i=1}^N (\tau_{\text{эксп},i} - \tau_{\text{мод},i})^2, \quad (3.10)$$

Использование квадратичных отклонений обусловлено тем, что данный показатель учитывает вклад всех экспериментальных точек [19].

Для получения сопоставимой и нормированной характеристики расхождения между расчётными и экспериментальными значениями вводилось среднеквадратичное отклонение [2, 19].

Среднеквадратичное отклонение динамической вязкости определялось по выражению (3.11):

$$\sigma_{\eta} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (\eta_{\text{эксп},i} - \eta_{\text{мод},i})^2}, \quad (3.11)$$

а среднеквадратичное отклонение напряжения сдвига - по формуле (3.12):

$$\sigma_{\tau} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (\tau_{\text{эксп},i} - \tau_{\text{мод},i})^2}, \quad (3.12)$$

В таблице 3.8 представлена часть результатов расчета погрешностей при скорости сдвига 100 с^{-1} .

Таблица 3.8 – Результаты расчетов погрешностей (по данным автора)

T, °C	C, ед	$\tau_{\text{эксп}}$, Па	$\tau_{\text{мод}}$, Па	$\Delta\tau_i$	$\eta_{\text{эксп},i}$, Па · с	$\eta_{\text{мод},i}$, Па · с	$\Delta\eta_i$
60	0	1,262	6,915	-5,654	0,069	0,069	0,001
...	...	...	...	...	...	...	...
50	0,1	2,104	2,085	0,019	0,025	0,025	0,003
40	0,2	2,612	2,624	-0,012	0,014	0,014	0,001
30	0,3	4,188	4,163	0,025	0,020	0,020	0,004
20	0,4	8,506	8,521	-0,015	0,031	0,031	0,005
15	0,5	17,677	17,644	0,033	0,079	0,079	0,007
10	0,6	41,259	40,751	0,508	0,362	0,357	0,004
5	0,7	111,396	112,382	-0,986	1,196	1,209	-0,012
Суммарное квадратичное отклонение S_{τ}				112,551	Суммарное квадратичное отклонение S_{η}		0,097
Среднеквадратичное отклонение σ_{τ}				1,131	Среднеквадратичное отклонение σ_{η}		0,033

Для проверки адекватности предлагаемой реологической модели и статистической значимости расхождений между экспериментальными и расчётными данными применяют критерии Бартлетта, Кокрена, Хартли, Фишера,

Левене [12, 26]. Критерий Фишера позволяет сопоставить дисперсию отклонений модели с дисперсией экспериментальных данных [19].

Критерий Фишера имеет вид (3.13):

$$F = \frac{S_1^2}{S_2^2}, \quad (3.13)$$

где S_1^2 и S_2^2 – оценки дисперсий расчетной и экспериментальной выборок (в числителе должна быть большая из величин).

Дисперсия реологической модели характеризует степень разброса (рассеяния) значений в выборке относительно ее среднего арифметического и определяется по выражению (3.14):

$$S_1^2 = \frac{1}{N - m} \sum_{i=1}^N (x_{\text{эксп},i} - x_{\text{мод},i})^2, \quad (3.14)$$

где $x_{\text{мод},i}$ – расчетное значение исследуемой величины (динамической вязкости или напряжения сдвига); $\overline{x_{\text{мод},l}}$ – среднее расчётное значение исследуемой величины; N – общее число экспериментальных точек; m – число эмпирических параметров модели (в данном случае $m = 2$).

В качестве оценки дисперсии экспериментальных данных S_2^2 используется дисперсия воспроизводимости эксперимента (3.15):

$$S_2^2 = \frac{1}{N - 1} \sum_{i=1}^N (x_{\text{эксп},i} - \overline{x_{\text{эксп},l}})^2, \quad (3.15)$$

где $\overline{x_{\text{эксп},l}}$ — среднее значение исследуемой величины по результатам экспериментов.

Результаты определения несмещенных дисперсий модели и экспериментальных данных для напряжения сдвига и динамической вязкости, а также расчет F-критерия Фишера представлены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Результаты расчета F-критерия Фишера (по данным автора)

	S_1^2	S_2^2	F	$F_{\text{табл}} [9]$
Напряжение сдвига	1,309	1,594	1,218	1,286
Динамическая вязкость	0,00113	0,00141	1,248	

$F_{\eta} < F_{\text{табл}}$ и $F_{\tau} < F_{\text{табл}}$ при уровне значимости $\alpha = 0,05$. Таким образом, можно сделать вывод, что дисперсия отклонений между расчётными и экспериментальными значениями не превышает дисперсию экспериментальных данных и обусловлена преимущественно случайными погрешностями измерений.

Для подтверждения случайного характера отклонений между экспериментальными и расчётными значениями используют критерий Пирсона [24, 39]. В качестве статистической выборки для применения критерия Пирсона рассматривались значения отклонений между экспериментальными и расчётными данными, определяемые по выражениям (3.4) и (3.5).

Расчёт статистики критерия Пирсона осуществляется по выражению (3.16):

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^N \frac{(x_{\text{эксп},i} - x_{\text{мод},i})^2}{S_2^2}, \quad (3.16)$$

В таблице 3.10 представлены результаты расчетов величин для определения критерия Пирсона.

Таблица 3.10 – Результаты расчета критерия Пирсона (по данным автора)

	S_2^2	χ^2	$\chi^2_{\text{крит}}$
Напряжение сдвига	1,594	70,623	102,671
Динамическая вязкость	0,00141	69,129	

В соответствии с полученными результатами расчёта критерия согласия Пирсона установлено, что $\chi^2_{\tau} < \chi^2_{\text{крит}}$ и $\chi^2_{\eta} < \chi^2_{\text{крит}}$ при уровне значимости $\alpha = 0,05$. Значит, суммарные квадратичные отклонения расчётных значений напряжения сдвига и динамической вязкости, полученных по предлагаемой реологической модели, от экспериментально измеренных значений существенно меньше предельно допустимого уровня, обусловленного случайными погрешностями эксперимента.

Сходимость реологической модели с экспериментальными данными позволяет перейти к обработке и интерпретации результатов экспериментальных исследований гидравлических сопротивлений при течении исследуемых нефтяных систем в трубопроводах.

3.5 Анализ применимости существующих моделей расчёта вязкости для бинарной смеси высоковязкой смолистой нефти и разбавителя

Для оценки применимости существующих моделей смешения при описании реологических свойств исследуемой системы выполнено сопоставление экспериментальных данных с результатами расчётов по моделям Аррениуса и Кендаля-Монрое.

Расчёты выполнялись для диапазона температур от 5 до 60 °С и объёмных концентраций высоковязкой нефти от 0 до 100 %. В качестве расчётного параметра использовалась динамическая вязкость при скорости сдвига $\dot{\gamma} = 100 \text{ с}^{-1}$.

Расчёт вязкости смеси по модели Аррениуса выполнялся по выражению (3.17):

$$\ln(\eta_{mix}) = x_1 \ln(\eta_1) + x_2 \ln(\eta_2), \quad (3.17)$$

Расчёт по модели Кендаля–Монрое выполнялся по выражению (3.18):

$$\eta_{mix}^{\frac{1}{3}} = x_1 \eta_1^{\frac{1}{3}} + x_2 \eta_2^{\frac{1}{3}}, \quad (3.18)$$

Полученные расчётные значения сопоставлялись с результатами экспериментальных исследований для последующей оценки области применимости рассматриваемых моделей к описанию реологических свойств смесей нефти Северо-Комсомольского и Ванкорского месторождений (рисунки 3.7–3.9). Анализ представленных зависимостей показывает, что все рассматриваемые модели воспроизводят общий характер изменения вязкости смеси при увеличении доли высоковязкой нефти. При этом с повышением температуры наблюдается уменьшение расхождений между расчётными и экспериментальными данными для моделей Аррениуса и Кендаля–Монрое. Вероятной причиной данного эффекта является ослабление структурообразующих взаимодействий, обусловленных присутствием смолисто-асфальтеновых компонентов высоковязкой нефти, вследствие чего поведение смеси в большей степени приближается к ньютоновскому.

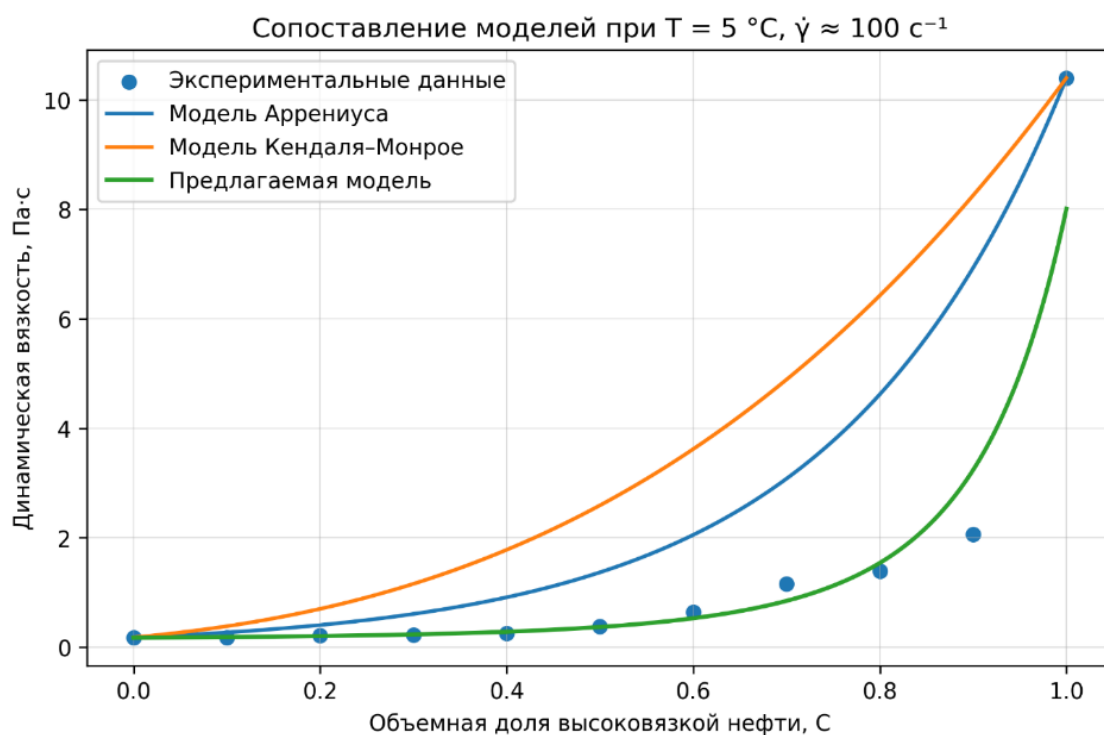


Рисунок 3.7 – Сопоставление экспериментальных и расчётных значений вязкости смеси нефтей Северо-Комсомольского и Ванкорского месторождений при температуре $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ (составлено автором)

