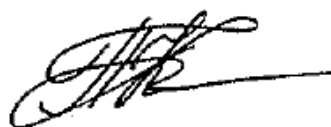


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II»

На правах рукописи

Плотникова Кристина Игоревна



ОБОСНОВАНИЕ РАЦИОНАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ТРАНСПОРТА ВЯЗКИХ
НЕФТЕЙ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

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 – 2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ИЗУЧЕННОСТИ. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ. 10	
1.1 Современное состояние и перспективы развития мирового нефтегазового комплекса.....	10
1.2 Описание Восточно-Мессояхского месторождения	16
1.3 Способы трубопроводного транспорта высоковязких нефтей в сложных природно-климатических условиях	20
1.4 Анализ методов гидравлического расчета трубопроводов, транспортирующих вязкую нефть	29
Выводы по главе 1	44
ГЛАВА 2 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ТРАНСПОРТА НЕФТИ В СЛОЖНЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ.....	44
2.1 Анализ реологических свойств высоковязких нефтей	45
2.2 Исследование режимов движения нефти по нефтепроводу	53
2.3 Влияние депрессорной присадки на течение высоковязкой нефти	61
Выводы по главе 2	69
ГЛАВА 3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ТРАНСПОРТА ВЫСОКОВЯКОЙ НЕФТИ СОВМЕСТНО С ДЕПРЕССОРНОЙ ПРИСАДКОЙ В СЛОЖНЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ.....	70
3.1 Методика проведения исследований	70
3.2 Планирование эксперимента.....	77
3.3 Экспериментальные исследования реологических свойств нефти и статистическая обработка результатов	80
3.4 Исследование коэффициента гидравлического сопротивления	86
3.5 Экспериментальные исследования с добавлением присадки.....	89

Выводы по главе 3	94
ГЛАВА 4 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОВОДОВ, ТРАНСПОРТИРУЮЩИХ ВЫСОКОВЯЗКУЮ НЕФТЬ В СЛОЖНЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ	95
4.1 Методика гидравлического расчета нефтепроводов.....	95
4.2 Методика определения времени безопасной остановки перекачки высоковязкой нефти.....	98
Выводы по главе 4.....	109
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	110
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	112
ПРИЛОЖЕНИЕ А Результаты расчета времени безопасной остановки перекачки высоковязкой нефти	129
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022664428 «Программа для определения концентрации разбавителя для достижения максимальной производительности трубопровода»	131
ПРИЛОЖЕНИЕ В Акт внедрения	132

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Согласно энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020г. № 1523-р, одной из основных стратегических задач является развитие энергосбережения и повышение энергетической эффективности в отраслях топливно-энергетического комплекса.

В постановлении Правительства приводятся конкретные величины снижения удельного потребления электрической энергии при транспортировке нефти (нефтепродуктов) к базовому уровню:

к 2024 году – 1,2%;

к 2035 году – 3,3%.

Из-за истощения запасов легких углеводородов во всем мире, наблюдается тенденция роста добычи высоковязкой нефти. Транспорт высоковязкой нефти приводит к увеличению энергозатрат на преодоление гидравлических сопротивлений.

Уменьшение гидравлических сопротивлений при перекачке неньютоновской нефти позволяет повысить ее эффективность.

Одним из способов решения этой задачи служит способ транспортирования нефти с применением депрессорных присадок.

Степень разработанности темы исследования

Тематика обоснования конструктивных и технологических решений для объектов транспорта нефти является относительно хорошо разработанной. Изучением вопросов выбора рациональных режимов перекачки вязких нефтей занимались отечественные авторы: Г.В. Несын, А.М. Нечваль, А.А. Коршак, Ю.П. Белоусов, М.И. Валиев, Г.С. Голицын, И.И. Ерошкина, М.М. Гареев, А.Г. Гумеров, В.В. Жолобов, Н.Н. Голунов, А.И. Гольянов, Ю.В. Лисин, М.В. Лурье, В.Н. Манжай, В.И. Марон, А.Х. Мирзаджанзаде, В.И. Муратова, С.Н. Челинцев, а также зарубежные: R. Barth, F. Chakkalakal, J.K. Lervik, A. V. Metzner и др.

Несмотря на большое количество работ, единой теории, точно описывающей методику определения рациональных режимов перекачки вязких нефтей, не существует. В литературных источниках имеется ряд формул, описывающих эффект снижения гидравлических сопротивлений для конкретных типов нефтей на основании проведения теоретических и экспериментальных исследований. Следовательно, исследование гидравлических сопротивлений при транспорте высоковязкой нефти Восточно-Мессояхского месторождения является актуальной задачей.

Содержание диссертации **соответствует паспорту научной 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.

Объект исследования – высоковязкая нефть Восточно-Мессояхского месторождения.

Предмет исследования – реологические характеристики нефти.

Цель работы - повышение эффективности режимов эксплуатации надземных нефтепроводов в сложных природно-климатических условиях.

Идея заключается в том, что обоснование технических решений по перекачке вязкой нефти по магистральным нефтепроводам возможно путем учета реологических свойств нефти, режима течения, концентрации депрессорных присадок, характеристик трубопровода и природно-климатических условий.

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

1. Выполнить анализ литературы, патентных источников, отечественного и

зарубежного опыта в области транспорта нефти в сложных природно-климатических условиях.

2. Исследовать реологические свойства неньютоновской нефти Восточно-Мессояхского месторождения.

3. Установить зависимость для расчета коэффициента гидравлического сопротивления при неизотермическом движении высоковязкой нефти в турбулентном режиме.

4. Выполнить исследование влияния депрессорных присадок на реологические свойства нефти и подобрать оптимальную концентрацию присадки.

5. Разработать рекомендации по проектированию и эксплуатации нефтепроводов, транспортирующих высоковязкую нефть в условиях Крайнего Севера.

Научная новизна работы

1. На основании изучения реологических свойств нефти Восточно-Мессояхского месторождения получены экспериментальные графические зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига при различных температурах. В соответствии с выполненными экспериментальными исследованиями установлено, что расчет транспорта нефти с этого месторождения рационально выполнять по нелинейной зависимости Балкли-Гершеля.

2. Получена зависимость для расчета коэффициента гидравлического сопротивления при неизотермическом течении высоковязкой нефти для турбулентного режима движения жидкости.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Разработана методика гидравлического расчета при неизотермическом режиме перекачки нелинейно-вязкопластичной нефти.

2. Разработана программа для ЭВМ по расчету оптимальной концентрации разбавителя, при которой будет обеспечена максимальная производительность трубопровода («Программа для определения концентрации разбавителя для достижения максимальной производительности трубопровода»), программа зарегистрирована в Государственном реестре программ для ЭВМ, свидетельство о

регистрации № 2022664428) (Приложение Б).

3. Результаты кандидатской диссертации рекомендованы к внедрению в производственной деятельности компании ООО «НЕФТЬ-ГАЗ» в зимнее время при строительстве объекта «Переход через р.Понура» от 18.12.2023г. (Приложение В).

Методология и методы исследования

Основой проведенных исследований является системный подход к изучаемым объектам и явлениям. При решении поставленных задач были использованы теоретические и экспериментальные методы исследований. Теоретические исследования включали в себя анализ и обобщение имеющегося опыта эксплуатации нефтепроводов, транспортирующих высоковязкие нефти совместно с депрессорными присадками. Экспериментальные исследования включали качественное и количественное определение реологических свойств нефти. Исследования проводились с помощью ротационного вискозиметра типа Rheotest.

На защиту выносятся следующие положения:

1. Режим движения высоковязкой нефти в сложных природно-климатических условиях зависит от реологических свойств нефти, температуры нефти и окружающей среды.

2. Повышение эффективности транспорта высоковязкой нефти достигается путем снижения гидравлического сопротивления в нефтепроводе с учетом реологических свойств нефти, температурного режима и концентрации депрессорных присадок.

Достоверность научных положений обоснована и подтверждена теоретическими исследованиями и выводами аналитических зависимостей при транспортировании нефти совместно с депрессорными присадками, результатами экспериментальных исследований реологических свойств и состава нефти с добавлением и без добавления депрессорной присадки, сопоставлением теоретических и экспериментальных исследований с применением методов математической статистики и регрессионного анализа.

Апробация результатов

Основные положения и результаты работы докладывались на следующих семинарах и конференциях: 76-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2022» (г. Москва, 2022 г.), Международной научно-технической конференции «Транспортные и транспортно-технологические средства» (г. Тюмень, 2022 г.), I Всероссийской научной конференции «Транспорт и хранение углеводородов – 2022» (г. Санкт – Петербург, 2022 г.), II Всероссийской научной конференции «Транспорт и хранение углеводородов – 2023» (г. Санкт – Петербург, 2023 г.).

Личный вклад автора

Автором постановлена цель и задачи диссертационного исследования, проведен анализ зарубежной и отечественной научной литературы по теме исследования. Выполнены экспериментальные исследования реологических свойств смеси нефти с Восточно-Мессояхского месторождения с добавлением и без добавления депрессорной присадки. Представлено теоретическое обоснование расчета эффективности депрессорных присадок и разработаны рекомендации по их применению.

Публикации по работе

Результаты диссертационного исследования в достаточной степени освещены в 5 печатных работах (пункты списка литературы №83, №85, №86, №135, №153), в том числе в 3 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 2 статьях - в изданиях, входящих в международные базы данных и системы цитирования Scopus и Web of Science. Получено свидетельство о регистрации программы ЭВМ.

Структура работы. Диссертация состоит из оглавления, введения, 4 глав с выводами по каждой из них, заключения, списка литературы, включающего 160 наименований и 3 приложений. Диссертация изложена на 132 страницах машинописного текста, содержит 32 рисунка и 26 таблиц.

Благодарности. Автор выражает глубокую благодарность и искреннюю признательность научному руководителю Николаеву А.К. сотрудникам кафедры транспорта и хранения нефти и газа Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II, научному центру «Арктика, ООО «НПК «Мономер» и НТЦ «Газпром-нефть» за помощь в работе над диссертацией.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ИЗУЧЕННОСТИ. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Современное состояние и перспективы развития мирового нефтегазового комплекса

Нефть в современном мире играет ключевую роль в экономическом и стратегическом развитии всех стран. В настоящее время нефть является важным источником энергии, который используется во многих отраслях промышленности и человеческой жизни. С каждым годом объемы добычи углеводородов возрастают. Общемировые запасы нефти на сегодняшний день оцениваются в 244,1 млрд.т.

В таблице 1.1 представлены сравнительные данные о мировых запасах нефти и их доля в общемировых запасах.

Таблица 1.1 – Мировые запасы нефти

№	Страна	Запасы, млрд.барр	Запасы, млрд.т	Доля в мире %
1	Венесуэла	300,3	28,0	17,5
2	Саудовская Аравия	297,7	40,9	17,2
3	Канада	167,8	27,1	9,7
4	Ирна	155,6	21,4	9,0
5	Ирак	147,2	19,9	8,5
6	Россия	106,2	14,6	6,1
7	Кувейт	101,5	14,0	5,9
8	Объединенные Арабские Эмираты	97,8	13,0	5,7
9	США	61,2	7,3	3,5
10	Ливия	48,4	6,3	2,8
11	Нигерия	37,5	5,1	2,2
12	Казахстан	30,0	3,9	1,7
13	Китай	25,9	3,5	1,5
14	Катар	25,2	2,6	1,5
15	Бразилия	13,4	2,0	0,8
16	Алжир	12,2	1,5	0,7
17	Ангола	8,4	1,1	0,5
18	Мексика	7,7	1,1	0,4
19	Азербайджан	7,0	1,0	0,4
20	Эквадор	2,8	0,4	0,2
	Общемировые запасы	1729,7	244,1	100» [81]

Для анализа состояния трубопроводного транспорта нефти необходимо рассмотреть существующие классификации нефтей. В отечественной практике принято классифицировать нефть в зависимости от состава и физических свойств.

Классификация углеводородного сырья по составу и физическим свойствам представлена в таблице 1.2

Таблица 1.2 – Обобщенная классификация углеводородного сырья по составу и физическим свойствам

Классификация нефти по содержанию серы	
Содержание серы в нефти	Тип нефти
$\leq 0,5$	Малосернистые
0,5-1,0	Среднесернистые
1,0-3,0	Сернистые
>3	Высокосернистые
Классификация нефти по количеству парафинов	
Содержание парафинов, %	Тип нефти
$\leq 1,5$	Малопарафинистые
1,51-6	Парафинистые
>6	Высокопарафинистые
Классификация нефтей по содержанию смол и асфальтенов	
Содержание смол и асфальтенов, %	Тип нефти
≤ 5	Малосмолистые
5-15	Смолистые
>15	Высокосмолистые
Классификация нефтей по плотности	
Плотности нефти при 20° С и 0,1МПа,	Тип нефти
$\leq 0,830$	Особо легкая
0,831-0,850	Легкая
0,851-0,870	Средняя
0,871-0,895	Тяжелая
$>0,895$	Битуминозная
Классификация нефтей по вязкости	
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПас	Наименование нефти
$\mu \leq 5$	Нефть с незначительной вязкостью
$5 < \mu \leq 10$	Нефть маловязкая
$10 < \mu \leq 30$	Нефть с повышенной вязкостью
$\mu > 30$	Нефть высоковязкая
$\mu > 200$	Нефть сверхвязкая

В зарубежной практике нефть принято классифицировать согласно градусу API (American Petroleum Institute – Американский институт нефти). Классификация нефти по градусу API представлена на таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Классификация нефти по градусу API

Нефть	Градус API	Плотность, кг/м ³
Сверх легкая (extra light)	>40,0	780-820
Легкая (light)	31,1-40,0	820-870
Средняя (medium)	22,3-31,1	870-920
Тяжелая (heavy)	10-22,3	920-1000
Сверхтяжелая (extra heavy)	<10	>1000

* градус API – величина обратно пропорциональная относительной плотности, характеризует отношение плотности нефти к плотности воды той же температуры.

На основе данных из обобщенной классификации углеводородного сырья по физическим свойствам и составу (таблица 1.2), в таблице 1.4 представлено распределение мировых запасов нефти в зависимости от состава и физических свойств.

Таблица 1.4 – Распределение мировых запасов нефти в зависимости от состава и физических свойств

Наименование нефти	Величина запасов, %
По плотности	
Тяжелые	47,1
Нефти со средней плотностью	31,5
Легкие	15,0
Очень легкие	6,5
По вязкости	
Вязкие	47,5
Средней вязкости	27,7
Маловязкие	24,8
По концентрации смол	
Высокосмолистые	40,2
Среднесмолистые	37,0
Малосмолистые	22,8
По содержанию парафина	
Высокопарафинистые	25,9
Парафинистые	52,3
Малопарафинистые	21,8

«На современном этапе развития нефтяной отрасли актуальным вопросом является разработка месторождений вязких нефтей, добыча и транспорт нетрадиционных запасов нефти» [86]. Стоит отметить, что в настоящее время две трети мировых запасов обладают аномальными реологическими свойствами.

«В энергетической стратегии развития Российской Федерации на период до 2035 года, утверждённой Распоряжением Правительства РФ от 09.07.2020 №1523р повышение объемов добычи и эффективности транспорта трудноизвлекаемых запасов является одной из ключевых задач нефтегазовой отрасли» [14].

Причиной увеличения добычи нетрадиционных запасов нефти является сокращение запасов месторождений ньютоновской нефти [56, 59, 138, 153, 154].

В настоящее время запасы вязких нефтей превосходят запасы традиционных углеводородов и составляют две третьих от мировых запасов. При этом мировая добыча этих нефтей составляет 0,440 млрд.т. Низкие показатели добычи такой нефти связаны, прежде всего, с реологическими свойствами нефтей и трудностями в процессе добычи. Большая часть высоковязких и тяжелых нефтей по всему миру транспортируется методом трубопроводного транспорта.

Наибольшими запасами высоковязких нефтей и природных битумов обладают Канада и Венесуэла, значительными запасами обладают Мексика, США, Кувейт, Китай и Россия [153, 160].

Крупнейшие месторождения Канады расположены в провинциях Альберта и Саскачеван и представляют четыре практически изолированных друг от друга бассейна: Атабаска, Колд-Лейк, Пис-Ривер и Вабаска. Общие запасы месторождений составляют примерно 266 млрд.т.

Основные запасы в Венесуэле сосредоточены в поясе Ориноко, который представлен двумя районами добычи: Хунин и Карабобо. Запасы Венесуэлы по высоковязким нефтям и природным битумам составляют 86,4 млрд.т.

На шельфе Северного моря залегают крупные запасы высоковязкой нефти, с объемом примерно 105 млн.т.. С учетом месторождения Грейн, Норвегия так же является страной, которая обладает запасами нетрадиционных запасов углеводородов.

Большое количество месторождений такой нефти расположены на территории бывшего СНГ. Основные запасы Казахстана расположены на месторождениях Каражанбас, Северные Бузачи, Кенкияк [17]. Суммарные запасы вязких нефтей в этих месторождениях составляют 497 млн.т.

Крупнейшим месторождением Азербайджана является месторождение Сабунчи-Романы с запасами углеводородов 114 млн.т.

Большими запасами высоковязких нефтей обладает и Российская Федерация.

На рисунке 1.1 представлено распределение запасов нефти по регионам Российской Федерации. Стоит отметить, что основные запасы сосредоточены в восьми регионах: Тюменская область, Башкортостан, Республика Коми.



Рисунок 1.1 – Распределение высоковязких нефтей по субъектам Российской Федерации

При анализе структуры распределения вязких нефтей по территории Российской Федерации видно, что почти во всех бассейнах России имеются запасы нетрадиционных углеводородов. Волго-Уральский, Днепровско-Припятский, Енисейско-Анабарский, Охотский, Прикаспийский, Северо-Кавказский и Тимано-Печорский бассейны имеют среднюю вязкость выше 30 МПа·с [83, 84].

Распределение запасов вязких нефтей в Российской Федерации по глубине залегания представлено на рисунке 1.2. Из рисунка видно, что большинство запасов

этих нефтей залегают на глубине от 1000 до 2000 метров – 82%. При этом 18% вязких нефтей залегают на глубине от 2000 до 4000 метров.

Вязкость таких нефтей уменьшается с глубиной залегания. Стоит отметить, что вязкость нефтей, с глубиной залегания 4000 метров примерно в 15 раз меньше вязкости нефти, залегающей на глубине 1500 метров.

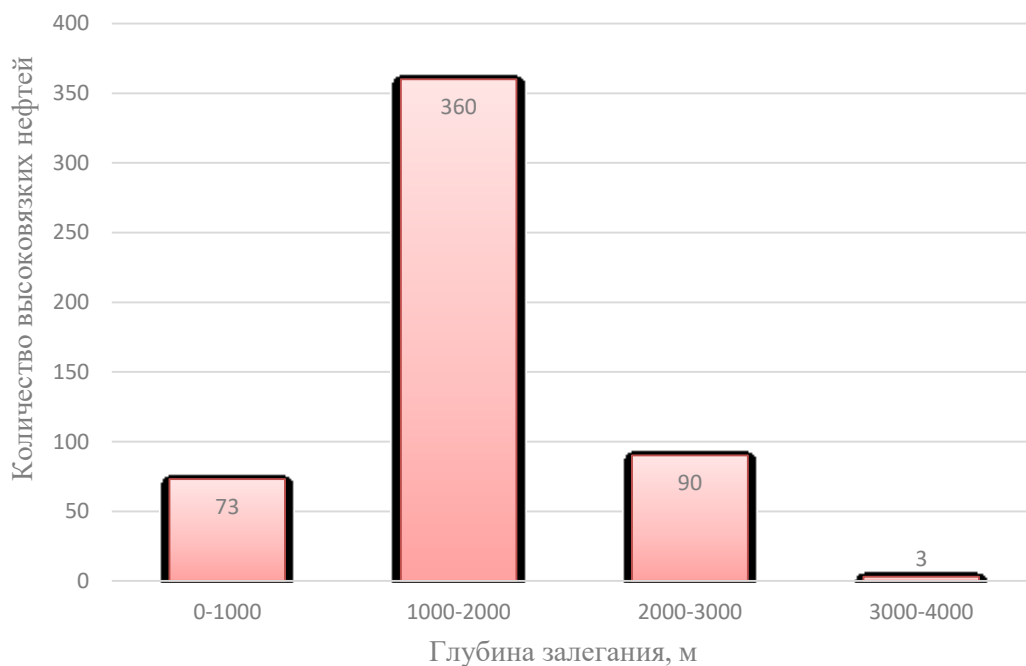


Рисунок 1.2 - Распределение высоковязких нефтей России по глубине залегания

В последнее время значительно увеличилось число вводимых в эксплуатацию нефтяных месторождений северных регионов, что связано с наличием большого количества месторождений на данных территориях. Но, стоит отметить, что добыча и транспорт нефти в таких условиях имеет ряд сложностей.

«Транспорт нефти в условиях Крайнего Севера является в настоящее время важной задачей, так как особенности реологических свойств, сложные природно-климатические условия вызывают ряд сложностей и ставят новые задачи перед нефтегазовым сектором для повышения эффективности транспорта» [87]. Самым северным месторождением, разрабатываемым в настоящее время, является Восточно-Мессояхское месторождение, нефть которого является объектом исследования в данной работе.

1.2 Описание Восточно-Мессояхского месторождения

Восточно-Мессояхское месторождение входит в группу Мессояхских месторождений, которая расположена в Тазовском районе Ямало-Ненецкого Автономного округа Российской Федерации [32].

Мессояхская группа месторождений приурочена к Мессояхской низменности, которая расположена в пределах арктической тундры, и включает в себя два месторождения: Западно-Мессояхское нефтегазовое месторождение, которое было открыто в 1983 году и Восточно-Мессояхское нефтегазоконденсатное, которое было открыто в 1990 году. В настоящее время данные месторождения являются самыми северными из разрабатываемых [50, 129].

Восточно-Мессояхское месторождение включает в себя 6 нефтяных, 2 газоконденсатнефтяных, 1 нефтегазоконденсатных, 3 газонефтяных, 5 газоконденсатных и 4 газовых залежи.

На 2020 год объем запасов нефти и конденсата, который был извлечен с Восточно-Мессояхского месторождения, составляет 342,6 млн.т., при этом количество газа, который был добыт в этот же период составляет 113,8 млрд.м³.

По документу СП 131.13330.2012 данный район относится к району I Г северной строительно-климатической зоны, которая характеризуется суровыми природно-климатическими условиями. Сложные природно-климатические условия включают в себя наличие высокой степени заболоченности, а также зону многолетнемерзлых грунтов. Именно эти условия осложняют разработку Мессояхской группы месторождений, а так же добычу и транспортировку нефти, которая имеет высокие значения плотности и вязкости [50, 153].

Продуктивным пластом Восточно-Мессояхского месторождения является пласт ПК₁₋₃. По своим геологическим особенностям запасы данного пласта являются трудно извлекаемыми в связи с высокой вязкостью. Залежи нефти расположены в диапазоне глубин от 800 до 3200 метров. Основной объем нефти сосредоточен на глубине 1700-3200 метров [129].

Основные геологические параметры, описывающие пласт ПК₁₋₃ представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Геологическая характеристика пласта ПК₁₋₃

Наименование показателя	Единицы измерения	Значение
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	14,9
Коэффициент пористости	доли ед.	0,29
Коэффициент нефтенасыщенности	доли ед.	0,61
Коэффициент песчанистости	доли ед.	0,62
Давление насыщения	МПа	7,8
Плотность пластовой нефти	кг/м ³	945

Физико-химические характеристики нефти Восточно-Мессояхского месторождения приведены в таблице 1.6.

Таблица 1.6 – Физико-химические характеристики нефти

«Наименование показателя»	Единицы измерения	Нормативный документ на метод испытания	Результат испытания
Плотность нефти при температуре 20 °С	г/см ³	ГОСТ 3900-85	0,910
Кинематическая вязкость при 40 °С	мм ² /с	ГОСТ 33-2000	92,6
Кинематическая вязкость при 30 °С			227,6
Кинематическая вязкость при 20 °С			379,8
Температура застывания	°С	ГОСТ 20287-91	минус 17
Массовая концентрация асфальтенов	%	М 01-12-81	0,58
Массовая концентрация смол	%		12,41
Массовая концентрация парафина	%		1,4
Массовая доля воды	%	ГОСТ 2477	0,25» [14]

Согласно таблице 1.6 плотность нефти составляет 910 кг/м³, что по ГОСТ Р 51858-2002 соответствует битуминозным нефтям. По параметру вязкости исследуемая нефть относится к типу вязких.

С Восточно-Мессояхского месторождения нефть поступает в трубопроводную магистраль Заполярье-Пурпе [32].

Мощность транспортировки нефти по этому нефтепроводу составляет шесть миллионов тонн в год.

На рисунке 1.3 представлена схема присоединения напорного нефтепровода с ЦСП Восточно-Мессояхского месторождения к ПСП Пяяхинского месторождения.

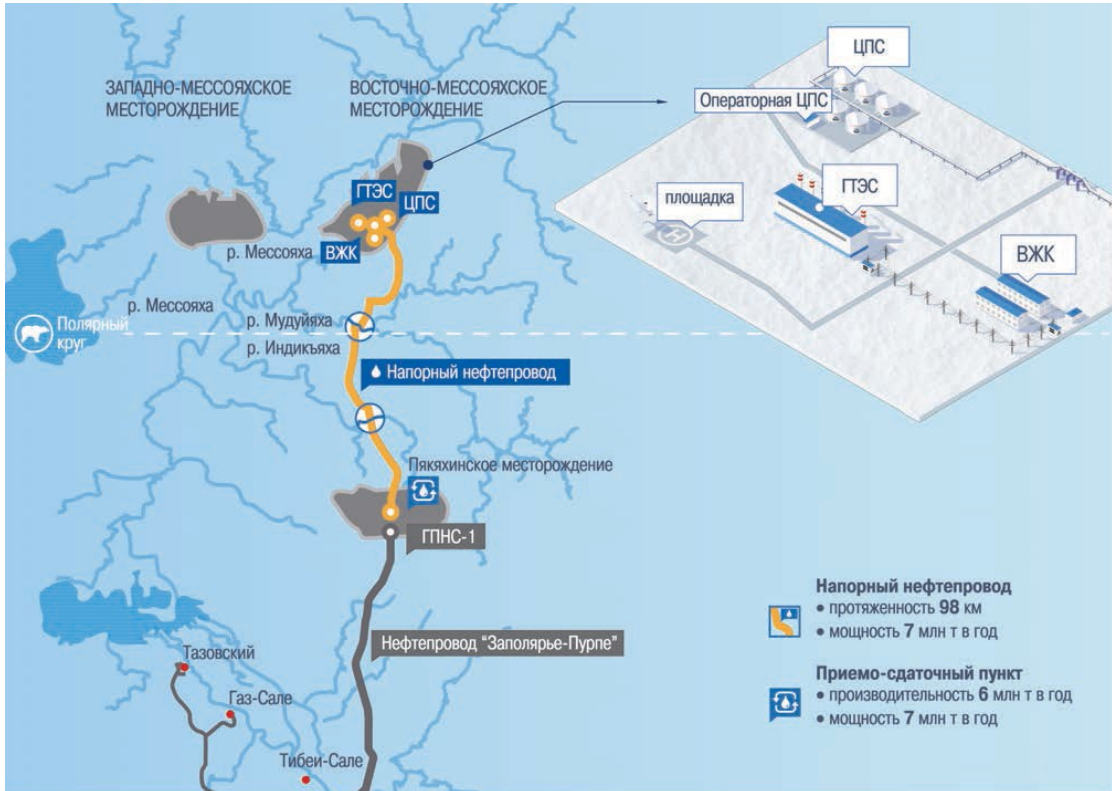


Рисунок 1.3 – Схема присоединения напорного нефтепровода с ЦСП Восточно-Мессояхского месторождения к ПСП Пяяхинского месторождения [32]
Профиль трассы трубопровода представлен на рисунке 1.4.

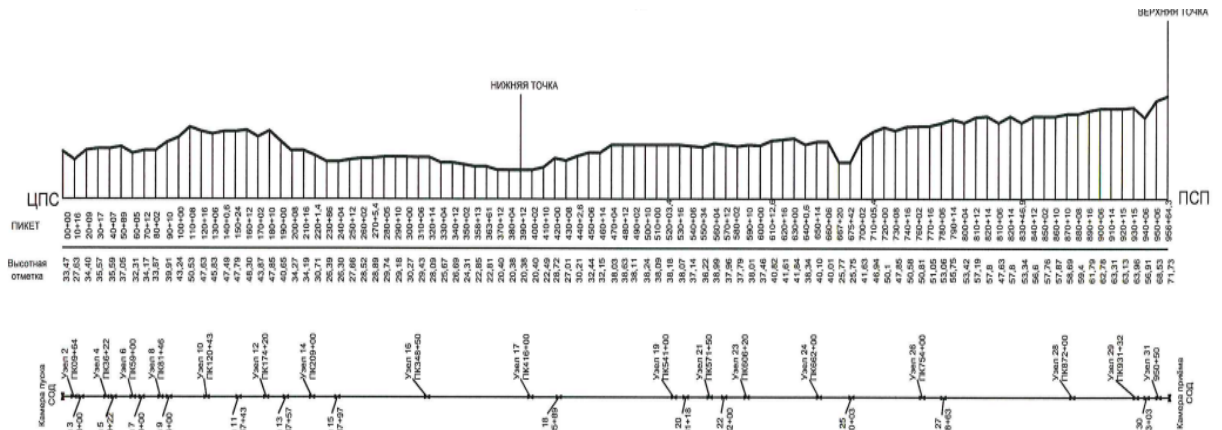


Рисунок 1.4 – Профиль трассы нефтепровода
Основные характеристики нефтепровода представлены в таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Характеристики напорного нефтепровода «ЦПС Восточно-Мессояхского месторождения – ПСП Пякяхинском.р.»

п/п	Наименование показателя	Для заполнения
1	Длина, м	99 003
2	Однониточный/многониточный трубопровод	однониточный
3	Внутренний диаметр, мм. При наличии вставок другого диаметра – указать их длину и диаметр	512
4	Объём нефтепровода, м ³	20 372,763
5	Наличие подкачек по длине участка	Нет
6	Используемые насосы для перекачки: тип, рабочие характеристики, кол-во, наличие резервных насосов и их характеристики	ЦНС 300х600 (4 шт)
7	Возможность подачи присадки в начале участка, сразу после сырьевых насосов.	Да
8	Наличие НПС по длине участка	Нет
Режим транспорта нефти		
1	Фактическое давление нагнетания на выходе с насосной станции (без ПТП), МПа (кгс/см ²)	2,5
2	Фактическое давление в конце участка (без ПТП), МПа (кгс/см ²)	0,2
3	Максимальное проектное давление, МПа (кгс/см ²)	6,3 МПа
4	Зафиксированный перепад давления по участку, МПа (кгс/см ²)	2,3
6	Расход нефти в данный момент, м ³ /час или т/ч	562,2 тн/час
7	Режим эксплуатации: постоянный, стабильный, периодические остановки откачки (указать как часто)	постоянный
8	Температура в начале участка, °С	48,4
9	Температура в конце участка, °С	36,6

Повышение эффективности эксплуатации надземных нефтепроводов, в настоящее время, является актуальной задачей. В настоящее время существует множество способов транспорта вязких нефтей. При этом выбор способа зависит от ряда факторов, таких как: реологические свойства, параметры перекачки, условия эксплуатации трубопровода.

1.3 Способы трубопроводного транспорта высоковязких нефтей в сложных природно-климатических условиях

В настоящее время существует множество способов транспорта вязких нефтей: «горячая» перекачка, разбавление, эмульгирование, гидрперекачка, транспорт нефти с электроподогревом, добавление в нефть депрессорных и противотурбулентных присадок [1, 25, 57, 67, 83, 86, 94, 104, 109, 118, 126].

Полная классификация способов транспорта вязких нефтей представлена на рисунке 1.5 [58].

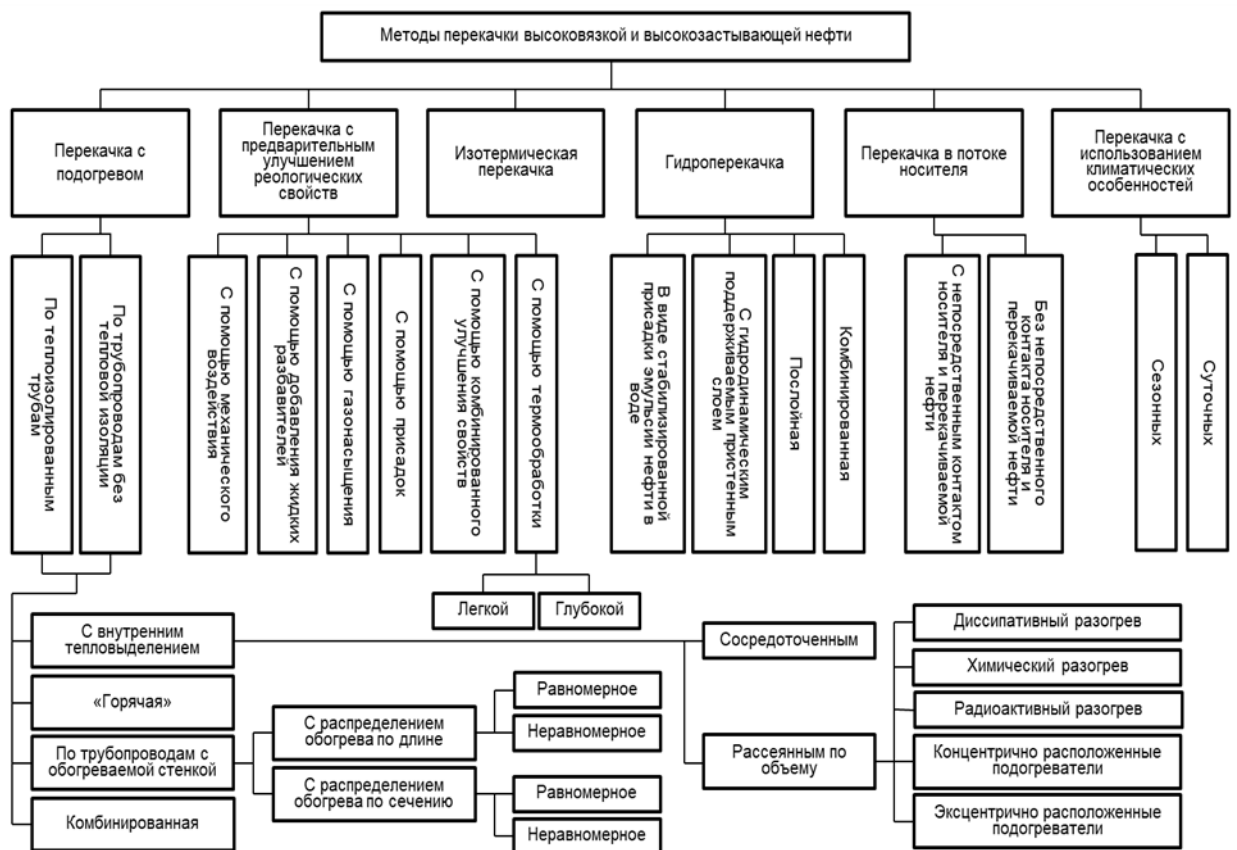


Рисунок 1.5 – Существующие способы транспорта неньютоновской нефти

Способы транспорта вязких нефтей, представленных на рисунке 1.5, принято делить на две основные группы [69, 86].

Первая группа основана на том, что при их использовании не происходит изменения реологических характеристик транспортируемого продукта. К таким способам относятся методы, которые уменьшают шероховатость внутренней стенки трубопровода и методы, которые создают пристенный слой на внутренней стенке трубы при помощи специальных насадок. В качестве жидкости пристенного

слоя используется жидкость, обладающая меньшей вязкостью, чем исследуемая жидкость. К таким жидкостям относятся вода, нефтепродукты, лёгкие нефти.

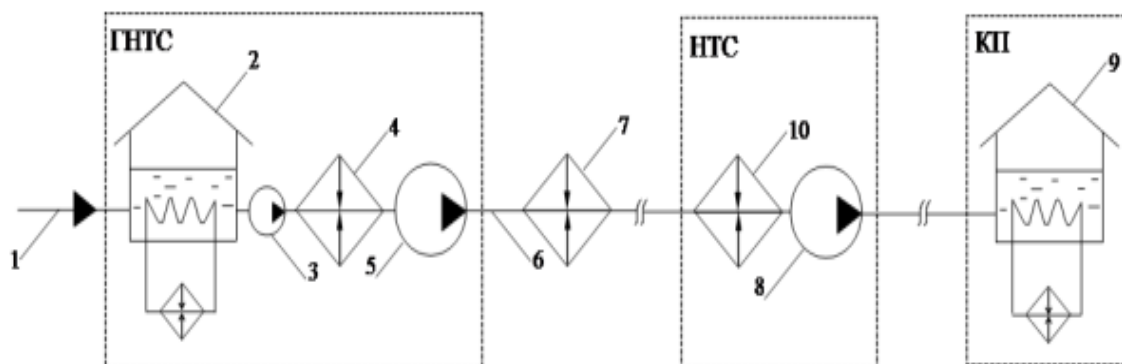
Вторая группа предполагает, что при использовании данных методов происходит изменение реологических параметров. Данная группа делится так же на физические и физико-химические методы. К физическим относятся тепловые методы, одним из которых является метод, при котором изотермически разрушается тиксотропная структура нефти. К этой категории так же относится метод горячей перекачки. При использовании его повышение температуры потока происходит на нефтеперекачивающих станциях в специальных печах.

«К физико-химическим методам, при которых происходит изменение реологических свойств транспортируемой нефти относятся методы, при которых происходит разбавление нефти. К таким методам относится эмульгирование, при котором нефть транспортируется как эмульсия нефть в воде. Так же в качестве разбавителя используются нефтепродукты (керосин, бензин) и лёгкие нефти (при наличии вблизи месторождения с вязкой нефтью месторождений с лёгкой нефтью). К таким методам относится метод добавления депрессорной присадки, которая понижает вязкость, следовательно, увеличивает текучесть нефти» [83].

В настоящее время, самым широко изученным и применяемым методом является метод «горячей» перекачки [1, 20, 36, 37, 47, 109, 118, 121].

Схема горячей перекачки представлена на рисунке 1.6.

«Подготовленная нефть в промысла поступает в резервуарный парк (2) по трубопроводу (1). С помощью сети подогревательных элементов (4,7,10) температура высоковязкой нефти достигает значения, при которой её транспортировка по магистральному нефтепроводу (6) становится возможной с помощью основных магистральных подпорных насосов (5,8). Для того чтобы после хранения нефти в резервуарах (2,9), подводящие подпорные насосы (3) справились с задачей перекачки, резервуары также оборудованы подогревательными устройствами» [58].



«Рисунок 1.6 - Технологическая схема «горячей перекачки»

1 – подводящий МТ 2, 9 – резервуары; 3 – подпорный насос; 4, 7, 10 – дополнительные пункты подогрева; 5, 8 – основные магистральные насосы; ГНТС – головная насосно-тепловая станция; НТС – насосно-тепловая станция; КП – конечный пункт» [58]

Впервые этот способ перекачки был применён В.Г. Шуховым. Именно под его руководством был построен первый подогреваемый нефтепровод в 1880 году в Баку.

Крупнейшим нефтепроводом, на котором ведется перекачка методом горячей перекачки является «Узень-Атырау-Самара», на котором установлено 7 нефтеперекачивающих станций и на каждом из них нефть подогревается в печах.

К методам перекачки нефти с подогревом относится также электроподогрев [15, 16, 22]. При использовании данного метода в трубопроводную систему так же включается нагревательный трубопровод, внутри которого расположен токоведущий кабель. С основным трубопроводом трубопровод-спутник связан при помощи сварки и помещается в совместную с ним изоляцию [14]. При этом принцип действия данного метода основан на том, что между трубопроводами происходит процесс теплообмена.

Преимуществом данного метода перекачки является то, что систему электроподогрева можно выключать и включать в процессе эксплуатации, соответственно возможно сокращение потребляемой энергии на процесс транспорта. Возможность регулирования режима работы так же позволяет регулировать температурный режим транспортировки жидкости.

На рисунке 1.7 представлена схема электроподогрева с основными составляющими.



Рисунок 1.7 - Схема электрообогрева трубопровода

Метод является достаточно изученным и применимым. Так, например, по данной технологии высоковязкая нефть транспортируется с Тазовского месторождения до трубопровода «Заполярье-Пурпе» [14].

Метод разбавления высоковязкой нефти нефтепродуктами или более легкой нефтью применяется в случаях, когда вблизи месторождений с высоковязкой нефтью есть месторождения с более легкой нефтью. При применении метода разбавления при транспорте высоковязкой нефти важно не только правильно подобрать пропорции, но и рассчитать вязкость транспортируемой смеси. Данный параметр необходимо учитывать и в тех случаях, когда транспортирование нефти происходит в зимний период, так как из-за температуры эксплуатации транспортируемая смесь будет неньютоновской и необходимо особое внимание уделить вопросу рационального выбора режима работы.

Транспорт высоковязкой нефти методом разбавления получил широкое применение как в Российской Федерации, так и зарубежной практике [53, 123]. Легкой нефтью, например, разбавляется тяжелая нефть, которая транспортируется по нефтепроводу с Ашальчинского месторождения [49].

В Канаде трубопровод Хардисти-Ллойдминстер (Hardisty-Lloydminster) позволяет транспортировать нетрадиционную нефть, вязкость которой из западных месторождений страны составляет $14 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ при $25 \text{ }^\circ\text{C}$, а температура застывания около $22 \text{ }^\circ\text{C}$. По данному нефтепроводу транспортируется смесь, отвечающая заданным условиям перекачки и имеющая в своем составе ллойдминстерскую нефть в количестве 77,5% от общей смеси и разбавителя, в качестве которого выступает газовый конденсат из месторождения Римбейя в размере 22,5%. Добавление газового конденсата к высоковязкой нефти происходит непосредственно в трубопроводе, который так же оснащен системой подогрева.

Технология транспорта неньютоновской нефти совместно с разбавителем применяется и в Соединенных Штатах Америки. В частности, на нефтепроводе Клербрук-Хейстингс (Clearbrook- Hastings) перекачиваемая смесь состоит из 80 % вязкой нефти месторождений Фостертон и Сассекс и разбавителя – 20% маловязкой нефти из месторождения Редустер. Перекачка высоковязкой нефти с разбавителем остается одним из приоритетных и популярных способов трубопроводного транспорта с месторождений. Так, в Венесуэле при проектировании нефтепровода Тембладор-Карипито (Tembladore – Caripito) протяженностью 148 километров одним среди вариантов перекачки рассматривался способ смешения с разбавителем. В ходе проведенных исследований и расчетов было выявлено, что лучшим вариантом является разбавление нефти керосином, концентрация которого составляет 15%. В Венесуэле нефть различной вязкости транспортируется методом подогрева.

Технология с применением разбавителей нашла применение также на трубопроводе Страсбург-Саарбрюккен (Strassburg-Saarbrücken), находящимся в Западной Германии. В состав перекачиваемой смеси включены три вида нефти: высокозастывающая ливийская нефть в количестве от 30% до 60%, хассимесаудская в пределах 30-70% и значительно меньшее количество киркукской (порядка 6-7%).

В Румынии при перекачке нефти с высоким содержанием парафина из месторождения Берка так же применяют метод разбавления и в качестве разбавителя используют легкие фракции, такие как газовый бензин.

С месторождения Гяара, расположенного на территории Ирака и обладающего запасами тяжелой нефти нефть транспортируется совместно с легкой нефтью Каркукского месторождения, содержание которой составляет 15-20%.

На территории Российской Федерации транспорт неньютоновских нефтей с разбавителем так же является распространенным методом в общей структуре трубопроводного транспорта.

Одной из систем, транспортирующих нефть с разбавителем, является система Баку-Тихорецк. Неньютоновская нефть месторождений Казахстана транспортируется в смеси с легкой нефтью.

Одним из развивающихся способов транспорта нефтей с аномальными свойствами является добавление в нефть противотурбулентных и депрессорных присадок [11, 12, 18, 25, 67, 83, 94, 83, 103, 104, 116, 126].

В целях улучшения реологических свойств нефти на трубопроводах «Уса-Ухта» и «Ухта-Ярославль» применяются депрессорные присадки [127].

В конце 90-х годов прошлого века на нефтяном месторождении Бичхон (WhiteTiger) во Вьетнаме был использован депрессатор Seraflux Es-3266 на добываемой нефти с высоким содержанием парафина для улучшения реологических свойств. Как следствие параметры нефти улучшились, особенно в области низких температур: динамическое напряжение сдвига снизилось минимум в 20 раз, а пластическая вязкость – в 7 раз.

Таким образом, можно сделать вывод, что условия эксплуатации являются важным фактором при выборе метода транспорта вязкой нефти.

В таблице 1.8 обобщены данные о существующих трубопроводных системах и методах, которыми производится транспорт вязких нефтей на крупнейших трубопроводах [58].

Таблица 1.8 – «Опыт эксплуатации трубопроводного транспорта нефти и способы их перекачки» [58]

«Трубопровод	Длина, км	Диаметр, мм	Продукт	Q, млн.тонн/ год	Способ перекачки
Рио-Зулия-Сайга-Мария (Колумбия)	480	250	Нефть $t_3=30C$	1,45	обычный
Танджунг-Баликпапан (Индонезия)	238	500	Нефть $t_3=41C$	3,66	Гидротранспорт (30% воды)
Джилон-Ньюпорт (Австралия)	56	200	Мазут		С подогревом
Трекате-Турин (Италия)	78	250	Мазут $t_3=24C$		С подогревом
Трекате-Арлуно	16	300	Мазут $t_3=24C$		С подогревом
Трекате-Турбичо	13	130	Мазут $t_3=24C$		С подогревом
Долина-Дрогобыч	58	250	Нефть		С подогревом
Кум-Даг-Красноводск	220	300	Нефть $t_3=24C$		С подогревом
Узень-Жетыбай- Шевченко (Казахстан)	141	500	Нефть $t_3=27C$		С подогревом
Надхоркатье-Гаихати (Индия)	402	400	Нефть $t_3=32C$	3,25	термообработка
Гаихати-Барауни (Индия)	756	350	Нефть $t_3=32C$	2,35	С подогревом
Бейкрсфильд-Мартинец (США)	413	250/300	Нефть	1,7	С подогревом
Лумбертон-Мобиль (США)	142	350	Нефть	2,5	С подогревом
Ллойдминстер-Хардисти (Канада)	116	200	Нефть	2,5	В смеси с газовым конденсатом (22,5%), зимой дополнительно подогревается» [58]

Из таблицы 1.9 видно, что на большей части трубопроводов используется метод горячей перекачки для транспорта высоковязкой нефти.

Вопросами транспорта неньютоновских нефтей занимались отечественные ученые: Л.С. Абрамзон, В.В. Губин, В.Е. Губин, В.Н. Дегтярев, Б.Л. Кривошеин, А.А. Коршак, Л.С. Лейбензон, П.И. Тугунов, К.Д. Фролов, В.И.Черников,

В.Г.Шухов, В.С. Яблонский т.д. [37-42, 61-64, 119-120, 128, 131-134], а так же зарубежные ученые: Ф. Джил, И.Ф. Карн, С.И. Тарг, П.Е. Форд, В.П. Котен, Т. Давенпорт, В.И. Марон, В.Т. Харин, В.А. Юфин и т.д.

Но транспорт нефти в условиях Крайнего Севера требует особого внимания из-за ряда факторов, основными из которых являются температурные показатели и наличие зоны многолетней мерзлоты. Принятые конструктивные решения прокладки требуют повышения надежности при решении вопросов эксплуатации нефтепроводов [13, 18, 32, 46, 50, 65, 68, 114].

Надземная прокладка в условиях Крайнего Севера является рациональным способом строительства трубопровода, но при этом имеет ряд проблем и сложностей . В районах многолетней мерзлоты необходимо применять тепловую изоляцию труб и учитывать конструкции и расстановку опор. Проведенные многочисленные расчеты и моделирование создания новых конструкций опор помогают добиться удержания трубопровода в рабочем состоянии [32, 34, 118].

В сложных природно-климатических условиях надземные нефтепроводы эксплуатируются в неизотермическом режиме движения жидкости.

Эффективность трубопроводного транспорта достигается путем уменьшения технико-экономических затрат, а также снижения коэффициента гидравлического сопротивления [9, 34, 43, 71, 93, 102, 135]. Для оценки эффективности перекачки нефти с повышенной вязкостью в основном используются критерии, показывающие максимум производительности трубопровода, минимум затрат мощности, а также минимальные потери на гидравлические сопротивления.

В работах [83-85] представлены результаты теоретических и экспериментальных исследований, выполненные для сравнительного анализ применения методов транспорта вязких нефтей для различных типов нефти. В качестве нефти №1 используется битуминозная нефть, нефти №2 высоковязкая нефть, нефти №3 вязкая нефть. Для сравнения методов используется метод подогрева, разбавления, эмульгирования, гидроперекачки и добавления присадок.

Результаты работы представлены на рисунке 1.8.

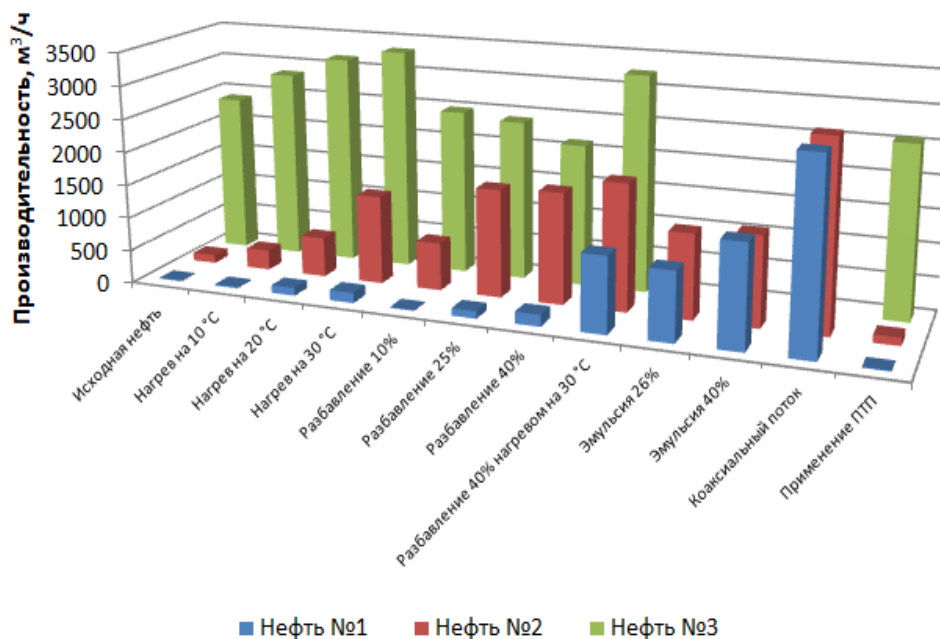


Рисунок 1.8 - Производительность нефтепровода при использовании различных методов транспортировки нефтей

Как видно из рисунка 1.8 эффективным методом транспорта битуминозной нефти является метод коаксиального потока и эмульгирование. Но метод эмульгирования, в свою очередь, требует больших объемов воды, что может снизить полезную производительность трубопровода. При этом наиболее часто используемые способы, такие как нагрев и разбавление являются неэффективными для битуминозных нефтей.

Транспорт высоковязкой нефти является эффективным при применении методов разбавление, нагрев и эмульгирование. При этом выбор определенного метода зависит от условий эксплуатации и экономических составляющих.

Эффективность транспорта вязкой нефти достигается при методах нагрева, разбавления и добавления присадок.

Нефть Восточно-Мессояхского месторождения относится к категории вязких нефтей, что соответствует нефти №3 данного исследования. В данном случае, учитывая реологические свойства и сложные природно-климатические условия, можно сделать вывод, что для исследуемого трубопровода рациональным способом транспорта является метод с использованием депрессорных присадок для снижения температуры застывания и вязкости нефти.

1.4 Анализ методов гидравлического расчета трубопроводов, транспортирующих вязкую нефть

Коэффициент гидравлического сопротивления является показателем эффективности при транспорте высоковязкой нефти. Величина этого параметра зависит от режима движения жидкости по трубопроводу и его шероховатости.

Исследованием коэффициента гидравлического сопротивления занимались такие ученые, как В.Г. Шухов, Л.С. Лейбензон, В.И. Черников, М.А. Михеев, В.М. Агапкин, В.Е. Губин, В.Ф. Новоселов, В.Г. Котен, Б.Л. Кривошеин, П.И. Тугунов, В.С. Яблонский, И.И. Никурадзе [3, 37-41, 54, 63, 64, 71, 79, 80, 110, 119-122, 128, 131, 132].

На первых этапах исследования режимов движения жидкости значение коэффициента гидравлического сопротивления λ принималось постоянным. Первой практически значимой пропорцией является формула Шези (1.1)

$$w^2 = i \cdot R, \quad (1.1)$$

где w – средняя скорость потока, м/с;

i – гидравлический уклон;

R – гидравлический радиус.

В результате проведения исследований было установлено значение коэффициента пропорциональности. Эта зависимость получила широкое распространение и была названа основной формулой гидравлики. Для русел и каналов формула имеет вид (1.2)

$$w = C \cdot \sqrt{i \cdot R}, \quad (1.2)$$

где C – коэффициент пропорциональности, учитывающий различия между каналами.

Для гидравлического расчета трубопроводных систем была получена зависимость (1.3)

$$i \cdot R = \frac{1}{C^2} \cdot w^2 = b_1 \cdot w^2, \quad (1.3)$$

где b_1 – коэффициент, учитывающий различия в движении жидкостей по трубам.

В середине XIX века было доказано, что «коэффициент гидравлического сопротивления зависит от диаметра трубопровода и его шероховатости, а также от реологических свойств жидкости.

Для вычисления потерь напора по длине применяется формула Дарси (1.4)

$$h_{\tau} = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{v^2}{2g}, \quad (1.4)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

l – длина трубопровода;

d – внутренний диаметр трубопровода;

g – ускорение свободного падения;

v – средняя скорость потока жидкости» [58].

Выражения (1.2) – (1.4) имеют явное сходство и легко приводятся к одному из видов (1.5-1.7)

$$i \cdot R = \frac{h_{\tau}}{L} \cdot \frac{4}{d} = \frac{1}{c^2} \cdot w^2 = b_1 \cdot w^2 \quad (1.5)$$

или

$$h_{\tau} = \frac{4}{c^2} \cdot \frac{L}{d} \cdot w^2 = 4 \cdot b_1 \cdot \frac{L}{d} \cdot w^2, \quad (1.6)$$

или

$$h_{\tau} = \frac{8g}{c^2} \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{w^2}{2g} = 8g \cdot b_1 = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{w^2}{2g}. \quad (1.7)$$

Откуда коэффициент гидравлического сопротивления можно найти по формуле (1.8)

$$\lambda = \frac{8g}{c^2} = 8g \cdot b_1. \quad (1.8)$$

Из формул (1.5) – (1.8) видно, что главным параметром при определении потерь напора являются коэффициенты пропорциональности λ , b_1 и C .

Относительно расхода жидкости формулы (1.5) - (1.7) имеют вид (1.9)

$$Q = \frac{\pi d^2}{4} w = \frac{\pi C}{8} \sqrt{d^5 \frac{h_{\tau}}{L}} = \frac{\pi}{8} \sqrt{\frac{2g}{\lambda}} \cdot \sqrt{d^5 \frac{h_{\tau}}{L}} \quad \text{или} \quad Q = t \sqrt{d^5 \frac{h_{\tau}}{L}}, \quad (1.9)$$

где t – числовой коэффициент расхода, зависящий от вида жидкости и ее температуры.

Дюбуа установил, что гидравлическое сопротивление не зависит от абсолютного давления, а материал трубы не оказывает влияния на движение жидкости в трубопроводах. На основе экспериментальных исследований Купле, Боссю и собственных экспериментальных исследований Дюбуа была получена зависимость (1.10)

$$w = (\sqrt{R} - 0,0298) \left(\frac{88,51}{\sqrt{\frac{1}{i} - lg} \sqrt{\frac{1}{i} + 1,6}} - 0,0894 \right). \quad (1.10)$$

Формула (1.10) не получила практического применения в виду сложности и малого количества экспериментальных исследований.

В результате экспериментальных исследований к концу XIX века появилось множество формул для определения коэффициента пропорциональности.

Прони, Эйтельвейн, Вейсбах, Цейнер, Сен-Венан были установлены зависимости для определения коэффициента пропорциональности в зависимости от скорости движения жидкости $\lambda = f(w)$.

Вейсбах получил формулу (1.11)

$$i \cdot R = b \cdot w^{\frac{3}{2}} + a \cdot w^2 = \left(a + \frac{b}{\sqrt{w}} \right) \cdot w^2 \quad \text{и} \quad \lambda = 2g \left(a + \frac{b}{\sqrt{w}} \right). \quad (1.11)$$

Следует отметить, что в формулах вышеприведенных исследователей коэффициенты a и b приняты величинами постоянными, что подтверждает гипотезу Дюбуа.

Дарси, Леви, Франк, Зонне, Кристен, Базен установили зависимости коэффициента пропорциональности в зависимости от диаметра трубопровода (1.12)

$$\lambda = f(R). \quad (1.12)$$

Базен получил формулу (1.13)

$$i \cdot R = a^2 \left(\beta + \frac{\gamma}{\sqrt{R}} \right)^2 \cdot w^2 \quad \text{и} \quad \lambda = 2ga^2 \left(\beta + \frac{\gamma}{\sqrt{R}} \right). \quad (1.13)$$

В формуле (1.13) величины коэффициентов a и b являются постоянными величинами, а γ – коэффициент шероховатости, который для асфальтированных труб принимается равным 0,06 и 0,16, а для неасфальтированных 0,46.

Формулы исследователей этой группы учитывали состояние внутренних поверхности трубопровода.

«Хаген, Лампе, Линдлей, Унвинн, Гоклер, Вехаг, Рейнольдс, Фламан, Ланг, Шмир установили зависимости коэффициента гидравлического сопротивления от скорости движения жидкости и диаметра трубопровода» [82]. Зависимость имеет вид (1.14)

$$\lambda = f(w, R). \quad (1.14)$$

Среди этой группы исследователей стоит отметить формулу Лампе (1.15)

$$i \cdot R = \left(a + \frac{b}{Rw}\right) \cdot w^2 \quad \text{и} \quad \lambda = 2g \left(a + \frac{b}{Rw}\right). \quad (1.15)$$

Зависимость (1.15) является первой формулой, где учитываются свойства жидкости, которые влияют на величину коэффициента пропорциональности.

Гангилье-Куттер, Невиль, Лампе получили формулы зависимости коэффициента гидравлического сопротивления от гидравлического уклона и гидравлического радиуса (1.16)

$$\lambda = f(i, R). \quad (1.16)$$

Формула Гангилье-Куттера имеет вид (1.17)

$$i \cdot R = \left(\frac{1 + \frac{(a + \frac{m}{i}) \cdot n}{\sqrt{R}}}{(a + \frac{m}{i}) + \frac{1}{n}} \right)^2 \cdot w^2 \quad \text{и} \quad \lambda = 2g \left(\frac{1 + \frac{(a + \frac{m}{i}) \cdot n}{\sqrt{R}}}{(a + \frac{m}{i}) + \frac{1}{n}} \right)^2, \quad (1.17)$$

где a, m, i – постоянные коэффициенты;

n – коэффициент шероховатости.

Дюпой, Бокс, Бирдмор, Джаксон, Лесли, Фаннинг вывели зависимости, где коэффициент гидравлического сопротивления является постоянным.

Дюпой получил формулу (1.18)

$$Q = 20 \cdot \sqrt{i \cdot d^5}. \quad (1.18)$$

Следует отметить, что данная формула долгое время применялась для расчетов трубопроводных систем, а величина гидравлического уклона принималась равной 0,0303.

«Для определения коэффициента гидравлического сопротивления в трубопроводах круглого сечения предложено большое количество формул» [49].

Хагеном и Пуазейлем было установлено, что в трубах малого диаметра движение жидкости происходит по прямолинейному закону, т.е. гидравлический уклон пропорционален первой степени средней скорости.

Полученная зависимость имеет вид (1.19)

$$h_{\tau} = 64\nu \frac{l}{d^2} \cdot \frac{\vartheta}{2g}, \quad (1.19)$$

где ν – кинематическая вязкость жидкости, м²/с.

Хаген также установил, что движение жидкости в трубопроводе происходит в двух режимах: ламинарном и турбулентном.

Экспериментальные исследования, проведенные Рейнольдсом позволили сделать вывод о том, что режим движения жидкости зависит от скорости. «Если скорость течения жидкости имеет низкое значение, то жидкость движется по параболическому закону, при высоких скоростях жидкость течет по законам турбулентного режима» [75, 76, 88, 105].

«Режим движения жидкости определяется по значению числа Рейнольдса (1.20)

$$Re = \frac{\vartheta D \rho}{\mu}, \quad (1.20)$$

где μ , ρ – динамическая вязкость и плотность жидкости соответственно.

При ламинарном режиме движения жидкости число Рейнольдса меньше критического значения (2320). В этом случае коэффициент гидравлического сопротивления не зависит от шероховатости трубы. Значение коэффициента гидравлического сопротивления определяется по формуле Стокса (1.21)» [118]

$$\lambda = \frac{64}{Re}. \quad (1.21)$$

«По формуле Блазиуса определяется коэффициент гидравлического сопротивления в зоне гидравлически гладких труб» [118]. Критерий Рейнольдса при этом находится в диапазоне $2300 < Re < 10^5$ [77, 78] и формула Блазиуса имеет вид (1.22)

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}. \quad (1.22)$$

Долгое время формула (1.22) являлась универсальной для всего турбулентного режима, так как была подтверждена многочисленными исследованиями.

«Формула И.П. Гинзбурга позволяет определить значение коэффициента гидравлического сопротивления в переходной зоне по формуле (1.23)

$$\lambda = \frac{64}{Re} \cdot (1 - \gamma) + \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}} \cdot \gamma, \quad (1.23)$$

где γ – коэффициент, вычисляемый по формуле (1.24)» [49]

$$\gamma = 1 - \exp[-0,002 \cdot (Re - 2320)]. \quad (1.24)$$

Исследования, которые проводил Лоренц позволили установить, что при турбулентном режиме на коэффициент гидравлического сопротивления значительное влияние оказывает значение шероховатости трубопровода.

Универсальной формулой, в настоящее время, для турбулентного режима движения жидкости является формула Альтшуля (1.25)

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{\Delta}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}. \quad (1.25)$$

Формула применима для зоны смешанного трения, где число Рейнольдса находится в диапазоне $10d/\Delta < Re < 500d/\Delta$.

«Шифринсон получил формулу для автомодельного режима движения жидкости (1.26), где значение критерия Рейнольдса находится в диапазоне $Re > 500d/\Delta$ » [14]

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{\Delta}{d} \right)^{0,25}. \quad (1.26)$$

В зоне квадратичного трения, как видно из формулы (1.26) коэффициент гидравлического сопротивления не зависит от числа Рейнольдса.

«Анализируя формулы (1.21) - (1.26) видно, что при малых значениях соотношения относительной шероховатости к диаметру, формула Альтшуля переходит в формулу Блазиуса, при больших значениях формула приобретает вид формулы Шифринсона» [49].

«Разработанный Сен-Венаном и Буссинеском метод установления приближенной зависимости турбулентного движения привел к развитию полуэмпирической теории турбулентности» [27].

Прандтлем была создана полуэмпирическая теория, по которой турбулентный поток делился на турбулентное ядро, в котором отсутствовало влияние вязкости на гидравлическое сопротивление и ламинарный подслой. В результате чего была получена зависимость (1.27)

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 2 \lg \left(\frac{Re\sqrt{\lambda}}{2,51} \right). \quad (1.27)$$

Формула (1.27) учитывает шероховатость трубопровода и применима для гладких и шероховатых труб. Экспериментальные исследования Никурадзе подтвердили эту теоретическую зависимость.

Одновременно с Прандтлем Карманом была получена зависимость (1.28)

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 2 \lg \left(\frac{3,7D}{k} \right), \quad (1.28)$$

где k – высота выступов шероховатости.

Никурадзе провел комплексные исследования по влиянию относительной шероховатости стенки трубопровода на значение коэффициента гидравлического сопротивления.

Результаты этих исследований представлены на рисунке 1.9.

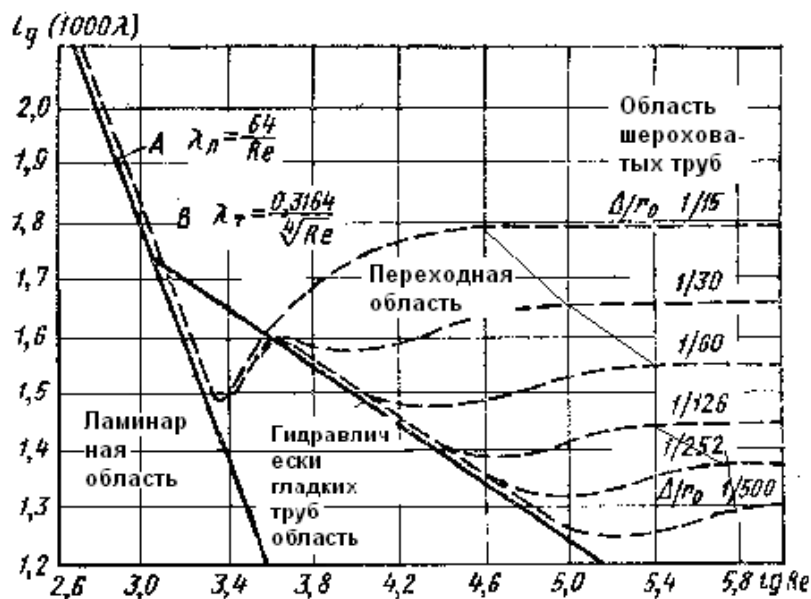


Рисунок 1.9 – Зависимость по опытам Никурадзе

Исследование показало, что при определении потерь напора главным показателем является не сама исследуемая жидкость, а число Рейнольдса.

Результатом исследований Кольбрука, И.А. Исаева, Ф.А. Шевелева стало установление того, что большинство трубопроводов транспортируют нефть в переходном и смешанном режиме, т.е. в тех режимах, где коэффициент гидравлического сопротивления зависит как от значения числа Рейнольдса, так и от значения относительной шероховатости стенки трубопровода.

С помощью интерполяционной переходной функции и формулы Прандтля для зоны гидравлически гладких труб Кольбруком предложена зависимость (1.29), определяющая зависимость сопротивления труб с естественной шероховатостью

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg \left(\frac{k}{3,7D} + \frac{2,51}{Re\sqrt{\lambda}} \right). \quad (1.29)$$

Формула (1.29) достаточно точно описывает закон сопротивления труб с естественной шероховатостью. Недостатком формулы является то, что «в обеих частях уравнения присутствует коэффициент гидравлического сопротивления и для его вычисления необходимо применение метода итераций» [58]. График зависимости гидравлического сопротивления для труб с технической шероховатостью представлен на рисунке 1.10.

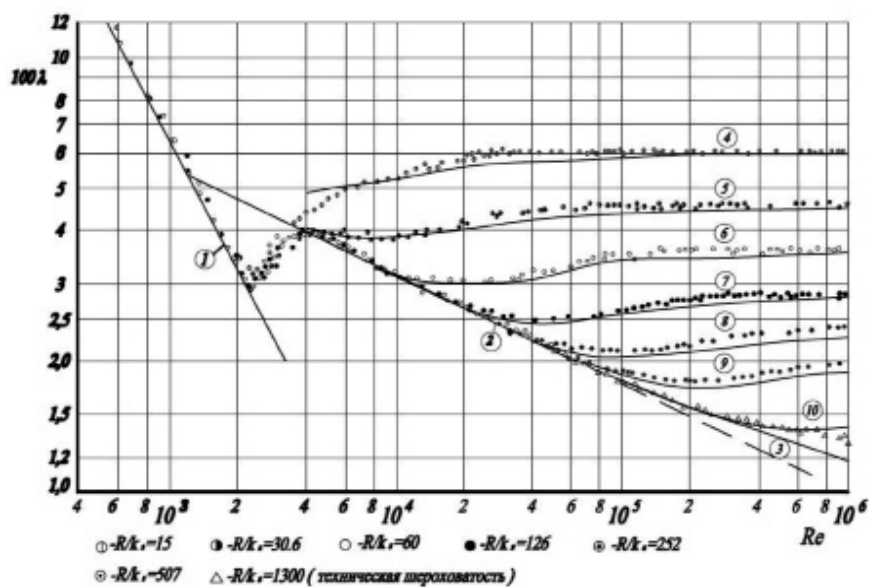


Рисунок 1.10 – График зависимости гидравлического сопротивления для труб с технической шероховатостью

Колбруком и Г.К. Филоненко были выведены зависимости, в которых значение коэффициента гидравлического сопротивления не ограничено значением числа Рейнольдса. На основе данных зависимостей была получена формула (1.30) для переходного режима движения

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg \left(\left(\frac{6,81}{Re} \right)^{0,9} + 0,27 \varepsilon \right), \quad (1.30)$$

где ε – поправка на режим движения жидкости.

«Еще одной расчетной зависимостью для определения коэффициента гидравлического сопротивления является формула Кольбрука-Уайта (1.31)

$$\lambda = \left[2 \lg \left(\frac{2,51}{Re \sqrt{\lambda}} + \frac{\Delta}{3,7d} \right) \right]^{-2}. \quad (1.31)$$

Достоинством формулы (1.31) является то, что она имеет многочисленные экспериментальные подтверждения» [49].

«Наилучшую сходимость с экспериментальными данными и теоретическое обоснование имеют формулы Кольбрука-Уайта, Черчилля и Хааланда» [14].