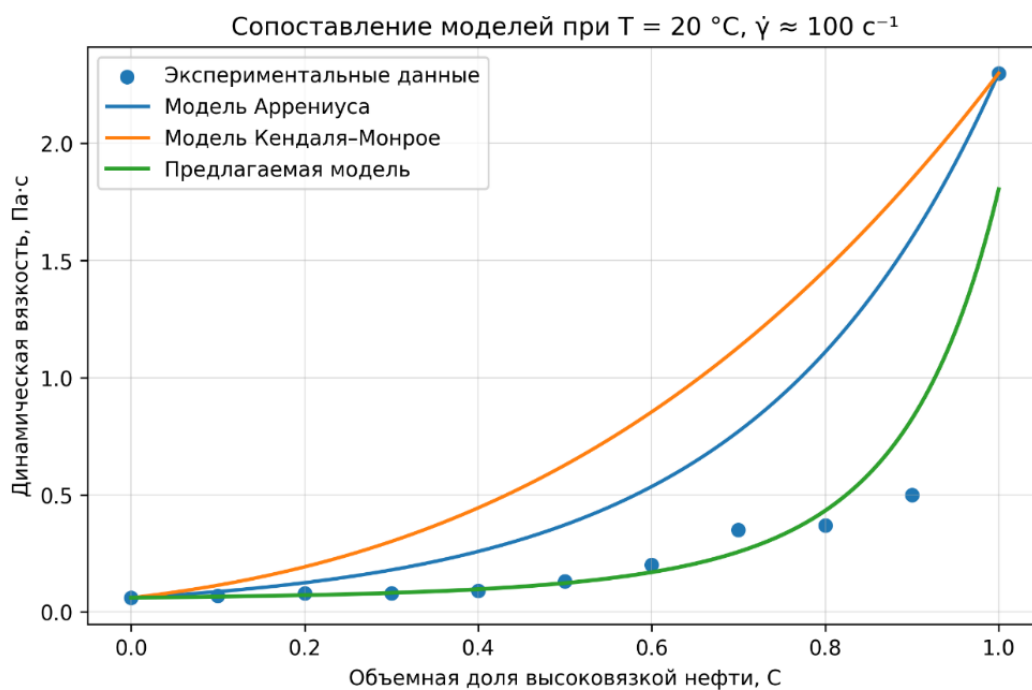


Рисунок 3.8 – Сопоставление экспериментальных и расчётных значений вязкости смеси нефтей Северо-Комсомольского и Ванкорского месторождений при температуре $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ (составлено автором)

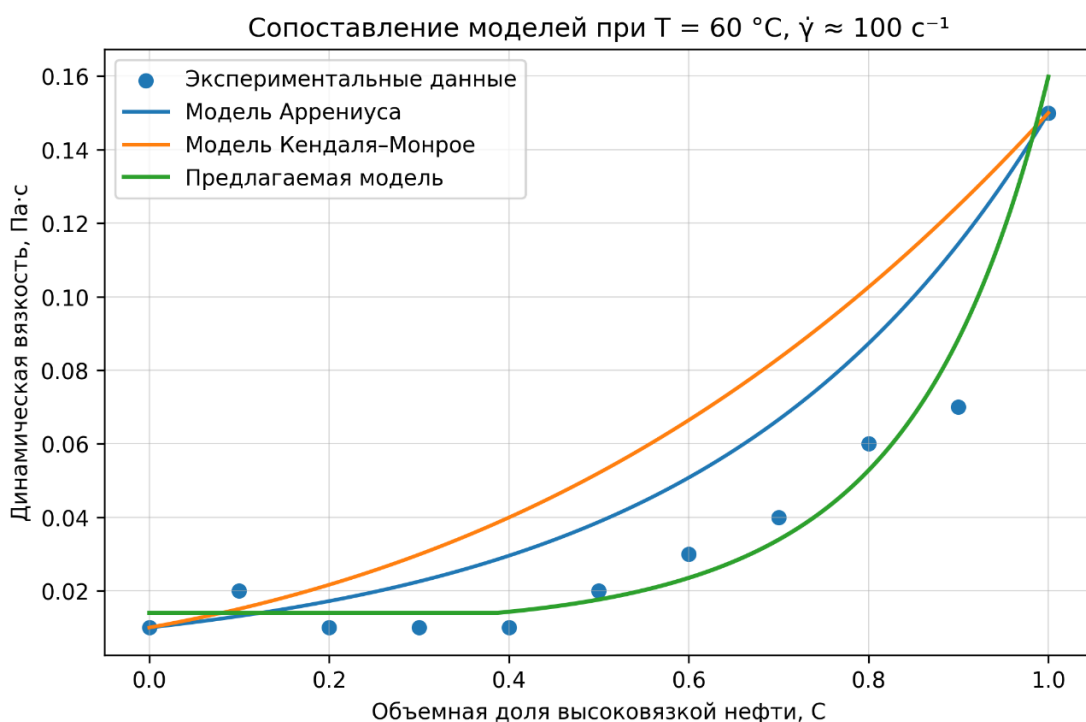


Рисунок 3.9 – Сопоставление экспериментальных и расчётных значений вязкости смеси нефтей Северо-Комсомольского и Ванкорского месторождений при температуре $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ (составлено автором)

В качестве критерия применимости модели принималось сохранение псевдопластического характера течения исследуемых смесей. По результатам обработки экспериментальных данных установлены предельные температуры применения модели для различных концентраций высоковязкой нефти (рисунок 3.10). Из рисунка 3.10 следует, что для нефти Северо-Комсомольского месторождения модель может применяться в диапазоне температур от $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $40\text{ }^{\circ}\text{C}$. Для смесей с содержанием высоковязкой нефти $70\text{--}90\text{ }\%$ область применения ограничивается температурой $30\text{ }^{\circ}\text{C}$, для смеси с содержанием высоковязкой нефти $60\text{ }\%$ - температурой $20\text{ }^{\circ}\text{C}$, а при содержании высоковязкой нефти менее $50\text{ }\%$ применение модели целесообразно только в области низких температур.

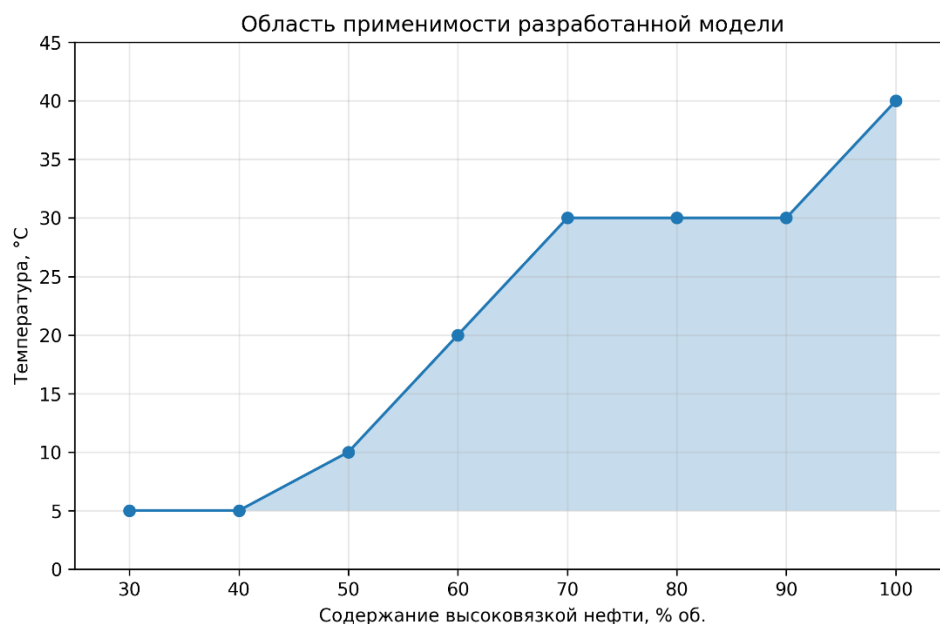


Рисунок 3.10 – Область применимости разработанной температурно-концентрационной модели по критерию сохранения псевдопластичных свойств смеси (составлено автором)

3.6 Экспериментальные исследования гидравлических сопротивлений и обработка полученных результатов

Для проведения экспериментальных исследований гидравлических сопротивлений при транспортировке высоковязкой нефти использовалась проба нефти, отобранная на ЛПДС «Пурпе». Данная проба представляет собой смесь нефтей различных месторождений, поступающих в трубопроводную систему и смешивающихся в процессе совместной транспортировки. Таким образом, исследуемая нефть характеризует реальные условия эксплуатации и позволяет получить экспериментальные данные, отражающие фактические гидравлические параметры перекачки многокомпонентной нефтяной смеси. Основные физико-химические свойства исследуемой нефти представлены в таблице 3.11.

Таблица 3.11 – Свойства исследуемой смеси нефти (по данным автора)

Наименование показателя	Значение
Плотность нефти при 20 °C, кг/м ³	866,2
Плотность нефти при 15 °C, кг/м ³	869,7
Вязкость нефти, сСт	15
Массовая доля воды, %	0,14
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³	15
Массовая доля серы, %	0,0058

Продолжение таблицы 3.11

Наименование показателя	Значение
Массовая доля парафина, %	0,23

Полученные в результате экспериментов исходные данные, а также результаты вычисления коэффициента гидравлического сопротивления для рассматриваемых режимов течения представлены в таблице 3.12.

Таблица 3.12 – Результаты экспериментальных исследований гидравлических сопротивлений (по данным автора)

D, м	L, м	ν , сСт	Q, м ³ /ч	v , м/с	Re	ΔP , кПа	λ
0,02	2,75	0,000015	0,190	0,30	397,83	5	0,943
			0,197	0,31	413,18	5	0,874
			0,199	0,31	417,21	5	0,858
			0,199	0,31	418,21	5	0,853
			0,201	0,32	422,11	5	0,838
			0,373	0,59	782,57	5	0,244
			0,380	0,60	795,91	5	0,236
			0,381	0,60	799,06	5	0,234
			0,382	0,60	801,07	5	0,233
			0,383	0,60	802,83	5	0,232
			0,574	0,90	1204,18	5	0,103
			0,582	0,92	1220,41	5	0,100
			0,582	0,92	1221,42	5	0,100
0,02	2,75	0,000015	0,585	0,92	1226,83	5	0,099
			0,585	0,92	1226,33	5	0,099
			0,759	1,19	1591,95	5	0,059
			0,781	1,23	1638,50	5	0,056
			0,779	1,23	1633,47	5	0,056
			0,779	1,22	1632,71	5	0,056
			0,783	1,23	1641,27	5	0,055

Для сопоставления экспериментальных результатов с теоретическими зависимостями, рассмотренными в главе 2, на основе полученных значений коэффициента гидравлического сопротивления была построена экспериментальная зависимость $\lambda = f(Re)$. Результаты представлены в виде графической зависимости коэффициента гидравлического сопротивления от числа Рейнольдса (рисунок 3.11). Как видно из рисунка 3.11, экспериментальные значения коэффициента гидравлического сопротивления демонстрируют закономерное изменение в зависимости от числа Рейнольдса и в целом согласуются с расчетной зависимостью, полученной по формуле, приведённой в главе 2.

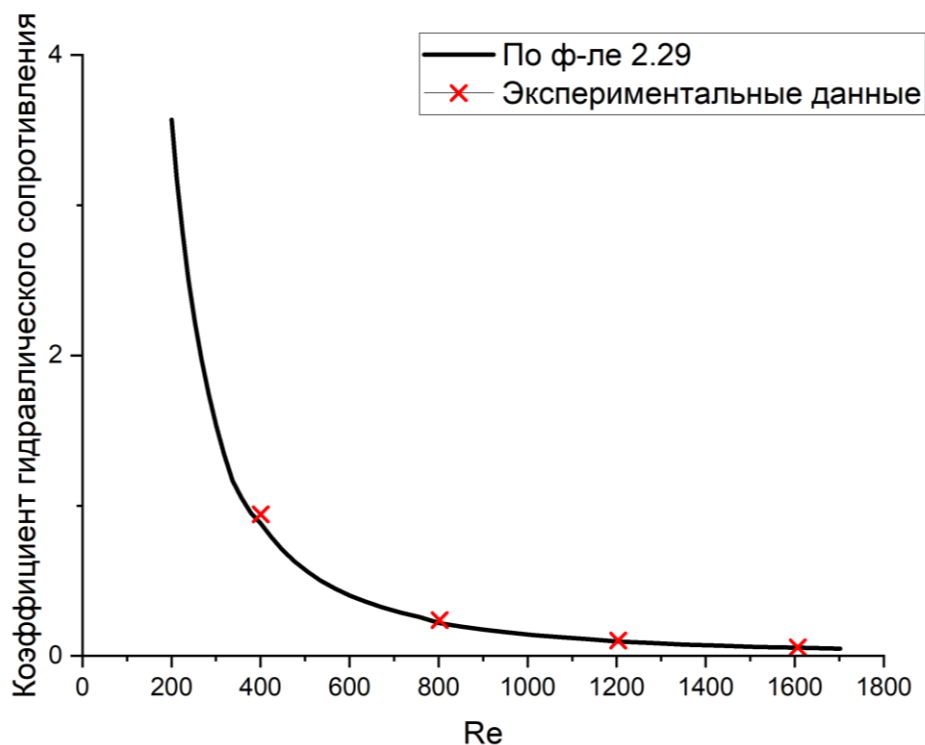


Рисунок 3.11 – Результаты экспериментального исследования коэффициента гидравлического сопротивления и график функции $\lambda(\text{Re})$ по формуле 2.29 (составлено автором)

Для количественной оценки соответствия экспериментальных данных расчетной зависимости, была выполнена оценка абсолютной погрешности по выражению (3.19):

$$\Delta\lambda = |\lambda_{\text{эксп}} - \lambda_{\text{теор}}|, \quad (3.19)$$

где $\lambda_{\text{эксп}}$ – экспериментальное значение коэффициента гидравлического сопротивления; $\lambda_{\text{теор}}$ – расчетное значение.