Начало изучения теоретических основ турбулентного режима движения жидкости связано с созданием полуэмпирической теории Прандтля. Но эта теория имеет существенный недостаток, так как в ней не учитывается значение вязкости жидкости в турбулентном ядре.

«При выполнении гидравлических расчетов при помощи программ для ЭВМ используется формула (1.32), которая справедлива во всем диапазоне чисел Рейнольдса» [49]

$$\lambda = 8 \left[\left(\frac{8}{Re} \right)^{12} + (A + B)^{-1,5} \right]^{\frac{1}{12}}, \quad (1.32)$$

где A и B – эмпирические коэффициенты, вычисляемые по формулам (1.33) – (1.34)

$$A = \left[-2,457 \cdot \ln \left(\left(\frac{7}{Re} \right)^{0,9} + 0,27 \cdot \left(\frac{\Delta}{d} \right) \right) \right]^{16}, \quad (1.33)$$

$$B = \left(\frac{37530}{Re} \right)^{16}. \quad (1.34)$$

Формулы (1.33) - (1.34) применимы как для турбулентного, так и для ламинарного режима движения жидкости.

Для вычисления коэффициента гидравлического сопротивления по формулам, представленным выше, необходимо применение метода последовательных приближений. Для практического применения данных формул в дальнейшем были проведены уточняющие исследования.

Данного недостатка лишены формулы (1.35) – (1.37):

- Н.З. Френкеля

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \cdot \lg \left(\frac{\Delta}{3,7d} + \left(\frac{6,81}{Re} \right)^{0,9} \right); \quad (1.35)$$

- И.А. Исаева

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1,8 \cdot \lg \left(\left(\frac{\Delta}{3,7d} \right)^{1,11} + \frac{6,81}{Re} \right); \quad (1.36)$$

- Н.И. Белокопя

$$\lambda = \frac{1}{(1,83 \cdot \lg Re - 1,7)^2}. \quad (1.37)$$

Следует отметить, что зависимость (1.37) схожа с зависимостью Альтшуля, которая так же используется при проведении расчетов в большом диапазоне чисел Рейнольдса. Эти зависимости при проведении инженерных расчетов имеют погрешность не более 3% при применении их для ньютоновских жидкостей, но для неньютоновских жидкостей погрешность вычислений зависит, прежде всего, от состава перекачиваемого продукта и от реологических свойств.

Исследования показали, что формула Исаева является достаточно точной и может быть рекомендована для расчета нефтепроводов во всей турбулентной области при соответствующем подборе коэффициента шероховатости.

В исследованиях В.Н. Дягтерева был проведен сравнительный анализ формул Кольбрука, Френкеля, Исаева, Черникина и Альтшуля для трубопроводов большого диаметра. Установлено, что наибольшую достоверность показывают формулы Кольбрука, Френкеля и Черникина. Ввиду своей простоты формулы Френкеля и Черникина рекомендованы для расчета нефтепроводов большого диаметра.

Н.А. Федоров на основе результатов экспериментальных исследований для труб диаметром более 100 мм получил формулу (1.38)

$$\lambda = -2 \lg \left(\frac{\varepsilon}{3,42} + \frac{a}{Re} \right), \quad (1.38)$$

где a – величина, зависящая от материала трубы и определяемая экспериментально

Достоинством данной формулы является то, что она учитывает не только шероховатость стенки трубопровода, но и материал трубы.

В зоне смешанного трения проектные расчеты проводятся по формуле Ланге (1.39), которая принята Нормами технологического проектирования Института Гипротрубопровод

$$\lambda = B + \frac{1,7}{Re^{0,5}}, \quad (1.39)$$

где B – справочная величина, зависящая от диаметра трубопровода.

Недостатком формулы (1.39) является то, что невозможно в явном виде выявить механизм учета шероховатости внутренней стенки при проектировании, что усложняет опытно-промышленное применение. Также было выявлено, что для гидравлического расчета нефти зона смешанного трения не является практически значимой. Но стоит отметить, что при пренебрежении данной зоной происходит скачок напорной характеристики трубопровода.

«В зарубежной практике широкое распространение получили следующие формулы для вычисления коэффициента гидравлического сопротивления:

- для вычисления коэффициента гидравлического сопротивления при ламинарном течении в работе Metzner предложена зависимость (1.40)» [49]

$$\lambda = \frac{64}{Re_{MR}}, \quad (1.40)$$

где Re_{MR} – число Рейнольдса определяется по формуле (1.41)

$$Re_{MR} = \frac{\rho u^{(2-n)} \cdot d_h^n}{8^{(n-1)} \cdot k \cdot \left(\frac{3n+1}{4n} \right)^n}. \quad (1.41)$$

- «для определения коэффициента гидравлического сопротивления при турбулентном течении Irvine предложил формулу (1.42)» [49]

$$f_0 = 4 \cdot \left(\frac{D(n)}{Re_{MR}} \right)^{\left(\frac{1}{3n+1} \right)}, \quad (1.42)$$

где D – диаметр трубопровода, определяемый по формуле (1.43)

$$D(n) = \frac{2^{(n+4)}}{77n} \cdot \left(\frac{4n}{3n+1} \right)^{3n^2}. \quad (1.43)$$

- формула (1.44) для определения «критического числа Рейнольдса для перехода турбулентного режима течения степенной жидкости в ламинарный предложена Ryan» [49]

$$Re_{MR} = \frac{6464n}{(3n+1)^2} \cdot (2n+1)^{\left(\frac{2+1}{1+n} \right)}. \quad (1.44)$$

Широкое распространение получила диаграмма Муди, представленная на рисунке 1.11.

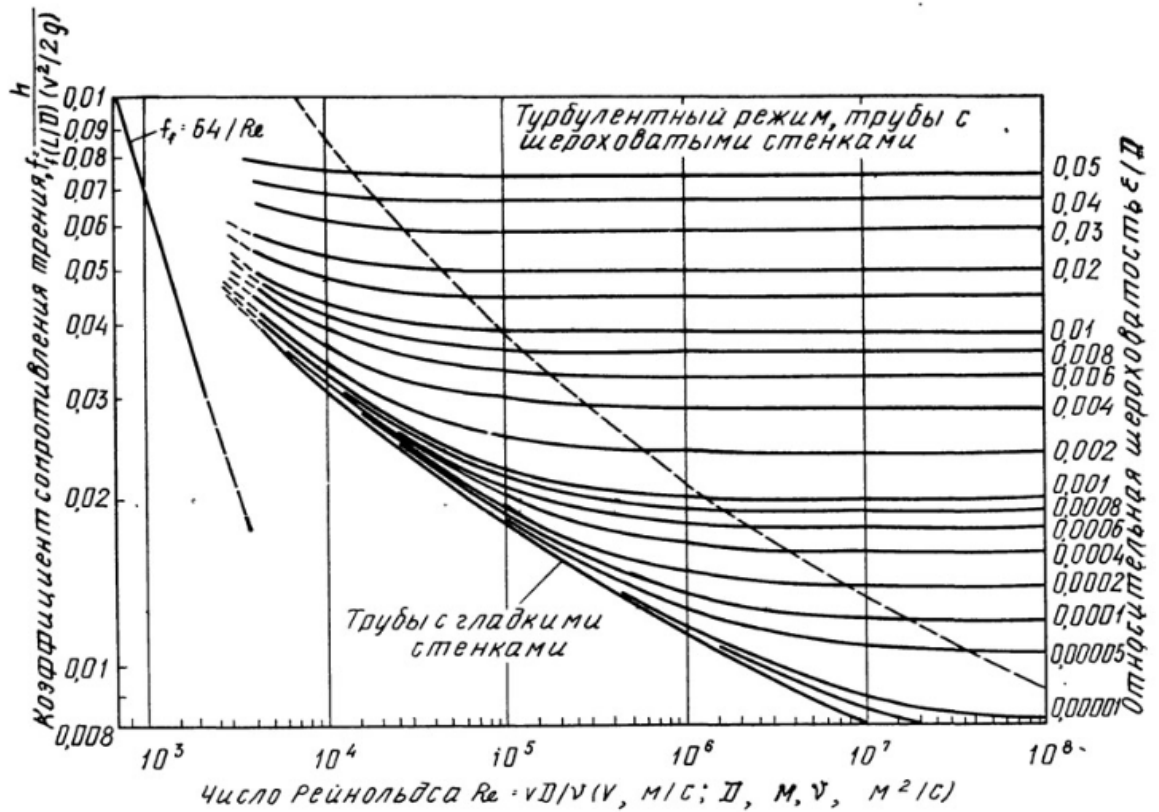


Рисунок 1.11 – Диаграмма Муди

Для составления диаграмм Муди использовались формулы (1.45) – (1.51):

- формула Serghide

$$\lambda = \left[A - \left\{ \frac{(B-A)^2}{C-2B+A} \right\} \right]^{-2}, \quad (1.45)$$

где A, B, C – величины, вычисляемые по формулам (1.46) – (1.48):

$$A = -2 \lg \left(\frac{\varepsilon}{3,7} + \frac{12}{Re} \right); \quad (1.46)$$

$$B = -2 \lg \left(\frac{\varepsilon}{3,7} + \frac{2,51A}{Re} \right); \quad (1.47)$$

$$C = -2 \lg \left(\frac{\varepsilon}{3,7} + \frac{2,51B}{Re} \right). \quad (1.48)$$

- формула Zigrand и Sylvester

$$\lambda = \left[-2 \lg \left\{ \frac{\varepsilon}{3,77} - \frac{5,02}{Re} \lg \left\{ \frac{\varepsilon}{3,77} - \frac{5,02}{Re} \lg \left(\frac{\varepsilon}{3,77} - \frac{13}{Re} \right) \right\} \right\} \right]^{-2}; \quad (1.49)$$

- формула Swamee и Jain

$$\lambda = \frac{0,25}{\left\{ \lg \left(\frac{\varepsilon}{3,7} + \frac{5,74}{Re^{0,9}} \right) \right\}^2}; \quad (1.50)$$

- формула Altshul-Tsal

$$\lambda = 0,11 \left(\varepsilon + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}. \quad (1.51)$$

Формулы (1.45) - (1.51) применяются для расчетов на ЭВМ, поэтому нашли широкое применение несмотря на свою сложность.

Для расчета коэффициента гидравлического сопротивления при транспорте нефти в зарубежной практике так же используются уравнение Хазена-Вильямса, формулы Миллера и Shell-MIT.

Уравнение Миллера не содержит число Рейнольдса и коэффициент шероховатости и имеет вид (1.52)

$$Q = 4,06 \left(d^5 \cdot \frac{P_m}{Sg} \right)^{0,25} \cdot \left(\lg \left(d^3 \cdot Sg \cdot \frac{P_m}{c_p^2} \right) + 4,35 \right), \quad (1.52)$$

где Q – производительность, барр/сут;

P_m - потери давления вследствие трения, дюйм/миля;

D – внутренний диаметр трубы, дюйм;

Sg – относительная плотность жидкости;

C_p - абсолютная вязкость жидкости.

Формула Sheel-MIT имеет вид (1.53)

$$P_m = 0,241 (f \cdot Sg \cdot Q^2) / d^5 \quad (1.53)$$

где f – коэффициент гидравлического сопротивления.

Формула (1.53) применима для случая неизотермической перекачки нефти и нефтепродуктов.

«Для инженерных расчетов при вычислении потерь напора часто используют зависимость (1.54), которая предложена Л.С. Лейбензоном [63, 64]

$$h = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot v_n^m}{d^{5-m}} \cdot L, \quad (1.54)$$

где Q – объемный расход перекачиваемого продукта;

d – внутренний диаметр трубопровода;

v_n – коэффициент кинематической вязкости нефти на участке;

m, β – коэффициенты, зависящие от режима течения;

L – длина участка трубопровода» [49].

В степенном виде формула (1.54) может быть представлена в виде (1.55)

$$\lambda = \frac{A}{Re^m}. \quad (1.55)$$

Для определения коэффициента гидравлического сопротивления по формуле Стокса Лейбензоном были получены значения для турбулентного режима $A=0,3164$ и $m=0,25$.

А.В. Черникиным была выведена зависимость (1.56)

$$\lambda = 0,231 \left(\frac{\varepsilon}{Re} \right)^{0,125}, \quad (1.56)$$

где $m=0,125$, $A=0,231\varepsilon^{0,125}$ и $b=0,0185\varepsilon^{0,125}$.

Наибольшее распространение в научно-технической литературе получила зависимость Белоусова и Сафонова (1.57)

$$\lambda = \frac{10^{0,127lg\varepsilon-0,627}}{Re^{0,123}}, \quad (1.57)$$

где $m=0,123$, $A=10^{0,127lg\varepsilon-0,627}$, $b=0,0802 \cdot 10^{0,127lg\varepsilon-0,627}$.

Коэффициенты определяются по графику аппроксимации Белоусова и Сафонова [20, 106].

В мировой практике имеются различные модели для расчета коэффициента гидравлического сопротивления в смеси с присадками и критериев, описывающих эффективность присадки.

Анализ отечественной и зарубежной литературы, практики по эксплуатации нефтепроводов в сложных природно-климатических условиях показал, что в настоящее время отсутствует универсальная методика определения рационального режима работы нефтепровода, что связано, прежде всего, с реологическими особенностями транспортируемых нефтей. Выбор способа транспорта нефтей с повышенной вязкостью определяется так же на основе данных о реологических свойствах нефти, условиях эксплуатации нефтепровода. Следовательно, для определения параметров перекачки необходимо проводить экспериментальные исследования для каждого вида нефти.

Повышение эффективности эксплуатации трубопроводных систем, транспортирующих вязкие нефти, основано на снижении значения коэффициента гидравлического сопротивления. Этот коэффициент зависит от реологических свойств транспортируемой нефти, параметров трубопроводной системы, а также режима движения жидкости. При проведении гидравлического расчета нефтепровода, работающего в неизотермическом режиме, необходимо вводить поправку на изменение температуры в формулы, применяемые для гидравлического расчета при изотермическом режиме движения жидкости.

Рассмотренные в данном разделе методики расчета коэффициента гидравлического сопротивления имеют недостатки и для установления зависимостей для каждого вида нефти необходимо вносить изменения на основе экспериментальных исследований реологических свойств нефти.

Применение депрессорных присадок является рациональным способом для транспорта нефти в условиях Крайнего Севера, так как депрессорные присадки могут не только понизить температуру застывания нефти, но и вязкость нефти, следовательно, уменьшить значение коэффициента гидравлического сопротивления, что необходимо для повышения эффективности перекачки вязких нефтей.

Выводы по главе 1

«Выполненный анализ имеющихся зависимостей для расчета режимов работы нефтепровода показывает, что имеется значительное количество разработанных методов расчета процессов перекачки по трубопроводам ньютоновских жидкостей. Значительное различие физико-химических свойств перекачиваемой по трубопроводам нефти и условий их перекачки делает невозможным для применения значительную часть расчетных формул. Все это говорит о том, что для определения режимов транспортирования с достаточной для практического применения точностью необходимо внесение определенных поправок и корректив, получаемых путем проведения экспериментальных исследований» [58].

На основании проведенных исследований, целью работы является повышение эффективности эксплуатации надземных нефтепроводов в условиях Крайнего Севера.

Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Выполнить анализ литературы, патентных источников, отечественного и зарубежного опыта в области транспорта нефти в сложных природно-климатических условиях.
2. Исследовать реологические свойства неньютоновской нефти Восточно-Мессояхского месторождения.
3. Установить зависимость для расчета коэффициента гидравлического сопротивления при неизотермическом движении высоковязкой нефти в турбулентном режиме.
4. Выполнить исследование влияния депрессорных присадок на реологические свойства нефти и подобрать оптимальную концентрацию присадки.
5. Разработать рекомендации по проектированию и эксплуатации нефтепроводов, транспортирующих высоковязкую нефть в условиях Крайнего Севера.

ГЛАВА 2 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ТРАНСПОРТА НЕФТИ В СЛОЖНЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

2.1 Анализ реологических свойств высоковязких нефтей

Реологические свойства жидкости характеризуются значениями коэффициента динамической вязкости и напряжения сдвига. Основным законом, который описывает движение жидкости является закон Ньютона. При движении жидкости возникают касательные напряжения, которые пропорциональны градиенту скорости и коэффициенту пропорциональности, которым является динамическая вязкость [10, 31, 45, 52].

«Закон Ньютона имеет вид (2.1)

$$\tau = \mu \frac{dU}{dt}, \quad (2.1)$$

где τ - касательное напряжение;

μ - коэффициент динамической вязкости;

dU/dt - градиент скорости» [82].

Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига по выражению (2.1) графически имеет вид прямой, которая выходит из начала координат. Жидкости, которые имеют зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига в вид прямой, выходящей из начала координат, называются Ньютоновскими. Ньютоновскими жидкостями является вода, легкие нефти и светлые нефтепродукты.

Большинство жидкостей, которые транспортируются в настоящее время, не подчиняются закону Ньютона и носят название неньютоновские. К неньютоновским жидкостям относятся высокопарафинистые, высоковязкие и тяжелые нефти [23, 70, 106]. «Все неньютоновские нефти принято разделять на вязкопластичные, псевдопластичные и дилатантные в зависимости от реологических зависимостей напряжения сдвига от скорости сдвига» [87].

На рисунке 2.1 представлены «зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига и коэффициента динамической вязкости от скорости сдвига для различных видов жидкости» [80].

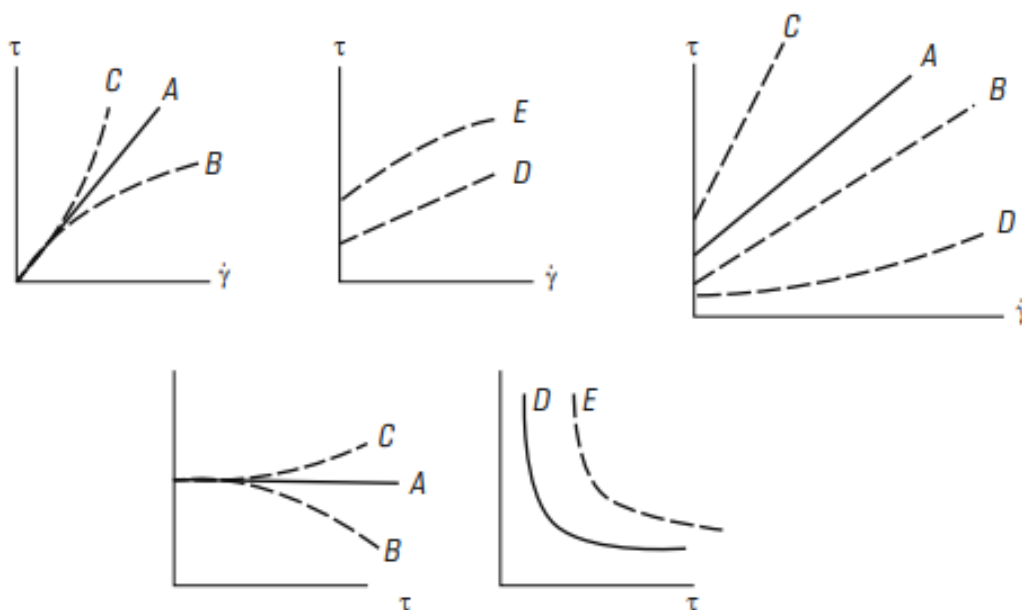


Рисунок 2.1 – «Характерные кривые для различных типов неньютоновских жидкостей: А – ньютоновская жидкость; В – псевдопластичная жидкость; С – дилатантная жидкость; D – бингамовская жидкость; Е – пластичная жидкость»

[80]

Из рисунка 2.1 видно, что движение вязкопластичных жидкостей начинается после создания начального напряжения сдвига τ_0 . Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига описывается выражением Бингама-Шведова (2.2), а жидкости называются бингамовскими

$$\tau = \tau_0 + \mu \left| \frac{dU}{dt} \right|. \quad (2.2)$$

Параметры модели бингамовских жидкостей определяются в результате обработки экспериментальных значений τ и $\dot{\gamma}$, измеренных при фиксированной температуре.

Значение начального напряжения сдвига вычисляется по формуле (2.3)

$$\tau_0 = \frac{\sum_{i=1}^m \tau_i \cdot \sum_{i=1}^m \dot{\gamma}_i^2 - \sum_{i=1}^m \dot{\gamma}_i \cdot \sum_{i=1}^m \dot{\gamma}_i \cdot \tau_i}{m \cdot \sum_{i=1}^m \dot{\gamma}_i^2 - (\sum_{i=1}^m \dot{\gamma}_i)^2}, \quad (2.3)$$

где m – количество проведенных экспериментальных исследований при одинаковом значении температуры.

Значение коэффициента пропорциональности в модели Бингама-Шведова вычисляется по формуле (2.4)

$$\mu = \frac{m \cdot \sum_{i=1}^m \dot{\gamma}_i \cdot \tau_i - \sum_{i=1}^m \dot{\gamma}_i \cdot \sum_{i=1}^m \tau_i}{m \cdot \sum_{i=1}^m \dot{\gamma}_i^2 - (\sum_{i=1}^m \dot{\gamma}_i)^2}. \quad (2.4)$$

Псевдопластичные и дилатантные жидкости описываются моделью Освальда-де-Вааля, зависимость которого так же носит название степенного закона и имеет вид (2.5)

$$\tau = -K \cdot \left| \frac{dw}{dr} \right|^{n-1} \frac{dw}{dr} \text{ или } \tau = K \cdot \left| \frac{dw}{dr} \right|^n, \quad (2.5)$$

где K – коэффициент, характеризующий величину консистентности;

n - индекс течения.

Коэффициент K , характеризующий величину консистентности, вычисляется по формуле (2.6)

$$K = \exp \left(\frac{\sum_{i=1}^m \ln \tau_i \cdot \sum_{i=1}^m \ln^2 \dot{\gamma}_i - \sum_{i=1}^m \ln \dot{\gamma}_i \cdot \sum_{i=1}^m \ln \dot{\gamma}_i \cdot \ln \tau_i}{m \cdot \sum_{i=1}^m \ln^2 \dot{\gamma}_i - (\sum_{i=1}^m \ln \dot{\gamma}_i)^2} \right). \quad (2.6)$$

Индекс течения n для модели Освальда-де-Вааля вычисляется по формуле (2.7)

$$n = \frac{m \cdot \sum_{i=1}^m \ln \dot{\gamma}_i \cdot \ln \tau_i - \sum_{i=1}^m \ln \dot{\gamma}_i \cdot \sum_{i=1}^m \ln \tau_i}{m \cdot \sum_{i=1}^m \ln^2 \dot{\gamma}_i - (\sum_{i=1}^m \ln \dot{\gamma}_i)^2}. \quad (2.7)$$

Движение нелинейно-вязкопластичных жидкостей описывается законом Балкли-Гершеля, который имеет следующий вид (2.8)

$$\tau = \tau_0 + K \cdot \left| \frac{dw}{dr} \right|^n, \quad (2.8)$$

где K – коэффициент консистентности (Па·с ^{n}),

n – показатель степени жидкости (безразмерный),

τ_0 – предел текучести жидкости (Па).

Начальное напряжение сдвига в модели Балкли-Гершеля определяется по формуле (2.9)

$$\tau_0 = \frac{\sum_{i=1}^m \tau_i \cdot \sum_{i=1}^m \dot{\gamma}_i^{2n} - \sum_{i=1}^m \dot{\gamma}_i^n \cdot \sum_{i=1}^m \dot{\gamma}_i^n \cdot \tau_i}{m \cdot \sum_{i=1}^m \dot{\gamma}_i^{2n} - (\sum_{i=1}^m \dot{\gamma}_i^n)^2}. \quad (2.9)$$

Коэффициент консистентности K вычисляется по зависимости (2.10)

$$K = \frac{m \cdot \sum_{i=1}^m \dot{\gamma}_i^n \cdot \tau_i - \sum_{i=1}^m \dot{\gamma}_i^n \cdot \sum_{i=1}^m \tau_i}{m \cdot \sum_{i=1}^m \dot{\gamma}_i^{2n} - (\sum_{i=1}^m \dot{\gamma}_i^n)^2}. \quad (2.10)$$

«Параметр n подбирается итерационно (нулевым приближением является значение $n = 1$) таким образом, чтобы значение функции принимало минимальное значение, необходимо выполнение условия (2.11)» [116]

$$F(n) = \sum_{i=1}^m (\tau_i - (\tau_0 + K \dot{\gamma}_i^n))^2 \rightarrow \min. \quad (2.11)$$

Модель Балкли-Гершеля является обобщенной моделью:

- если показатель степени жидкости n равен 1, а начальное напряжение сдвига τ_0 равно 0, то жидкость является Ньютоновской и коэффициент K является коэффициентом динамической вязкости;

- если показатель степени жидкости n равен 1, а начальное напряжение сдвига τ_0 больше 0, то жидкость является Бингамовской. При этом, если напряжение сдвига имеет меньшее значение, чем начальное напряжение сдвига, то жидкость ведет себя как твердое тело. При этом коэффициент K является пластической вязкостью;

- если показатель степени жидкости n имеет значение больше 0, а начальное напряжение сдвига τ_0 равно 0, то жидкость описывается степенной моделью Оствальда-де-Вааля.

В случае, когда начальное напряжение сдвига имеет очень маленькое значение в списке из четырех основных моделей остается всего две: ньютоновская и модели степенных жидкостей.

Основным недостатком моделей Балкли-Гершеля и Оствальда-де-Вааля является отсутствие теоретического обоснования коэффициента консистентности, который связывает реологические коэффициенты с реологическими свойствами исследуемой жидкости.

Неньютоновскую жидкость с постоянной динамической вязкостью называют идеальной пластичной жидкостью или жидкостью Бингама.

«Неньютоновские жидкости классифицируются по системе Доджа: на реологически стационарные, реологически нестационарные и жидкости, объединяющие законы Гука и Ньютона» [58].

1. Реологически стационарные жидкости также имеют пропорциональную зависимость скорости сдвига и касательных напряжений. К таким жидкостям относятся вязкопластичные и аномально вязкие жидкости. Уравнение для этих жидкостей имеет вид (2.12)

$$\dot{\gamma} = \frac{dU}{dt} = f(\tau). \quad (2.12)$$

2. «Реологически нестационарные жидкости имеют зависимость скорости сдвига не только от приложенных к ним напряжений, но и от времени, на протяжении которого действовало напряжение» [58]. Зависимость, описывающая реологически нестационарные жидкости, имеет вид (2.13)

$$\dot{\gamma} = \frac{dU}{dt} = f(\tau, t). \quad (2.13)$$

Реологические нестационарные жидкости так же принято называть телами Максвелла и Фойгта-Кельвина. «К таким жидкостям относятся нефтепродукты и нефти, которые имеют в своем составе высокое значение смол и парафинов.

3. Жидкости, реологическая модель которых объединяет закон Гука и закон Ньютона и описываются зависимостью (2.14)» [58]

$$\dot{\gamma} = \frac{dU}{d} = \frac{\tau}{\mu} + \frac{\tau}{G}, \quad (2.14)$$

где G – модуль сдвига.

Динамическая вязкость является основным реологическим свойством нефти, а так же коэффициентом пропорциональности в реологических моделях нефти. Этот параметр определяется по результатам экспериментальных исследований.

«В технических расчетах часто используют коэффициент кинематической вязкости, который определяется по формуле (2.15)

$$v = \frac{\mu}{\rho}, \quad (2.15)$$

где μ – коэффициент динамической вязкости;
 ρ – плотность исследуемой жидкости» [14].

«Для определения коэффициента кинематической вязкости часто используют формулы Вальтера, Рейнольдса-Филонова, Панченкова-Андрате, Фогеля-Фульчера-Таммана, Фролова.

Коэффициент кинематической вязкости определяется по зависимости Вальтера (2.16)» [58]

$$\lg(\lg(v + 0,8)) = a + b \cdot \lg(T), \quad (2.16)$$

где a , b и c – эмпирические коэффициенты, которые характеризуют исследуемую жидкость.

Формула (2.16) «имеет достаточно высокую точность, но даже незначительные погрешности в определении значений эмпирических коэффициентов приводят к большой погрешности, так как в формуле присутствует операция двойного интегрирования» [49].

Зависимость Рейнольдса-Филонова имеет вид (2.17)

$$v = v_* \cdot e^{-u(T-T_*)}, \quad (2.17)$$

где T – температура жидкости.

Формула (2.17) нашла широкое применение в практических расчетах [59, 62, 120].

Формула Панченкова-Андрате имеет вид (2.18)

$$v = v_1 \cdot e^{\frac{c_1}{T}}. \quad (2.18)$$

Формула Фогеля-Фульчера-Таммана имеет вид (2.19)

$$v = v_2 \cdot e^{\frac{b}{T-\theta}}, \quad (2.19)$$

где v_2 , b и θ – эмпирические коэффициенты, характеризующие исследуемую жидкость.

«Зависимость Ю.Г. Фролова для вычисления коэффициента кинематической вязкости (2.20)

$$v = v_3 \exp\left(-\frac{T}{A_6 + A_7 T}\right), \quad (2.20)$$

где A_1 - A_7 – постоянные коэффициенты, определяемые по экспериментальным данным; v - v_3 -известные коэффициенты кинематической вязкости» [49].

Наиболее точной из формул (2.17) - (2.20) является формула Вальтера, но из-за операций двойного интегрирования и необходимости с высокой точностью определять эмпирические коэффициенты. В аналитических расчетах принято использовать формулы (2.18) - (2.19). В исследованиях [58] приведены результаты исследований, которые показали, что погрешность данных формул от экспериментальных значений равна примерно 2%.

«В настоящее время существует около тридцати реологических моделей. Обзорная классификация существующих и применяемых реологических моделей нелинейно-вязких сред, которые были предложены различными исследователями, представлена в таблице 2.1» [49].

«Таблица 2.1 – Реологические модели неньютоновских жидкостей

№	Название модели	Уравнение модели
1	Ньютона	$\tau = \mu \cdot \dot{\gamma}$
2	Шведова-Бингама	$\tau = \tau_0 + \mu \cdot \dot{\gamma}$
3	Оствальда – де Ваалея	$\tau = K \cdot \dot{\gamma}^n$
4	Балкли – Гершеля	$\tau = \tau_0 + K \cdot \dot{\gamma}^n$
5	Прандтля	$\tau = \arcsin \cdot (\dot{\gamma} / B)$
6	Пауэйлла – Эйринга	$\tau = A \cdot \dot{\gamma} + B \cdot \operatorname{arcsinh} \cdot (C \cdot \dot{\gamma})$
7	Рабинович	$\tau = \frac{\mu_0}{1 + c \cdot \tau^2} \cdot \dot{\gamma}$
8	Эллиса	$\dot{\gamma} = \varphi_0 \cdot \tau + \varphi_1 \cdot \tau^a$
9	Сиско	$\tau = a \cdot \dot{\gamma} + b \cdot \dot{\gamma}^c$
10	Де Хавена	$\tau = \frac{\mu_0}{1 + c \cdot \tau^n} \cdot \dot{\gamma}$
11	Рейнера – Филиппова	$\tau = \left(\mu_\infty + \frac{\mu_0 - \mu_\infty}{1 + (\tau/A)^2} \right) \cdot \dot{\gamma}$
12	Кросса	$\tau = \left(\mu_\infty + \frac{\mu_0 - \mu_\infty}{1 + a \cdot \dot{\gamma}^{2/3}} \right) \cdot \dot{\gamma}$
13	Мейера	$\tau = \left(\mu_\infty + \frac{\mu_0 - \mu_\infty}{1 + \left(\frac{\tau}{\tau_m} \right)^{a-1}} \right) \cdot \dot{\gamma}$
14	Кэссона	$\tau = (a + b \cdot \sqrt{\dot{\gamma}})^2$
15	Шульмана	$\tau = (\sqrt[n]{\tau_0} + \sqrt[m]{\mu \cdot \dot{\gamma}})^n$
16	Рейнера	$\dot{\gamma} = \sum_{n=0} a_{2n} \cdot \tau^{2n+1}$ » [49]

«Теоретический анализ реологических моделей жидкостей показывает, что выбор реологической модели зависит, прежде всего, от свойств исследуемой жидкости. Следовательно, для каждого вида нефти при проведении исследований, необходимо проводить экспериментальные исследования для определения зависимостей, которые описывают конкретную исследуемую жидкость. Прежде всего, такими зависимостями являются зависимость вязкости и напряжения сдвига от скорости сдвига. Эти исследования проводятся в лабораторных условиях» [87].

Для выбора реологической модели движения исследуемой нефти Восточно-Мессояхского месторождения был проведен предварительный эксперимент. Выбор оборудования и методика проведения эксперимента представлены в главе 3. Исследования проводились при температуре +10 °С. «Для установления зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига проведено три параллельных опыта.

На рисунке 2.2 представлены результаты предварительного эксперимента зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига» [87].

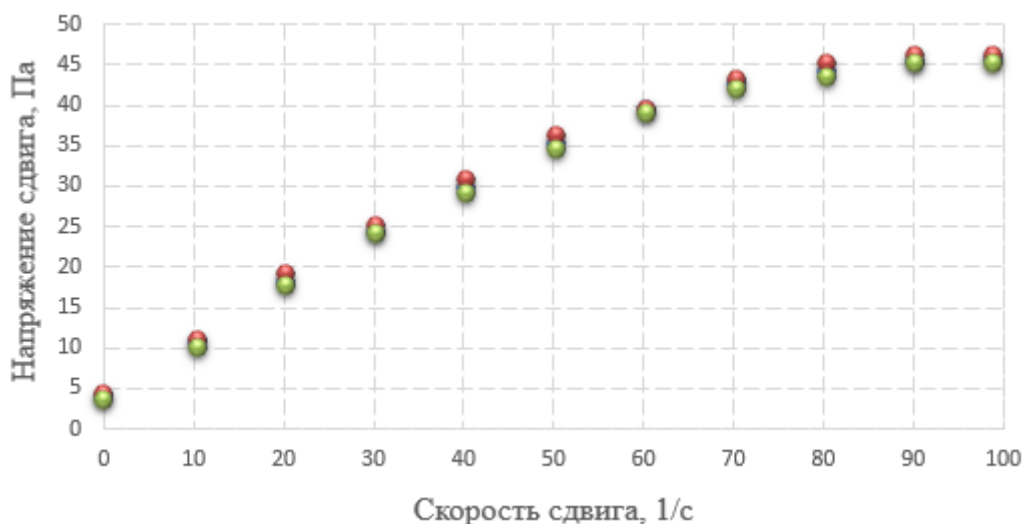


Рисунок 2.2 - Результаты предварительного эксперимента зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига

Из рисунка 2.2 видно, что нефть Восточно-Мессояхского месторождения относится к модели Балкли-Гершеля, следовательно, расчеты необходимо вести по формулам для нелинейно-вязкопластичной жидкости.

2.2 Исследование режимов движения нефти по нефтепроводу

Для описания течения неньютоновских жидкостей в настоящее время разработано значительное количество моделей, которые отличаются от закона Ньютона. Вязкость неньютоновских жидкостей зависит от скорости сдвига и от времени действия внешней нагрузки.

Примеры кривых течения вязкопластичных жидкостей представлены на рисунке 2.3.