Относительная погрешность определялась по формуле (3.20):

$$\delta = \frac{|\lambda_{\text{эксп}} - \lambda_{\text{теор}}|}{\lambda_{\text{теор}}} \cdot 100\%. \quad (3.20)$$

В результате обработки экспериментальных данных установлено:

- среднее значение абсолютной погрешности составляет 0,024, максимальное – 0,065;
- среднее значение относительной погрешности составляет 7,97%, максимальное – 9,48%.

Для оценки адекватности предложенной зависимости вычислено среднеквадратичное отклонение по формуле (3.21):

$$\delta_{\text{ср}} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum (\lambda_{\text{эксп}} - \lambda_{\text{теор}})^2}, \quad (3.21)$$

где n – число экспериментальных точек.

В результате расчетов получено, что $\delta = 0,034$. Полученное значение свидетельствует о малом разбросе экспериментальных данных относительно теоретической зависимости.

Для оценки степени соответствия экспериментальных данных расчетной зависимости использован коэффициент детерминации R^2 , определяемый по выражению (3.22)

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (\lambda_{\text{эксп}} - \lambda_{\text{теор}})^2}{\sum_{i=1}^n (\lambda_{\text{эксп}} - \bar{\lambda}_{\text{эксп}})^2}, \quad (3.22)$$

где $\bar{\lambda}_{\text{эксп}}$ – среднее значение экспериментальных данных.

Полученное значение $R^2 = 0,961$ свидетельствует о высокой степени корреляции между расчетными и экспериментальными значениями.

Полученные результаты подтверждают применимость рассматриваемой расчетной зависимости для оценки гидравлических сопротивлений при транспортировании исследуемой высоковязкой нефти в рассматриваемом диапазоне режимов течения (приложение Г).

3.7 Выводы к главе 3

В главе 3 представлены результаты экспериментальных исследований реологических свойств смеси нефти Северо-Комсомольского и Ванкорского месторождений, а также гидравлических сопротивлений при ее течении в трубопроводе. Проведенные исследования направлены на экспериментальную проверку теоретических положений, разработанных в главе 2, и определение параметров реологической модели, необходимых для последующего гидравлического расчета трубопроводного транспорта высоковязких нефтяных смесей.

По результатам выполненных исследований установлено следующее:

1. Разработан план экспериментальных исследований, в соответствии с поставленными задачами определены диапазоны изменения скорости сдвига, температуры и состава нефтяной смеси.
2. Разработана методика проведения экспериментальных исследований реологических свойств нефтяных смесей.
3. В результате проведенных экспериментов получены реологические характеристики смеси нефти Северо-Комсомольского и Ванкорского месторождений при различных соотношениях компонентов. Установлено, что исследуемая нефтяная смесь проявляет псевдопластичные свойства и ее реологическое поведение может быть удовлетворительно описано модифицированной степенной моделью Оствальда.
4. На основании обработки экспериментальных данных определены значения коэффициента консистенции и показателя течения для исследуемых нефтяных смесей.
5. Разработаны температурно-концентрационные зависимости для определения коэффициента консистенции и показателя течения смеси нефти Северо-Комсомольского и Ванкорского месторождений. Выполнено сравнение результатов расчёта с моделями Аррениуса и Кендаля–Монрое. Показано, что предлагаемая модель обеспечивает наилучшее соответствие экспериментальным данным во всём исследованном диапазоне температур и концентраций.
6. Проведены экспериментальные исследования гидравлических сопротивлений при движении исследуемой нефтяной смеси в трубопроводе.
7. Выполнено сопоставление экспериментальных данных с теоретическими зависимостями, полученными в главе 2. Показано, что предложенная в работе зависимость для определения коэффициента гидравлического сопротивления удовлетворительно описывает результаты экспериментальных исследований.

ГЛАВА 4 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ ТРУБОПРОВОДОВ В СУРОВЫХ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

4.1 Методика определения реологических параметров нефтяной смеси Северо-Комсомольского и Ванкорского месторождений для их трубопроводного транспорта

Целью настоящего раздела является разработка методики определения реологических параметров нефтяной смеси на основе модели, предложенной в главе 2 диссертации.

При разработке методики приняты следующие допущения:

1. Течение смеси рассматривается как стационарное.
2. Нефтяная смесь является однородной и нерасщепляющейся.
3. Температурное поле задаётся и считается известным.
4. Влияние газовой фазы и механических примесей на реологические свойства не учитывается.
5. Течение носит ламинарный или переходный характер с учётом неньютоновских свойств жидкости.

Результаты экспериментальных исследований, представленные в главе 3, показывают, что нефть Северо-Комсомольского месторождения обладает выраженными неньютоновскими свойствами и проявляет псевдопластичное поведение, особенно при пониженных температурах. В то же время нефть Ванкорского месторождения характеризуется существенно меньшей вязкостью и в рассматриваемом диапазоне температур может быть приближённо отнесена к ньютоновским жидкостям.

В качестве примера систематизированного массива экспериментальных данных в таблице 4.1 приведён фрагмент результатов вискозиметрических измерений для случая нулевой объёмной доли высоковязкой нефти $\varphi = 0$. Таблица содержит значения температуры, скорости сдвига, напряжения сдвига и рассчитанной динамической вязкости, полученные в широком диапазоне скоростей сдвига. Полный массив экспериментальных данных, включающий 161 строку

измерений и охватывающий все исследованные температурные режимы, приведён в Приложении А.

Таблица 4.1 – Фрагмент экспериментальных данных для определения реологических параметров при $\varphi = 0$ (по данным автора)

Температура, °С	Скорость сдвига, 1/с	Напряжение сдвига, Па	Динамическая вязкость, Па·с
60	1,83	0,233	0,127
60	9,38	0,102	0,0108
60	72,29	0,704	0,0097
60	198,27	2,257	0,0114
60	299,22	3,579	0,0120
...	...	...	...
20	1,67	0,027	0,0044
20	93,36	5,981	0,0641
20	299,35	19,710	0,0658
...	...	...	...

Сформированные массивы экспериментальных данных для каждой пары параметров T и φ используются для последующего определения реологических параметров степенной модели течения. Для этого экспериментальные зависимости $\tau(\dot{\gamma})$ и $\eta(\dot{\gamma})$ приводят к линейному виду путём логарифмического преобразования.

В качестве аппроксимационного уравнения принимается модель Оствальда–де Вааля (2.3).

Для определения параметров степенной реологической модели из систематизированных экспериментальных данных необходимо построить логарифмические зависимости между напряжением сдвига и скоростью сдвига в соответствии с выражением (4.1):

$$\ln \tau = \ln K + n \cdot \ln \dot{\gamma}. \quad (4.1)$$

Таким образом, в логарифмических координатах зависимость между напряжением сдвига и скоростью сдвига должна описываться линейной функцией, наклон которой соответствует показателю течения n , а свободный член определяет логарифм коэффициента консистенции $\ln K$.

Экспериментальные точки для каждой серии измерений с фиксированными значениями температуры T и объёмной доли высоковязкой нефти φ были представлены в координатах $\ln \tau = f(\ln \dot{\gamma})$.

На рисунках 4.1–4.4 приведены примеры логарифмических зависимостей $\ln \tau = f(\ln \dot{\gamma})$, полученных при различных температурных режимах и фиксированной объёмной доле высоковязкой нефти. Каждая зависимость построена на основе экспериментальных данных одной серии измерений и включает полный диапазон реализованных скоростей сдвига.

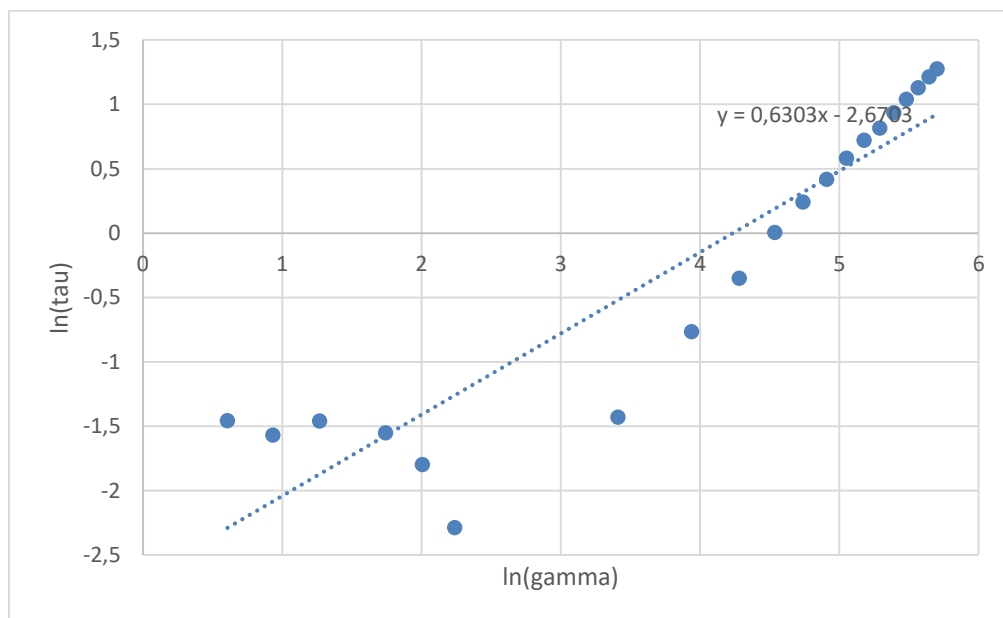


Рисунок 4.1 – Зависимость натурального логарифма напряжения сдвига от натурального логарифма скорости сдвига при температуре 60 °С и концентрации высоковязкой нефти 0% (составлено автором)

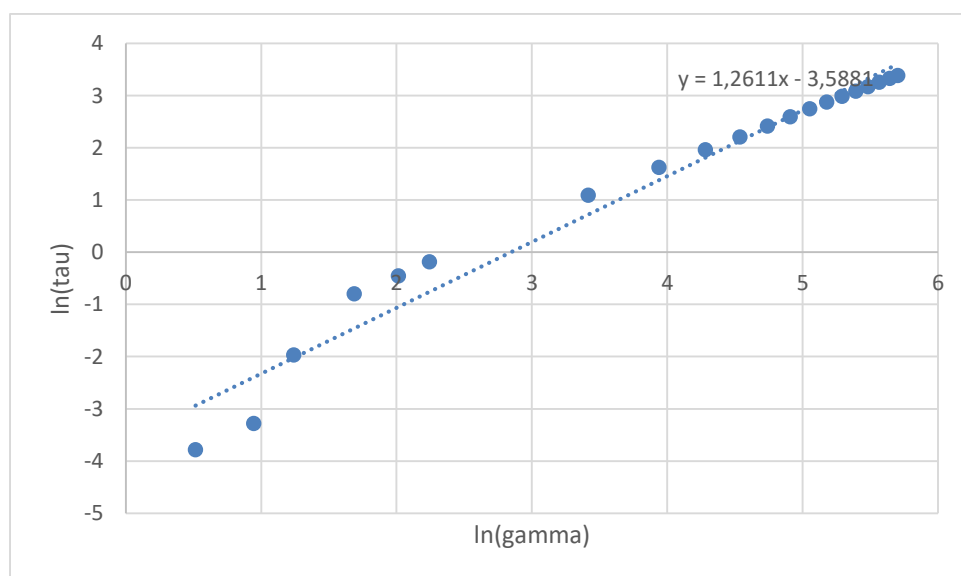


Рисунок 4.2 – Зависимость натурального логарифма напряжения сдвига от натурального логарифма скорости сдвига при температуре 40 °С и концентрации высоковязкой нефти 70% (составлено автором)