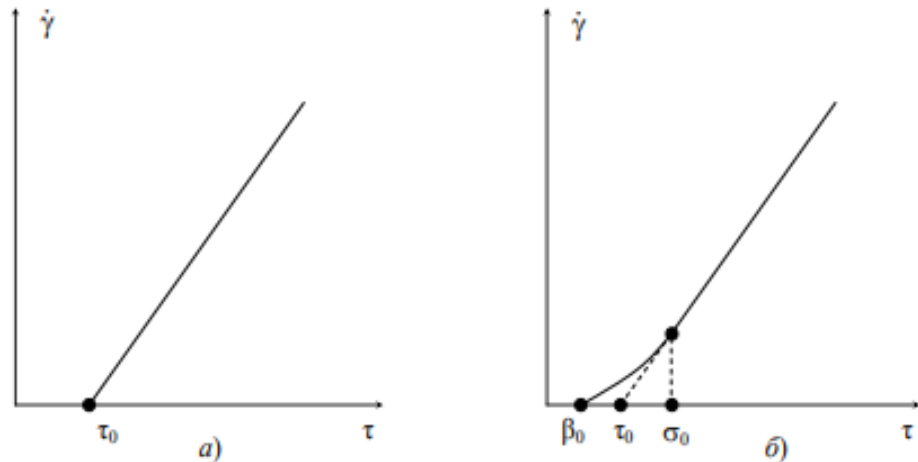


Рисунок 2.3 - Кривые течения вязкопластичных жидкостей

а – идеальное (бингамовское) вязкопластичное течение; б – нелинейно вязкопластичное (небингамовское) течение

«Жидкости, подчиняющиеся закону Бингама-Шведова, не имеют начального напряжения сдвига. При условиях, когда напряжение сдвига меньше начального напряжения сдвига, исследуемая жидкость превращается в упругое тело, но свойство текучести у него исчезает» [80]. В условиях, когда напряжение сдвига больше значения начального напряжения сдвига, скорость сдвига пропорционально изменяется относительно значения напряжения сдвига и имеет вид (2.21) или (2.22)

$$\dot{\gamma} = \frac{1}{\mu_p} (\tau - \tau_0), \quad (\tau - \tau_0) = \mu_p \cdot \dot{\gamma} \quad (2.21)$$

или

$$\tau = \tau_0 + \mu_p \cdot \dot{\gamma}, \quad (2.22)$$

где μ – коэффициент пластической вязкости.

Вышепредставленные формулы представляю собой аналитические модели закона течения нелинейно-вязкопластичной жидкости.

На рисунке 2.4 б изображена зависимость течения нелинейно-вязкопластичной жидкости. «Эти жидкости характеризуются тремя условиями, которые показывают к какой модели относится исследуемая жидкость:

- когда величина τ_0 определяется, как точка пересечения прямолинейной зависимости напряжения сдвига с осью напряжения сдвига τ ;
- когда напряжение сдвига равно значению β_0 , при котором течение жидкости начинает развиваться;
- когда предельное напряжение сдвига достигает значения, при котором устанавливается прямолинейная зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига» [81].

Течение вязкопластичной жидкости представлено на рисунке 2.4.

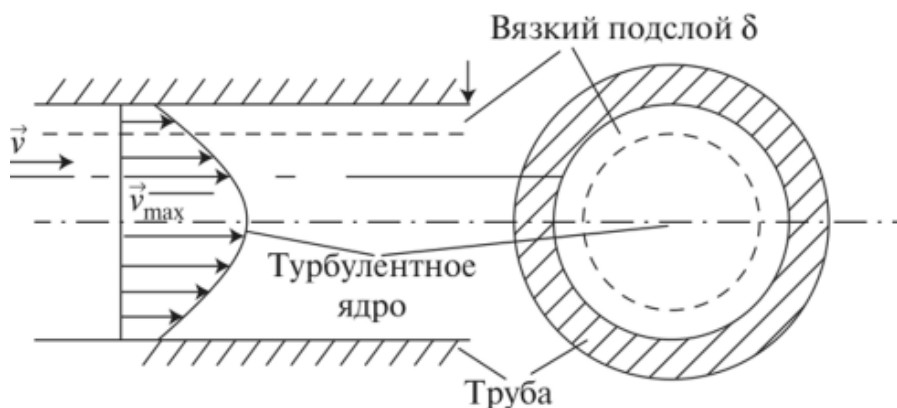


Рисунок 2.4 – Течение вязкопластичной жидкости

При условии, что свойства жидкости не зависят от времени, реологическое уравнение, связывающее касательное напряжение и скорость сдвига имеет вид (2.23)

$$\dot{\gamma} = f(\tau). \quad (2.23)$$

Для течения в трубе получено выражение (2.24)

$$-\frac{du}{dr} = f(\tau), \quad (2.24)$$

где τ - напряжение сдвига на радиусе r .

Силы, действующие на минимальный цилиндрический элемент жидкости радиусом r и длиной L в трубопроводе, показаны на рисунке 2.5 [37-38].

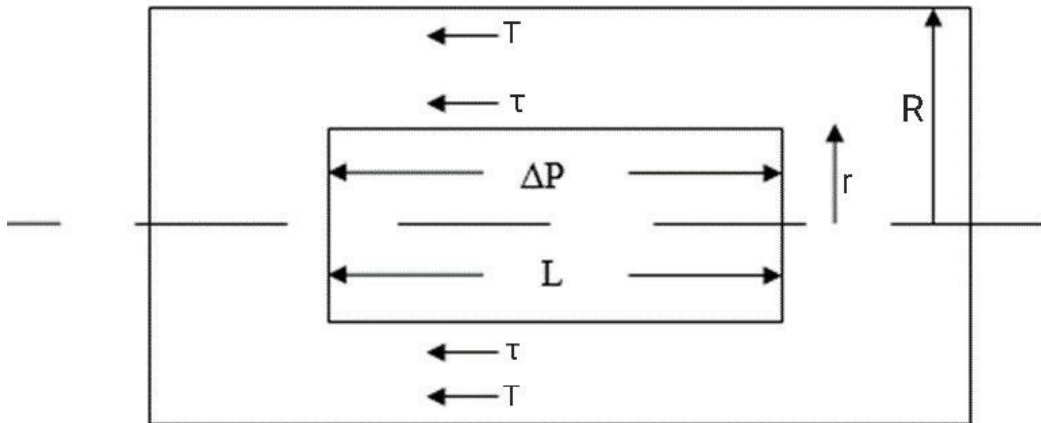


Рисунок 2.5 - Схема течения в трубе [38]

Баланс сил описывается уравнением (2.25)

$$2\pi rL\tau = \pi r^2\Delta P. \quad (2.25)$$

Напряжение сдвига цилиндра жидкости радиусом r определяется по формуле (2.26)

$$\tau = \frac{r\Delta P}{2L}. \quad (2.26)$$

Для напряжения трения на стенке трубы радиусом R соответственно (2.27)

$$\tau_\omega = \frac{R\Delta P}{2L}. \quad (2.27)$$

Подставив выражение (2.26) в уравнение Балкли-Гершеля для модели нелинейновязкопластичной жидкости, получено выражение (2.28)

$$\frac{r\Delta P}{2L} = \tau_0 + k\dot{\gamma}^n. \quad (2.28)$$

Выразив из (2.27) скорость сдвига относительно перепада давления, радиуса и начального напряжения сдвига определяется по формуле (2.29)

$$\dot{\gamma} = \left(\frac{\frac{r\Delta P}{2L} - \tau_0}{k} \right)^{\frac{1}{n}}. \quad (2.29)$$

С учетом выражений (2.22) и (2.23), опуская отрицательный знак, который означает направление течения, получено выражение (2.30) – (2.31)

$$\frac{du}{dr} = \left(\frac{\frac{r\Delta P}{2L} - \tau_0}{k} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (2.30)$$

или

$$du = \left(\frac{r\Delta P - \tau_0}{\frac{2L}{k}} \right)^{\frac{1}{n}} dr. \quad (2.31)$$

Интегрируя выражение 2.31, получено выражение (2.32) – (2.33)

$$\int du = \left(\frac{1}{2kL} \right)^{\frac{1}{n}} \int (r\Delta P - 2L\tau_0)^{\frac{1}{n}} dr; \quad (2.32)$$

$$\int du = \left(\frac{1}{2kL} \right)^{\frac{1}{n}} \int (r\Delta P - 2L\tau_0)^{\frac{1}{n}} d(r\Delta P - 2L\tau_0). \quad (2.33)$$

После интегрирования получено выражение (2.34)

$$u = \left(\frac{1}{2kL} \right)^{\frac{1}{n}} \cdot \frac{n}{\Delta P} \cdot \frac{(r\Delta P - 2L\tau_0)^{\frac{n+1}{n}}}{n+1} + C, \quad (2.34)$$

где C - константа интегрирования.

Из условия прилипания жидкости на стенке жидкости на стенке трубопровода ($u = 0$ при $r = R$) константа определяется по выражению (2.35)

$$C = - \left(\frac{1}{2kL} \right)^{\frac{1}{n}} \cdot \frac{n}{\Delta P} \cdot \frac{(R\Delta P - 2L\tau_0)^{\frac{n+1}{n}}}{n+1}. \quad (2.35)$$

Выражение для скорости жидкости, реологические свойства которой подчиняются модели Балкли-Гершеля имеет вид (2.36) – (2.37)

$$u = \left(\frac{1}{2kL} \right)^{\frac{1}{n}} \cdot \frac{n}{\Delta P} \cdot \frac{(r\Delta P - 2L\tau_0)^{\frac{n+1}{n}} - (R\Delta P - 2L\tau_0)^{\frac{n+1}{n}}}{n+1}. \quad (2.36)$$

или

$$u = \left(\frac{1}{2kL} \right)^{\frac{1}{n}} \cdot \frac{n}{\Delta P \cdot (n+1)} \cdot \left[(r\Delta P - 2L\tau_0)^{\frac{n+1}{n}} - (R\Delta P - 2L\tau_0)^{\frac{n+1}{n}} \right]. \quad (2.37)$$

В случае течения нелинейно-вязкопластичной жидкости по трубопроводу, существует пристенная бессдвиговая зона, напряжение сдвига τ в которой всюду меньше статического напряжения сдвига τ_0 . Образуется ядро течения $R_{\text{я}}$, радиус которого всегда меньше радиуса трубопровода R , определяемый по формуле (2.38)

$$R_{\text{я}} = \frac{\tau_0 R}{\tau_{\text{ст}}} = \tau_0 \frac{2L}{\Delta P}. \quad (2.38)$$

Значение статического напряжения сдвига относительно радиуса ядра вычисляется по (2.39)

$$\tau_0 = \frac{R_{\text{я}} \cdot \Delta P}{2L}. \quad (2.39)$$

Подставив выражение (2.39) в уравнение (2.37) получим выражение для скорости ядра потока имеет вид (2.40)

$$u_{\text{я}} = \left(\frac{1}{2kL}\right)^{\frac{1}{n}} \cdot \frac{n}{\Delta P \cdot (n+1)} \cdot \left[\left(r\Delta P - 2L \cdot \frac{R_{\text{я}} \cdot \Delta P}{2L} \right)^{\frac{n+1}{n}} - \left(R\Delta P - 2L \cdot \frac{R_{\text{я}} \cdot \Delta P}{2L} \right)^{\frac{n+1}{n}} \right]. \quad (2.40)$$

Преобразовав выражение (2.39) получено выражение (2.41) – (2.42)

$$u_{\text{я}} = \left(\frac{1}{2kL}\right)^{\frac{1}{n}} \cdot \frac{n}{\Delta P \cdot (n+1)} \cdot \left[\Delta P^{\frac{n+1}{n}} \cdot (r - R_{\text{я}})^{\frac{n+1}{n}} - \Delta P^{\frac{n+1}{n}} \cdot (R - R_{\text{я}})^{\frac{n+1}{n}} \right], \quad (2.41)$$

$$u_{\text{я}} = \left(\frac{1}{2kL}\right)^{\frac{1}{n}} \cdot \frac{n \cdot \Delta P^{\frac{1}{n+1}}}{\Delta P \cdot (n+1)} \cdot \left[(r - R_{\text{я}})^{\frac{n+1}{n}} - (R - R_{\text{я}})^{\frac{n+1}{n}} \right]. \quad (2.42)$$

Окончательно для скорости жидкости в зоне ядра получено выражение (2.43)

$$u_{\text{я}} = \left(\frac{\Delta P}{2kL}\right)^{\frac{1}{n}} \cdot \frac{n}{(n+1)} \cdot \left[(r - R_{\text{я}})^{\frac{n+1}{n}} - (R - R_{\text{я}})^{\frac{n+1}{n}} \right]. \quad (2.43)$$

Расход жидкости находится из условия сложения двух потоков: пристенного слоя и зоны ядра потока. Формула имеет вид (2.44)

$$Q = \pi R_{\text{я}}^2 u_{\text{я}} + \int_{R_{\text{я}}}^R 2\pi r u dr. \quad (2.44)$$

Подстановка известных величин, а так же преобразование выражения (2.44) при помощи математических операций представлено в формулах (2.45) – (2.49)

$$Q = \left(\frac{\Delta P}{2kL}\right)^{\frac{1}{n}} \cdot \frac{\pi \cdot n \cdot R_{\text{я}}^2}{(n+1)} \cdot \left[(r - R_{\text{я}})^{\frac{n+1}{n}} - (R - R_{\text{я}})^{\frac{n+1}{n}} \right] + \int_{R_{\text{я}}}^R \left(\frac{1}{2kL}\right)^{\frac{1}{n}} \cdot \frac{2\pi \cdot r \cdot n}{\Delta P \cdot (n+1)} \cdot \left[(r\Delta P - 2L\tau_0)^{\frac{n+1}{n}} - (R\Delta P - 2L\tau_0)^{\frac{n+1}{n}} \right]. \quad (2.45)$$

$$Q = \left(\frac{\Delta P}{2kL}\right)^{\frac{1}{n}} \cdot \frac{\pi \cdot n \cdot R_{\text{я}}^2}{(n+1)} \cdot \left[(r - R_{\text{я}})^{\frac{n+1}{n}} - (R - R_{\text{я}})^{\frac{n+1}{n}} \right] + \left(\frac{1}{2kL}\right)^{\frac{1}{n}} \cdot \frac{2\pi \cdot n}{\Delta P \cdot (n+1)} \int_{R_{\text{я}}}^R r \cdot \left[(r\Delta P - 2L\tau_0)^{\frac{n+1}{n}} - (R\Delta P - 2L\tau_0)^{\frac{n+1}{n}} \right] dr. \quad (2.46)$$

$$Q = \left(\frac{\Delta P}{2kL}\right)^{\frac{1}{n}} \cdot \frac{\pi \cdot n \cdot R_{\text{я}}^2}{(n+1)} \cdot \left[(r - R_{\text{я}})^{\frac{n+1}{n}} - (R - R_{\text{я}})^{\frac{n+1}{n}} \right] + \left(\frac{1}{2kL}\right)^{\frac{1}{n}} \cdot \frac{2\pi \cdot n}{\Delta P \cdot (n+1)} \left[\int_{R_{\text{я}}}^R r \cdot (r\Delta P - 2L\tau_0)^{\frac{n+1}{n}} dr - \int_{R_{\text{я}}}^R r \cdot (R\Delta P - 2L\tau_0)^{\frac{n+1}{n}} dr \right]. \quad (2.47)$$

$$Q = \left(\frac{\Delta P}{2kL}\right)^{\frac{1}{n}} \cdot \frac{\pi \cdot n \cdot R_{\text{я}}^2}{(n+1)} \cdot \left[(r - R_{\text{я}})^{\frac{n+1}{n}} - (R - R_{\text{я}})^{\frac{n+1}{n}} \right] + \left(\frac{1}{2kL}\right)^{\frac{1}{n}} \cdot \frac{2\pi \cdot n}{\Delta P \cdot (n+1)} \left[\frac{1}{\Delta P^2} \left(\frac{n(\Delta PR - 2L\tau_0)^{\frac{3n+1}{n}} - n(\Delta PR_{\text{я}} - 2L\tau_0)^{\frac{3n+1}{n}}}{3n+1} + \frac{2nL\tau_0 \left((\Delta PR - 2L\tau_0)^{\frac{2n+1}{n}} - (\Delta PR_{\text{я}} - 2L\tau_0)^{\frac{2n+1}{n}} \right)}{2n+1} \right) - \frac{(R^2 - R_{\text{я}}^2)(\Delta PR - 2L\tau_0)^{\frac{n+1}{n}}}{2} \right]. \quad (2.48)$$

$$Q = \left(\frac{1}{2kL}\right)^{\frac{1}{n}} \cdot \frac{\pi \cdot n}{(n+1)} \cdot \left[\Delta P^{\frac{1}{n}} \cdot R_{\text{я}}^2 \cdot \left[(r - R_{\text{я}})^{\frac{n+1}{n}} - (R - R_{\text{я}})^{\frac{n+1}{n}} \right] + \frac{2}{\Delta P^3} \left[\left(\frac{n(\Delta PR - 2L\tau_0)^{\frac{3n+1}{n}} - n(\Delta PR_{\text{я}} - 2L\tau_0)^{\frac{3n+1}{n}}}{3n+1} + \frac{2nL\tau_0 \left((\Delta PR - 2L\tau_0)^{\frac{2n+1}{n}} - (\Delta PR_{\text{я}} - 2L\tau_0)^{\frac{2n+1}{n}} \right)}{2n+1} \right) - \frac{\Delta P^2 (R^2 - R_{\text{я}}^2)(\Delta PR - 2L\tau_0)^{\frac{n+1}{n}}}{2} \right] \right]. \quad (2.49)$$

Заменяя выражения

$$A = \frac{n(\Delta PR - 2L\tau_0)^{\frac{3n+1}{n}} - n(\Delta PR_{\text{я}} - 2L\tau_0)^{\frac{3n+1}{n}}}{3n+1}, \quad (2.50)$$

$$B = \frac{2nL\tau_0 \left((\Delta PR - 2L\tau_0)^{\frac{2n+1}{n}} - (\Delta PR_{\text{я}} - 2L\tau_0)^{\frac{2n+1}{n}} \right)}{2n+1}, \quad (2.51)$$

$$C = \frac{\Delta P^2 (R^2 - R_{\text{я}}^2)(\Delta PR - 2L\tau_0)^{\frac{n+1}{n}}}{2}. \quad (2.52)$$

Получено выражение вида

$$Q = \left(\frac{1}{2kL}\right)^{\frac{1}{n}} \cdot \frac{\pi n}{(n+1)} \cdot \left[f(r) + \frac{2}{\Delta P^3} [(A + B) - C] \right]. \quad (2.53)$$

Решение этого уравнения относительно P не получено. Однако применение метода аппроксимации уравнения Букингама, дает возможность получить приближенное решение при сохранении достаточной для практики точности расчетов во всем диапазоне изменения относительного радиуса ядра r_0 и степени неньютоновского поведения жидкости.

После аппроксимации уравнения (2.53) выражение примет вид (2.54)

$$Q = \frac{n\pi R^3}{(3n+1)k^{\frac{1}{n}}} \tau_{\text{ст}}^{1/n} \cdot \left(1 - \frac{\tau_0}{\tau_{\text{ст}}}\right)^{(n+1)/n} \cdot \left[1 + \frac{2n}{2n+1} \cdot \frac{\tau_0}{\tau_{\text{ст}}} + \frac{2n^2}{(n+1)(2n+1)} \left(\frac{\tau_0}{\tau_{\text{ст}}}\right)^2\right] \quad (2.54)$$

$$F\left(\frac{r_0}{R}\right) = \sqrt{a\left(\frac{r_0}{R}\right)^2 + b\frac{r_0}{R} + c} - d \quad (2.55)$$

Заменяя $p=4l\tau/D$ и $p_0=4l\tau_0/D$ получили (2.56)

$$Q = \frac{n\pi R^3}{(3n+1)k^{\frac{1}{n}}} \cdot \left(\frac{pR}{2l}\right)^{\frac{1}{n}} \left[\sqrt{\frac{3n+1}{n+1}} \cdot \left(\sqrt{\frac{n^2}{(3n+1)(n+1)} + \left(1 - \frac{p_0}{p}\right)^2} - \frac{n}{\sqrt{(3n+1)(n+1)}} \right) \right]^{\frac{1}{n}} \quad (2.56)$$

Решение уравнения относительно p приводит к выражению (2.57)

$$p = \left[1 + \frac{\alpha}{\beta} \cdot \frac{8}{И^*} + \sqrt{\frac{\alpha^2+1}{\beta^2} \left(\frac{8}{И^*}\right)^2 + 2\frac{\alpha}{\beta} \cdot \frac{8}{И^*}} \right], \quad (2.57)$$

где

$$\alpha = \frac{n}{\sqrt{(3n+1)(n+1)}}, \quad (2.58)$$

$$\beta = \sqrt{\frac{3n+1}{n+1}}, \quad (2.59)$$

$$И^* = \frac{\tau_0 D^n}{\frac{k}{8} \left(\frac{6n+2}{n}\right)^n w^n}. \quad (2.60)$$

Подставляя значения p_0 , α , β получено выражение (2.61)

$$\Delta P = \frac{4lk \left(\frac{6n+2}{n}\right)^n w^n}{D^{n+1}} F(И), \quad (2.61)$$

где

$$F(И) = \frac{1}{8} \left(И + \frac{8}{3n+1} \left(n + \sqrt{(2n+1)^2 + \frac{nИ}{4}(3n+1)} \right) \right). \quad (2.62)$$

С учетом соотношения $p_0/p = \tau_0/\tau_{\text{ст}} = r_0/R$ получено выражение напряжения ядра потока (2.63)

$$\bar{r}_0 = \frac{r_0}{R} = \frac{И}{8F(И)}. \quad (2.63)$$

Поправка на кинетическую энергию потока будет равна (2.64)

$$\varepsilon = \frac{(3n+1)^2}{(2n+1)(5n+3)} \left(1 - \frac{2n\bar{r}_0}{3n+1} \right). \quad (2.64)$$

Критическое число Рейнольдса с учетом формулы поправки равно (2.65)

$$Re_{\text{кр}} = \frac{w^{2-n} D^n \rho \varepsilon}{\frac{k}{8} \left(\frac{6n+2}{n}\right)^n F(И)}. \quad (2.65)$$

Где обобщенный критерий Рейнольдса для нелинейновязкопластичной жидкости, отличается от истинного значения числа Рейнольдса множителем ε , который представляет собой поправку на кинетическую энергию потока.

Тогда критическое значение обобщенного числа Рейнольдса будет иметь вид (2.66)

$$Re = \frac{Re_{кр}}{\varepsilon}. \quad (2.66)$$

Следовательно, коэффициент гидравлического сопротивления равен (2.67)

$$\lambda = \frac{96\varepsilon}{Re_{кр}}. \quad (2.67)$$

Критерий Хендстрема в этом случае равен (2.68)

$$He^* = \frac{3\tau_0^{2-n/n} D \rho}{2 \left(\frac{k(6n+2)}{8n} \right)^{2/n}} \cdot \frac{(3n+1)^2}{(2n+1)(5n+3)}. \quad (2.68)$$

При движении нелинейно-вязкопластичной жидкости при расчетах так же необходимо учитывать параметр Ильюшина, который характеризует отношение пластичности к вязкости. Критерий Ильюшина для нелинейно-вязкопластичной жидкости имеет вид (2.69)

$$И = \frac{\tau_0 \cdot D^n}{\frac{k(6n+2)}{8n} \cdot \rho^n}. \quad (2.69)$$

Таким образом, можно сделать вывод, что уменьшение коэффициента гидравлического сопротивления приводит к увеличению эффективности эксплуатации магистральных нефтепроводов. Достичь уменьшения значения коэффициента гидравлического сопротивления возможно путем применения изотермических и неизотермических методов транспорта вязких нефтей.

Одним из методов транспорта вязких нефтей является применение противотурбулентных и депрессорных присадок. Но, следует отметить, что противотурбулентные присадки не рационально применять на нефтях с высокими показателями вязкости, так как они не изменяют реологические свойства нефти. Поэтому при транспорте вязких нефтей принято использовать депрессорные присадки, которые способны не только уменьшить вязкость нефти, но и изменить температуру застывания нефти.

2.3 Влияние депрессорной присадки на течение высоковязкой нефти

В настоящее время большая часть нефтей на территории Российской Федерации являются вязкими. При этом значительная часть этих нефтей является парафинистыми, следовательно, обладают высокой температурой застывания.

Высокая температура застывания некоторых нефтей обусловлена наличием малоразветвленного строения в составе нефти. Повышенная температура застывания ухудшает реологические свойства нефти, такие как текучесть.

Распределение высокопарафинистых нефтей представлено на рисунке 2.6.



Рисунок 2.6 – Распределение запасов парафинистых нефтей на территории Российской Федерации

Осаждение парафинов возможно предотвратить методом подогрева нефти до температур 55-65°C, но данный метод хоть и является широко используемым, но может приводить к излишним экономическим затратам и не всегда является рациональным.

Изменить свойства таких нефтей и облегчить процесс перекачки возможно так же путем смешения перекачиваемой нефтью с малопарафинистыми нефтями

или другими разбавителями. Но, стоит отметить, что данный способ так же включает в себя затраты на ресурсы и энергию.

В настоящее время широкое распространение получает транспорт нефти с добавлением депрессорных присадок, которые представляют собой вещества, способные изменять реологические свойства и температуру застывания транспортируемой нефти даже при малой концентрации в потоке жидкости.

Добавление депрессорных присадок в маленьком количестве (0,05-0,5% масс.) способно не только обеспечить предотвращение кристаллизации парафинов, но и улучшить реологические свойства перекачиваемой жидкости: «снизить значения коэффициента динамической вязкости и начального напряжения сдвига. Параметры вязкости и напряжения сдвига являются важными при определении рационального режима транспорта нефти» [24].

Принцип действия депрессорных присадок основан на том, что они не уменьшают концентрацию парафинов, а изменяют строение его частиц, предотвращая образование и рост матриц парафина. Действие депрессорных присадок возможно при содержании в нефти н-алканов, при отсутствии же их депрессоры не действуют. «Однако следует отметить, что в нефтях одновременно с н-алканами кристаллизуются также изоалкановые, алкилнафтеновые, алкилароматические и нафтеноароматические углеводороды с длинными н-алкильными группами. Поэтому в случае нефтей присадки воздействуют на многокомпонентную смесь твердых углеводородов» [24].

Добавление присадок в нефть осуществляется при температурах выше температуры кристаллизации парафина. Следует учитывать, что поток должен обладать параметрами, при которых режим течения будет турбулентным. Это условие обеспечивает равномерность распределения депрессора по оси трубопровода.

Схема установки для добавления присадок зависит от агрегатного состояния добавляемого вещества.

Процесс добавления присадки в нефть представлен на рисунке 2.7.

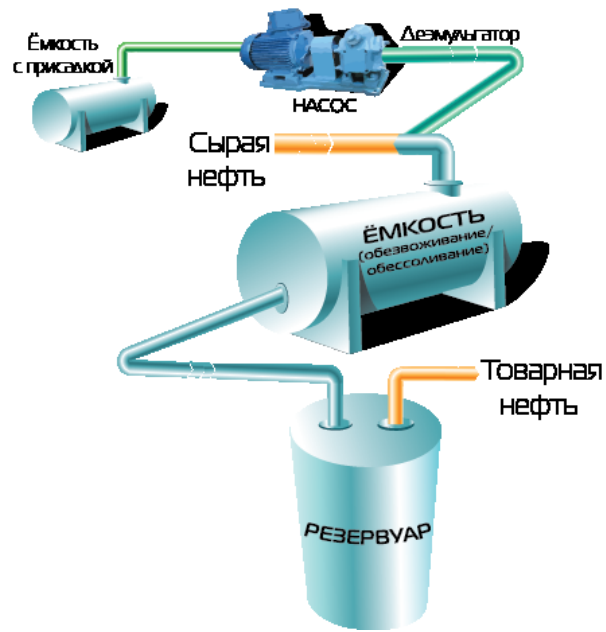


Рисунок 2.7 – Процесс добавления присадки

Схема установки ввода депрессорной присадки представлена на рисунке 2.8.

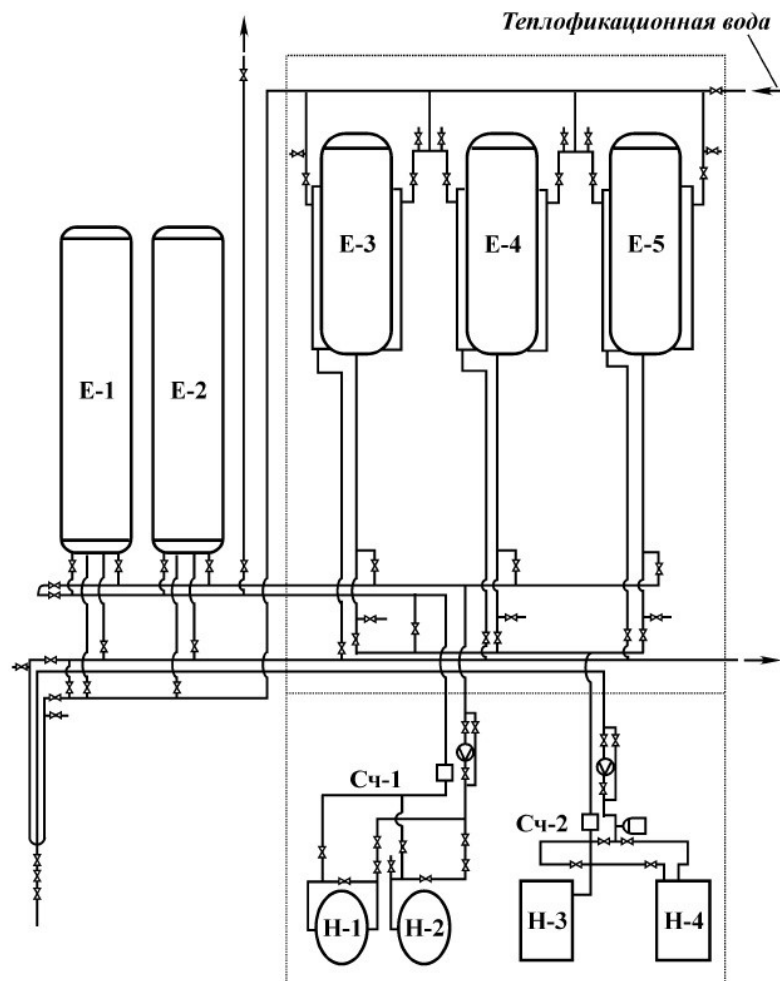


Рисунок 2.8 – Схема ввода депрессорной присадки

Из резервуара Е-1 (Е-2) нефть поступает при помощи насосов Н-1 (Н-2) в смесители (Е-3, Е-4, Е-5), где нагревается до температуры выше температуры начала кристаллизации парафина с помощью специальной тепловой рубашки с максимальным количеством теплоносителя. Депрессор добавляют в смесители Е-3 (Е-4, Е-5), при этом температура нагревания поддерживается до тех пор, пока температура внутри аппарата не достигнет температуры полного растворения депрессора. После этого температура уменьшается до температуры компенсации потерь тепла. Затем через дозирующий насос и специальную форсунку депрессорная присадка подается в магистральный трубопровод. Количество растворителя при этом контролируется специальными расходомерами СЧ-1 и СЧ-2.

Следует отметить, что при добавлении депрессорной присадки концентрацией 0,05-0,2 % (по массе) высокопарафинистая нефть улучшает свои реологические свойства и перекачивается по трубопроводу. При добавлении концентрации 0,02-0,05% (по массе) присадка снижает образование парафинов на внутренней поверхности оборудования.

В условиях, когда нефть обладает высокой вязкостью и имеет послойный поток, депрессорные присадки вводят в пристеночный слой, который нагрет до необходимой температуры. При этом необходимо учитывать, что для обеспечения рациональной перекачки необходимо обеспечить трубопровод электроподогревом по длине трубопровода.

Применение данного метода позволяет с учетом действия депрессорных присадок понизить расход в несколько раз при том же гидравлическом КПД, следовательно, уменьшаются затраты на нагрев перекачиваемой жидкости.

Стоит отметить, что вышеописанный метод возможен для применения только при наличии одной насосной станции по длине трубопровода. При наличии по длине трубопровода нескольких насосных станций депрессор вводят на каждой станции, так как структура пристенного слоя разрушается при прохождении через насосную станцию.

Использование депрессорных присадок в трубопроводном транспорте высоковязкой и высокозастывающей нефти является одним из перспективных способов перекачки. Суровые климатические условия, связанные с низкими температурами, различный физико-химический состав – это факторы, способствующие возникновению серьезных проблем при перекачке высоковязкой нефти. Депрессорные присадки являются синтетическим полимерным продуктом. Добавление их способствует изменению реологических свойств, а также процессу кристаллизации высокозастывающей нефти. Наличие в нефти молекул асфальтенов значительно повышает ее вязкость и плотность, это приводит к серьезному сопротивлению при перекачке. Использование депрессорных присадок повышает текучесть нефти и снижает точку потери текучести. Точкой потери текучести можно назвать наименьшую температуру, при которой нефть полностью утрачивает способность течь и начинает застывать. Ввиду того, что большинство труб проложено именно в регионах с низкими температурами, а нефть, транспортируемая по ним, является высоковязкой и высокозастывающей, то вопрос изучения снижения температуры застывания путем добавления депрессорных присадок является актуальным [83].

Зависимость эффективности присадки от ее концентрации можно представить в виде (2.69)

$$\frac{C}{\psi} = a + b \cdot C. \quad (2.69)$$

где a, b – коэффициенты, определяемые эмпирическим путем при проведении экспериментальных исследований.

На эффективность действия присадки влияет не только концентрация ее в нефти, но также и параметры трубопровода, состав и реологические свойства перекачиваемой нефти, режим течения.

Таким образом, исходя из вышесказанного, изменение режима работы магистрального трубопровода за счет применения присадки осуществляется за счет изменения $Q-H$ характеристики трубопровода.

Характеристикой трубопровода называется зависимость полных потерь напора от расхода. Напор, которым обладает перекачиваемая жидкость в начальном сечении трубопровода, тратится на преодоление сил трения ($h_{\tau} = i \cdot L$), разницы геодезических высот ($\Delta z = z_2 - z_1$) и создания остаточного напора в конце трубопровода ($h_{\text{ост}}$). Таким образом, характеристика трубопровода имеет вид (2.70)

$$H = \Delta z + h_{\tau} + h_{\text{ост}}. \quad (2.70)$$

«В общем виде потери напора на трение участка магистрального трубопровода находятся по формуле Дарси-Вейсбаха (2.71)

$$h_{\tau} = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{v^2}{2g}, \quad (2.71)$$

где v - средняя скорость течения жидкости;

g - ускорение свободного падения;

λ - коэффициент гидравлического сопротивления;

l - диаметр трубопровода» [83].