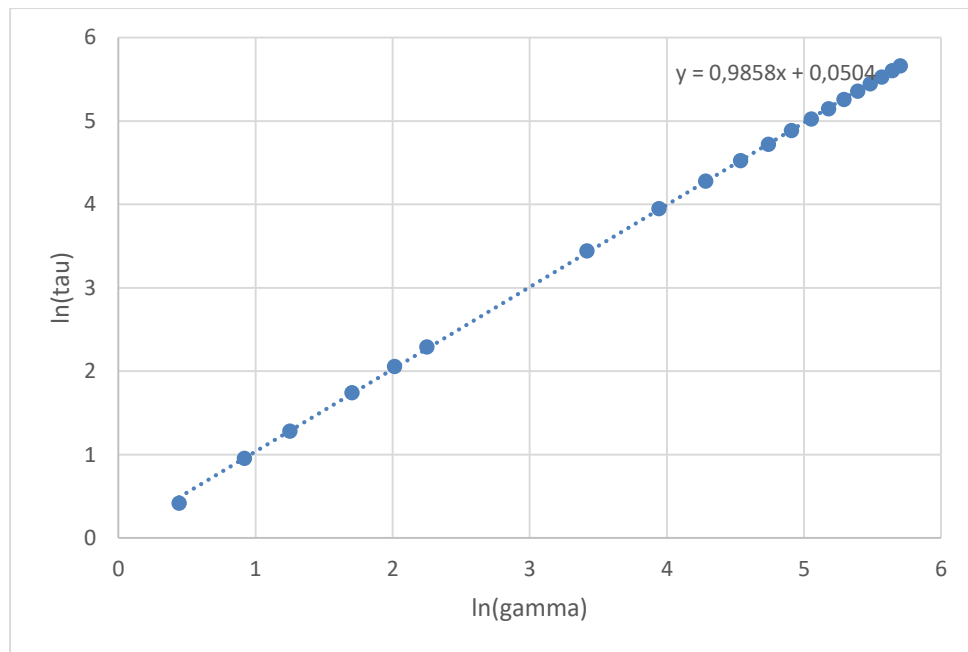


Рисунок 4.3 – Зависимость натурального логарифма напряжения сдвига от натурального логарифма скорости сдвига при температуре 30 °С и концентрации высоковязкой нефти 100% (составлено автором)

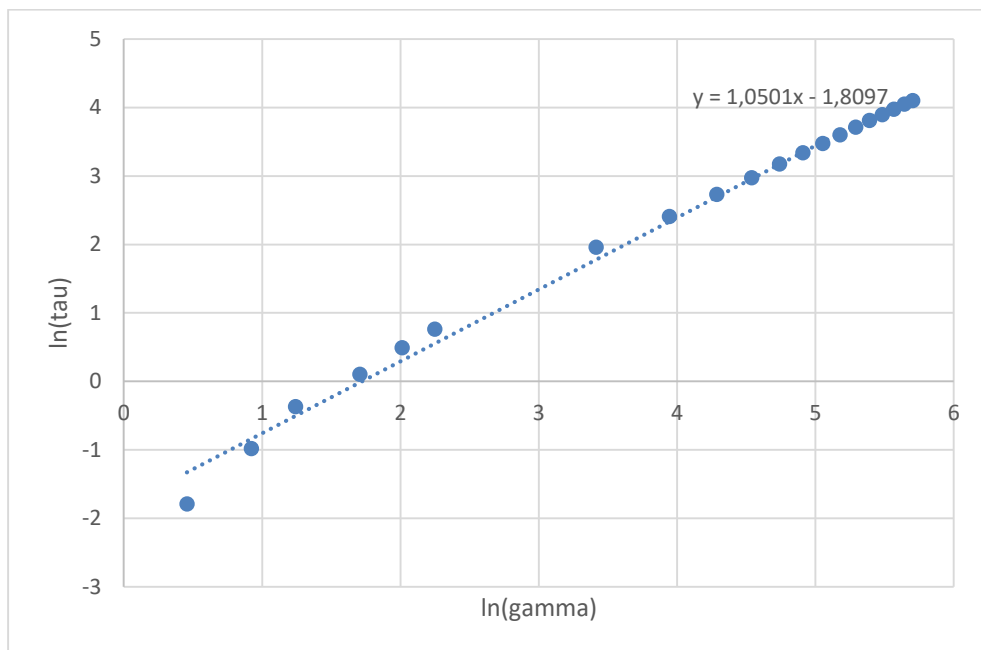


Рисунок 4.4 – Зависимость натурального логарифма напряжения сдвига от натурального логарифма скорости сдвига при температуре 5 °С и концентрации высоковязкой нефти 20% (составлено автором)

Для каждой логарифмической зависимости необходимо провести линейную аппроксимацию экспериментальных точек. В результате аппроксимации для каждой серии измерений получают уравнение прямой вида (4.2):

$$y = ax + b. \quad (4.2)$$

где $x = \ln \dot{\gamma}$, $y = \ln \tau$, a — коэффициент наклона прямой, b — значение ординаты при $x = x_0$.

Показатель течения n определяется непосредственно как коэффициент наклона аппроксимирующей прямой $n = a$.

Коэффициент консистенции K вычислялся по значению свободного члена уравнения регрессии (4.3):

$$K = \exp(b). \quad (4.3)$$

Таким образом, для каждой экспериментальной серии, соответствующей фиксированным значениям температуры и объёмной доли высоковязкой нефти, на основании одного логарифмического графика можно определить пару реологических параметров n и K .

Для примера определения параметров степенной реологической модели рассмотрим экспериментальную серию, полученную при температурах 60 °С и концентрации высоковязкой нефти 0% (рисунок 4.1). Для данной серии экспериментов были получены значения скорости сдвига $\dot{\gamma}$ и соответствующего напряжения сдвига τ в широком диапазоне режимов течения.

Индекс течения n соответствует углу наклона аппроксимирующей прямой и приравнивается к a . Для смеси при 60 °С на 0% состоящей из высоковязкой нефти индекс течения равен 0,6303.

Коэффициент консистенции по формуле (4.3) при этих же условиях равен

$$K = \exp(-2,6703) = 0,069$$

Таким образом, была сформирована таблица, представленная в Приложении Б, и часть которой приведена в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Результаты определения индекса течения n и коэффициента консистенции K (по данным автора)

Температура, °С	Объёмная концентрация высоковязкой нефти, %	Индекс течения n	Коэффициент консистенции K
60	0	0,630	0,069
40	70	1,261	0,028
30	100	0,986	1,052
5	20	1,050	0,164

Аналогичная процедура определения показателя течения и коэффициента консистенции была применена ко всем экспериментальным сериям, сформированным в результате систематизации исходных данных.

Полученные зависимости и определённые параметры реологической модели могут быть использованы при выполнении гидравлических расчётов трубопроводных систем, предназначенных для транспортирования высоковязкой нефти и её смесей. В связи с этим в следующей главе рассматривается применение разработанной модели при расчёте гидравлических сопротивлений и параметров транспортирования смеси нефти на примере магистрального трубопровода Пурпе – Самотлор.

4.2. Определение эмпирических коэффициентов реологической модели и оптимизация объема экспериментальных исследований

Разработанная реологическая модель течения бинарных нефтяных смесей требует определения входящих в неё эмпирических коэффициентов β_{K1} , β_{K2} , k_i , ξ_1 , ξ_2 . Идентификация этих коэффициентов должна выполняться на основе минимально достаточного набора экспериментальных данных, обеспечивающего устойчивость параметров и однозначность решения задачи регрессии.

Поскольку число идентифицируемых коэффициентов равно пяти, минимально достаточное число экспериментальных серий для их устойчивого определения принято равным (4.4):

$$N_{min} = 3 \cdot m = 15, \quad (4.4)$$

где $m = 5$ – число определяемых коэффициентов.

Экспериментальные серии формируются в виде матрицы значений температуры T и концентрации высоковязкого компонента C , обеспечивающей равномерное покрытие области изменения факторов. Минимально достаточный набор из 15 серий реализуется как декартово произведение трех уровней температуры и пяти уровней концентрации (4.5):

$$T = \{T_{min}, T_{mid}, T_{max}\}, \quad C = \{0, C_1, C_2, C_3, 1\}, \quad (4.5)$$

где T_{min} и T_{max} соответствуют границам эксплуатационного диапазона, T_{mid} – его середине, а значения C_1, C_2, C_3 выбираются таким образом, чтобы обеспечить равномерную дискретизацию интервала изменения концентрации.

Для каждой из 15 экспериментальных серий при фиксированных значениях T и C проводится определение параметров степенной реологической модели. По экспериментальным данным «напряжение сдвига – скорость сдвига» выполняется линеаризация зависимости в логарифмических координатах по формуле 4.3.

В результате аппроксимации методом наименьших квадратов определяются значения показателя течения $n(T, C)$ и коэффициента консистенции $K(T, C)$.

Зависимость коэффициента консистенции от параметров процесса записывается в виде (4.6):

$$K = g(T, C, \beta_{K1}, \beta_{K2}). \quad (4.6)$$

Идентификация коэффициентов β_{K1}, β_{K2} выполняется путем минимизации функционала невязки (4.7):

$$S_K = \sum_{i=1}^{15} [K_i^{\text{эксп}} - K_i^{\text{расч}}(T_i, C_i)]^2. \quad (4.7)$$

При этом должны учитываться ограничения:

1. Положительность K ;
2. Монотонное снижение K с ростом температуры;
3. Асимметричность зависимости по концентрации, обусловленная различием свойств компонентов.

Коэффициенты β_{K1} и β_{K2} количественно описывают отклонение реальной зависимости $K(C)$ от линейного закона смешения и отражают различный вклад компонентов в формирование вязкостной структуры смеси

Зависимость показателя течения от температуры и концентрации представляется в виде функции (4.8):

$$n = f(T, C, k_i, \xi_1, \xi_2). \quad (4.8)$$

Оценка коэффициентов k_i, ξ_1, ξ_2 осуществляется аналогично через минимизацию функционала (4.9):

$$S_n = \sum_{i=1}^{15} [n_i^{\text{эксп}} - n_i^{\text{расч}}(T_i, C_i)]^2. \quad (4.9)$$

Минимизация проводится методом наименьших квадратов с учетом следующих условий:

1. Монотонного увеличения n с ростом температуры;
2. Отсутствия экстремумов в диапазоне концентраций.

Коэффициент k_i определяется преимущественно из температурной составляющей зависимости и характеризует интенсивность перехода к ньютоновскому режиму. Коэффициенты ξ_1 и ξ_2 определяются из концентрационной части зависимости и обеспечивают аппроксимацию нелинейного изменения n по составу смеси.

После определения коэффициентов β_{K1} , β_{K2} , k_i , ξ_1 , ξ_2 расчет реологических параметров осуществляется без проведения дополнительных экспериментов (4.10):

$$K = g(t, C), \quad n = f(T, C), \quad (4.10)$$

Полученные значения используются для определения обобщенного числа Рейнольдса и коэффициента гидравлического сопротивления при расчете трубопроводов.

Таким образом, применение модели позволяет заменить полный факторный эксперимент по температуре и концентрации (порядка 80–90 серий) ограниченным набором из 15 опытов с последующим аналитическим восстановлением реологических параметров во всей области изменения факторов.

4.3 Расчет гидравлических сопротивлений при транспорте смеси нефти по трубопроводу Пурпе-Самотлор

Полученные в разделе 4.1 реологические параметры смеси нефти Северо-Комсомольского и Ванкорского месторождений позволяют перейти к определению гидравлических характеристик её движения в трубопроводе. Знание коэффициента консистенции и показателя течения степенной модели дает возможность использовать обобщенные критерии подобия для неньютоновских жидкостей и

выполнять расчет гидравлических сопротивлений при транспортировании такой среды.