Линейные потери при применении депрессорных присадок возможно найти путем использования формулы Дарси-Вейсбаха, но с добавлением коэффициента гидравлического сопротивления λ_0 (2.72)

$$h_{\tau f} = \lambda_f \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{v^2}{2g} = (1 - \varphi) \cdot \lambda_0 \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{v^2}{2g}. \quad (2.72)$$

Для эксплуатационного (технологического) участка магистрального трубопровода уравнение баланса напора выглядит следующим образом (2.73)

$$h_{\Pi} + \sum H_{\text{ст}} = z + h_{\tau} + h_{\text{ост}}, \quad (2.73)$$

где h_{Π} - напор, развиваемый подпорными насосами;

$\sum H_{\text{ст}}$ - суммарный дифференциальный напор, развиваемый основными магистральными насосными станциями.

Уравнение баланса напоров можно решать графически, представив левую и правую части уравнения в виде двух кривых, являющихся графическими характеристиками, соответственно, насосных станций и трубопровода. Точка пересечения этих кривых называется рабочей точкой и определяет производительность трубопровода Q .

Погрешность $\Delta\psi$ оценивается на основе погрешностей потерь давления ΔP и расхода Q на исходном режиме и режиме с депрессорной присадкой по формуле, полученной на основе формулы для погрешности косвенных измерений (2.74)

$$\Delta\psi = \left(-\frac{Q_0^2}{Q_f^2} \cdot \frac{1}{\Delta P_0} \cdot \Delta\Delta P_f\right)^2 + \left(\frac{Q_0^2}{Q_f^2} \cdot \frac{\Delta P_f}{\Delta P_0^2} \cdot \Delta\Delta P_0\right)^2 + \left(-2 \frac{Q_0}{Q_f^2} \cdot \frac{\Delta P_f}{\Delta P_0} \cdot \Delta\Delta Q_0\right)^2 + \left(2 \frac{Q_0}{Q_f^2} \cdot \frac{\Delta P_f}{\Delta P_0} \cdot \Delta\Delta Q_f\right)^2, \quad (2.74)$$

где Q_0 – среднеарифметическое значение расхода на режиме без присадки, м³/ч;
 Q_f – среднеарифметическое значение расхода на режиме с присадкой, м³/ч;
 ΔP_0 – среднеарифметическое значение потерь напора на преодоление гидравлических сопротивлений на режиме без присадки, кг/см²;

ΔP_f – среднеарифметическое значение потерь напора на преодоление гидравлических сопротивлений с присадкой, кг/см²;

ΔP_0 – среднеарифметическое значение потерь напора на преодоление гидравлических сопротивлений на режиме без присадки, кг/см²;

$\Delta\Delta Q_0$ – погрешность вычисления расхода на режиме без присадки, м³/ч;

$\Delta\Delta Q_f$ – погрешность вычисления расхода на режиме с присадкой, м³/ч;

$\Delta\Delta P_0$ – погрешность вычисления потерь напора на трение на режиме без присадки, кг/см²;

$\Delta\Delta P_f$ – погрешность вычисления потерь напора на трение на режиме с присадкой кг/см².

Эффективность применения депрессорной присадки зависит от концентрации присадки в потоке жидкости, но, как было сказано ранее, для обеспечения рационального режима транспорта вязких нефтей необходимо небольшое количество депрессорной присадки в потоке. После проведения исследований транспорта нефти с присадкой строят кривую эффективности присадки в зависимости от концентрации присадки в нефти.

Коэффициенты a и b определяются методом наименьших квадратов по формулам (2.75) – (2.76)

$$b = \frac{n \sum_{i=1}^n \frac{C_i^2}{\psi_i} - \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{\psi_i} \cdot \sum_{i=1}^n C_i}{n \sum_{i=1}^n C_i^2 - (\sum_{i=1}^n C_i)^2}, \quad (2.75)$$

$$a = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{C_i}{\psi_i} - b \cdot \sum_{i=1}^n C_i}{n}. \quad (2.76)$$

где n – число полученных данных по эффективности в различные периоды;
 C_i и ψ_i – концентрация и эффективность в конкретный период i .

Коэффициент b , характеризует максимальную эффективность присадки, которая достигается при больших концентрациях.

Далее проводится поиск коэффициентов регрессионной модели эффективности депрессорной присадки при постоянном расходе ψ_0 (2.77)

$$\psi(C) = f(d, \tau_w, w, L, \Pi, w, v, T) \cdot \exp(Y \cdot Re) \cdot \psi_0(C). \quad (2.77)$$

Получение регрессионной модели определялось методом последовательного добавления входных переменных модели, при которых определялся перечень наиболее значимых переменных, которые должны быть учтены в регрессионной модели.

Эффективность действия депрессорной присадки оценивается по изменению температуры застывания нефти, ее реологических свойств. При этом, стоит отметить, что присадки, которые показывают высокую эффективность на одном вид нефти, могут не показывать эффективности на другом, следовательно, эффективность применения определенного типа присадок зависит от реологических свойств нефти.

Так как заранее «невозможно предугадать последствия применения депрессорной присадки, необходимо заранее рассмотреть возможные исходы: депрессорная присадка не подойдет для данного вида нефти, в результате чего ухудшатся реологические свойства нефти» [83], произойдет падение давления на входе в нефтеперекачивающую станцию, произойдет рост значения гидравлических потерь. Для учета данных ситуация для каждого конкретного нефтепровода составляется схема, программа и методика проведения испытаний.

Выводы по главе 2

Трудности в процессе транспорта вязких нефтей возникают из-за разных реологических характеристик нефти на месторождениях. При этом невозможно вывести единую зависимость, которая удовлетворяла бы каждому виду нефти. В настоящее время существует множество реологических моделей нефти. Отнести исследуемую нефть к той или иной модели возможно при проведении экспериментальных исследований.

«Существующие на сегодняшний день зависимости для гидравлического расчета движения неньютоновских жидкостей (в том числе, подчиняющихся реологическому закону Освальда) тяжеловесны и непригодны для аналитической оценки процессов трубопроводного транспорта высоковязких нефтей» [83].

По результатам предварительного эксперимента установлено, что нефть подчиняется закону Балкли-Гершеля. В результате теоретических исследований получена зависимость коэффициента гидравлического сопротивления для нелинейно-вязкопластичной жидкости.

Установлено, что для увеличения эффективности транспорта вязких нефтей возможно применение депрессорных присадок. Рассмотрен механизм действия данного вида присадок, а так же получена зависимость эффективности присадки от учитываемых для расчета параметров. Установлено, что эффективность присадки зависит не только от концентрации присадки, но так же от реологических свойств исследуемой нефти, а так же от параметров трубопровода, по которому перекачивается жидкость и режима движения жидкости.

ГЛАВА 3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ТРАНСПОРТА ВЫСОКОВЯКОЙ НЕФТИ СОВМЕСТНО С ДЕПРЕССОРНОЙ ПРИСАДКОЙ В СЛОЖНЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

3.1 Методика проведения исследований

Реологические свойства являются исходными данными при решении проектных и эксплуатационных задач в области транспорта вязких нефтей.

Для получения реологических характеристик нефти необходимо провести экспериментальные исследования. «О текучести вязкой нефти принято судить по температуре застывания, начальному напряжению сдвига и значениям коэффициентов реологической модели жидкости» [24]. Температурный фактор является принципиальным фактором при гидравлических расчетах движения нефти по трубопроводам, так как образование структуры зависит от температуры. На основании проведенных исследований происходит выбор реологической модели.

При разработке методики экспериментальных исследований неньютоновских и выбора оборудования для проведения экспериментальных исследований необходимо учитывать наличие у нефти тиксотропных свойств.

«Наибольшее распространение при проведении реологических исследований вязких нефтей получили ротационные вискозиметры с измерительной системой типа «цилиндр - цилиндр», в зазоре между которыми помещается исследуемая жидкость.

К достоинствам ротационных вискозиметров относится то, что в них обеспечивается высокая однородность поля напряжений, позволяющая непосредственно измерять параметры истинных кривых течения, имеется возможность длительного деформирования тиксотропной структуры, а также при исследованиях необходимо небольшое количество жидкости (20-50 мл). Однако в ротационных приборах можно проводить исследования в сравнительно узком

диапазоне изменения скорости сдвига, так как при больших скоростях сдвига повышается температура изучаемой жидкости» [24].

Экспериментальные исследования проводились в Научном центре Арктика Санкт-Петербургского горного университета имени императрицы Екатерины II, на ротационном вискозиметре «Rheotest 4.1». В качестве исследуемой нефти используется нефть Восточно-Мессояхского месторождения. Физико-химические свойства исследуемой нефти представлены в главе 1.

Вискозиметр Rheotest RN 4.1 является устройством для определения реологических характеристик исследуемой жидкости согласно ГОСТ 1929-87 «Нефтепродукты. Методы определения динамической вязкости на ротационном вискозиметре» [87].

Работа прибора "Rheotest RN 4.1" основана на измерении сопротивления, которое оказывает испытуемый продукт вращающемуся внутреннему цилиндру. Это сопротивление зависит только от внутреннего трения жидкости и прямо пропорционально абсолютной вязкости. Внешний вид Rheotest RN 4.1 представлен на рисунке 3.1, а технические характеристики в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Технические характеристики «Rheotest 4.1»

«Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений динамической вязкости, мПа·с	От 1 до $3 \cdot 10^9$
Диапазон допускаемой относительной погрешности вискозиметра, %	± 3
Количество измерительных пар, шт	17
Диапазон напряжений сдвига, Па	От 1,3 до $3,5 \cdot 10^5$
Диапазон градиентов скоростей сдвига, c^{-1}	От 0,04 до 20000
Диапазон показаний температур, °C	От -60 до +200
Наименьший объем пробы испытуемой нефти, мл	От 5 до 75 » [14, 58]

«Основными показателями, которые возможно определить в процессе исследований на данном оборудовании является значение напряжения сдвига и коэффициента динамической вязкости от скорости сдвига при рабочих

температурах исследования, которые определены по результатам планирования эксперимента.



Рисунок 3.1 – Внешний вид ротационного вискозиметра Rheotest RN 4.1

Общий вид ротационного вискозиметра с основными составляющими представлен на рисунке 3.2.

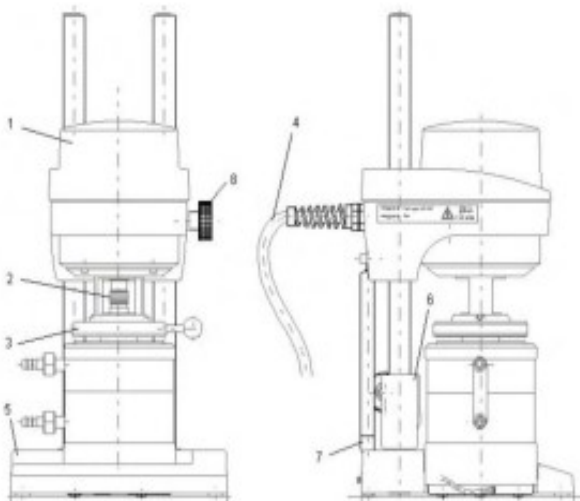


Рисунок 3.2 – Общий вид ротационного вискозиметра «Rheotest 4.1»:

1 – измерительный привод, 2 – быстроразъемное соединение, 3 – соединитель измерительной трубки, 4 – соединительный кабель, 5 – штатив; 6 – направляющая, 7 – амортизатор, 8 – винт с накатной головкой

Касательное напряжение сдвига определяется по формуле (3.1) [47, 86]

$$\tau = \frac{M}{2 \cdot \pi \cdot R_{\text{ВН}}^2 \cdot h_{\text{Ц}}}, \quad (3.1)$$

где M – крутящий момент внутреннего цилиндра;

$R_{\text{вн}}^2$ – радиус внутреннего цилиндра;

$h_{\text{ц}}$ – высота внутреннего цилиндра.

Градиент скорости определяется из выражения (3.2)

$$\dot{\gamma} = \frac{2 \cdot \pi \cdot R \cdot N}{\delta}, \quad (3.2)$$

где N – угловая скорость цилиндра;

δ – зазор между цилиндрами.

Для тарирования вискозиметра был выбран глицерин, вязкость которого, определенная на капиллярном вискозиметре Уббелоде при температуре 25°C, равна 0,95 Па·с, что на 1,71% отличается от табличного значения. Для дальнейшей тарировки была определена зависимость скорости вращения внутреннего цилиндра N от частоты вращения цилиндра, исходя из заданных в паспорте электродвигателя характеристик. Тарировочная зависимость представляет собой прямую, проходящую через начало координат (рисунок 3.3)» [58].

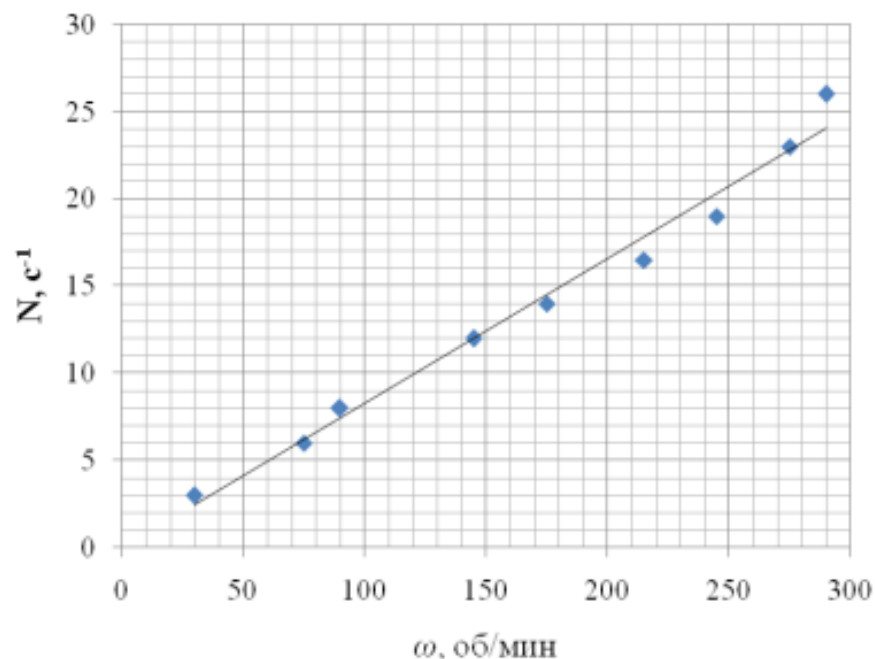


Рисунок 3.3 – Тарировочная кривая вискозиметра «Rheotest 4.1»

Методика проведения экспериментальных исследований включает несколько этапов:

1. Подготовка образца нефти:

- выбор пробы нефти, которая предварительно прошла через процесс дегазации для удаления газов и других легких компонентов;

- стабилизация образца нефти при комнатной температуре перед проведением измерений.

2. Настройка ротационного вискозиметра:

- настройка ротационного вискозиметра для определения необходимых параметров в ходе проведения экспериментальных исследований в соответствии с техническими требованиями;

- калибровка устройства с использованием эталонных жидкостей.

3. Измерение вязкости:

- размещение образца исследуемой нефти в камере вискозиметра;

- инициирование вращения вала вискозиметра, в результате чего регистрируется зависимость крутящего момента от скорости вращения.

4. «Исследование зависимости вязкости и напряжения сдвига от скорости сдвига при различных значениях температуры.

5. Обработка данных с использованием регрессионно-корреляционного анализа и метода наименьших квадратов.

При проведении экспериментальных исследований по определению реологических свойств нефти температура нефти изменялась в диапазоне от 5 до 60 °С» [58]. Концентрация депрессорных присадок составляет от 0 до 0,5 % (масс.). Диапазон скорости сдвига для определения коэффициента динамической вязкости и напряжения сдвига составлял от 0 до 300 с⁻¹. При определении температуры застывания температура нефти опускалась до значения, при котором нефть находилась бы в неподвижном состоянии.

Проведение исследований по определению температуры застывания исследуемой нефти с депрессорной присадкой и без нее проводились на базе научного центра «Арктика» Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II на автоматическом аппарате для определения температуры помутнения, застывания и потери текучести нефтепродуктов ТПЗ-ЛАБ-22.

Аппарат ТПЗ-ЛАБ-22 применяется для определения температуры застывания в автоматическом режиме в соответствии с требованиями ГОСТ 20287-91 (метод А).

Внешний вид ТПЗ-ЛАБ-22 представлен на рисунке 3.4.

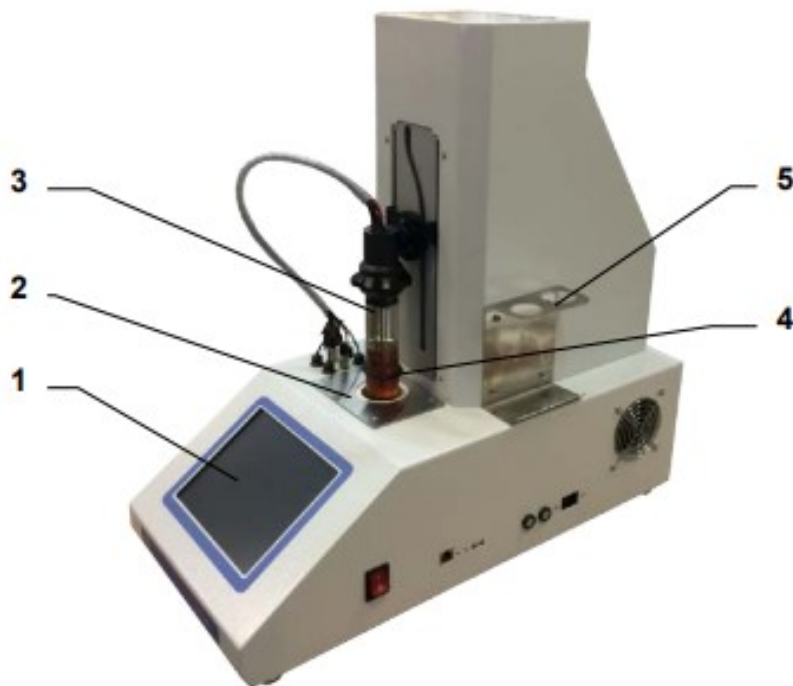


Рисунок 3.4 - Внешний вид ТПЗ-ЛАБ-22:

- 1 - сетевые предохранители, 2 – разъем кабеля электропитания, 3 – выключатель электропитания, 4 – разъем для подключения к USB порту, 5 – подключение к локальной сети

Технические характеристики ТПЗ-ЛАБ-22 представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Технические характеристики ТПЗ-ЛАБ-22

Параметр	Значение
Диапазон рабочих температур охлаждающей бани	От +48 до -95 С
Диапазон определения температуры помутнения	От +45 до -80 С
Диапазон определения температуры застывания и потери текучести	От +36 до -80 С
Тип датчиков температуры	Pt100
Тип датчиков помутнения и потери текучести	оптический
Время непрерывной работы, не более	16 часов

Для проведения испытаний необходимо подготовить пробу нефти в соответствии с требованиями. Температура подогрева в соответствии со стандартами составляет +50 °С.

Датчик установки представлен на рисунке 3.5.

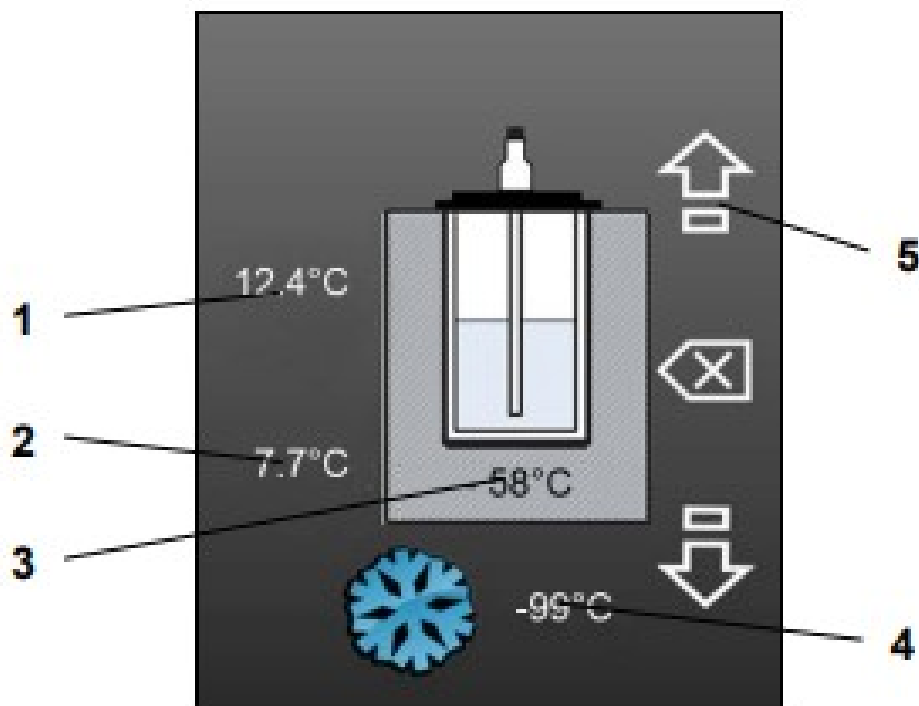


Рисунок 3.5 – Датчик установки:

1 – Текущая температура пробы для определения текучести, измеряется в верхней части пробирки, 2 – Текущая температура для определения помутнения, измеряется в нижней части пробирки, 3 – Текущая температура охлаждающе-нагревающей бани, 4 - Заданная температура охлаждающе-нагревающей бани, 5 –

Иконки ручного управления положением каретки испытательного модуля

Методика определения потери текучести, т.е. определения температуры застывания заключается в постепенном охлаждении образца нефти в оборудовании для определения температуры застывания. После охлаждения до необходимой температуры проба нефти автоматически поднимается датчиком фиксируется наличие в нефти смещения под заданным углом. Температура начала кристаллизации парафинов определяется при помощи датчика изменения прозрачности по мере охлаждения.

3.2 Планирование эксперимента

Экспериментальные исследования по разработанной методике проводятся согласно плану эксперимента. Объектом исследования является нефть Восточно-Мессояхского месторождения, предметом исследования – реологические характеристики нефти.

Планирование экспериментов является важным этапом при проведении экспериментальных исследований. [4]. «Основная цель планирования экспериментов – достижение максимальной точности измерений при минимальном количестве проведенных опытов и сохранении статистической достоверности результатов [30]. В настоящее время известно большое количество способов планирования эксперимента. Наиболее распространенными являются дробные двухфакторные эксперименты, трехфакторные эксперименты, планы Бокса-Бенкена и смешанные 2-х и 3-х уровневые планы, планы Тагучи, планы на латинских квадратах и т.п. [30].

Для исследования нелинейных процессов рекомендуется использовать план эксперимента на основе трехфакторного эксперимента, с использованием матрицы планирования эксперимента. Три уровня факторов необходимы для учета линейных и квадратичных эффектов» [49].

Для оптимизации рассматриваемого технологического процесса был выбран двухфакторный эксперимент [4], при этом функцией отклика является температура застывания нефти, а так же значение коэффициента динамической вязкости и напряжения сдвига. В качестве разбавителя использовалась депрессорно-диспергирующая присадка Волгоградского завода НПК «Мономер».

При проведении экспериментальных исследований факторами, т.е. изменяющимися параметрами, являются значения температуры, а так же значение концентрации депрессорной присадки.

В таблице 3.3 представлены условия двухфакторного эксперимента по уровням эксперимента. Стоит отметить, что в этом исследовании используется трехуровневый эксперимент.

Таблица 3.3 – Условия двухфакторного эксперимента

Характеристика	Температура нагрева нефти	Концентрация присадки
Основной уровень	30	0,3
Интервал варьирования	± 15	0,2
Верхний уровень	45	0,5
Нижний уровень	15	0,1

Для составления матрицы планирования экспериментов необходимо задать уровни факторов. В таблице 3.4 представлены значения кодировки уровней. Концентрация присадки составляет 0,1 % (масс.), 0,2 % (масс.), 0,3 % (масс.), а температура нефти соответственно 15°C, 30°C, 45°C.

Таблица 3.4 – Кодировка уровней факторов

№ опыта	Концентрация присадки, % (масс.)	Температура смеси, °C
-1	0,1	15
0	0,3	30
1	0,5	40

Матрица планирования экспериментального исследования нефти с Восточно-Мессояхского месторождения совместно с депрессорной присадкой представлена в таблице 3.5.

В таблице 3.5 представлены комбинации всех возможных вариантов проведения экспериментальных исследований.

Таблица 3.5 – Матрица планирования двухфакторного эксперимента на трех уровнях для 9 опытов

«№ опыта	Фактор 1	Фактор 2
1	-1	-1
2	-1	0
3	-1	+1
4	0	-1
5	0	0
6	0	+1
7	+1	-1
8	+1	0
9	+1	+1» [49]

Для проведения экспериментальных исследований были подготовлены пробы нефти в соответствии с методикой, приведенной в разделе 3.1 данной работы. Экспериментальные исследования проводились последовательно, в соответствии с матрицей планирования, представленной в таблице 3.4.

На основе проведенного анализа литературы и патентных источников, опыта эксплуатации трубопроводов, сделан вывод о том, что исходных значений, представленных в матрице планирования в таблице 3.4 недостаточно для объективной оценки реологических свойств исследуемой нефти и оценки эффективности депрессорной присадки.

В соответствии с рекомендациями, предложенными в источниках [4, 30] в матрицу планирования внесены дополнения. Факторы эксперимента дополнены основными значениями, позволяющими определить необходимые для рациональной эксплуатации трубопровода значения и установить необходимые зависимости.

Ввод присадки осуществляется при температуре +55 °С. Температура подогрева нефти при проведении экспериментальных исследований принимается равной от 10 °С до 60 °С с шагом 10 °С.

При этом концентрация депрессорной присадки при выполнении исследований по температуре застывания нефти и реологическим характеристикам депрессорной присадки принимается равной 0%, 0,05%, 0,1%, 0,15, 0,2%, 0,3%, 0,5% по массе.

«Результатами экспериментальных исследований является получение зависимости коэффициента динамической вязкости от скорости сдвига» [14], определения оптимальной концентрации депрессорной присадки и температуры застывания нефти при использовании и без использования депрессорной присадки. Результаты экспериментальных исследований необходимо обрабатывать с помощью регрессионного анализа и метода наименьших квадратов, для нахождения необходимых зависимостей и получения моделей.

3.3 Экспериментальные исследования реологических свойств нефти и статистическая обработка результатов

При исследовании высоковязких нефтей необходимо учитывать физико-химический состав нефти и ее реологические свойства. «Основными зависимостями, характеризующими реологические свойства нефтей являются значения коэффициента динамической вязкости и значение начального напряжения сдвига. Для их определения необходимо проводить экспериментальные исследования согласно плану эксперимента и разработанной ранее методикой.

Коэффициенты реологических моделей установлены с учетом нормативных документов «Методика определения реологических свойств нефти и выбора модели течения» и РД 75.180.00-КТН-198-09» [14].

На рисунках 3.6-3.8 представлены кривые течения нефти Восточно-Мессояхского месторождения без добавления депрессорной присадки.

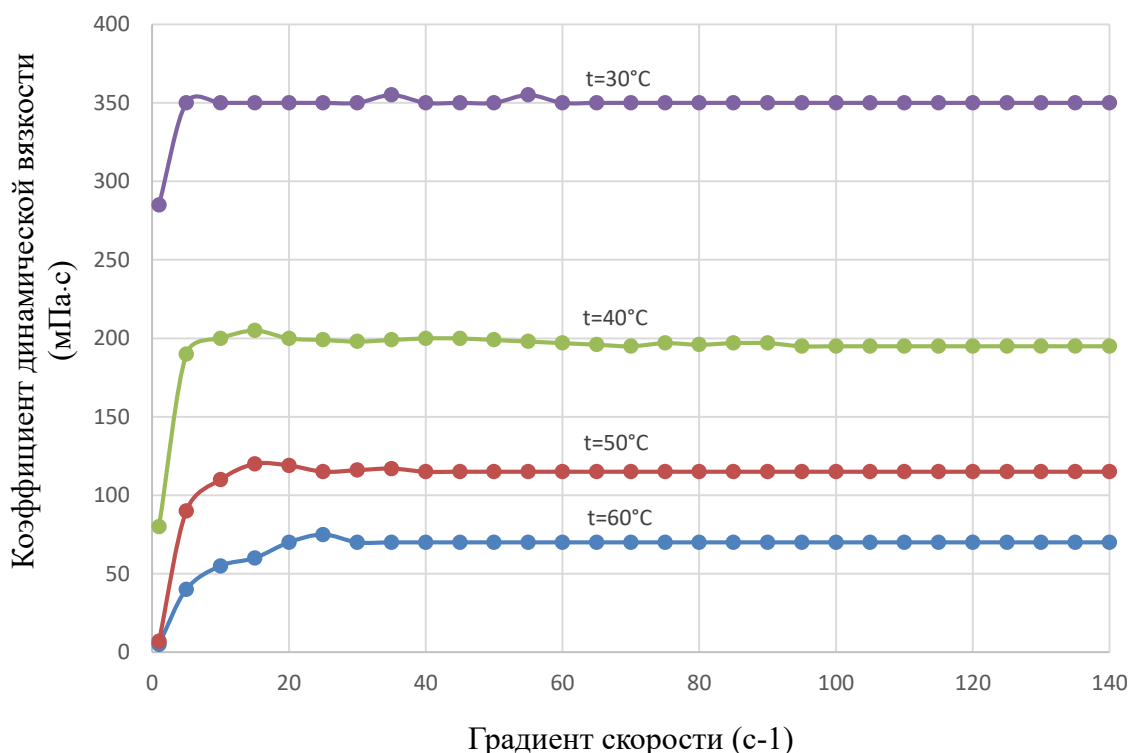


Рисунок 3.6 - Зависимость динамической вязкости от скорости сдвига при температуре 30, 40, 50, 60 °C

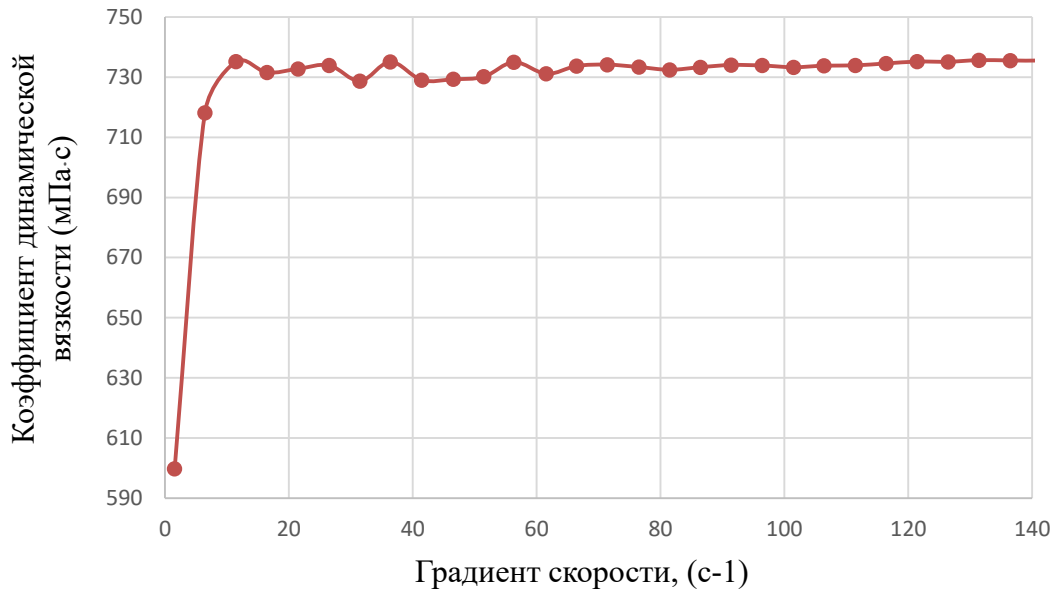


Рисунок 3.7 - Зависимость динамической вязкости от скорости сдвига при температуре 20 °C

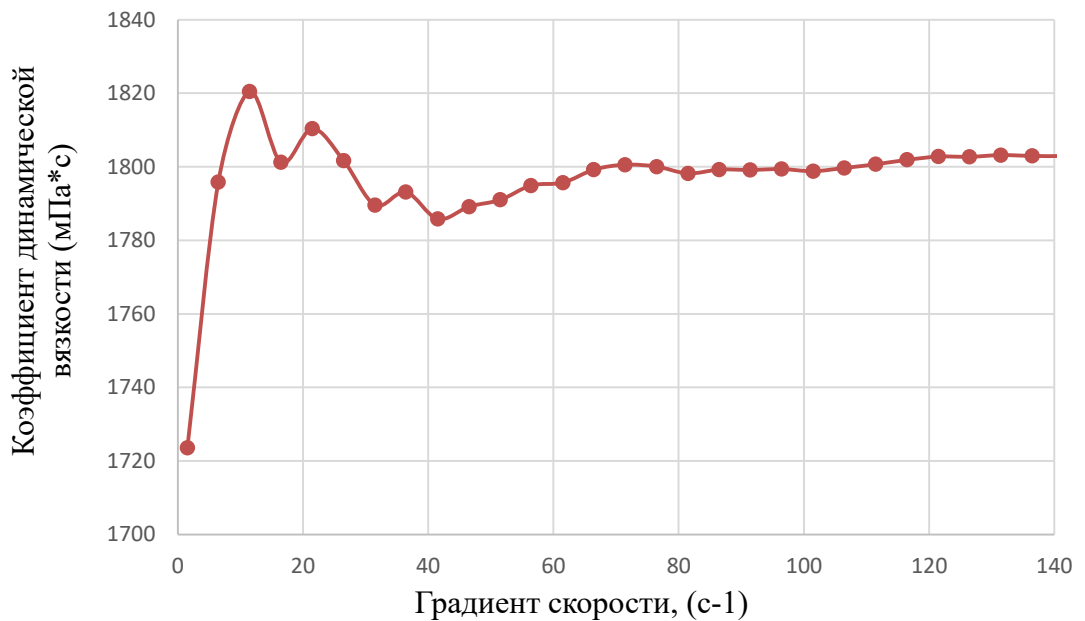


Рисунок 3.8 - Зависимость динамической вязкости от скорости сдвига при температуре 10 °C

По результатам экспериментальных опытов установлено, что переход от неньютоновской жидкости к ньютоновской в исследуемом образце нефти происходит в промежутке от 10 до 20 °C. По результатам пробного эксперимента установлено, что «кривые описываются нелинейным уравнением Балкли-Гершеля (3.3)

$$\tau = \tau_0 + k' \cdot \gamma^n, \quad (3.3)$$

где τ_0 – начальное напряжение сдвига;

k' – коэффициент, зависящий от консистентности системы: чем больше ее вязкость, тем больше ее k' ;

n – показатель степени, изменяющийся от ряда факторов, в частности, от скорости сдвига (градиента скорости)» [58].

На рисунке 3.9 представлены результаты экспериментальных исследований зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига при различных экспериментальных температурах.