Расчет потерь давления при движении неньютоновской жидкости в трубопроводе основывается на использовании обобщенного числа Рейнольдса и зависимостей для коэффициента гидравлического сопротивления, учитывающих реологические параметры транспортируемой среды. В качестве базового уравнения для определения потерь давления по длине трубопровода применяется уравнение Дарси–Вейсбаха, в котором коэффициент гидравлического сопротивления определяется через параметры течения степенной жидкости.

В разделе 4.1 рассмотрена методика применения модифицированной степенной реологической модели Оствальда для описания реологических свойств смеси нефти Северо-Комсомольского и Ванкорского месторождений. Использование данной модели позволяет учитывать неньютоновский характер течения исследуемой нефтяной системы и применять полученные реологические параметры при расчете параметров трубопроводного транспорта.

В соответствии с модифицированной степенной моделью зависимость напряжения сдвига от скорости деформации может быть представлена выражением (4.11):

$$\tau = K(T, C) \cdot \dot{\gamma}^{n(T, C)}. \quad (4.11)$$

Эффективная вязкость степенной жидкости определяется соотношением (4.12):

$$\eta = K(T, C) \cdot \dot{\gamma}^{n(T, C)-1}, \quad (4.12)$$

При движении жидкости в трубопроводе величина скорости сдвига связана со средней скоростью потока и геометрическими параметрами трубопровода. Для течения степенной жидкости в круглой трубе скорость сдвига у стенки может быть определена выражением (4.13):

$$\dot{\gamma} = \frac{8\omega}{D}, \quad (4.13)$$

где ω – средняя скорость движения жидкости, м/с; D – внутренний диаметр трубопровода, м.

Подстановка данного выражения в зависимость для эффективной вязкости позволяет определить реологические характеристики транспортируемой смеси в условиях трубопроводного течения.

Как показано в главе 2 настоящей работы, при использовании модифицированной степенной реологической модели Оствальда для описания течения высоковязких нефтей вводится обобщенное число Рейнольдса, учитывающее реологические параметры транспортируемой среды. Выражение для данного критерия подобия получено на основе анализа уравнений движения неньютоновской жидкости и имеет вид (4.14):

$$Re_g = \frac{\rho \cdot \omega^{2-n(T,C)} \cdot D^{n(T,C)}}{8^{n(T,C)-1} \cdot K(T,C) \cdot \left(\frac{3n(T,C) + 1}{4n(T,C)} \right)^{n(T,C)}} \quad (4.14)$$

Использование данного критерия позволяет учитывать влияние реологических параметров $K(T, C)$ и $n(T, C)$ на гидродинамические характеристики потока при транспортировании смеси высоковязких нефтей.

В главе 2 настоящей работы также получена функциональная зависимость коэффициента гидравлического сопротивления для течения высоковязкой нефти, описываемой модифицированной степенной реологической моделью Оствальда. Данная зависимость устанавливает связь коэффициента гидравлического сопротивления с обобщенным числом Рейнольдса и реологическими параметрами транспортируемой среды. Использование предложенной зависимости позволяет учитывать влияние неньютоновских свойств нефти на величину гидравлических потерь при ее транспортировании по трубопроводу.

Следует отметить, что транспортирование высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера сопровождается значительными изменениями температуры транспортируемой среды по длине трубопровода. Как показано в главе 2, изменение температурного режима приводит к изменению вязкости нефтяной смеси и, соответственно, к изменению ее реологических параметров. В связи с этим при гидравлическом расчете трубопроводного транспорта высоковязких нефтей

необходимо учитывать неизотермический характер течения транспортируемой среды.

Расчет потерь давления при движении транспортируемой смеси по трубопроводу выполняется на основе уравнения Дарси–Вейсбаха (4.15):

$$\Delta P = \lambda \frac{L}{D} \frac{\rho \omega^2}{2}, \quad (4.15)$$

где ΔP – потери давления по длине трубопровода, Па.

При этом значение коэффициента гидравлического сопротивления определяется по зависимости, полученной в главе 2 настоящей работы для течения высоковязкой нефти, описываемой модифицированной степенной реологической моделью Оствальда.

Схема методики расчета гидравлических сопротивлений представлена на рисунке 4.5.

Таким образом, предложенная методика расчета гидравлических сопротивлений основана на использовании модифицированной степенной реологической модели Оствальда и полученных в настоящей работе зависимостей для обобщенного числа Рейнольдса и коэффициента гидравлического сопротивления. Применение данной методики позволяет учитывать влияние реологических характеристик транспортируемой смеси и температурного режима на гидравлические параметры потока и выполнять расчет потерь давления при транспортировании смеси высоковязких нефтей по трубопроводам.

Полученные зависимости могут быть использованы при гидравлическом расчете трубопроводных систем, предназначенных для транспортирования высоковязких нефтей и их смесей в осложненных природно-климатических условиях (приложение Б).

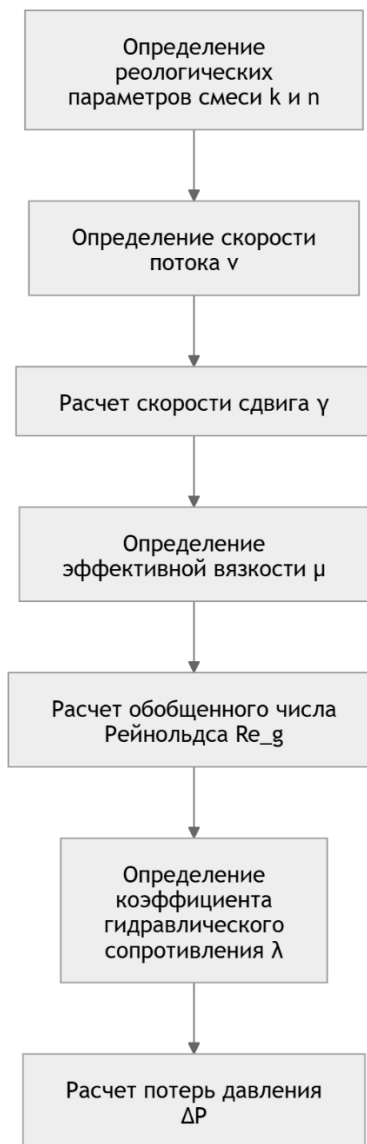


Рисунок 4.5 – Схема методики расчета гидравлических сопротивлений
(составлено автором)

4.4 Анализ влияния температуры и состава смеси на показатели трубопроводного транспорта высоковязкой смолистой нефти

Разработанная модификация степенной модели позволяет определять реологические параметры смеси во всём исследованном диапазоне температур и концентраций, что создаёт возможность для расчёта гидравлических характеристик потока и последующего анализа энергетической эффективности различных режимов транспортировки.

В качестве исходных данных для расчёта использованы полученные в главе 3 температурно-концентрационные зависимости коэффициента консистенции и

показателя течения смеси нефти Северо-Комсомольского и Ванкорского месторождений.

При анализе учитывались требования к нефти, сдаваемой в систему магистрального трубопроводного транспорта ПАО «Транснефть». В соответствии с действующими требованиями плотность товарной нефти не должна превышать 895 кг/м³.

Плотность смеси определялась с учётом объёмного содержания компонентов (4.16):

$$\rho_{\text{см}}(T, C) = \rho_{\text{вв}}(T)C + \rho_{\text{р}}(T)(1 - C), \quad (4.16)$$

где $\rho_{\text{см}}(T, C)$ – плотность смеси, т/м³; $\rho_{\text{р}}(T)$ – плотность нефти разбавителя, т/м³; $\rho_{\text{вв}}(T)$ – плотность высоковязкой нефти, т/м³; C – объёмная доля высоковязкой нефти.

Область допустимых составов смеси определялась из условия (4.17):

$$\rho_{\text{см}}(T, C) \leq 0,895 \text{ т/м}^3. \quad (4.17)$$

Для оценки энергетической эффективности транспортировки использованы удельные энергозатраты на преодоление гидравлических сопротивлений при перекачке одной тонны смеси (4.18):

$$e(T, C) = \frac{\Delta P(T, C)}{\rho_{\text{см}}(T, C)}, \quad (4.18)$$

где $e(T, C)$ – удельные энергозатраты, Дж/т; $\Delta P(T, C)$ – потери давления на рассматриваемом участке трубопровода, Па.

Расчёт выполнялся для участка нефтепровода Пурпе–Самотлор протяжённостью 429 км и диаметром 1020 мм.

Потери давления определялись по уравнению Дарси–Вейсбаха. Коэффициент гидравлического сопротивления рассчитывался с использованием обобщённого числа Рейнольдса для степенной жидкости по формулам (2.28)–(2.29). Результаты расчета удельной энергетической эффективности представлены на рисунке 4.6. На рисунке 4.6 представлены изолинии удельных энергозатрат на транспортировку смеси нефти Северо-Комсомольского и Ванкорского месторождений по нефтепроводу Пурпе–Самотлор при расходе 1900 т/ч.

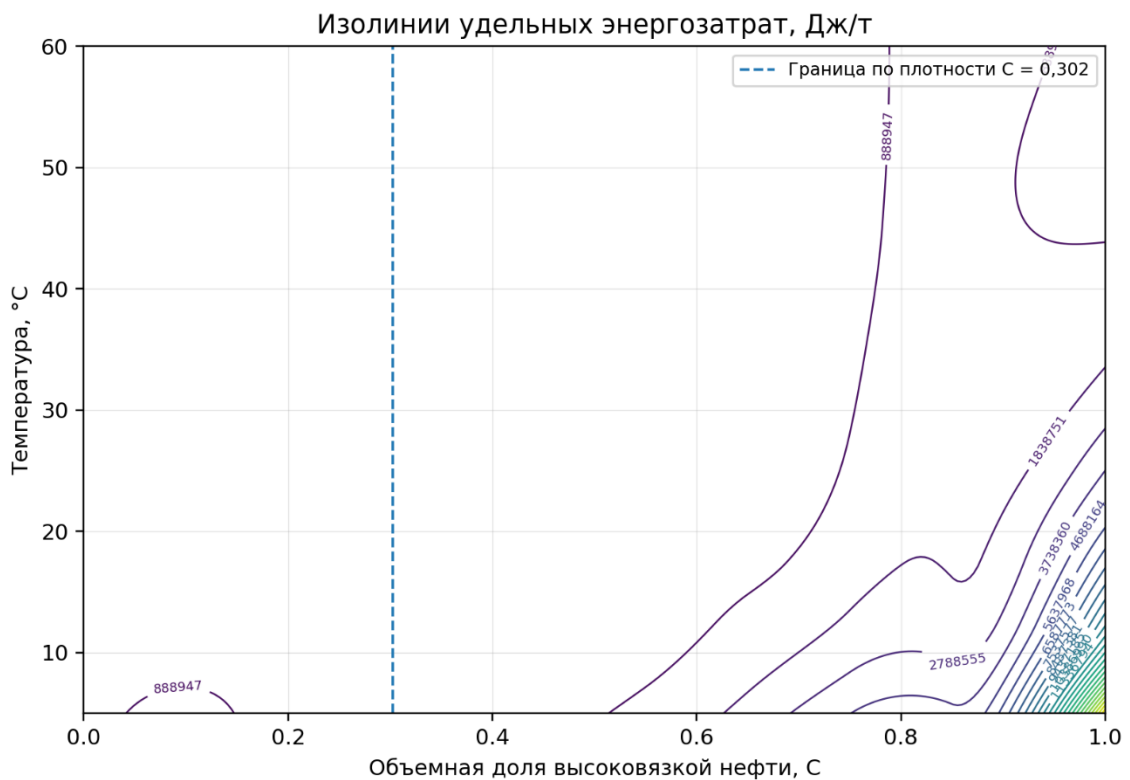


Рисунок 4.6 – Изолинии удельных энергозатрат на транспортировку нефтяной смеси в зависимости от температуры и концентрации высоковязкой нефти (составлено автором)

Установлено, что выполнение требования ПАО «Транснефть» по плотности товарной нефти $\rho_{\text{см}}(T, C) \leq 0,895 \text{ кг/м}^3$ ограничивает максимально допустимую объёмную долю нефти Северо-Комсомольского месторождения значением около 30 %.

В связи с этим дальнейший анализ выполнен для предельно допустимого состава смеси, соответствующего ($C=0,302$). На рисунке 4.7 представлена зависимость удельных энергозатрат от температуры для смеси с объёмной долей высоковязкой нефти 30,2 %. Из рисунка 4.7 следует, что наиболее интенсивное снижение удельных энергозатрат наблюдается в диапазоне температур от 5 до 20 °С, что связано с существенным уменьшением вязкости смеси и соответствующим снижением гидравлических сопротивлений. При дальнейшем повышении температуры темп снижения удельных энергозатрат уменьшается.



Рисунок 4.7 – Зависимость удельных энергозатрат на транспортировку смеси нефти Северо-Комсомольского и Ванкорского месторождений от температуры при $C=0,302$ (составлено автором)

Полученные результаты подтверждают возможность использования разработанной модификации степенной модели для оценки энергетических показателей транспортировки высоковязкой смолистой нефти в смеси с разбавителем. Модель позволяет определять влияние температуры и состава смеси на удельные энергозатраты транспортировки, а также выполнять выбор параметров подготовки нефти с учётом требований к качеству товарной продукции и условий эксплуатации магистрального трубопровода.

4.5 Выводы к главе 4

По результатам выполненных исследований и расчетов могут быть сформулированы следующие выводы:

1. Разработана методика применения модифицированной степенной реологической модели для описания реологических свойств смеси нефти Северо-Комсомольского и Ванкорского месторождений при трубопроводном транспорте.

2. Установлено, что выполнение требований ПАО «Транснефть» по плотности товарной нефти ограничивает максимально допустимую объёмную долю нефти Северо-Комсомольского месторождения в смеси значением около 30 %. Установлено, что при максимально допустимой доле высоковязкой нефти 30,2% повышение температуры смеси с 5 до 50 °С приводит к снижению удельных энергозатрат на транспортировку примерно в 11,4 раза.

3. Построены карты режимов, позволяющие определять удельные энергозатраты транспортировки в зависимости от температуры и состава смеси. Показано, что разработанная модификация степенной модель может использоваться для обоснования параметров подготовки смеси высоковязкой нефти и разбавителя перед подачей в магистральный нефтепровод.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе решена актуальная научно-техническая задача повышения эффективности трубопроводного транспорта высоковязкой смолистой нефти в смеси с разбавителем в условиях низких температур за счет учета реологических свойств транспортируемой среды и разработки методики расчета гидравлических сопротивлений при движении бинарных нефтяных смесей.

По результатам выполненных теоретических и экспериментальных исследований получены следующие основные результаты:

1. Для смеси высоковязкой смолистой нефти маловязкого разбавителя в диапазоне температур 5–60 °С и концентраций высоковязкой нефти 0–100 % экспериментально определены коэффициент консистенции и показатель течения, характеризующие реологические свойства исследуемой системы.

2. Получены температурно-концентрационные зависимости коэффициента консистенции и показателя течения, позволяющие определять реологические параметры смеси без проведения дополнительных экспериментальных исследований в исследованном диапазоне условий.

3. Установлено, что область применения разработанной модели ограничивается диапазонами температур и концентраций, в которых смесь сохраняет псевдопластические свойства. Для чистой высоковязкой нефти область применения модели составляет 5–40 °С, для смесей с содержанием высоковязкой нефти 70–90 % - 5–30 °С, для смеси с содержанием высоковязкой нефти 60 % - 5–20 °С.

4. Экспериментально подтверждена возможность использования предложенной зависимости для определения коэффициента гидравлического сопротивления при транспортировании смеси высоковязкой нефти и разбавителя.

5. Для нефтепровода Пурпе–Самотлор при расходе 1900 т/ч установлено, что выполнение требований ПАО «Транснефть» по плотности товарной нефти ограничивает максимально допустимую объёмную долю нефти Северо-Комсомольского месторождения в смеси значением 30,2 %.

6. Установлено, что при максимально допустимой доле высоковязкой нефти 30,2 % повышение температуры смеси с 5 до 50 °С приводит к снижению удельных энергозатрат на транспортировку в 11,4 раза.

7. Построены карты режимов, позволяющие определять удельные энергозатраты транспортировки в зависимости от температуры и состава смеси, которые можно использовать для выбора параметров подготовки высоковязкой нефти к трубопроводному транспорту.

Дальнейшие перспективы развития темы исследования связаны с расширением области применимости разработанного подхода за счет создания и уточнения физико-математических моделей, описывающих реологическое поведение высоковязких нефтей и их смесей с разбавителями. Полученные в дальнейшем зависимости могут быть положены в основу усовершенствованных инженерных методик гидравлического и теплогидравлического расчета трубопроводов, транспортирующих высоковязкие неньютоновские нефтяные системы, а также использоваться при выборе рациональных режимов перекачки и концентрации разбавителя.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Адлер, Ю.П. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий / Ю.П. Адлер, Е.В. Маркова. – Москва: Наука, 1976. – 278 с.
2. Айвазян, С.А. Прикладная статистика: Исследование зависимостей: Справ. изд. / С.А. Айвазян, И.С. Енюков, Л.Д. Мешалкин. – М.: Финансы и статистика, 1985. – 487 с.
3. Альтшуль, А.Д. Гидравлические сопротивления / А.Д. Альтшуль. – 2. – Москва: Недра, 1982. – 224 с.
4. Альтшуль, А.Д. Гидравлика и аэродинамика (основы механики жидкости) / А.Д. Альтшуль, П.Г. Киселев. – 2. – Москва: СТРОЙИЗДАТ, 1975. – 323 с.
5. Андреев, Н.М. Исследование теплообмена и сопротивления при ламинарном течении вязкопластичных нефтей в трубопроводах / Н.М. Андреев, Губин, В.Е., Н.М. Гостев, Стародубцева Р.А., Тонкошуров, Б.А. // Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов (ВНИИСПТнефть). – 1981. – С. 14.
6. Ассаэль, М.Дж. Вязкость газов и жидкостей / М.Дж. Ассаэль, Поллиос, Г. К., Мэтьюс, М. А. – Москва: Химия, 1996. – 286 с.
7. Бадашина, Н.А. Обоснование параметров и температурного режима трубопроводного транспорта высоковязкой нефти в Западно-Сибирской нефтегазодобывающей провинции / Н.А. Бадашина. – Санкт-Петербургский горный университет, 2021. – 144 с.
8. Бахтизин, Р.Н. Избранные труды А.Х. Мирзаджанзаде / Р.Н. Бахтизин, М.М. Хасанов. – Уфа: Издательство «Нефтегазовое дело», 2018. – 600 с.
9. Большев Л.Н. Таблицы математической статистики / Большев Л.Н., Смирнов Н.В. – М.: Наука, 1983. – 416 с.
10. Валеев, А.Р. Прогнозирование вязкостно-температурной зависимости смеси нефтей по информации об их плотности, содержании парафина, смол, асфальтенов и фракционном составе / А.Р. Валеев, Р.Р. Ташбулатов, Я. Чэнь, Р.М. Каримов // Георесурсы. – 2024. – Т. 26. – № 3. – С. 232-239.

11. Винарский, М.С. Планирование эксперимента в технологических исследованиях / М.С. Винарский, Лурье, М. В. – Киев: Издательство «Техника», 1975. – 168 с.
12. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика / Гмурман В.Е. – Москва: Издатель «Высшая школа», 1972. – 184 с.
13. Голунов, Н.Н. Моделирование кинетики процессов активации и деградации противотурбулентных присадок в потоке нефти или нефтепродукта в трубопроводе / Н.Н. Голунов, М.В. Лурье // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2023. – № 3-4. – С. 5-8.
14. Голунов, Н.Н. Об использовании противотурбулентных присадок для увеличения пропускной способности нефтепровода / Н.Н. Голунов, М.В. Лурье // Губкинский университет в экосистеме современного образования : Тезисы докладов V Региональной научно-технической конференции. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2021. – С. 200.
15. Грачев Максим Александрович. Акт № 17-2019 государственной историко-культурной экспертизы документации, содержащей результаты исследований, в соответствии с которыми определяется наличие или отсутствие объектов, обладающих признаками объекта культурного наследия, на землях, подлежащих воздействию земляных, строительных, мелиоративных, хозяйственных работ, работ по использованию лесов и иных работ по проекту «Обустройство Северо-Комсомольского месторождения. 1-я очередь. Межпромысловый нефтепровод Северо-Комсомольского месторождения «ЦПС Северо-Комсомольского - КНПС Пурпе» / М. А. Грачев. – С. 102.
16. Губин, В.Е. Гидравлический расчет трубопровода при неизотермическом течении вязкопластичных нефтей / В.Е. Губин, Н.М. Гостев, Б.А. Тонкошуров // Труды ВНИИСПТнефть. – 1975. – № 12. – С. 31-41.
17. Губин, В.Е. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов / В.Е. Губин, В.В. Губин. – Москва: Недра, 1982. – 296 с.

18. Двойников, М.В. Современные тенденции освоения углеводородных ресурсов / М.В. Двойников, Е.Л. Леушева // Записки Горного Института. – 2022. – Т. 258. – С. 879-880.
19. Дрейпер, Н. Прикладной регрессионный анализ / Н. Дрейпер, Г. Смит. – М.: Финансы и статистика, 1986. – 367 с.
20. Идельчик, И.Е. Гидравлические сопротивления (физико-механические основы) / И.Е. Идельчик. – Москва/Ленинград: Государственное энергетическое издательство, 1954. – 316 с.
21. Калякин, А.М. Новая зависимость для определения коэффициента гидравлического сопротивления в переходной зоне сопротивления (от ламинарного режима к турбулентному) / А.М. Калякин, Е.В. Чеснокова // Magazine of Civil Engineering. – 2012. – № 2. – С. 51-55.
22. Карта нефтяных месторождений России : Научно-технический и методический журнал Рациональное освоение недр : сайт. – Москва, 2010 – URL: <https://www.roninfo.ru/publ/karta-neftyanyix-metorozhdenij-rossii> (дата обращения: 27.08.2025). – Режим доступа: для незарегистрир. пользователей. – Текст : электронный.
23. Келбалиев, Г.И. Реология неньютоновских нефтей / Г.И. Келбалиев, Д.Б. Тагиев, С.Р. Расулов. – Москва, 2022. – 601 с.
24. Климко В.И. Обоснование рационального температурного режима трубопроводного транспорта высоковязкой и высокозастывающей нефти : Кандидатская диссертация / Климко В.И. – Санкт-Петербург: Санкт - Петербургский горный университет, 2014. – 146 с.
25. Колоколова, Н.А. О выборе способа прокладки трубопроводов в районах вечной мерзлоты / Н.А. Колоколова, Н.А. Гаррис // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2013. – № 1. – С. 13-17.
26. Леви И. И. Моделирование гидравлических явлений / И. И. Леви – Энергия. – Ленинград, 1967. – 235 с.