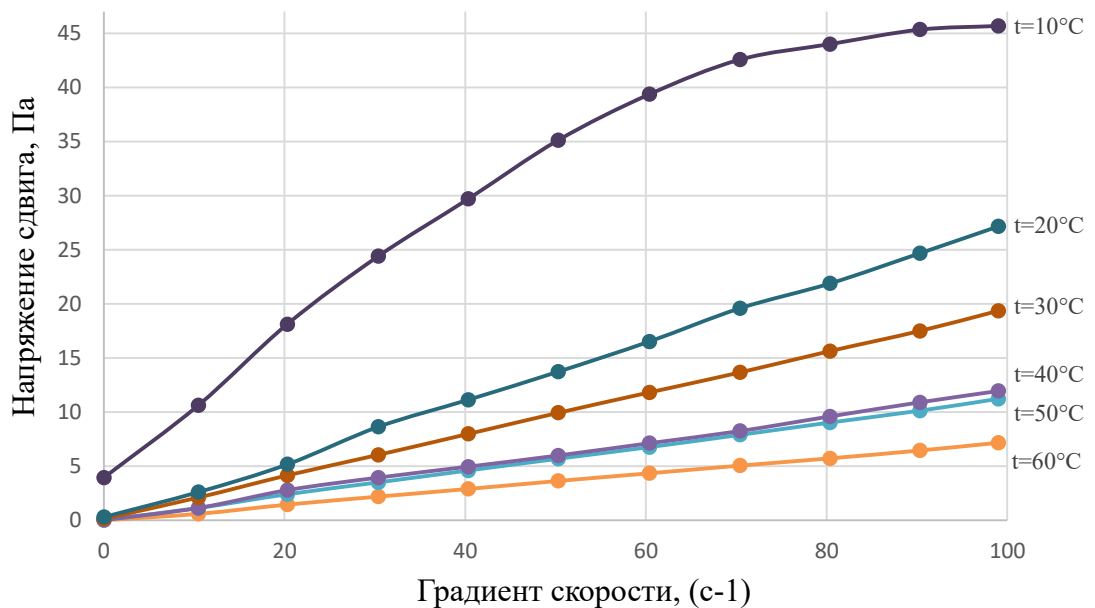


Рисунок 3.9 – Реологические кривые для нефти при различных значениях ее температуры [153]

Из рисунка 3.9 видно, что при температуре ниже 20 °С нефть имеет начальное напряжение сдвига, то есть является неньютоновской.

Обработка экспериментальных исследований проводилась методом регрессионного анализа согласно методике, представленной в [44].

Общая зависимость коэффициента динамической вязкости от температуры имеет вид (3.4)

$$\mu = \mu_0 \cdot e^{AT}. \quad (3.4)$$

Для получения линейной модели зависимость (3.4) необходимо прологарифмировать (3.5)

$$\ln\mu = \ln\mu_0 + A \cdot T. \quad (3.5)$$

Для дальнейших расчетов заменим составляющие уравнения (3.5) соответственно $Y = \ln\mu$, $\beta_0 = \ln\mu_0$, $\beta_1 = A$, $X = T$.

При подстановке значений в линейную модель получим выражение вида (3.6)

$$Y = \beta_0 + \beta_1 \cdot X + \varepsilon, \quad (3.6)$$

где β_0 , β_1 - параметры модели; ε – ошибка экспериментов.

Параметры линейной модели представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Параметры линейной модели

№	Y_i	$\sum Y_i$	X_i	$\sum X_i$	X_i^2	$\sum X_i^2$	$X_i \cdot Y_i$	$\sum X_i \cdot Y_i$
1	4,7	21,34	5	215	25	9125	23,5	520,4
2	3,9		10		100		39	
3	3,5		20		400		70	
4	3,13		30		900		93,9	
5	2,65		40		1600		106	
6	1,96		50		2500		98	
7	1,5		60		3600		90	

Полученная в ходе преобразования модель имеет вид (3.7)

$$Y = b_0 + b_1 \cdot X. \quad (3.7)$$

Для определения коэффициентов β_0 , β_1 составляется система уравнений (3.8)

$$\begin{cases} b_0 \cdot n + b_1 \cdot \sum_{i=1}^n X_i = \sum_{i=1}^n Y_i \\ b_0 \cdot \sum_{i=1}^n X_i + b_1 \cdot \sum_{i=1}^n X_i^2 = \sum_{i=1}^n (X_i \cdot Y_i) \end{cases} \quad (3.8)$$

$$\begin{cases} 7 \cdot b_0 + 215 \cdot b_1 = 21,34 \\ 215 \cdot b_0 + 9125 \cdot b_1 = 520,4 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} b_0 = \frac{21,34 - 215 \cdot b_1}{7} \\ 215 \cdot b_0 + 9125 \cdot b_1 = 520,4 \end{cases}$$

Результаты решения системы уравнения 3.9

$$\begin{cases} b_0 = -0,053 \\ b_1 = 4,686 \end{cases}$$

Линейная модель с учетом результатов имеет вид (3.9)

$$Y = 4,686 - 0,053 \cdot X. \quad (3.9)$$

При выполнении регрессионного анализа полученные значения необходимо сравнить с критерием Фишера для определения точности вычислений [44]. Расчеты по вычислению значений линейной модели представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Параметры линейной модели

№	Y_i	Y_i'	$Y_i - Y_i'$	$(Y_i - Y_i')^2$	$\sum (Y_i - Y_i')^2$
1	4,7	4,421	0,279	0,077841	0,173277
2	3,9	4,156	-0,256	0,065536	
3	3,5	3,626	-0,126	0,015876	
4	3,13	3,096	0,034	0,001156	
5	2,65	2,566	0,084	0,007056	
6	1,96	2,036	-0,076	0,005776	
7	1,5	1,506	-0,006	0,000036	

Критерий Фишера рассчитывается по формуле (3.10) [46]

$$F_{\text{эмп}} = \frac{\sigma_1^2}{\sigma_2^2} = \frac{0,077841}{0,000036} = 2162,25, \quad (3.10)$$

где σ_1^2 и σ_2^2 – большая и меньшая дисперсии выборки.

«Для проверки значимости уравнения регрессии, полученное значение критерия Фишера сравним с табличным [3] при 5% уровне значимости, равным 7,71. Поскольку рассчитанный критерий выше табличного, то полученная дисперсия существенно больше табличного значения, следовательно, модель является значимой. Составим таблицу для расчета коэффициента Пирсона (таблица 3.8)» [58].

Таблица 3.8 – Параметры расчета коэффициента парной корреляции Пирсона

№	Y_i	Y_n	X_i	X_n	$(X_i - X_n) \cdot (Y_i - Y_n)$	$(Y_i - Y_n)^2$	$(X_i - X_n)^2$
1	4,7	3,04	5	30,7	-42,662	2,7556	660,49
2	3,9		10		-17,802	0,7396	428,49
3	3,5		20		-4,922	0,2116	114,49
4	3,13		30		-0,063	0,0081	0,49
5	2,65		40		-3,627	0,1521	86,49
6	1,96		50		-20,844	1,1664	372,49
7	1,5		60		-45,122	2,3716	858,49
Сумма	21,34		215		-135,042	7,405	2521,43

Вычислим коэффициент парной корреляции Пирсона по формуле (3.11)

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - X_1)(Y_i - Y_1)}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (X_i - X_1)^2 (Y_i - Y_1)^2}}. \quad (3.11)$$

Коэффициент парной корреляции Пирсона составит

$$r = \frac{-135,042}{\sqrt{7,405 \cdot 2521,43}} = -0,98829.$$

Линейный коэффициент корреляции показывает высокую связь между фактором и функцией отклика.

Преобразовав линейное выражение в первоначальный вид на основе полученных данных получена зависимость коэффициента динамической вязкости от температуры нефти (3.12)

$$\mu = e^{4,686 - 0,053T} = 108,42e^{-0,053T}. \quad (3.12)$$

В таблице 3.9 представлены результаты обработки опытных данных.

Таблица 3.9 – Результаты обработки экспериментальных данных

Температура нефти	Уравнение регрессии	Среднеквадратичное отклонение
10	$\tau = 3,024 + 0,8398\dot{\gamma} - 0,0041\dot{\gamma}^2$	0,9987
20	$\tau = 0,0062 + 0,274\dot{\gamma}$	0,9993
30	$\tau = 0,1643 + 0,1929\dot{\gamma}$	0,9999
40	$\tau = 0,1064 + 0,1186\dot{\gamma}$	0,9982
50	$\tau = 0,0434 + 0,1121\dot{\gamma}$	0,9998
60	$\tau = 0,0723\dot{\gamma} - 0,039$	0,9995

По результатам экспериментальных исследований установлено, что исследуемая нефть подчиняется закону Балкли-Гершеля. Нефть приобретает свойства неньютоновской жидкости в диапазоне температур от +10°C до +20°C. Получена зависимость коэффициента динамической вязкости от скорости сдвига (3.12).

3.4 Исследование коэффициента гидравлического сопротивления

Основным показателем, показывающим повышение эффективности принятых технических решений в области транспорта вязких нефтей является снижение значения коэффициента гидравлического сопротивления.

Для определения коэффициента гидравлического сопротивления необходимо знать параметры трубопровода и эксплуатации. Для вычислений необходимы параметры перепада давления, производительность трубопровода, свойства нефти, температура нефти в начале и конце рассматриваемого участка.

«Удельные потери напора определяются формулой (3.14)

$$i = \frac{P_1 - P_2}{lg\rho}, \quad (3.14)$$

где P_1 – напор на выходе в начальной точке, Па;

P_2 – напор на входе в конечной точке, Па;

l – длина участка нефтепровода, м;

ρ – плотность нефти, кг/м³.

Средняя скорость движения нефти w_{cp} и коэффициент гидравлического сопротивления λ определялись по формулам (3.15) – (3.16):

$$w_{cp} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d^2}, \quad (3.15)$$

$$\lambda = \frac{2 \cdot g \cdot d \cdot i}{w_{cp}^2}, \quad (3.16)$$

где Q – производительность нефтепровода, м³/с;

d – внутренний диаметр нефтепровода, м.» [58].

Для вычисления необходимо числа измерений с целью реализация рационального количества проведения экспериментальных исследований для получения объективных данных, необходимо рассмотреть все возможные комбинации по количеству одновременно работающих насосных агрегатов на насосной станции. Известно, что на данной станции установлено 4 насосных агрегата типа ЦНС 300х600.

В таблице 3.10 представлена схема определения необходимого числа измерений для определения коэффициента гидравлического сопротивления.

Таблица 3.10 – Определение необходимого числа измерений

№	$P_{вх},$ МПа	$P_{вых},$ МПа	$\Delta P,$ МПа	i	i_{cp}	$(i-i_{cp})^2$	σ^2	N
1(4)	0,2	2,5	2,3	0,0024	0,0022	0	0	0
2(4)	0,3	2,6	2,3	0,0024		0		
3(4)	0,1	2,4	2,3	0,0024		0		
1(3)	0,3	2,3	2	0,002	0,0019	$1 \cdot 10^{-8}$	$1 \cdot 10^{-8}$	1
2(3)	0,2	2,2	2	0,002		$1 \cdot 10^{-8}$		
3(3)	0,4	2,1	1,7	0,0018		$1 \cdot 10^{-8}$		
1(2)	0,2	2,1	1,9	0,0019	0,0018	$1 \cdot 10^{-8}$	$1 \cdot 10^{-8}$	1
2(2)	0,2	2	1,8	0,0018		0		
3(2)	0,2	1,9	1,7	0,0018		0		

Планом эксперимента установлено, что для обеспечения объективного результата необходимо провести 81 исследование, при этом, учитывая, что количество экспериментов в каждом опыте должно быть 3 (для определения погрешности измерения) необходимо провести 243 опыта.

В главе теоретических исследований транспорта высоковязкой нефти была выведена модифицированная формула для определения коэффициента гидравлического сопротивления для нелинейно-вязкопластичных жидкостей (2.67).

Преобразовав выражение (2.67) относительно параметра N и параметра Ильюшина получим выражение вида (3.17)

$$\frac{\lambda \cdot Re - 96\varepsilon}{96\varepsilon} = \frac{И}{N}, \quad (3.17)$$

где N – параметр, полученный экспериментальным путем.

Заменив в выражении (3.15) значения на параметры, получим линейную зависимость вида (3.18)

$$y = \frac{\lambda \cdot Re - 96\varepsilon}{96\varepsilon}; x = И; k = \frac{1}{N} \Rightarrow y = x \cdot k. \quad (3.18)$$

При применении метода наименьших квадратов получим (3.19)

$$\varphi = \sum_{i=1}^n (y_i - kx_i)^2 \Rightarrow \min \quad (3.19)$$

«Согласно методу наименьших квадратов необходимо выбрать такое k при котором φ имеет минимум (3.20) – (3.21)

$$\frac{\partial \varphi}{\partial k} = -2 \cdot \sum_{i=1}^n x_i (y_i - kx_i) = 0 \quad (3.20)$$

или

$$k = \frac{\sum_{i=1}^n x_i y_i}{\sum_{i=1}^n x_i} \quad (3.21)$$

В итоге получим выражение для определения числа N (3.22)

$$N = \frac{\sum_{i=1}^n I_i}{\sum_{i=1}^n I_i \frac{\lambda Re - 96\varepsilon}{96\varepsilon}} \quad (3.22)$$

В таблице 3.11 приведены результаты обработки экспериментальных данных» [58]. Решая уравнение (3.22), получим $N=6,78$.

Таблица 3.11 – Результаты обработки экспериментальных данных

№	W_{cp} , м/с	i	λ	Re	I	λ_p
1	0,147	0,000089	0,0584	2730	8,36	0,0521
2	0,142	0,000084	0,0582	2659	8,72	0,0542
3	0,138	0,000085	0,0602	2582	9,12	0,0591
4	0,133	0,000079	0,0610	2491	9,43	0,0599
5	0,128	0,000076	0,0621	2401	10,01	0,0610
6	0,124	0,000071	0,0651	2391	10,45	0,0621
7	0,119	0,000073	0,0791	2201	10,92	0,0731
8	0,115	0,000072	0,0871	2104	11,31	0,0831
9	0,111	0,000071	0,0879	2020	11,69	0,0830

Исходя из вышепредставленных результатов обработки исследований, можно сделать вывод, что погрешность полученных в ходе исследований результатов составляет 4,3%, что является допустимой погрешностью при выполнении инженерных расчетов. следовательно, можно принять число $N=6,78$ для проведения расчетов.

3.5 Экспериментальные исследования с добавлением присадки

«Источником получения сведений о структурно-механических свойствах высоковязких нефтей служит их экспериментальное исследование. О текучести нефти принято судить по ее температуре застывания, статическому (начальному) напряжению сдвига и значениям коэффициентов реологической модели жидкости. Определение зависимости этих параметров от температуры является необходимой условием для проведения гидравлического расчета движения нефтей по трубопроводам» [24].

Депрессорные присадки, как уже было сказано ранее, предназначены для снижения вязкости нефти, а так же для изменения температуры застывания нефти [5, 7, 72, 107, 111].

Экспериментальные исследования по определению температуры застывания нефти проводились для 4 видов присадок с Волгоградского завода НПК «Мономер» при концентрации депрессорной присадки 0,05 % (масс.), 0,1 % (масс.), 0,15% (масс.), 0,2 % (масс.), 0,3 % (масс.), 0,5 % (масс.) на установке ТПЗ-ЛАБ-22 по методике, описанной в разделе 3.1.

Результаты экспериментальных исследований по определению температуры застывания высоковязкой нефти при различном содержании депрессорных присадок представлены на рисунке 3.10.

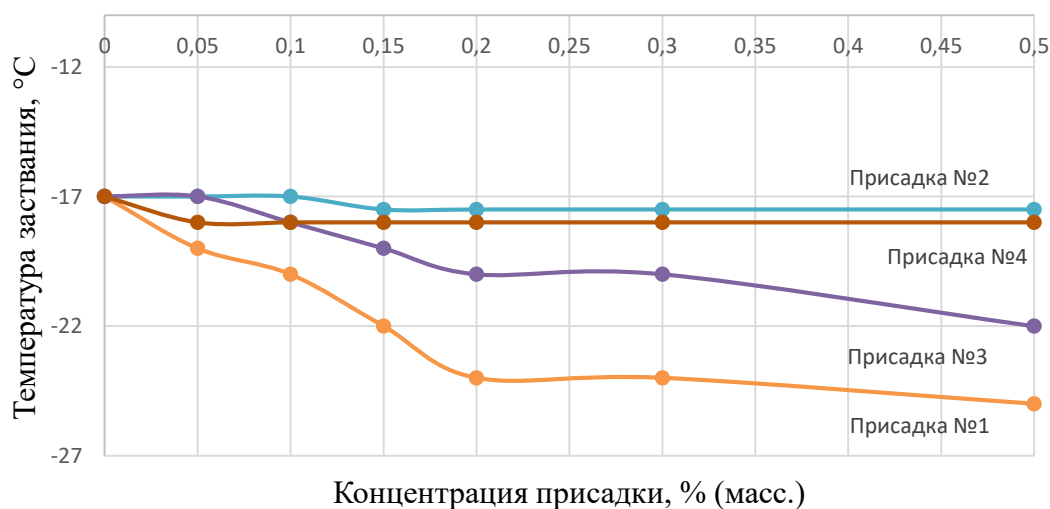


Рисунок 3.10 – Зависимость температуры застывания от концентрации присадки для разных видов присадок

Как известно, действие депрессорных присадок зависит от реологических характеристик нефти: присадки, которые действуют в одном виде нефти могут не оказывать никакого эффекта при использовании в другом виде нефти.

Из рисунка 3.10 видно, что присадки № 2 и № 4 не влияют на температуру застывания, следовательно, их добавление в нефть не приведет к повышению эффективности транспорта исследуемой нефти. Присадки № 1 и № 3 уменьшают температуру застывания, следовательно, могут быть использованы в процессе перекачки высоковязкой нефти Восточно-Мессояхского месторождения. Стоит отметить, что рассматриваемое месторождение, в настоящее время, является самым северным из разрабатываемых месторождений, следовательно, можно сделать вывод, что трубопровод, транспортирующий нефть, расположен в сложных природно-климатических условиях Крайнего Севера, где температура наружного воздуха может достигать $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ [87]. Учитывая данный факт, можно сделать вывод, что наиболее рациональным решением является использование присадки № 1, которая понижает температуру застывания на максимальное значение с $-17\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$. Из рисунка 3.10 видно, что при добавлении присадки в концентрации 0,2-0,5 % (по масс.) температура застывания имеет примерно одинаковое значение. Но для определения оптимального значения концентрации депрессорной присадки для достижения рационального режима перекачки исследуемой нефти, необходимо провести реологические исследования зависимости напряжения сдвига и коэффициента динамической вязкости от концентрации присадки.

Свойства депрессорной присадки № 1 представлены в таблице 3.12.

Таблица 3.12 - Свойства депрессорной присадки

№	Эксплуатационные свойства присадки	Значение
1	Замерзание присадки	-14-52 градуса
2	Концентрация	0,05-1% (масс.)
3	Температура ввода присадки	+50, +60 градусов
4	Класс опасности	4
5	Плотность присадки	915

Температура ввода присадки 55°C. Так как при температуре выше 20°C исследуемая нефть имела ньютоновские свойства, результаты исследования для определения оптимальной концентрации присадки принимались в диапазоне температур от 5 до 20°C.

Экспериментальные исследования выполнялись в соответствии с планом эксперимента, представленным в разделе 3.2. Результаты экспериментальных исследований при добавлении депрессорной присадки при различных концентрациях представлены на рисунках 3.11 и 3.12.

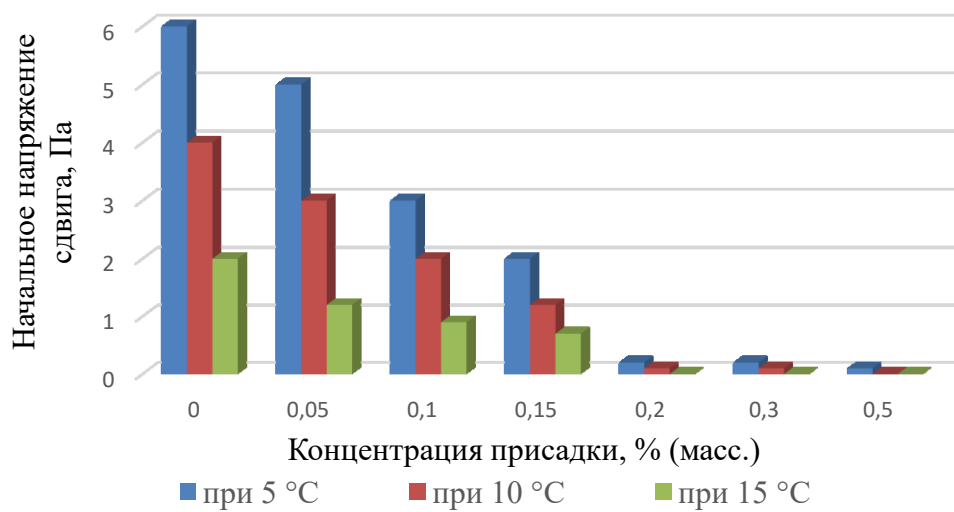


Рисунок 3.11 – Зависимость напряжения сдвига от концентрации присадки при различных температурах

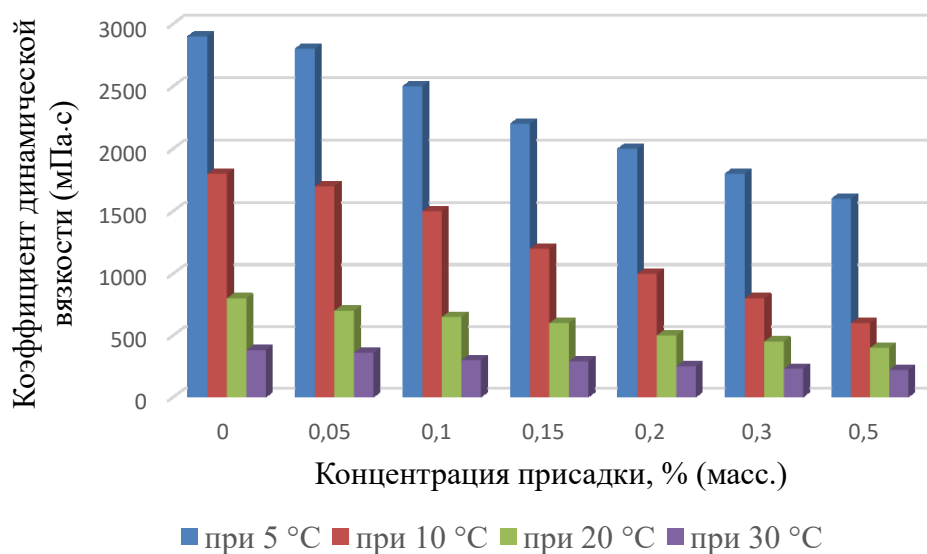


Рисунок 3.12 - Зависимость коэффициента динамической вязкости от концентрации присадки при различных температурах

По результатам экспериментальных исследований, приведенных на рисунках 3.11 – 3.12 видно, что при значениях концентрации 0,2 % (масс.) исследуемая нефть является ньютоновской. При этом при значениях концентрации от 0,2 % (масс.) до 0,5 % (масс.) значения температуры застывания, напряжения сдвига и коэффициента динамической вязкости имеют примерно одинаковое значение, т.е. присадка по своему действию выходит на плато. Следовательно, по результатам экспериментальных исследований установлено, что рациональной концентрацией депрессорной присадки является 0,2 % (масс.).

Режим работы нефтепровода с добавлением депрессорной присадки при производительности трубопровода $Q_{дп}$ включает в себя расчет напоров на каждой нефтеперекачивающей станции при используемом насосном оборудовании.

На участке, на котором производится ввод присадки, потери напора на преодоление гидравлических сопротивлений вычисляются по перепаду давления между начальным и конечным участком ввода присадки, которые получены из результатов расчета смежных участков.

Требуемая концентрация депрессорной присадки вычисляется исходя из результатов экспериментальных исследований или по методике согласно РД-23.040.00-КТН-254-10 [7] определяется по выражению (3.23)

$$\varphi = \frac{\lambda_0 - \lambda_f}{\lambda_0} \cdot 100\% = \left(1 - \frac{\Delta P_f \cdot Q_0^2}{\Delta P_0 \cdot Q_f^2}\right) \cdot 100\%, \quad (3.23)$$

где λ_0 – коэффициент гидравлического сопротивления при транспорте высоковязкой нефти без добавления присадки;

λ_f – коэффициент гидравлического сопротивления при транспорте нефти с присадкой;

ΔP_f – потери давления на гидравлические сопротивления при транспорте нефти с присадкой, Па;

Q_0 – расход нефти без присадки, м³/с;

ΔP_0 – потери давления на гидравлические сопротивления при транспорте нефти без присадки, Па;

Q_f – расход нефти с присадкой, м³/с.

Перепада давления на участке нефтепровода равен (3.24)

$$\Delta P = P_{\text{вых1}} - P_{\text{вх2}} + \rho \cdot g \cdot (z_1 - z_2), \quad (3.24)$$

где $P_{\text{вых1}}$ – давление на выходе НПС-1, Па;

$P_{\text{вх2}}$ – давление на входе НПС-2, Па;

ρ – плотность нефти, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с²

z_1, z_2 – высотные отметки НПС-1 и НПС-2, м.

В данном случае

$$\Delta P = 2,5 - 0,2 + 922 \cdot 9,81 \cdot (33,47 - 73,71) = -363961,26 \text{ Па}$$

$$\Delta P = 2,7 - 0,2 + 922 \cdot 9,81 \cdot (33,47 - 73,71) = -363961,06 \text{ Па}$$

Следовательно, эффективность применения присадки равна

$$\varphi = \left(1 - \frac{363961,26 \cdot 0,16^2}{363961,16 \cdot 0,17^2}\right) \cdot 100\% = 3,6 \%$$

Как видно из приведенных данных, расход нефти на участке трубопровода от Восточно-Мессояхского месторождения до магистрального нефтепровода «Заполярье-Пурпе» по трубопровода длиной 98 км без промежуточных нефтеперекачивающих станций увеличился на 2 % при применении депрессорных присадок Волгоградского завода ООО «НПК»Мономер». Так же при добавлении этих присадок возможно не только увеличить производительность трубопровода, но и снизить потери давления. Эффективность действия депрессорных присадок составила 3,6 %.

Применение метода транспорта высоковязкой нефти с депрессорной присадкой обеспечивает хороший эффект при низком расходе присадки при концентрации 0,2 % (масс.), что является наиболее оптимальной концентрацией, что видно из проведенных экспериментальных исследований.

Выводы по главе 3

Приведена методика проведения исследований и составлен план эксперимента. По результатам планирования установлено, что для проведения исследований необходимо применять двухфакторный эксперимент, где одним из факторов является температура нефти, а вторым концентрация депрессорной присадки.

Представлены результаты экспериментальных исследований и проведена обработка данных, в результате которых получена зависимость коэффициента динамической вязкости от температуры нефти.

Установлено, что эффективность действия депрессорных присадок зависит от реологических свойств исследуемой нефти. Из 4 исследуемых в ходе экспериментальных исследований присадок только две из них уменьшили температуру застываний нефти. Для проведения исследований была выбрана присадка, которая снизила значение температуры застывания на наибольшее значение. При проведении реологических исследований установлено, что достаточной концентрацией для транспорта вязкой нефти Восточно-Мессояхского месторождения является концентрации депрессорной присадки равная 0,2 % (масс.).

Данная концентрация позволяет снизить гидравлические сопротивления на величину 3,6 %. Этот результат является положительным и позволяет утверждать, что данная присадка положительно влияет на процесс перекачки нефти.

ГЛАВА 4 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОВОДОВ, ТРАНСПОРТИРУЮЩИХ ВЫСОКОВЯЗКУЮ НЕФТЬ В СЛОЖНЫХ ПРИРОДНО- КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

4.1 Методика гидравлического расчета нефтепроводов

При проведении гидравлического расчета учитываются такие параметры перекачиваемого продукта, как вязкость, плотность, теплоемкость, теплопроводность. При этом плотность, теплоемкость и теплопроводность принято принимать постоянными, а значение вязкости зависит от параметра температура транспорта.

По длине нефтепровода температура перекачки понижается, следовательно, значение вязкости возрастает. При повышении значения вязкости увеличиваются потери напора по длине, за счет возрастания коэффициента гидравлического сопротивления, за счет этого увеличивается значение гидравлического уклона.

Потери напора по длине при непостоянном значении гидравлического уклона определяется по формуле (4.1)

$$i = \int_0^x i \cdot dx \quad . \quad (4.1)$$

Гидравлический уклон по формуле Лейбензона определяется как (4.2)

$$i = \beta \frac{Q^{2-m} \cdot \nu^m}{D^{5-m}}, \quad (4.2)$$

где $\beta = \frac{128}{\pi g}$ и $m=1$ для ламинарного режима;

$\beta = \frac{0,241}{g}$ и $m=0,25$ для турбулентного режима.

При транспорте нефти температура измеряется как по длине, так и по радиусу трубопровода. Как известно, температура на оси трубопровода будет выше, чем скорость у стенок. С учетом этого факта необходимо учитывать осевой и радиальный градиенты температур при вычислении потерь напора по длине трубопровода.

Влияние радиального градиента температуры возможно по формуле Михеева (4.3)

$$\Delta_r = \varepsilon_p \cdot \left(\frac{v_{ст}}{v}\right)^{\delta_p}, \quad (4.3)$$

где $\delta_p = 1/3 \dots 1/4$;

$\varepsilon_p = 0,9$ для ламинарного режима, $\varepsilon_p = 1$ для турбулентного режима.

Тогда потери напора можно найти из зависимости (4.4)

$$h = \varepsilon_p \int_0^x \beta \frac{Q^{2-m} \cdot v^m}{D^{5-m}} \cdot \left(\frac{v_{ст}}{v}\right)^{\delta_p} dx. \quad (4.4)$$

С учетом уравнения теплового баланса (4.5)

$$\alpha(T - T_{ст}) \approx \alpha(T_{ст} - T) \approx K(T - T_0). \quad (4.5)$$

Тогда после интегрирования с учетом уравнения теплового баланса получим (4.6)

$$h = \varepsilon_p \cdot \beta \frac{Q^{2-m} \cdot v^m}{D^{5-m}} \cdot \frac{e^{\alpha x}}{\alpha x} \left\{ E_i \left[-u \cdot \left(m - \frac{K\delta_p}{\alpha_1} \right) (T_H - T_0) \right] - E_i \left[-u \cdot \left(m - \frac{K\delta_p}{\alpha_1} \right) (T_K - T_0) \right] \right\}. \quad (4.6)$$

При наличии двух режимов движения нефти в трубопроводе, потери напора на гидравлические сопротивления вычисляются по формуле (4.7)

$$h = h_T \Delta_T + h_L \Delta_L, \quad (4.7)$$

где h_T - потери на трение в трубопроводе на начальном турбулентном участке при условии (4.8)

$$h_T = \frac{0,241}{g} \cdot \frac{Q^{1,75} \cdot v^{0,25}}{D^{4,75}} \cdot L_T, \quad (4.8)$$

h_L - потери на трение в трубопроводе на конечном ламинарном участке при условии (4.9)

$$h_L = \frac{128}{\pi g} \cdot \frac{Q \cdot v}{D^4} \cdot (L - L_T), \quad (4.9)$$

где Δ_T и Δ_L - поправки на неизотермичность течения для турбулентного и ламинарного участков соответственно (4.10) – (4.11)

$$\Delta_T = \frac{e^{0,25u(T-T_H)}}{\alpha_T L_T} \left\{ E_i \left[-u \cdot \left(0,25 - \frac{K_T \delta_p}{\alpha_{1T}} \right) (T_H - T_0) \right] - E_i \left[-u \cdot \left(0,25 - \frac{K_T \delta_p}{\alpha_{1T}} \right) (T_K - T_0) \right] \right\}, \quad (4.10)$$

$$\Delta_L = \frac{0,9 e^{u(T_{кр}-T_0)}}{\alpha_T (L-L_T)} \left\{ E_i \left[-u \cdot \left(0,25 - \frac{K_L \delta_p}{\alpha_{1L}} \right) (T_{кр} - T_0) \right] - E_i \left[-u \cdot \left(0,25 - \frac{K_L \delta_p}{\alpha_{1L}} \right) (T_K - T_0) \right] \right\} \quad (4.11)$$

где L – расстояние между тепловыми станциями;

L_T – длина турбулентного участка;

E_i – знак интегральной показательной функции, для которой имеются таблицы.

Для высокопарафинистых нефтей и нефтепродуктов, обладающих неньютоновскими свойствами, потери на трение приближенно можно определить по формуле Дарси – Вейсбаха (4.12)

$$h = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{\vartheta^2}{2g} = 8\lambda \frac{Q^2 L}{\pi^2 g D^5}, \quad (4.12)$$

где ϑ – средняя скорость перекачки.

При течении нелинейно-вязкопластичной жидкости применяется формула, полученная в результате проведенных исследований (4.13)

$$\lambda = \frac{96\varepsilon}{Re_{кр}}. \quad (4.13)$$

Параметр Рейнольдса в данном случае равен (4.14)

$$Re_{кр} = \frac{Re}{1 + \frac{\tau_0 + D}{A\rho\nu\vartheta}}, \quad (4.14)$$

где $A=4\dots 8$ в зависимости от реологических свойств жидкости.

Учитывая полученную в ходе экспериментальных исследований зависимость коэффициента динамической вязкости от температуры равна $\mu = 108,42e^{-0,053T}$.

Следовательно, коэффициент кинематической вязкости равен (4.15)

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} = \frac{108,42e^{-0,053T}}{\rho}. \quad (4.15)$$

Учитывая формулу (4.15) зависимость (4.14) примет вид (4.16)

$$Re_{кр} = \frac{Re}{1 + \frac{\tau_0 + D}{108,42e^{-0,053T} A \cdot \vartheta}}. \quad (4.16)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления примет вид (4.17)

$$\lambda = \frac{96\varepsilon \cdot \left(1 + \frac{\tau_0 + D}{108,42e^{-0,053T} A \cdot \vartheta}\right)}{Re}. \quad (4.17)$$

Тогда, подставляя формулу (4.17) в формулу (4.12) методом последовательных приближений можно найти диаметр трубопровода.

4.2 Методика определения времени безопасной остановки перекачки высоковязкой нефти

«Задача остывания нефти в элементарном участке трубопровода описывается уравнением теплопроводности в частных производных в одномерной постановке. При этом принимаются следующие допущения:

- рассматривается нестационарный процесс теплопередачи в нефти, температура окружающей среды (грунта) принимается неизменной во времени;
- температура грунта принимается равной температуре наружной поверхности трубопровода (включая изоляцию), определенной при расчете стационарного тепло-гидравлического режима;
- теплопередача в продольном направлении через стенку трубопровода и через нефть не учитывается.

Температура t нефти в элементарном участке является симметричной относительно оси нефтепровода функцией расстояния R_1 ($0 \leq R \leq R_1$ или $0 \leq r \leq 1$) рассматриваемой точки от оси трубопровода и времени θ от момента остановки трубопровода (4.18)

$$\frac{c_p \rho R^2}{\lambda} \frac{\partial t(r, \theta)}{\partial \theta} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial t(r, \theta)}{\partial r} \right). \quad (4.18)$$

Данное уравнение решается для каждого из элементарных участков независимо друг от друга.