27. Лемешко Б.Ю. О применении и мощности критериев проверки однородности дисперсий. Ч. I . Параметрические критерии / Б.Ю. Лемешко, С.Б. Лемешко, А.А. Горбунова // Измерительная техника. – 2010. – № 3. – С. 10-16.
28. Липаев, А.А. Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов / А.А. Липаев. – М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2013. – С. 483.
29. Лурье, М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа / М.В. Лурье. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2012. – 456 с.
30. Лурье, М.В. Проектирование и эксплуатация магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов: Учебник для нефтегазовых вузов / М.В. Лурье, Б.Н. Мастобаев, П.А. Ревель-Муроз, А.Е. Сощенко. – Москва: ООО «Издательский дом Недра», 2024. – 624 с.
31. Лурье, М.В. Проектирование и эксплуатация нефтепроводов : Учебник для нефтегазовых вузов / М.В. Лурье, Б.Н. Мастобаев, П.А. Ревель-Муроз, А.Е. Сощенко. – Москва: Издательство «Недра», 2019. – 434 с.
32. Лурье, М.В. Теоретические основы трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа : Учебник / М.В. Лурье. – Москва: Издательство «Недра», 2017. – 477 с.
33. Лурье, М.В. Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа для неспециалистов / М.В. Лурье. – Москва: ЦентрЛитНефтеГаз, 2012. – 147 с.
34. Нефтепровод «Заполярье — Пурпе» : Транснефть : сайт. – Москва, 2015 – . – URL: <https://transneft.tass.ru/#index> (дата обращения: 20.01.2025). – Режим доступа: для незарегистрир. пользователей. – Текст: электронный.
35. Николаев А. К. Обоснование рациональных параметров и режимов работы систем напорного гидротранспорта горных предприятий в сложных природно-климатических условиях : Докторская диссертация / Николаев А. К. – Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г. В. Плеханова, 2004. – 297 с.

36. Николаев, А.К. Исследование реологических свойств высоковязкой нефти Северо-Комсомольского нефтегазоконденсатного месторождения / А.К. Николаев, **А.С. Голунцов**, М.С. Комаровский, Д.А. Федченко // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2024. – Т. 2. – № 140. – С. 76-79.

37. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024665987 Российская Федерация. Программа для расчёта основных параметров гидравлического расчета неньютоновских жидкостей. Заявка № 2024664235 : заявл. 20.06.2024 : опубл. 09.07.2024 / А.К. Николаев, **А.С. Голунцов**, М.С. Комаровский; заявитель/правообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II". – 1 с. : ил. - Текст: посредственный.

38. Николаев, А.К. Сравнительный анализ эффективности методов и технологий обработки тяжелых и высоковязких нефтей для улучшения их транспортных свойств для трубопроводного транспорта / А.К. Николаев, К.И. Плотникова, **А.С. Голунцов**, Е.Д. Журба // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – №. 4. – С. 57-63.

39. Плотникова К.И. Обоснование рациональных режимов транспорта вязких нефтей в условиях Крайнего Севера : Кандидатская диссертация / Плотникова К.И. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, 2024. – 132 с.

40. Прандтль, Л. Гидроаэромеханика / Л. Прандтль. – 2. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2000. – 576 с.

41. Рахманкулов, Д.Л. Товароведение нефтяных продуктов. : Новые источники топлива, энергии и химического сырья как альтернатива нефти. / Д.Л. Рахманкулов, Л.В. Долматов, С.В. Николаева, Ф.Н. Латыпова, С.Ю. Шавшукова, Е.А. Удалова, Ф.Ш. Вильданов. – Москва: Интер, 2010. – Вып. 2. – 529 с.

42. Рузакова, В. Системы транспорта углеводородов в Арктике / В. Рузакова. – URL: <https://russiancouncil.ru/arctic-petroleum-transport?ysclid=loph77in6x897113604> (дата обращения: 12.08.2024).

43. Синяк, Ю.В. Экономическая оценка потенциала мировых запасов нефти и газа / Ю.В. Синяк // Проблемы прогнозирования. – 2015. – Т. 6. – С. 86-107.
44. Система связи и телемеханики для Нефтепровода Ванкор-Пурпе: URL: <https://www.skneiman.ru/realizovannye-proekty/nefteprovod-vankor-purpe/> (дата обращения: 22.06.2024).
45. Скрипников, Ю.В. Переход от ламинарного режима к турбулентному при течении неньютоновской жидкости в трубопроводе / Ю.В. Скрипников. // Уфа: Труды ВНИИСПТнефть, 1973. - № 11. С.30-36.
46. Уилкинсон, У.Л. Неньютоновские жидкости. Гидромеханика, перемешивание и теплообмен / У.Л. Уилкинсон. – Москва: Издательство «МИР», 1964. – 216 с.
47. Халимов, Э.М. Геология месторождений высоковязких нефтей СССР / Э.М. Халимов, И.М. Климушин, Л.И. Фердман. – Недра. – Москва, 1987. – 176 с.
48. Харитонов, Е.В. Исследования по подбору реагентов для транспорта вязких углеводородов на экспериментальном стенде / Е.В. Харитонов, А.В. Шарифуллин, Л.Р. Байбекова, Г.И. Дусметова // IV-я Всероссийская научно-практическая конференция «Трубопроводный транспорт углеводородов». – 2020. – С. 31-35.
49. Черников, В.А. Обобщенная формула для расчета коэффициента гидравлического сопротивления магистральных трубопроводов для светлых нефтепродуктов и маловязких нефтей / В.А. Черников, А.В. Черников // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – Т. 4. – № 8. – С. 64-66.
50. Черников, В.И. Перекачка вязких и застывающих нефтей / В.И. Черников. – Москва: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1958. – 165 с.
51. Шрамм, Г. Основы практической реологии и реометрии / Г. Шрамм. – Москва: КолосС, 2003. – 312 с.
52. Шульман, З.П. Конвективный тепломассоперенос реологически сложных жидкостей / З.П. Шульман. – Москва, Россия: Энергия, 1975. – 350 с.

53. Al-Basrah, A.S. New Method for Predicting the Viscosity of Oil Blends / Al-Basrah, A.S. // *Energy & Fuels*. – 2004. – T. 18. – C. 1414-1419.
54. Barnes H.A. An Introduction to Rheology / Barnes H.A., Hutton J.F., Walters K. – Amsterdam: Elsevier, 1989. – 201 c.
55. Boris Zhmud. Viscosity Blending Equations / Boris Zhmud // *Lube-Tech*. – 2014. – № 121. – C. 24-29
56. Borodin A. Overview of the Russian Oil and Petroleum Products Market in Crisis Conditions: Economic Aspects / Borodin A, Panaedova G, Ilyina I, Harputlu M, Kiseleva N // *Energies*. – 2023. – T. 16. – № 4.
57. Chernikin, V.A. Generalized Formula for Calculating the Friction Factor of Pipelines for Light Oil Products and Lowviscosity Oils / V.A. Chernikin, A.V. Chernikin // *Nauka i tekhnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov*. – 2012. – T. 4. – № 8. – C. 64-66.
58. Chevron Research Company. Chevron Viscosity Blending Chart / Chevron Research Company. – Richmond, California, 1979. – 69 c.
59. Christopher W. Macosko. Rheology: Principles, Measurements and Applications / Christopher W. Macosko. – New York: Wiley-VCH, 1994. – 576 c.
60. Churchill, S. Friction factor equation spans all fluid flow regimes / S. Churchill // *University of Pennsylvania*. – 1977. – C. 202.
61. Colebrook, C. F. Turbulent Flow in Pipes with Particular Reference to the Transition Region between Smooth and Rough Pipe Laws / C. F. Colebrook // *J. Inst. Civil Eng.* – 1939. – T. 11. – C. 133-156.
62. Cragoe, C.S. Techniques for the prediction of physical properties of petroleum fractions / C.S. Cragoe // *Bureau of Standards Journal*. – 1929. – C. 12.
63. Dodge, D.W. Turbulent flow of non-newtonian systems / D.W. Dodge, A.B. Metzner // *AIChE Journal*. – 1959. – T. 5. – № 2. – C. 189-204.
64. Ellwood, J.R. Observations of soil and ground ice in pipeline trench excavations in the South Yukon / J.R. Ellwood, J.F. Nikon // *Permafrost: 4-th int. conf. proc.* – 1983. – C. 278-282.

65. Bingham E. C. Standard substances for the calibration of viscometers / Eugene C. Bingham, Richard F. Jackson // National Bureau of Standards. – 1918. – Т. 14. – С. 59-86.
66. Ganapathi, R. Solubility of carbon dioxide and ethane in Lloydminster heavy oil: Experimental study and modeling / R. Ganapathi, A. Henni, E. Shirif. – 2022. – Т. 100. – № 6. – С. 1235-1243.
67. Guo, J. A general model for predicting apparent viscosity of crude oil or emulsion in laminar pipeline at high pressures / J. Guo, Y. Yang, D. Zhang, W. Wu, Z. Yang, L. He // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – № 160. – С. 12-23.
68. Hermann, R. Flow Resistance and Heat Transfer in Tubes / R. Hermann, T. H. Burbach. – Leipzig : Akademische Verlagsgesellschaft mbH, 1930. – 45 с.
69. How Do Pumping Stations Work : Rigzone. – URL: https://www.rigzone.com/training/insight/?insight_id=344 (дата обращения: 20.02.2025). – Режим доступа: для незарегистрир. пользователей. – Текст: электронный.
70. Howard, P.T. Trans-Alaska Pipeline System / P.T. Howard // World Water and Environmental Resources Congress 2005. – Анкоридж, 2005. – С. 115.
71. Kelbaliev, G. Structurization and Effective Viscosity of a Non-Newtonian Oil / G. Kelbaliev, D. Tagiyev, S.R. Rasulov, M. Manafov // Journal of Engineering Physics and Thermophysics. – 2023. – Т. 96. – С. 1-9.
72. Kendall, J. The Viscosity of Liquids / Kendall, J., Monroe, K.P. // Industrial and Engineering Chemistry. – 1917. – № 9. – С. 357-359.
73. Koval, E.J. A Method for Predicting the Performance of Miscible Displacement in Heterogeneous Media / Koval, E.J. // J. Petroleum Technology. – 1963. – Т. 15. – № 11. – С. 38-41.
74. Latour, P. Modelling Viscosity of Petroleum Fractions / Latour, P., Mydonier, L. // Oil & Gas Science and Technology. – 1985. – Т. 40. – С. 149-153.

75. Lees, C.H. On the Flow of Viscous Fluids through Smooth Circular Pipes / C.H. Lees // Proceedings of the Royal Society of London. Series A, Containing Papers of a Mathematical and Physical Character. – 1914. – № 91. – C. 623.
76. Maurice B. Dusseault. Comparing Venezuelan and Canadian Heavy Oil and Tar Sands / Maurice B. Dusseault // Canadian International Petroleum Conference. – 2001. – C. 20.
77. Maxwell, J.C. Petroleum Engineer Handbook / Maxwell, J.C. – Houston: Gulf Publishing, 1972. – 1822 c.
78. Mehrotra, A.K. Predicting Viscosities of Heavy Oil Blends. / Mehrotra, A.K., Svrcek, W.Y., Mehrotra, M. // Fuel. – 1989. – T. 68. – C. 1071-1079.
79. Metzner, A.B. Flow of non-Newtonian fluids—correlation of the laminar, transition, and turbulent-flow regions / A.B. Metzner, J.C. Reed // AIChE Journal. – 1955. – T. 1. – № 4. – C. 434-440.
80. Nikolaev, A. Determination of the coefficient of hydraulic resistance when using anti-turbulence additives / A. Nikolaev, **A. Goluntsov**, A. Turro Breff // Reliability: Theory & Applications. – 2024. – Vol. 19, Special Issue 6. – pp. 107-124. DOI: 10.24412/1932-2321-2024-681-107-124
81. Nikolaev, A. Evaluation of the Effectiveness of Anti-Turbulence Additives in the Transportation of High-Viscosity Oil at Low Ambient Temperatures. / A. Nikolaev, A. Zhukov, **A. Goluntsov**, E. Shirmaher // Processes. – 2025. – Vol. 13, Issue 5. – Art. 1434. – 15 p. DOI: 1434. 10.3390/pr13051434.
82. Nikolaev, A. A physically based rheological model for predicting the flow behavior of non-newtonian crude oil mixtures under cold climate conditions / A. Nikolaev, **A. Goluntsov**, K. Plotnikova // Frontiers in Chemical Engineering – 2026. – Vol. 8. – 17 p. DOI: 10.3389/fceng.2026.1736520.
83. OPEC Annual Statistical Bulletin. – Vienna: Organization of the Petroleum Exporting Countries, 2025. – 92 c.
84. Parkash, S. Refining Processes Handbook / Parkash, S. – Gulf Publishing Company. – 2003. – 686 c.