Граничные условия для решения уравнения теплопроводности (4.19) – (4.20)

$$\left. \frac{\partial t(r, \theta)}{\partial r} \right|_{r=0} = 0, \quad (4.19)$$

$$\left. \frac{\lambda}{R_1} \cdot \frac{\partial t(r, \theta)}{\partial r} \right|_{r=1} + k_1 \cdot (t_{\text{из_стац}}(z) - t) = 0. \quad (4.20)$$

где $t_{\text{из_стац}}(z)$ – температура наружной стенки трубы (включая все слои изоляции при ее наличии» [116].

«Коэффициент теплопередачи от нефти к наружной стенке трубы (изоляция) определяется по формуле» [116] (4.21)

$$k_1 = \frac{1}{D_1 \cdot \left(\frac{1}{\alpha_1 \cdot D_1} + \frac{R}{2} \right)}. \quad (4.21)$$

«Коэффициент теплоотдачи зависит от диаметра трубопровода, коэффициента гидравлического сопротивления, параметра Нуссельта и вычисляется по формуле» [116] (4.22)

$$\alpha_1 = \frac{\lambda \cdot Nu}{D_1}. \quad (4.22)$$

«Параметр Нуссельта в данном случае (теплообмен только за счет свободной конвекции) определяется как функция произведения $Pr \cdot Gr$ по формуле (4.23)

$$Nu = C \cdot (Pr \cdot Gr)^m, \quad (4.23)$$

где C и m – коэффициенты, которые определяются в соответствие с таблицей 4.1» [116].

Таблица 4.1 – Коэффициенты для расчета параметра Нуссельта для коэффициента внутренней теплоотдачи

$Pr \cdot Gr$	< 500	500 ÷ 2 · 10 ⁷		> 2 · 10 ⁷
		0,5 < Pr ≤ 200	Pr > 200	
C	1,18	0,54	0,65	0,13
m	0,125	0,25	0,25	0,33

«Число Прандтля определяется по формуле (4.24)

$$Pr = \frac{v \cdot c_p \cdot \rho}{\lambda_H}. \quad (4.24)$$

Число Грасгофа определяется по формуле (4.25)

$$Gr = \frac{g \cdot D_1^3}{\nu^2} \cdot \beta \cdot |t - t_{ст}|, \quad (4.25)$$

где t – средняя температура нефти в рассматриваемом сечении;

$t_{ст}$ – температура внутренней поверхности трубопровода в рассматриваемом сечении.

Вязкость и плотность нефти при расчете параметров Pr и Gr должна определяться при температуре, определяемой как среднее значение между средней

температурой нефти в рассматриваемом сечении и температурой внутренней поверхности трубопровода в том же сечении.

Второе граничное условие сформулировано, исходя из того, что в течение относительно короткого времени остывания (допустимое время остановки трубопровода 72 часа) температура грунта вокруг трубопровода практически не изменится» [116].

Плотность нефти при температуре t рассчитывается по формуле (4.26)

$$\rho(t) = \frac{\rho_{20}}{1 + \beta \cdot (t - 20)}. \quad (4.26)$$

Кинематическая вязкость нефти при температуре t рассчитывается по формуле (4.27)

$$\nu(t) = \frac{\mu(t)}{\rho(t)}. \quad (4.27)$$

Исходными данными уравнения (4.27) являются температурные характеристики эксплуатации нефтепровода, такие как температура в начале и конце участка, температура внутренней и наружной стенки трубопровода.

При этом температура проходного сечения рассматриваемого участка $t_{\text{стац}}(z)$ (4.28)

$$t(r, \Theta)|_{\Theta=0} = t_{\text{стац}}(z), \quad 0 \leq r \leq 1. \quad (4.28)$$

Температура внутренней стенки для участка трубопровода имеет вид $t_{\text{ст_стац}}(z)$ (4.29)

$$t_{\text{ст}}|_{\Theta=0} = t_{\text{ст_стац}}(z). \quad (4.29)$$

Температура внутренней поверхности трубопровода определяется по формуле (4.30)

$$t_{\text{ст_стац}} = t - \frac{k \cdot (t - t_0)}{\pi \cdot D_1 \cdot \alpha_1}. \quad (4.30)$$

Температура наружной (включая все слои изоляции) поверхности трубопровода определяется по формуле (4.31)

$$t_{\text{из_стац}} = t - \frac{k \cdot (t - t_0)}{\pi} \cdot \left(\frac{1}{\alpha_1 \cdot D_1} + \frac{R}{2} \right). \quad (4.31)$$

«Отнесенный к одному погонному метру внутренней поверхности трубы коэффициент теплопередачи от нефти к цилиндрической поверхности, контактирующей с окружающей средой, определяется по формуле» [116] (4.32)

$$k = \frac{\pi}{\frac{1}{\alpha_1 \cdot D_1} + \frac{R}{2} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot D_3}}. \quad (4.32)$$

Сопротивление стенки трубопровода с учетом свойств изоляции определяется из зависимости (4.33)

$$R = \frac{1}{\lambda_{\text{ст}}} \ln \frac{D_2}{D_1} + \frac{1}{\lambda_{\text{ан}}} \ln \frac{D_2 + 2\delta_{\text{ан}}}{D_2} + \frac{1}{\lambda_{\text{из}}} \ln \frac{D_2 + 2\delta_{\text{ан}} + 2\delta_{\text{из}}}{D_2 + 2\delta_{\text{ан}}}. \quad (4.33)$$

«Коэффициент внутренней теплоотдачи от нефти к внутренней стенке трубопровода при стационарном режиме перекачки вычисляется по формуле (4.34)» [116]

$$\alpha_1 = \frac{\lambda \cdot Nu}{D_1}, \quad (4.34)$$

где Nu – число Нуссельта, безразмерный коэффициент теплоотдачи, рассчитываемый по формуле (4.35)

$$Nu = \frac{\alpha_{\text{в}}(D_2 + 2\delta_{\text{ан}} + 2\delta_{\text{из}})}{\lambda_{\text{в}}}. \quad (4.35)$$

«Коэффициент внешней теплоотдачи для надземных участков трубопровода от наружной поверхности трубопровода (с учетом тепловой изоляции) к воздуху определяют по формуле (4.36)

$$\alpha_2 = \frac{Nu \cdot \lambda_{\text{в}}}{D_2 + 2\delta_{\text{ан}} + 2\delta_{\text{из}}}, \quad (4.36)$$

где Nu – число Нуссельта, безразмерный коэффициент теплоотдачи, рассчитываемый по формуле (4.37)

$$Nu = C \cdot Re_{\text{в}}^m, \quad (4.37)$$

где C и m – коэффициенты, которые определяются в соответствие с таблицей 4.2» [116].

Таблица 4.2 – Коэффициенты для расчета параметра Нуссельта для коэффициента внешней теплоотдачи

Re	8 – 50	80 ÷ 10 ³	(0,5 ÷ 5) · 10 ⁴	> 5 · 10 ⁴
C	1,18	0,54	0,65	0,13
m	0,125	0,25	0,25	0,33

Число Рейнольдса определяется по скорости ветра, внешнему диаметру изоляции и вязкости воздуха по формуле (4.38)

$$Re_B = \frac{w_B \cdot (D_2 + 2\delta_{ан} + 2\delta_{из})}{\nu_B} \quad (4.38)$$

«Для численного решения уравнения проходное сечение трубопровода представляется рядом окружностей с безразмерными радиусами, изменяющимися на заданную величину (шаг по радиусу r_h) до значения R_1 . Эти окружности и точка, лежащая на оси трубы, являются расчетными точками. Время протекания переходного процесса также представляется в виде ряда моментов, каждый из которых отстоит от предыдущего (начиная с момента начала переходного процесса) на постоянную величину h_θ – шаг по времени.

Шаг по времени рекомендуется принимать равным 1 часу = 3600 с. Число точек по времени (не считая точки $\theta = 0$) определяется по заданному времени остывания $\theta_{ост}$ и шагу по времени из соотношения (4.39)

$$N_\Theta = \frac{\theta_{ост}}{h_\Theta} \quad (4.39)$$

Шаг по радиусу является безразмерным, рекомендуется принять его равным 1/40 внутреннего диаметра трубы. Количеством точек деления по радиусу (не считая точки $r=0$) связано с шагом соотношением (4.40)» [116]

$$N_R = \frac{1}{h_r} \quad (4.40)$$

Безразмерный радиус r_i определяется по номеру точки деления как (4.41)

$$r_i = \frac{i}{N_R} \quad (4.41)$$

«Все возможные сочетания указанных окружностей и моментов времени являются расчетными точками в пространстве радиус окружности – момент времени. В этом пространстве уравнение теплопроводности и граничные условия заменяются разностными схемами» [116]. Разностная аппроксимация уравнения будет следующей (4.42)

$$\frac{c_p \rho R_1^2}{\lambda} \cdot \frac{t_i^{j+1} - t_i^j}{h_\Theta} = \frac{1}{r_i} \left(\frac{r_{i+1}(t_{i+1}^{j+1} - t_i^{j+1}) - r_i(t_i^{j+1} - t_{i-1}^j)}{h_r^2} \right), \quad (4.42)$$

$$i = 1, \dots, N_R - 1, \quad j = 0, \dots, N_\Theta - 1,$$

где «распределение температур в каждом i -м сечении определяется последовательно, от стенки к центру по рекуррентным формулам (4.43) – (4.54)» [116]

$$t_i^{j+1} = \alpha_{i+1} \cdot t_{i+1}^j + \beta_{i+1}, \quad i = 1, \dots, N_R - 1, \quad (4.43)$$

где

$$\alpha_{i+1} = \frac{B_i}{C_i - \alpha_i A_i}, \quad i = 1, \dots, N_R - 1; \quad (4.44)$$

$$\alpha_1 = 1; \quad (4.45)$$

$$\beta_{i+1} = \frac{A_i \beta_i + F_i}{C_i - \alpha_i A_i}, \quad i = 1, \dots, N_R - 1; \quad (4.46)$$

$$\beta_1 = 0; \quad (4.47)$$

$$A_i = \frac{1}{h_r^2}, \quad i = 1, \dots, N_R - 1; \quad (4.48)$$

$$B_i = \frac{r_{i+1}}{r_i \cdot h_r^2}, \quad i = 1, \dots, N_R - 1; \quad (4.49)$$

$$C_i = \frac{c_p \rho R_1^2}{\lambda h_\Theta} + \frac{r_{i+1}}{r_i \cdot h_r^2} + \frac{1}{h_r^2}, \quad i = 1, \dots, N_R - 1; \quad (4.50)$$

$$F_i = \frac{c_p \rho R_1^2}{\lambda h_\Theta} \cdot t_i^j, \quad i = 1, \dots, N_R - 1; \quad (4.51)$$

$$t_{N_R}^j = \frac{\psi_2 + \chi_2 \beta_N}{1 - \chi_2 \alpha_N}, \quad i = 1, \dots, N_R - 1; \quad (4.52)$$

$$\chi_2 = \frac{\lambda}{h_r \cdot k_1 \cdot R_1 + \lambda}; \quad (4.53)$$

$$\psi_2 = \frac{t_{из}(z) \cdot k_1 \cdot h_r \cdot R_1}{h_r \cdot k_1 \cdot R_1 + \lambda}. \quad (4.54)$$

Разностная аппроксимация граничных условий записывается в виде (4.55) – (4.56)

$$T_0^{j+1} = T_1^{j+1}, \quad (4.55)$$

$$T_{N_R}^{j+1} = \chi_2 \cdot T_{N_R-1}^{j+1} + \psi_2. \quad (4.56)$$

Средняя по проходному сечению элементарного участка температура нефти по истечении времени θ после остановки нефтепровода вычисляется по формуле (4.57)

$$\bar{t}(z) = \frac{1}{2R_1^2} \cdot \sum_{i=0}^{N_R-1} (r_{i+1}^2 - r_i^2) \cdot (t_i^j + t_{i+1}^j). \quad (4.57)$$

Исходные данные для расчета представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Исходные данные для решения задачи об остывании трубы

Внутренний диаметр, D_1 , м	0,512
Внутренний радиус, R_1 , м	0,256
Внешний диаметр D_2 , м	0,53
Коэффициент теплопроводности нефти, λ , Вт/(м·К)	0,125
Удельная теплоемкость нефти, c_p , Дж/(кг·К)	1734
Плотность нефти при 20°C, ρ_{20} , кг/м ³	922
Коэффициент температурного расширения нефти, β , 1/К	0,000645
Коэффициент теплопроводности стали, $\lambda_{ст}$, Вт/(м·К)	34
Коэффициент теплопроводности антикоррозионной изоляции, $\lambda_{ан}$, Вт/(м·К)	0,045
Толщина антикоррозионной изоляции, $\delta_{ан}$, м	0,003
Коэффициент теплопроводности тепловой изоляции, $\lambda_{из}$, Вт/(м·К)	0,025
Толщина тепловой изоляции, $\delta_{из}$, м	0,12
Средняя скорость ветра, w_v , м/с	6,2
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью – 0,92, t_0 , °С	-46
Температура нефти в рассматриваемом участке трубопровода, t_n , °С	35
Температура застывания нефти, t_z , °С	-19

Термическое сопротивление стенки трубы и тепловой изоляции

$$R = \frac{1}{\lambda_{ст}} \ln \frac{D_2}{D_1} + \frac{1}{\lambda_{ан}} \ln \frac{D_2 + 2\delta_{ан}}{D_2} + \frac{1}{\lambda_{из}} \ln \frac{D_2 + 2\delta_{ан} + 2\delta_{из}}{D_2 + 2\delta_{ан}} =$$

$$= \frac{1}{34} \ln \frac{0,53}{0,512} + \frac{1}{0,045} \ln \frac{0,53 + 2 \cdot 0,003}{0,53} + \frac{1}{0,025} \ln \frac{0,53 + 2 \cdot 0,003 + 2 \cdot 0,12}{0,53 + 2 \cdot 0,003} = 15,5 \frac{\text{м} \cdot \text{К}}{\text{Вт}}$$

Число Нуссельта при стационарном режиме перекачки

$$Nu = \frac{\alpha_B (D_2 + 2\delta_{\text{ан}} + 2\delta_{\text{из}})}{\lambda_B} = \frac{40,5 \cdot (0,53 + 2 \cdot 0,003 + 2 \cdot 0,12)}{0,0226} = 1390,62.$$

«Коэффициент внутренней теплоотдачи от нефти к внутренней стенке трубопровода при стационарном режиме перекачки» [116]

$$\alpha_1 = \frac{\lambda \cdot Nu}{D_1} = \frac{0,125 \cdot 1390,62}{0,512} = 339,51 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Число Рейнольдса для потока воздуха, который обтекает трубопровод

$$Re_B = \frac{w_B \cdot (D_2 + 2\delta_{\text{ан}} + 2\delta_{\text{из}})}{\nu_B} = \frac{6,2 \cdot (0,53 + 2 \cdot 0,003 + 2 \cdot 0,12)}{10^{-5}} = 481120$$

Параметр Нуссельта для коэффициента внешней теплоотдачи

$$Nu = C \cdot Re_B^m = 0,023 \cdot 481120^{0,8} = 808,22$$

Коэффициент внешней теплоотдачи для надземных участков трубопровода от наружной поверхности трубопровода с учетом тепловой изоляции к воздуху

$$\alpha_2 = \frac{Nu \cdot \lambda_B}{D_2 + 2\delta_{\text{ан}} + 2\delta_{\text{из}}} = \frac{808,22 \cdot 0,0226}{0,53 + 2 \cdot 0,003 + 2 \cdot 0,12} = 23,54 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

«Отнесенный к одному погонному метру внутренней поверхности трубы коэффициент теплопередачи от нефти к цилиндрической поверхности, контактирующей с окружающей средой» [116]

$$k = \frac{\pi}{\frac{1}{\alpha_1 \cdot D_1} + \frac{R}{2} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot D_3}} = \frac{\pi}{\frac{1}{339,51 \cdot 0,512} + \frac{15,5}{2} + \frac{1}{23,54 \cdot (0,53 + 2 \cdot 0,003 + 2 \cdot 0,12)}} = 0,41 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}$$

Температура внутренней поверхности трубопровода

$$t_{\text{ст.стац}} = t - \frac{k \cdot (t - t_0)}{\pi \cdot D_1 \cdot \alpha_1} = 35 - \frac{0,41 \cdot (35 - (-46))}{\pi \cdot 0,512 \cdot 339,51} = 34,94 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Температура наружной поверхности трубопровода

$$t_{\text{из_стац}} = t - \frac{k \cdot (t - t_0)}{\pi} \cdot \left(\frac{1}{\alpha_1 \cdot D_1} + \frac{R}{2} \right)$$

$$= 40 - \frac{0,41 \cdot (35 - (-46))}{\pi} \cdot \left(\frac{1}{0,512 \cdot 339,51} + \frac{15,5}{2} \right) = -45,41 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Среднее значение между средней температурой нефти и температурой внутренней поверхности трубопровода

$$t_{\text{cp}} = \frac{t + t_{\text{ст_стац}}}{2} = \frac{35 + 34,94}{2} = 34,97 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Плотность нефти при средней температуре

$$\rho(t_{\text{cp}}) = \frac{\rho_{20}}{1 + \beta \cdot (t_{\text{cp}} - 20)} = \frac{922}{1 + 0,000645 \cdot (34,97 - 20)} = 913,18 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Динамическая вязкость нефти при средней температуре

$$\mu(t_{\text{cp}}) = 108,42 \cdot e^{-0,053 \cdot t_{\text{cp}}} = 108,42 \cdot e^{-0,053 \cdot 34,97} = 19,99 \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

Кинематическая вязкость нефти при средней температуре

$$\nu(t_{\text{cp}}) = \frac{\mu(t_{\text{cp}})}{\rho(t_{\text{cp}})} = \frac{19,99}{913,18} = 18,61 \cdot 10^{-3} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}.$$

Число Прандтля

$$Pr = \frac{\nu \cdot c_p \cdot \rho}{\lambda_{\text{н}}} = \frac{18,61 \cdot 10^{-3} \cdot 1734 \cdot 913,18}{0,125} = 235689.$$

Число Грасгофа

$$Gr = \frac{g \cdot D_1^3}{\nu^2} \cdot \beta \cdot |t - t_{\text{ст}}| = \frac{9,81 \cdot 0,512^3}{(18,61 \cdot 10^{-3})^2} \cdot 0,000645 \cdot |35 - 34,94| = 0,075.$$

Произведение числа Прандтля и числа Грасгофа

$$Pr \cdot Gr = 235689 \cdot 0,075 = 1,78 \cdot 10^4.$$

Параметр Нуссельта

$$Nu = C \cdot (Pr \cdot Gr)^m = 0,65 \cdot (235689 \cdot 0,075)^{0,25} = 7,5.$$

Коэффициент внутренней теплоотдачи от нефти к внутренней стенке трубопровода

$$\alpha_1 = \frac{\lambda \cdot Nu}{D_1} = \frac{0,125 \cdot 7,5}{0,512} = 1,83 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}.$$

Коэффициент теплопередачи от нефти к наружной поверхности изоляции

$$k_1 = \frac{1}{D_1 \cdot \left(\frac{1}{\alpha_1 \cdot D_1} + \frac{R}{2} \right)} = \frac{1}{0,512 \cdot \left(\frac{1}{1,83 \cdot 0,512} + \frac{15,5}{2} \right)} = 0,23 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}$$

«Шаг по времени принимается равным 1 часу = 3600 с. Число точек по времени (не считая точки $\theta = 0$)» [116]

$$N_{\theta} = \frac{72 \text{ часа}}{1 \text{ час}} = 72.$$

Шаг по радиусу является безразмерным, принимается равным 1/20 внутреннего диаметра трубы. Количеством точек деления по радиусу (не считая точки $r=0$)

$$N_R = \frac{1}{h_r} = \frac{1}{1/20} = 20.$$

Безразмерный радиус r_i определяется по номеру точки деления по формуле (4.58)

$$r_i = \frac{i}{20}, \quad (4.58)$$

Пример расчета распределения температуры нефти по сечению через 1 час после остановки перекачки производится по формулам (26) - (35). Результат расчета представлен в приложении А. Параметры χ_2 и ψ_2 рассчитаны по формулам (36)-(37)

$$\chi_2 = \frac{\lambda}{h_r \cdot k_1 \cdot R_1 + \lambda} = \frac{0,125}{0,05 \cdot 0,23 \cdot 0,256 + 0,125} = 0,98,$$

$$\psi_2 = \frac{t_{из}(z) \cdot k_1 \cdot h_r \cdot R_1}{h_r \cdot k_1 \cdot R_1 + \lambda} = \frac{-46 \cdot 0,23 \cdot 0,05 \cdot 0,256}{0,05 \cdot 0,23 \cdot 0,256 + 0,125} = -1,05.$$

Средняя по проходному сечению элементарного участка температура нефти по истечении 1 часа после остановки нефтепровода

$$\bar{t}(z) = \frac{1}{2} \cdot \sum_{i=0}^{i=19} (r_{i+1}^2 - r_i^2) \cdot (t_i^j + t_{i+1}^j) = 34,74 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Дальнейшие расчеты производятся аналогично. Результаты расчетов распределения температуры нефти по сечению представлены в приложении А с интервалом 6 часов.

Остывание нефти в трубопроводе при остановке перекачки приводит к увеличению вязкости транспортируемой жидкости, что в свою очередь увеличивает затраты на возобновление перекачки, так как вязкость нефти напрямую влияет на потери напора при трении.

Время безопасной остановки определяется по критерию минимальной температуры нефти, которая в течение времени остывания должна быть не меньше температуры застывания t_3 плюс $3\text{ }^{\circ}\text{C}$. График изменения температуры нефти по сечению трубопровода при удалении от оси трубопровода через 24, 48 и 72 часа после остановки перекачки представлен на рисунке 4.1.

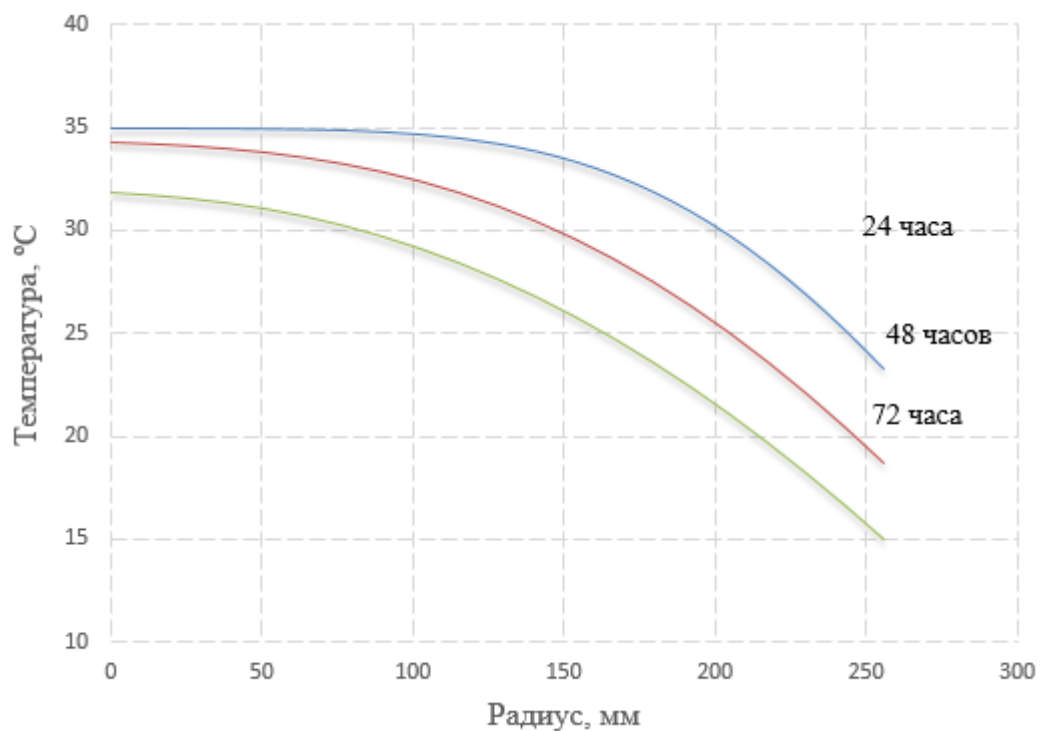


Рисунок 4.1 – Изменение температуры нефти по сечению трубопровода при удалении от оси трубопровода через 24, 48 и 72 часа после остановки перекачки

Выводы по главе 4

«Современная практика эксплуатации нефтепроводов, транспортирующих нефть с депрессорными присадками, может быть улучшена в части совершенствования расчетных методик остывания продукта, а также разработки инновационных предложений по повышению их безопасности и эффективности» [14].

По полученным в ходе теоретических и экспериментальных исследований данным составлены методика гидравлического расчета нефти и методика определения безопасного времени эксплуатации нефтепровода, транспортирующего вязкую нефть.

Установлено, что при перекачке нефти необходимо учитывать так же параметры трубопровода, такие как: толщина теплоизоляции, длина и диаметр трубопровода.

Составлена программа для ЭВМ по определению оптимальной концентрации присадки для достижения максимальной производительности трубопровода («Программа для определения концентрации разбавителя для достижения максимальной производительности трубопровода», программа зарегистрирована в Государственном реестре программ для ЭВМ, свидетельство о регистрации № 2022664428).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертации содержится решение актуальной задачи повышения эффективности эксплуатации надземных нефтепроводов, транспортирующих вязкие нефти в условиях Крайнего Севера.

1. Анализ трубопроводного транспорта высоковязкой нефти в условиях Крайнего Севера показал, что в настоящее время нет единой методики по определению рационального режима работы нефтепровода. При выборе метода транспорта нефти необходимо учитывать реологические свойства и природно-климатические условия эксплуатации нефтепровода. По результатам анализа свойств нефти установлено, что рациональным методом транспорта исследуемой нефти является метод добавления депрессорной присадки.

2. В ходе обработки экспериментальных исследований установлено, что исследуемая нефть подчиняется закону Балкли-Гершеля. Установлена зависимость коэффициента динамической вязкости от температуры.

3. Установлено, что для определения коэффициента гидравлических сопротивлений необходимо определить модель исследуемой нефти. Получена модифицированная формула для расчета коэффициента гидравлического сопротивления для нелинейно-вязкопластичных жидкостей. Рассмотренный процесс действия депрессорных присадок показал, что эффект достигается при содержании в составе нефти парафинов. Депрессорные присадки влияют на температуру застывания и реологические характеристики нефти. Получена регрессионная формула для определения эффективности действия депрессорной присадки, которая позволяет учитывать реологические свойства нефти и ее состав, параметры трубопровода, свойства присадки.

4. Проведенные экспериментальные исследования транспорта нефти с присадкой показали, что депрессорная присадка положительно влияет на реологические свойства нефти. Получено, что оптимальной концентрацией является концентрация 0,2 % (масс.). При этом коэффициент гидравлического сопротивления понижается на 3,6 %, что показывает эффективность действия

депрессорной присадки для данной нефти.

5. Разработанные рекомендации по проектированию и эксплуатации нефтепроводов, транспортирующих нефть в условиях Крайнего Севера, показывают, что для проведения гидравлического расчета необходимо учитывать зависимости, которые соответствуют данной нефти. Приведена методика расчета безопасной остановки нефтепровода.

Перспективы дальнейшего развития темы заключаются в разработке совершенствовании существующих и разработке новых технических решений по эксплуатации надземных нефтепроводов, транспортирующих высоковязкую нефть, которые учитывают реологические свойства транспортируемой нефти.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абрамзон, Л.С. Методика расчета «горячих» трубопроводов при установившемся режиме перекачки высокозастывающих нефтей и нефтепродуктов / Л.С. Абрамзон, В.А. Белозеров – М.: ВНИИОЭГ, 1970. – 56 с.
2. Абрамзон, Л.С. Повышение эффективности трубопроводного транспорта вязких и застывающих нефтей и нефтепродуктов: дис. ... д-ра техн. наук: 05.15.13 / Абрамзон Леонид Семенович – Уфа, 1984. – 251 с.
3. Агапкин, В.М. Тепловой и гидравлический расчеты трубопроводов для нефти и нефтепродуктов / В.М. Агапкин, Б.Л. Кривошеин, В.А. Юфин – М.: Недра, 1981. – 256 с.
4. Адлер, Ю.П. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий / Ю.П. Адлер, Е.В. Маркова, Ю.В. Грановский – М.: Наука, 1976. – 139 с.
5. Александрова, Э.А. Исследования температуры начала кристаллизации и структурного застывания растворов парафинов / Э.А. Александрова, А.П. Гришин, А.А. Петрова // М.: Известия вузов, сер. «Нефть и газ», 1971. - № 6. - с.41-45.
6. Алиев, В.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа / В.А. Алиев – М.: Недра, 1988. – 368 с.
7. Аллахвердиева, Д.Т. Простой метод определения температуры / Д.Т. Аллахвердиева, И.Н. Евдокимов, Н.Ю. Елисеев // Наука и технология углеводородов. - 2001. - №2. – С. 44-47.
8. Альтшуль, А.Д. Гидравлические сопротивления / А.Д. Альтшуль – М.: Недра, 1982. – 224 с.
9. Альтшуль, А.Д. Примеры расчета по гидравлике / А.Д. Альтшуль, В.И. Калицун, Ф.Г. Майрановский, П.П. Пальгунов – М.: Стройиздат, 1977. – 255 с.
10. Аралов, О. В. Исследование методов расчета кинематической вязкости нефти в магистральном нефтепроводе / О. В. Аралов, И.В. Буянов, А.С. Саванин [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2017. - Т. 7, № 5. - С. 97-105.

11. Ахатов, Ш.Н. Оптимальные добавки депрессаторов в условиях изотермической перекачки вязких и застывающих нефтей / Ш.Н. Ахатов, Р.Г. Исхаков, Л.С. Абрамзон, П.И. Тугунов // М.: Нефтяное хозяйство, 1973. - № 6. — с.47-49.
12. Ахмадеев, А. Г. Технологии обработки депрессорными присадками высокопарафинистых нефтей шельфовых месторождений / А.Г. Ахмадеев, К.Ш. Тонг, Т.В. Фам // Нефтяное хозяйство. - 2016. - № 10. - С. 115-117.
13. Ахмадеев, А.Г. Комплексный подход к обеспечению транспортировки высокопарафинистых нефтей шельфовых месторождений // Нефтяное хозяйство. 2015.
14. Бадашина, Н.А. Обоснование параметров и температурного режима трубопроводного транспорта высоковязкой нефти в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции дис. ... канд. технич. наук: 25.00.19 / Бадашина Наталья Алексеевна. – СПб, 2022. – 144 с.
15. Бардин, В. А. Основы проектирования систем электрообогрева резервуаров нагревательными кабелями / В.А. Бардин // Промышленный электрообогрев и электроотопление. - 2013. - № 3. - С. 20-23.
16. Бахтизин, Р.Н. Транспорт и хранение высоковязких нефтей и нефтепродуктов. Применение электроподогрева / Р.Н. Бахтизин, А.К. Галлямов, Б.Н. Мастобаев и др. - М.: Химия, 2004. - 195 с.
17. Башкирцева, Н.Ю. (2014). Высоковязкие нефти и природные нефти. Вестник Казанского технологического университета, 17 (19), 296-299 с.
18. Беккер, Л.М. Применение депрессорной присадки при трубопроводном транспорте смесей высокозастывающих нефтей северных месторождений Тимано-Печорской нефтегазовой провинции / Л.М. Беккер, В.В. Конради, В.П. Коротков, Б.П. Туманян, С.Н. Челинцев // М.: ВНИИОЭНГ, РНТС «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов», 1994, - № 11, - с. 11-12.
19. Белкин, И.М. Ротационные приборы. Измерение вязкости и физико-механических характеристик материалов / И.М. Белкин, Г.В. Виноградов, А.И. Леонов // М.: Машиностроение, 1967. - 272 с.

20. Белоусов, В.Д. Приближенные расчеты при переходном режиме работы горячего нефтепровода. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов / В.Д. Белоусов – 1974. – № 12. – С. 19-23.

21. Бирюков, А.И. О способах эффективной эксплуатации магистральных насосов при переменных режимах работы нефтепровода / А.И. Бирюков, Е.Г. Князева, А. А. Руденко [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2013. - № 4 (12). - С. 26-28.

22. Бондаренко, П.М. Электрообогрев трубопроводов при перекачке высоковязких нефтей и нефтепродуктов / П.М. Бондаренко, В.В. Логинов, М.П. Степанюгина // Тематич. науч.-техн. обзор. Сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - М.: ВНИИОЭНГ, 1976. - 68 с.

23. Брайенс, Я.М. Подобие и моделирование в химической и нефтехимической технологии / Я.М. Брайенс М.: Гостоптехиздат, 1961. -220 с.

24. Буй Хыу Тан. Применение депрессорных присадок на подводных "горячих" трубопроводах для высокозастывающих нефтей дис. ... канд. технич. наук: 25.00.19 / Буй Хыу Тан. – Москва, 2003. – 221 с.

25. Булыгин, А.Л. Способ уменьшения эксплуатационных затрат на перекачку нефти за счет использования противотурбулентной присадки / А.Л. Булыгин, Н.Н. Голунов, М.В. Лурье, Е.О. Штанько // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2022. – № 1. – С. 57-67.

26. Бурова, Л.И. Выбор присадки к высокозастывающим нефтям Туркмении / Л.И. Бурова, Н.А. Дмитриева, М.С. Пономарев, Р.А. Тертерян, Э.М. Блейхер, С.Н. Челинцев // М.: ВНИИОЭНГ, РНТС «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов», 1977. - № 5. - с.6-9.

27. Быков, К.В. Повышение эффективности эксплуатации магистральных нефтепроводов с регулированием частоты вращения насосных агрегатов дис. ... канд. технич. наук: 25.00.19 / Быков Кирилл Владимирович. – СПб, 2014. – 138 с.

28. Вайншток, С.М. Трубопроводный транспорт нефти / С.М. Вайншток – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – Т.1 – 407 с.