85. Pipeline safety : Capp. – URL: <https://www.capp.ca/en/safety/pipeline-safety/> (дата обращения: 14.06.2024). – Режим доступа: для незарегистрир. пользователей. – Текст: электронный.
86. Praks, P. Rational Approximation for Solving an Implicitly Given Colebrook Flow Friction Equation / P. Praks, D. Brkić // Mathematics. – 2019. – Т. 8(1). – № 26.
87. Refutas, L. Calculations of Viscosities of Mixtures and Blends Using Viscosity Blending Numbers / L. Refutas // Hydrocarbon Processing. – 1991. – Т. 70. – С. 114-116.
88. Riazi, M.R. Characterization and Properties of Petroleum Fractions / M.R. Riazi. – Пенсильвания: ASTM International, 2005. – 421 с.
89. Shah, S. Future challenges of drilling fluid and their rheological measurements / S. Shah, P. Shanker, C. Ogugbue. // AADE Drilling Fluids Technical Conference (Houston, Texas, April 6–7, 2010). — Houston : American Association of Drilling Engineers, 2010. — № AADE-10-DF-HO-41. — С. 1–11.
90. Shan, Z. A Model for Viscosity Estimation of Multicomponent Hydrocarbon Mixtures / Shan, Z., Peng, Y. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2004. – Т. 42. – С. 25-34.
91. Shenoy, A. V. Power-Law Fluid Velocity Profiles in Turbulent Pipe Flows / Shenoy, A. V. // Encyclopedia of Fluid Mechanics. – 1986. – Т. 1. – С. 1034-1059.
92. Statistical Review of World Energy. – BP, 2024. – 67 с.
93. Statistical Review of World Energy. – Лондон: Energy institute, 2025. – 82 с.
94. Stokes, G.G. / G.G. Stokes // Transaction of the Cambrifge Philosophical Society. – 1847. – № 8. – 304 с.
95. Stokes, G.G. On some Cases of Fluid Motion / G.G. Stokes // Transaction of the Cambrifge Philosophical Society. – 1819. – № 8. – С. 105-138.
96. Swamee, P. Explicit Equations for Pipe-Flow Problems / P. Swamee, A. Jain // Journal of the Hydraulics Division-American Society Civil Engineers. – 1976. – № 102. – С. 657-664.

97. Tadros T.F. Rheology of Dispersions Principles and Applications. / Tadros T.F. – Wiley-VCH, Verlag CvbH Co. KGaA. – Weinheim, 2010. – 219 c.
98. Torrance, B. M. Friction Factors for Turbulent Non-Newtonian Fluid Flow in Circular Pipes / Torrance, B. M. // S. Afr. Mech. Eng. – 1963. – T. 13. – C. 89-91.
99. Tupthai Seethao. A New Viscosity Model for Non-Newtonian Fluids : Part I – Physical Characteristics of Its Mathematical Description / Tupthai Seethao, Apinan Namkanisorn, Santi Wattananusorn // Chemical engineering transactions. – 2024. – C. 109.
100. Wallace, J.S. Empirical Correlation of Oil Blend Viscosity. / Wallace, J.S., Henry, F.J. // Petroleum Refiner. – 1955. – C. 14.
101. Walter, D.H. The Effect of Temperature on the Viscosity of Oil Mixtures / Walter, D.H. // Fuel. – 1951. – 97 c.
102. Herschel, W.H. Konsistenzmessungen von Gummi-Benzollösungen / W.H. Herschel, R. Bulkley // Kolloid-Zeitschrift. – 1926. – T. 39. – № 4. – C. 291-300.
103. Al-Maamari, R.S. Experimental and Modeling Investigations of the Viscosity of Crude Oil Binary Blends: New Models Based on the Genetic Algorithm Method / R.S. Al-Maamari, G. Vakili-Nezhaada, M. Vatani // The Journal of Engineering Research [TJER]. – 2015. – Vol. 12. – № 1. – C. 81-91.
104. Bingham, E.C. Plasticity / E.C. Bingham // The Journal of Physical Chemistry. – 1925. – Vol. 29. – № 10. – C. 1201-1204.
105. Carravetta, A. Rheological Characterization of Non-Newtonian Mixtures by Pressure Pipe Tests / A. Carravetta, O. Fecarotta, R. Martino, M.C. Morani // Fluids. – 2021. – Vol. 6. – № 11. – C. 419.
106. Hallbom, D. A Physical Model for Yield Plastic Fluids / D. Hallbom, B. Klein // Particulate Science and Technology. – 2009. – Vol. 27. – № 1. – P. 1-15.
107. Han, S. Approaches to predict viscosities of crude oil blends / S. Han, W. Jiang, J. Zhang // Journal of Central South University of Technology. – 2007. – Vol. 14. – № 1. – P. 466-470.
108. Herschel, W.H. The Ostwald Viscometer as a Consistometer / W.H. Herschel, R. Bulkley // The Journal of Physical Chemistry. – 1925. – Vol. 29. – № 10. – P. 1217-1223.

109. Herschel, W.H. Consistency of Rubber Benzene Solutions / W.H. Herschel // Industrial & Engineering Chemistry. – 1924. – Vol. 16. – № 9. – P. 927-927.
110. Jankowska, H. Determination of Rheological Parameters of Non-Newtonian Fluids on an Example of Biogas Plant Substrates / H. Jankowska, A. Dzido, P. Krawczyk // Energies. – 2023. – Vol. 16. – № 3. – P. 1128.
111. Malkin, A.Ya. Oil as an Object of Rheology (Review) / A.Ya. Malkin // Petroleum Chemistry. – 2019. – № 59. – P. 1092-1107.
112. Miadonye, A. Viscosity modelling of american crude oil fractions / A. Miadonye, V.R. Puttagunta, B. Singh // Fuel Science and Technology International. – 1993. – Vol. 11. – № 10. – P. 1483-1507.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Экспериментально определённые параметры степенной реологической модели

В настоящем приложении приведены результаты обработки экспериментальных данных реологических исследований, выполненных для определения значения показателя течения n и коэффициента консистенции K . T – температура $^{\circ}\text{C}$; φ – объемная доля высоковязкой нефти, ед.

Таблица А.1 - Результаты обработки экспериментальных данных реологических исследований (по данным автора)

T	φ	n	K	T	φ	n	K	T	φ	n	K
60	0	0,6303	0,0692	10	0,3	1,1651	0,0667	20	0,7	1,0215	0,3101
50	0	1,0035	0,0152	5	0,3	1,1019	0,1313	15	0,7	1,0179	0,4596
40	0	1,0739	0,0164	60	0,4	0,9638	0,0148	10	0,7	0,9989	0,7416
30	0	0,9792	0,0437	50	0,4	1,0537	0,0145	5	0,7	0,9845	1,1964
20	0	1,2884	0,0158	40	0,4	1,1693	0,0135	60	0,8	0,4163	0,9441
15	0	1,3289	0,0182	30	0,4	1,1835	0,0202	50	0,8	0,5129	0,8196
10	0	1,1656	0,0548	20	0,4	1,2212	0,0307	40	0,8	0,6128	0,7695
5	0	1,1306	0,0939	15	0,4	1,1863	0,0502	30	0,8	0,7024	0,8341
60	0,1	0,9730	0,0179	10	0,4	1,0986	0,1077	20	0,8	0,8210	0,9023
50	0,1	0,9600	0,0253	5	0,4	1,0742	0,1770	15	0,8	0,8872	0,9652
40	0,1	0,9432	0,0377	60	0,5	1,1868	0,0067	10	0,8	0,9166	1,2879
30	0,1	0,9595	0,0541	50	0,5	0,9281	0,0380	5	0,8	0,9380	1,8735
20	0,1	0,9844	0,0784	40	0,5	1,2930	0,0095	60	0,9	0,4354	1,0977
15	0,1	1,0188	0,0919	30	0,5	1,2655	0,0187	50	0,9	0,5789	0,7096
10	0,1	0,8672	0,2655	20	0,5	1,2660	0,0364	40	0,9	0,6773	0,6611
5	0,1	0,7645	0,5954	15	0,5	1,1737	0,0794	30	0,9	0,7831	0,7065
60	0,2	0,9214	0,0190	10	0,5	1,0928	0,1637	20	0,9	0,8592	1,0016
50	0,2	0,9577	0,0211	5	0,5	1,0509	0,2959	15	0,9	0,9126	1,1795
40	0,2	1,1336	0,0141	60	0,6	1,1482	0,0117	10	0,9	0,9373	1,6608
30	0,2	1,1151	0,0255	50	0,6	1,3704	0,0063	5	0,9	0,9451	2,6877
20	0,2	1,1610	0,0351	40	0,6	1,4427	0,0075	60	1	0,9963	0,1548
15	0,2	1,1531	0,0500	30	0,6	1,2063	0,0392	50	1	1,0256	0,2290
10	0,2	0,9966	0,1453	20	0,6	1,0131	0,1886	40	1	0,9909	0,5020
5	0,2	1,0501	0,1637	15	0,6	1,0258	0,2511	30	1	0,9858	1,0517
60	0,3	1,0247	0,0100	10	0,6	1,0286	0,3617	20	1	0,9805	2,5083
50	0,3	1,0654	0,0122	5	0,6	1,0100	0,5956	15	1	0,9867	3,8336
40	0,3	1,3646	0,0043	60	0,7	1,2466	0,0105	10	1	0,9891	6,0715
30	0,3	1,1586	0,0202	50	0,7	1,3015	0,0131	5	1	0,9827	11,0309
20	0,3	1,3226	0,0165	40	0,7	1,2611	0,0277	-	-	-	-
15	0,3	1,3452	0,0202	30	0,7	1,1660	0,0801	-	-	-	-

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2024665987

**Программа для расчёта основных параметров
гидравлического расчета неньютоновских жидкостей**

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет
императрицы Екатерины II» (RU)*

Авторы: *Николаев Александр Константинович (RU),
Голунцов Андрей Сергеевич (RU), Комаровский Максим
Сергеевич (RU)*

Заявка № **2024664235**
Дата поступления **20 июня 2024 г.**
Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ **09 июля 2024 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Zubov



ПРИЛОЖЕНИЕ В

Акт внедрения

УТВЕРЖДАЮ

Директор департамента цифровых
решений ООО «СТ ЦР»
Саидов Н.К.

Дата « 09 » 09 2026 г.



АКТ

о внедрении результатов кандидатской диссертации

Голунцова Андрея Сергеевича

по научной специальности

2.8.5. «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ»

Рабочая комиссия в составе:

Председатель – руководитель проекта Филатов Т.Е.

Члены комиссии: главный инженер проекта Соколов Д.В., руководитель группы ЦСПА Ким Д.И., специалист-тестировщик Сулейманова М.О.

Составили настоящий акт (справку) о том, что результаты диссертации на тему «Повышение эффективности трубопроводного транспорта высоковязкой смолистой нефти в смеси с разбавителем в условиях низких температур», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук по научной специальности 2.8.5. «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ», могут быть использованы в производственной деятельности ООО «СКАД тех Цифровые Решения» в виде рекомендаций для определения коэффициента гидравлического сопротивления и реологических свойств высоковязкой нефти при её смешении с менее вязкой нефтью, в том числе, в процессе автоматизации расчетов динамической вязкости и напряжения сдвига. Данный метод расчета гидравлического сопротивления и динамической вязкости смеси высоковязкой и маловязкой нефти позволяет сократить количество необходимых экспериментальных исследований для определения зависимости динамической вязкости напряжения сдвига от скорости сдвига бинарной смеси нефти.

Использование указанных результатов позволит повысить точность расчетов гидравлического сопротивления при транспорте высоковязкой нефти в смеси с разбавителем на 8,6 %, а также сократить трудозатраты на исследование реологических свойств нефти в процессе компаундирования на 12%.

Решение принято членами комиссии ООО «СТ ЦР»

Председатель комиссии

руководитель проекта

Филатов Т.Е.

Члены комиссии:

главный инженер проекта

руководитель группы ЦСПА

специалист-тестировщик

Соколов Д.В.

Ким Д.И.

Сулейманова М.О.