29. Валеев, А.Р. Тепловые режимы трубопроводов. Вопрос учета нагрева нефти и газа в трубопроводах. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2009.
30. Винарский, М.С. Планирование эксперимента в технологических исследованиях / М.С. Винарский, М.В. Лурье. – Киев: Техника, 1975. – 168 с.
31. Виноградов, Г.В. Вязкостные свойства смазок и влияние пристенного эффекта на их течение / Виноградов, Г.В., Сеницын В.В. // ДАН СССР, 1952. - т.86. - № 3. - с.576-579.
32. Восточно-Мессояхское месторождение. – URL: <https://www.gazprom-neft.ru/company/major-projects/messoyaha/> (дата обращения: 09.03.2023).
33. Галеев, В.Б. Эксплуатация магистральных нефтепродуктопроводов / В.Б. Галеев, В.И. Харламенко, Е.М. Сощенко, Л.А. Мацкин - М.: Недра, 1973.- 360 с.
34. Гареев, М.М. Результаты ввода в поток нефти присадки для снижения гидравлического сопротивления / М.М. Гареев, Г.В. Несын, В.Н. Манжай // М.: Недра, «Нефтяное хозяйство», 1992. - с.30-31.
35. Голубева, И.А. Основы технологии нефтехимического синтеза и производства присадок / И.А. Голубева, Л.И. Толстых // М.: ГАНГ, 1996. -116 с.
36. Гольянов, А. И. Сравнительная оценка эффективности "горячей" перекачки / А. И. Гольянов, Б. Г. Гриша, С. Е. Кутуков [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2018. - Т. 8, № 6. - С. 642-649.
37. Губин, В.Е. Методика теплового и гидравлического расчета трубопроводов при установившемся режиме перекачки подогретых вязкопластичных нефтей и нефтепродуктов / В.Е. Губин, Б.А. Тонкошуров, Н.М. Гостев, Ю.А. Сковородников – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1974. – 58 с.
38. Губин, В.Е. О статическом напряжении вязкопластичных нефтей / В.Е. Губин, Ю.В. Скрипников, Л.С. Абрамзон // Уфа: Труды ВНИИ по «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов», 1970. - вып. 7. - с.39-50.

39. Губин, В.Е. О тиксотропных характеристиках парафинистой нефти / В.Е. Губин, М.Н. Пиядин, Ю.В. Скрипников // Уфа: Труды ВНИИ по сбору, подготовке и транспортировке нефти и нефтепродуктов, 1973. - вып. 11. - с.3-6.
40. Губин, В.Е. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов / В.Е. Губин, В.В. Губин – М.: Недра, 1982. – 296 с.
41. Губин, В.Е. Увеличение производительности трубопроводов, перекачивающих вязкопластичные жидкости / В.Е. Губин, Ю.В. Скрипников - труды НИИ «Транснефти», вып. 7, 1970. – С. 78-84.
42. Дегтярев, В.Н. Прибор для измерения начального напряжения сдвига / В.Н. Дегтярев, В.С. Диденко // М.: "Бюллетень изобретений и открытий", 1973, № 5 - с. ISIS.
43. Дидковская, А.С. Итерационный алгоритм гидравлического расчета неизотермической перекачки нефти / А. С. Дидковская, М. В. Лурье // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2016. - № 2 (22). - С. 50-55.
44. Дрейпер, Н. Прикладной регрессионный анализ / Н. Дрейпер, Г. Смит – М.: Финансы и статистика, 1986. – 368 с.
45. Дытюк, Л.Т. Пути улучшения реологических свойств нефтей // М.: Недра, «Нефтяное хозяйство», 1969 - № 8. - с.3-6.
46. Ерка, Б.А. Комплексный подход к выбору теплоизоляции промысловых нефтегазопроводов для районов Крайнего Севера // Нефтяное хозяйство. 2014.
47. Жапбасбаев, У.К. Расчет оптимальной температуры перекачки для транспортировки нефти / У. К. Жапбасбаев, Е. С. Махмотов, Т. Т. Бекибаев [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2015. - № 4 (20). - С. 61-65.
48. Жапбасбаев, У.К. Расчет подкачки нефти на эксплуатационных участках магистрального нефтепровода / У. К. Жапбасбаев, Е. С. Махмотов, Т. Т. Бекибаев [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2016. - № 2 (22). - С. 74-79.

49. Закиров, А.И. Обоснование режимов трубопроводного транспорта битуминозной нефти: дис. ... канд. технич. наук: 25.00.19 / Закиров Айдар Ильдусович. – СПб, 2016. – 170 с.

50. Зенченко, В.С. Особенности разработки нефтяных месторождений Арктической зоны (на примере Русского и группы Мессояхских месторождений) / В.С. Зенченко, К.О. Степанчук, Г.С. Ярков // Тюменский индустриальный университет, 2018, 101, 18-20 с.

51. Идельчик, И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям / И.Е. Идельчик. – М.-Л.: Издательство АН СССР, 1946. - 185 с.

52. Илюшин, П.Ю. Исследование реологических свойств нефти в процессе образования органических отложений / П.Ю. Илюшин, К.А. Вяткин, А.В. Козлов // Известия Томского политехнического университета, (2022), 6, 157-166.

53. Исхаков, Р.Г. Повышение эффективности трубопроводного транспорта вязких нефтей с помощью разбавителей: дис. ...канд.техн.наук: 05.15.07 / Исхаков Радик Кайнисламович. – Уфа, 1978. – 207 с.

54. Исхаков, Р.Г. Увеличение пропускной способности нефтепроводов с помощью разбавителей / Р.Г. Исхаков, П.И. Тугунов, Л.С. Абрамзон, Ш.Н. Ахатов – М.: ВНИИОЭНГ, 1976. - 72 с.

55. Казанцев, М. Н. Методы обнаружения, предотвращения образования и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений на магистральных нефтепроводах / М. Н. Казанцев, Ф. В. Тимофеев, С. Н. Замалаев [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2016. - № 3 (23). - С. 50-56

56. Кашеев, А.А. Об опыте последовательной перекачки нефти / А.А. Кашеев // «Нефтяное хозяйство» - №1, № 10, 1926. – С.77-87.

57. Климко, В.И. Выбор оптимальной температуры подогрева при "горячей" перекачке нефти и нефтепродуктов / В.В. Пшенин, В.И. Климко // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2013. - № 8. - С. 43-47.

58. Климко, В.И. Обоснование рационального температурного режима трубопроводного транспорта высоковязкой и высокозастывающей нефти: дис. ... канд. технич. наук: 25.00.19 / Климко Василий Иванович. – СПб, 2014. – 146 с.
59. Кондрашева, Н.К. Реология нефти и нефтепродуктов: Учеб. Пособие / Н.К. Кондрашева, М.К. Рогачев – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. – 89 с.
60. Коротков, А.А. Повышение точности расчета температуры стенки трубопровода, эксплуатируемого в сложных природно-климатических условиях // Нефтяное хозяйство. - 2019.
61. Коршак, А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов / А.А. Коршак, А.М. Нечваль - СПб.: Недра, 2008. — 488 с.
62. Коршак, А.А. Технологический расчет магистрального нефтепровода: Учебное пособие. / А.А. Коршак, Е.М. Муфтахов – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2005. – 98 с.
63. Лейбензон, Л.С. Собрание трудов Том III / Л.С. Лейбензон - М.: АН СССР, 1955. – 342 с.
64. Лейбензон, Л.С. Собрание трудов Том III / Л.С. Лейбензон - М.: АН СССР, 1955. – 680 с.
65. Лисин, Ю.В. Технические решения по способам прокладки нефтепровода «Заполярье - Пурпе» / Ю. В. Лисин, А. Е. Сощенко, В. И. Суриков [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2014. - № 1 (13). - С. 24-28.
66. Лурье, М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: Учебное пособие / М.В. Лурье. – М.: ФГУП Изд. «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 336 с.
67. Макаров, С.П. Опыт применения противотурбулентной присадки на нефтепродуктопроводах ОАО «АК «Транснефтепродукт». Транспорт и хранение нефтепродуктов – №4 / С.П. Макаров, С.М. Фокин и др. – 2000. – С. 14-17.

68. Малахов, С. А. Обогревая северную нефть. Современные технологии для борьбы с выпадением парафинов / С. А. Малахов // Бурение и нефть. - 2019. - № 10. - С. 48-50.
69. Малкин, А.Я. Реология: концепции, методы, приложения/ Пер. с англ. / А.Я. Малкин А.И. Исаев – Спб.: Профессия, 2007. – 560 с.
70. Малютов, М.Р. Определение реологических свойств глинистых суспензий /М.Р. Малютов - Известия Вузов, Нефть и газ, 1958. – 271 с.
71. Мансуров, М.Н. Уточнение гидравлического расчета «горячих» трубопроводов. / М.Н. Мансуров, П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, Н.А. Гаррис//Нефтяное хозяйство. – 1970. – №9. – С. 67-69.
72. Мансуров, Ф.Г. Влияние отложений парафина на температурный режим «горячего» трубопровода. Выпуск 5 / Ф.Г. Мансуров, В.Е. Губин, Л.С. Абрамзон - Уфа: НИИтранснефть, 1967. – С. 24-28.
73. Марон, В.И. Гидродинамика однофазных и многофазных потоков в трубопроводе: учебное пособие / В.И. Марон - М.: МАКС Пресс, 2009. - 344 с
74. Махмотов, Е.С. Оптимизация режимов перезапуска участков магистрального трубопровода после краткосрочной остановки / Е. С. Махмотов, С. А. Рзиев, И. К. Бейсембетов [и др.] // Нефтяное хозяйство. - 2015. - № 7. - С. 132-135.
75. Маяцкий, Г.А. Формула для расчета коэффициента сопротивления при неизотермическом движении жидкости в трубах. Известия высших учебных заведений / Г.А. Маяцкий, О.Г. Новичкова// Энергетика. – 1959. - №10. С. 24-30.
76. Маяцкий, Г.А. Теплообмен при турбулентном движении жидкости в случае значительного перепада температур. / Г.А. Маяцкий// Известия высших учебных заведений, Энергетика. - 1958. – №5. С. 32-36.
77. Мирзаджанзаде, А.Х. Вопросы гидродинамики вязкопластичных и вязких жидкостей в нефтедобыче // Баку: Азербайджанское государственное издательство нефтяной и научно-технической литературы, 1959

78. Мирзаджанзаде, А.Х. Вопросы гидродинамики вязкопластичных и вязких жидкостей в применении к нефтедобыче / А.Х. Мирзаджанзаде - Баку: «Азернефтнешр», 1959. – 56 с.

79. Михеев, М.А. Основы теплопередачи / А.М. Михеев, И.М. Михеева - М.: Энергия, 1973. – 319 с.

80. Мустафаева, Г.Р. Реологические модели, присущие течению неньютоновских нефтей / Г. Р. Мустафаева // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2018. – № 4. – С. 40-42.

81. Ахметов, С.А. Нефтегазовый комплекс России и мира: состояние и перспективы развития / С.А. Ахметов, И.А. Мустафин, К.Е. Станкевич [и др.] // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2020. – № 6(102). – С. 64-69.

82. Николаев, А.К. Обоснование аналитических зависимостей для гидравлического расчета транспорта высоковязких нефтей / А.К.Николаев, Н.А.Зарипова // Записки Горного института. 2021. Т. 252. С. 885-895.

83. Николаев, А.К. Исследование применения противотурбулентных и депрессорных присадок в трубопроводном транспорте высоковязкой нефти / Николаев А.К., Деменин Е.С., **Плотникова К.И.** // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2021. – № 4(124). – С. 54–57.

84. Николаев, А.К. Обоснование рациональных параметров и режимов работы систем напорного гидротранспорта горных предприятий в сложных природно-климатических условиях: дис. ... д-ра техн. наук: 05.05.06 / Николаев Александр Константинович. – СПб, 2004. – 300 с.

85. Николаев, А.К. Оценка эффективности работы нефтепровода, оборудованного системой подогрева, при транспортировке высоковязких нефтей / Николаев А.К., **Плотникова К.И.**, Бадашина Н.А., Фидусь А.И. // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2022. № 3-4. С. 16–20.

86. 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(136). – С. 57–63.

87. Николаев, А.К. Исследование реологических свойств нефти Тазовского месторождения / А. К. Николаев, Н. А. Зарипова, В.В. Пшенин // Сборник тезисов 75 Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ-2021», том 1, - Москва, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021, с.472-473.

88. Петухов, Б.С. Исследование теплообмена и гидравлического сопротивления при неизотермическом движении жидкости в трубах: дис. ...д-ра техн. наук: 05.14.05 / Петухов Борис Сергеевич. – М., 1955. – 301 с.

89. Попов, С.С. Перекачка парафиновых нефтей / С.С. Попов – М.–Л.: Гостоптехиздат, 1951. – 88 с.

90. РД 75.180.00-КТН-198-09 «Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов». – 136 с.

91. РД 39-021-00 Методика расчета параметров работы неизотермического нефтепровода / Астана, 2001. - 221 с.

92. РД 39-30-139-79 Методика теплового и гидравлического расчета магистральных трубопроводов при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях / Уфа, 1979 – 56 с.

93. Ревель-Муроз, П.А. Оценка гидравлической эффективности нефтепроводов по данным мониторинга технологических режимов эксплуатации / П. А. Ревель-Муроз, Я. М. Фридлянд, С. Е. Кутуков [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2019. - Т. 9, № 1. - С. 8-19.

94. Ревель-Муроз, П. А. Оценка эффективности технологии перекачки нефти с применением противотурбулентных присадок / П. А. Ревель-Муроз, Я. М. Фридлянд, С. Е. Кутуков [и др.] // Нефтяное хозяйство. - 2020. - № 1. - С. 90-95.

95. Ревель-Муроз, П.А. К вопросу комплексного подхода к расчету эффективности работы магистрального нефтепровода и магистральных насосных

агрегатов / П. А. Ревель-Муроз // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2017. - Т. 7, № 1. - С. 50-52.

96. Рейнер, М. Реология / М. Райнер – М.: Наука, 1965. – 224 с.

97. Реология. Теория и практика. Под редакцией Ф.Эйриха // М.: Издательство иностранной литературы, 1962. - 921 с.

98. Рид, Р. Свойства газов и жидкостей / Р. Рид, Дж. Праусниц, Т. Шервурд. – Л.: Химия, - 1982. – 592 с.

99. Рогачев, М.К. Реология углеводородов / М.К. Рогачев А.Ю. Харин, С.Б. Харина – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. – 68 с.

100. Родин, А.А. Оптимизация транспорта высоковязких нефтей с подогревом и применением углеводородных разбавителей: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 /Родин Артем Александрович. – М., 2009. – 125 с.

101. Руденко, В.В. Тепловая изоляция в промышленности и строительстве / В.В. Руденко, А.С. Панин, В.С. Жолудов, Л.В. Ставрицкая. Под ред. С.И. Полтавцева. — М.: Изд-во «БСТ», 1996. — 160 с.

102. Рыженков, А.В. О снижении гидравлического сопротивления в нефтепроводах / А. В. Рыженков // Нефтяное хозяйство. - 2015. - № 11. - С. 136-139.

103. Сазонов, О.В. Технология введения депрессорных присадок в высокопарафинистые нефти / О.В. Сазонов, Ю.А. Сковородников, Ю.В. Скрипников, Т.В. Антонова // М.: Нефтяное хозяйство, 1976. - № 1. - с.45-46.

104. Сазонов, О.В. Применение депрессорных присадок при пуске «горячего» нефтепровода в эксплуатацию / О.В. Сазонов, Ю.А. Сковородников // М.: ВНИИОЭНГ, РНТС «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов», 1977 - № 2. - с.9-11.

105. Салатинян, И.З. К вопросу о влиянии скорости движения нефти на интенсивность отложений парафина в трубках / И.З. Салатинян, Г.Ф. Требин, В.М. Фокеев // М.: Нефть и газ, «Известия ВУЗов», 1960. - № 10. - с.49-53.

106. Сафонов, Ю.К. Реологическая модель концентрированных суспензий / Ю.К. Сафонов - М.-Л.: ВНИИБ, 1977. – С.116-119.

107. Седова, Н.В. Особенности определения температуры застывания высокозастывающего нефтяного сырья / Н.В. Седова, Б.П. Туманян // Наука и технология углеводородов. - 1999. - №1. – С. 64-67.

108. Смолдырев, А.Е. Трубопроводный транспорт / А.Е. Смолдырев – М.: Недра, 1980. – 162 с.

109. Старков, Н.В. Зарубежный опыт теплоизоляции и подогрева горячих технологических трубопроводов. /Н.В. Старков // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. №4 / - 1983. – С.18-21.

110. Стрюк, И.С. Исследование теплового и гидравлического режимов теплоизолированных трубопроводов. / И.С. Стрюк, В.И. Черников// Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов - № 7– 1964. –С. 3–6.

111. Седова, Н.В. Особенности определения температуры застывания высокозастывающего нефтяного сырья / Н.В. Седова, Б.П. Туманян // Наука и технология углеводородов. - 1999. - №1. – С. 64-67.

112. Сунагатуллин, Р.М. Экспериментальные исследования эксплуатационных свойств асфальто-смолистых парафиновых отложений нефти, образующихся в магистральных нефтепроводах / Р. З. Сунагатуллин, Р. М. Каримов, М. Е. Дмитриев [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2018. - Т. 8, № 4. - С. 398-406.

113. Сунагатуллин, Р.З. Исследование точности определения кинематической вязкости двухкомпонентных смесей нефти существующими математическими моделями / Р. З. Сунагатуллин, Е. С. Дубовой, А. А. Шматков // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2017. - Т. 7, № 6. - С. 60-65.

114. Тарасов, М.Ю. Проектные решения системы сбора и транспорта нефти из нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных месторождений Крайнего Севера / М. Ю. Тарасов, С. С. Примаков, В. Е. Бояркин // Нефтяное хозяйство. - 2012. - № 2. - С. 98-101.

115. Ташбулатов, Р.Р. Моделирование реологических свойств тиксотропных нефтей при прямом ходе измерений на вискозиметрах ротационного

типа для оценки пусковых режимов работы магистрального нефтепровода / Р. Р. Ташбулатов, Р. М. Каримов, А. Р. Валеев [и др.] // Нефтяное хозяйство. - 2020. - № 4. - С. 80-84.

116. Теплогидравлический расчет магистрального нефтепровода. URL: – <https://infopedia.su/17x13d40.html> (дата обращения: 15.11.2023).

117. Тетельмин, В.В. Реология нефти. Учебное издание / В.В. Тетельмин, В.А. Язев – М.: Граница, 2009. – 256 с.

118. Трапезников, С.Ю. Обоснование температурных режимов работы надземных «горячих» нефтепроводов (на примере трубопровода ЦПС «Южно-Шапкинское» - Харьяга): дис. ...канд. техн. наук: 25.00.19 / Трапезников Сергей Юрьевич. – СПб., 2011. – 125 с

119. Тугунов, П.И. Методика расчета эксплуатационных режимов теплоизолированных мазутопроводов / П.И. Тугунов, Н.А. Гаррис, Р.З. Ширгазина, Л.П. Новоселова - Уфа: УНИ, 1979. – 163 с.

120. Тугунов, П.И. Нестационарные режимы перекачки нефтей и нефтепродуктов / П.И. Тугунов – М.: Недра, 1984. – 224 с.

121. Тугунов, П.И. Неустановившийся режим работы «горячих» трубопроводов / П.И. Тугунов: дис. ... д-ра техн. наук: 316 / Тугунов Павел Иванович. – Уфа, 1970. – 490 с.

122. Тугунов, П.И. Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам / П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов - М.: Недра, 1973. – 342 с.

123. Хасанов, И.Ю. Транспорт высокозастывающих нефтей в потоке маловязких углеводородных продуктов по трубопроводам: дис. ... канд. техн. наук: 05.15.07 / Хасанов Ильмер Юсупович. – Уфа, 1976. – 144 с.

124. Федоров, П.В. Исследование влияния термообработки на реологические характеристики высоковязких нефтей / П. В. Федоров, В. О. Некучаев, А. А. Пыстин // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2016. - № 6 (26). - С. 58-63.

125. Хренков, Н.Н. Тепловые параметры трубопроводов, проложенных в вечномёрзлом грунте / Н. Н. Хренков // Нефтяное хозяйство. - 2007. - № 3. - С. 98-101.
126. Челинцев, С.Н. Результаты опытной перекачки высокопарафинистой нефти Коми АССР, обработанной депрессорной присадкой // М.: ВНИИОЭН
127. Челинцев, С.Н. Повышение эффективности трубопроводного транспорта высоkozастывающих нефтей в сложных природно-климатических условиях: дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.19 / Челинцев Сергей Николаевич. – Москва, 2002. – 273 с.
128. Черников, В.И. Перекачка вязких и застывающих нефтей / В.И. Черников – М.: Гостоптехиздат, 1958. – 164 с. 110. Черников, В.И. Сооружение и эксплуатация нефтебаз. Изд. №2, перераб. и доп. / В.И. Черников – М.: Гостоптехиздат, 1955. – 522 с.
129. Шпортько, О.Н., Банькин, И.М. (2020). Особенности высоковязкой нефти на Мессояхских месторождениях. Совершенствование методов гидравлических расчетов водопропускных и очистных сооружений, 47, 113-116.
130. Шульман, З.В. Конвективный теплообмен нелинейно-вязкопластичных сред в круглых трубах с учетом диссипации / З.В. Шульман, В.М. Гориславец, В.А. Рожков, В.В. Урядова // Минск: Наука и техника, ИФЖ, 1970. - т. 19. - № 5. - с.850-860.
131. Шухов, В.Г. Трубопроводы и их применение в нефтяной промышленности / В.Г. Шухов – Москва, 1895. – 183 с
132. Яблонский, В.С. Проектирование, эксплуатация и ремонт нефтепродуктопроводов / В.С. Яблонский, В.Ф. Новоселов, В.Б. Галеев и др. // ИМ.: Недра, 1965.-410 с.
133. Яблонский, В.С. Проектирование нефтегазопроводов / В.С. Яблонский, В.Д. Белоусов – М.: Гостоптехиздат, 1959. – 284 с.
134. Яблонский, В.С. Анализ некоторых вопросов перекачки подогретых вязких жидкостей по трубопроводам // М.: Гостоптехиздат, Сб. науч. трудов Московского нефтяного института им. И.М. Губкина, 1956, - вып. 17 - с. 3-42.

135. Ямилев, М.З. Модифицированные формулы гидравлического расчета нефтепровода для условий изотермического течения степенной жидкости / Ямилев М.З., Масагутов А.М., Николаев А.К., Пшенин В.В., Зарипова (Бадашина) Н.А., **Плотникова К.И.** // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов – 2021. Т. 11. № 4. – С. 388-395.

136. Abarasi, Hart. (2014). A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines / *Petrol Explor Prod Technol*, 4, 327-336.

137. Abdurahman, N.H. Pipeline transportation of viscous crudes as concentrated oil-in-water emulsions / N.H. Abdurahman, Y.M.Rosli, N.H.Azhar, B.A.Hayder // *Journal of Petroleum Science and Engineering Volumes 90–91*, July 2012, pp. 139-144.

138. Aiyejina, A. Wax formation in oil pipelines: a critical review / A. Aiyejina, D.P. Chakrabarti, A. Pilgrim, M.K.S. Sastry // *Int. J. Multiphase Flow.* - 2011. - V. 37. - P. 671-694.

139. Alomair, O.A. Heavy crude oil viscosity reduction and the impact of asphaltene precipitation / O.A. Alomair, A.S. Almusalla // *Energy Fuel.*, 27 (2013), pp. 7267-7276, doi.org/10.1021/ef4015636.

140. Bannwart, A.C. Flow patterns in heavy crude oil-water flow. (2004) / Bannwart A.C., Rodriguez, O.M.H., De Carvalho, C.H.M., Wang, I.S., Vara, R.M.O. // *Journal of Energy Resources Technology, Transactions of the ASME*, 126 (3), pp. 184-189.

141. Bekibayev, T.T. (2017). Optimization of oil-mixture "hot" pumping in main oil pipelines / Bekibayev T.T., U.K. Zhapbasbayev, G.I. Ramazanova // *IOP Conf. Series: Journal of Physics*, 894, 27-36

142. Beloglazov, I. Flow modeling of high-viscosity fluids in pipeline infrastructure of oil and gas enterprises / Beloglazov I., Morenov V., Leusheva E. // *Egyptian Journal of Petroleum*. 2021.

143. Chala, G.T. Flow start-up and transportation of waxy crude oil in pipelines: a review / Chala G.T., Sulaiman S.A., Japper-Jaafar A // *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics.* - 2018. - V. 251. - P. 69-87.

144. Ganat, T. (2019). Experimental investigation of high viscosity oil–water flow in vertical pipes: flow patterns and pressure gradient / Ganat T., Syahrir R., Meftah H., Juhairi A., Raof G. // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*
145. Farid, Souas. (2021). A review on the rheology of heavy crude oil for pipeline transportation / Farid Souas, Abdelhamid Safri , Abdelbaki Benmounah // *Petroleum Research*, 6, 116-136.
146. Hasan, S.W. Heavy crude oil viscosity reduction and rheology for pipeline transportation / S.W. Hasan, M.T. Ghannam, N. Esmail // *Fuel*, 89 (2010), pp. 1095-1100, doi.org/10.1016/j.fuel.2009.12.021.
147. Kadyirov, A. Ultrasonic and heat treatment of crude oils / Kadyirov A., Karaeva J. // *Energies*. 2019.
148. Kopteva, A. Development of a system for automated control of oil transportation in the Arctic region to prevent the formation of paraffin deposits in pipelines / Kopteva A., Koptev V., Malarev V., Ushkova T. // *E3S Web of Conferences*. 2019. – T. 140. – C. 07004.
149. Loh, W.L. Experimental investigation of viscous oil-water flows in pipeline. / Loh W.L., Premanadhan V.K. // (2016) *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 147, pp. 87-97.
150. Mamonova, A.O. (2022). Features of very heavy crude oil transportation / Mamonova A.O., Plugatyreva O.A., Khusnutdinova E.M., Khusnutdinov A.N. // *IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering*, 570, 67-71.
151. Martínez-Palou, R. Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: a review / R. Martínez-Palou, M. de Lourdes Mosqueira, B. Zapata-Rendón, E. Mar-Juárez, C. Bernal-Huicochea, J. de la Cruz Clavel-López, J. Aburto. // *J. Petrol. Sci. Eng.*, 75 (2011), pp. 274-282, doi.org/10.1016/j.petrol.2010.11.020.
152. Muñoz, J. Required Viscosity Values to Ensure Proper Transportation of Crude Oil by Pipeline / Muñoz J. Ancheyta J Castañeda L. // *Energy and Fuels*. American Chemical Society, 2016. Vol. 30, №11.P. 8850-8854.

153. Nikolaev, A. Study of the Rheological Properties and Flow Process of High-Viscosity Oil Using Depressant Additives / Nikolaev A.; **Plotnikova K.** // *Energies* - 2023, 16, 6296.

154. Nikolaev, A. K. Research of processes of heat exchange in horizontal pipeline / Nikolaev A. K., Dokukin V. P., Fetisov V. G., Lykov Y. V. // *IOP: Earth and Environmental Science*, № 88, V 88, 2018.

155. Nikolaev, A. K. Investigation of application of anti-turbulent additive "M-FLOWTREAT" brand C on oil pipeline / Nikolaev A. K., Zaripova N. A., Erashov A. A., Demenin E. S. // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, № 194, T 194, 2018. C 1 – 7.

156. Raheek I Ibrahim. (2019). An Overview on the Recent Techniques for Improving the Flowability of Crude Oil in Pipelines / Raheek I Ibrahim, Manal K Odah, and Amna Al-Mufti. // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 579, 31-40.

157. Rafael Martínez-Palou. Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review. / Rafael Martínez-Palou, María de Lourdes Mosqueira, Beatriz Zapata-Rendón, Elizabeth Mar-Juárez, César Bernal-Huicochea, Juande la Cruz Clavel-López, Jorge Aburto // *Journal of Petroleum Science and Engineering* Volume 75, Issues 3–4, January 2011, pp. 274-282

158. Li, H. The influence of the heating temperature on the yield stress and pour point of waxy crude oils / Li H., Zhang J., Song C., Sun G. // *J. Petrol. Sci. Eng.* - 2015. - V. 135. - P. 476-483.

159. Xuening, Li. (2022). Review on new heavy oil viscosity reduction technologies / Xuening Li, Fusheng Zhang, Guoliang Liu. // *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 983, 59-66.

160. Zakirova, G. Modern Bitumen Oil Mixture Models in Ashalchinsky Field with Low-Viscosity Solvent at Various Temperatures and Solvent Concentrations / Zakirova, G.; Pshenin, V.; Tashbulatov, R.; Rozanova, L. // *Energies* 2023, 16, 395.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Результаты расчета времени безопасной остановки перекачки высоковязкой нефти

Таблица А.1 – Расчет распределения температуры нефти по сечению через 1 час после остановки перекачки

i	r_i	R_i	t(0)	A	B	C	α	F	β	t(1)
1	0,05	0,0128	35	400	800	1430,608	1	8071,28	0	35
2	0,1	0,0256	35	400	600	1230,608	0,776	8071,280	7,832	35
3	0,15	0,0384	35	400	533,33	1163,941	0,652	8071,280	12,177	35
4	0,2	0,0512	35	400	500	1130,608	0,591	8071,280	14,331	35
5	0,25	0,064	35	400	480	1110,608	0,559	8071,280	15,433	35
6	0,3	0,0768	35	400	466,67	1097,275	0,541	8071,280	16,060	35
7	0,35	0,0896	35	400	457,14	1087,751	0,530	8071,280	16,457	35
8	0,4	0,1024	35	400	450	1080,608	0,522	8071,280	16,732	35
9	0,45	0,1152	35	400	444,44	1075,052	0,516	8071,280	16,934	35
10	0,5	0,128	35	400	440	1070,608	0,512	8071,280	17,091	35
11	0,55	0,1408	35	400	436,36	1066,972	0,508	8071,280	17,216	35
12	0,6	0,1536	35	400	433,33	1063,941	0,505	8071,280	17,318	35
13	0,65	0,1664	35	400	430,77	1061,377	0,503	8071,280	17,402	35
14	0,7	0,1792	35	400	428,57	1059,179	0,501	8071,280	17,474	35
15	0,75	0,192	35	400	426,67	1057,275	0,499	8071,280	17,535	35
16	0,8	0,2048	35	400	425	1055,608	0,497	8071,280	17,589	35
17	0,85	0,2176	35	400	423,53	1054,137	0,496	8071,280	17,635	35
18	0,9	0,2304	35	400	422,22	1052,830	0,495	8071,280	17,676	35
19	0,95	0,2432	35	400	421,05	1051,661	0,494	8071,280	17,713	34,970
20	1	0,256	34,939	400	0	630,608	0,493	8057,115	17,746	31,445

Таблица А.2 – Результаты расчетов распределения температуры нефти по сечению

i	R _i , м	Температура нефти после остановки перекачки через												
		0 ч	6 ч	12 ч	18 ч	24 ч	30 ч	36 ч	42 ч	48 ч	54 ч	60 ч	66 ч	72 ч
1	0,0128	35	35	35	35	34,997	34,958	34,825	34,566	34,181	33,682	33,090	32,422	31,695
2	0,0256	35	35	35	35	34,994	34,939	34,781	34,494	34,083	33,563	32,953	32,271	31,533
3	0,0384	35	35	35	35	34,988	34,909	34,715	34,391	33,946	33,398	32,765	32,065	31,313
4	0,0512	35	35	35	35	34,974	34,860	34,618	34,247	33,760	33,177	32,515	31,793	31,025
5	0,064	35	35	35	34,998	34,949	34,784	34,482	34,053	33,516	32,891	32,197	31,450	30,663
6	0,0768	35	35	35	34,992	34,903	34,671	34,296	33,800	33,206	32,536	31,805	31,030	30,222
7	0,0896	35	35	35	34,978	34,826	34,509	34,050	33,479	32,823	32,103	31,335	30,530	29,700
8	0,1024	35	35	35	34,944	34,703	34,284	33,731	33,080	32,360	31,589	30,781	29,947	29,095
9	0,1152	35	35	34,998	34,875	34,518	33,982	33,327	32,594	31,808	30,986	30,140	29,277	28,404
10	0,128	35	35	34,987	34,751	34,250	33,585	32,826	32,010	31,160	30,290	29,407	28,518	27,626
11	0,1408	35	35	34,947	34,545	33,877	33,079	32,216	31,321	30,411	29,496	28,580	27,667	26,759
12	0,1536	35	35	34,846	34,225	33,379	32,448	31,486	30,518	29,555	28,600	27,655	26,723	25,802
13	0,1664	35	35	34,636	33,759	32,735	31,679	30,628	29,596	28,587	27,599	26,632	25,685	24,755
14	0,1792	35	34,999	34,263	33,118	31,927	30,761	29,635	28,551	27,505	26,492	25,509	24,552	23,618
15	0,192	35	34,892	33,671	32,277	30,942	29,686	28,502	27,379	26,307	25,278	24,286	23,325	22,392
16	0,2048	35	34,536	32,817	31,216	29,772	28,452	27,228	26,080	24,994	23,959	22,965	22,007	21,078
17	0,2176	35	33,780	31,670	29,926	28,413	27,057	25,813	24,657	23,568	22,535	21,548	20,598	19,680
18	0,2304	35	32,557	30,220	28,409	26,869	25,504	24,262	23,112	22,033	21,012	20,037	19,102	18,199
19	0,2432	35	30,848	28,478	26,672	25,149	23,802	22,580	21,450	20,392	19,392	18,438	17,523	16,640
20	0,256	34,939	28,720	26,469	24,734	23,263	21,961	20,777	19,681	18,654	17,682	16,754	15,865	15,006

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ
№ 2022664428 «Программа для определения концентрации разбавителя для
достижения максимальной производительности трубопровода»

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО
о государственной регистрации программы для ЭВМ
№ 2022664428

**Программа для определения концентрации разбавителя
для достижения максимальной производительности
трубопровода**

Правообладатель: *федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет» (RU)*

Авторы: *Плотникова Кристина Игоревна (RU), Николаев
Александр Константинович (RU)*

Заявка № 2022663556
Дата поступления 20 июля 2022 г.
Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ 29 июля 2022 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

 Ю.С. Зубов

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Акт внедрения

Утверждаю
 Заместитель директора ООО «НЕФТЬ-ГАЗ»
 _____ Новицкий Н.А.
 М.П.
 18.12.2023 года



АКТ

о внедрении результатов кандидатской диссертации Плотниковой Кристины Игоревны
 на тему «Обоснование рациональных режимов транспорта вязких нефтей
 в условиях Крайнего Севера»

по научной специальности 2.8.5 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов,
 баз и хранилищ»

Комиссия (специальная) в составе:

Председатель комиссии:

Заместитель директора по ценообразованию Новицкий Никита Александрович

Члены комиссии:

Начальник производственно-технического отдела Беляев Евгений Витальевич

Инженер производственно-технического отдела Кравчук Игорь Олегович

составили настоящий акт о том, что результаты диссертации на тему «Обоснование рациональных режимов транспорта вязких нефтей в условиях Крайнего Севера», представленной на соискание ученой степени кандидата наук, использованы в зимнее время при строительстве объекта «Переход через р.Понура» в составе стройки «МН «Тихорецк-Новороссийск-4» DN800/DN700. Подключение к МН Тихорецк-Новороссийск-3» на участке ЛПДС «Крымская» - ПП «Грушовая». КРУМН. Строительство. 3 этап».

Использование результатов диссертационной работы позволяет:

- увеличить теплоемкость нефтепровода за счет увеличения толщины изоляционного покрытия;
- повысить уровень промышленной и пожарной безопасности на объекте строительства.

Председатель комиссии:

Заместитель директора

Должность



Подпись

Новицкий Н.А.

ФИО

Члены комиссии:

Начальник производственно-технического отдела

Должность



Подпись

Беляев Е.В.

ФИО

Инженер производственно-технического отдела

Должность



Подпись

Кравчук И.О.

ФИО