

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

На правах рукописи

Бадашина Наталья Алексеевна



ОБОСНОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ И ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА
ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В ЗАПАДНО-
СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Специальность 25.00.19 Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и
хранилищ

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель
доктор технических наук, доцент
Николаев А.К.

Санкт-Петербург – 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ТРАНСПОРТУ НЕФТИ В ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ	11
1.1 Описание Тазовского месторождения	11
1.2 Анализ технических решений по трубопроводному транспорту нефти в сложных природно-климатических условиях	25
1.3 Анализ свойств систем электрообогрева	35
1.4 Расчетные методы и модели	57
1.5 Эксплуатация «горячих» трубопроводов с остановками перекачки	63
1.6 Выводы по главе 1	70
ГЛАВА 2 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ, ТРАНСПОРТИРУЮЩИХ НЕФТИ, ПОДЧИНЯЮЩИЕСЯ СТЕПЕННОМУ ЗАКОНУ	71
2.1 Обоснование аналитических зависимостей для гидравлического расчета транспорта высоковязких нефтей	71
2.2 Обоснование технических решений при отличии фактических объемов перекачки от проектных	80
2.3 Выводы по главе 2	84
ГЛАВА 3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТИ ТАЗОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	85
3.1 Исследования реологических свойств нефти	85
3.2 Исследования компонентного состава	95
3.3 Исследование применения присадок	100
3.4 Выводы по главе 3	106
ГЛАВА 4 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ НАДЗЕМНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ, ОБОРУДОВАННЫХ ЭЛЕКТРООБОГРЕВОМ	107
4.1 Системы обнаружения утечек в остановленном нефтепроводе	107

4.2 Программа для изучения режимов работы неизотермического нефтепровода	111
4.3 Выводы по главе 4.....	113
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	114
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	116
ПРИЛОЖЕНИЕ А Сравнительный анализ теплоизоляционных материалов	136
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Результаты экспериментальных исследований	137
ПРИЛОЖЕНИЕ В Сравнение производителей СКИН-систем (по информации из открытых источников).....	139
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Объекты применения СКИН-систем на территории Российской Федерации (по данным ГК «ССТ»).....	140
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Справочная информация по теплоизоляционным технологиям и материалам.....	141
ПРИЛОЖЕНИЕ Е Результат анализа международного рынка СКИН-систем электрообогрева	142
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж Сравнение видов электрообогрева и обогрева паром	143
ПРИЛОЖЕНИЕ И Влияние длины обогреваемого трубопровода на выбор системы обогрева.....	144

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

В настоящее время происходит истощение запасов легких, маловязких нефтей. Доля запасов трудноизвлекаемой нефти постепенно растет и в настоящее время составляет более 65% от общего объема, из них более 13% - высоковязкая нефть. В связи с этим встает вопрос развития месторождений трудноизвлекаемой нефти и, соответственно, методов ее транспортирования. Согласно «Энергетической стратегии развития Российской Федерации на период до 2035 года», утвержденной Распоряжением Правительства РФ от 09.07.2020 №1523р, развитие добычи трудноизвлекаемых запасов нефти и повышение эффективности системы транспортировки нефти и нефтепродуктов на основе внедрения передовых технологий входят в комплекс ключевых мер по решению задач нефтяной отрасли.

В соответствии с Указом Президента РФ от 26.10.2020 N 645 к числу приоритетных направлений развития относится увеличение газопроводных и нефтепроводных сетей, совершенствование подключенных к трубопроводам газовых и нефтяных минерально-сырьевых центров Надым-Пурской и Пур-Тазовской нефтегазоносных областей, где преобладают трудноизвлекаемые запасы нефти, включая высоковязкую нефть.

Обеспечить выполнение указанных выше стратегических задач в части транспорта нефти можно путем разработки научно-обоснованных подходов к транспортировке высоковязкой нефти от промысла к существующим магистралям. На сегодняшний день признанным экспертным сообществом решением является надземная прокладка с использованием протяженных систем электрообогрева. Обеспечение энергоэффективного и безопасного функционирования этих систем ставит перед наукой и техникой большое количество сложных задач, решить которые можно только при комплексном подходе.

Таким образом, разработка основ рациональной эксплуатации надземных

нефтепроводов высоковязкой нефти в условиях, характерных для Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, является не только актуальной научно-технической задачей, но и стратегически важным для развития страны направлением.

Степень разработанности темы исследования

Тематика обоснования конструктивных и технологических решений для объектов транспорта нефти является относительно хорошо разработанной. Вопросами научно-обоснованных конструктивных технических решений для нефтепроводов, проложенных в сложных природно-климатических условиях занимались Ю.В. Лисин, С.Н. Челинцев, В.И. Суриков, В.В. Павлов, М.Ю. Зотов, Н.Н. Скуридин, Ю.Д. Земенков и др. Исследования по работе СКИН-систем в отечественной практике представлены в основном работами М.Л. Струпинского, Н.Н. Хренкова, А.Б. Кувалдина, а в международной R. Barth, F. Chakkalakal. Под сложными природно-климатическими условиями подразумевается комбинация экстремальных отрицательных температур, высокие ветровые и снеговые нагрузки, явлений, связанных с распространением ММГ и ВМГ.

Обоснованием параметров перекачки высоковязких нефтей с предварительным подогревом занимались Л.С. Абрамзон, П.И. Тугунов, Н.А. Гаррис, В.Е. Губин, В.А. Юфин, Б.Л. Кривошеин, А.А. Коршак, А.К. Николаев, К.Ю. Штукатуров, В.Т. Федоров, В.В. Жолобов, J.K. Lervik, A. V. Metzner и др.

Несмотря на выполненные исследования перекачки высоковязкой нефти в сложных природно-климатических условиях, по-прежнему остаются открытыми вопросы аналитического обоснования технических решений при изменении объемов добычи (обоснование эффективности строительства лупинга, применение циклической перекачки с остановками или использование других способов).

Содержание диссертации соответствует паспорту научной специальности 25.00.19 – Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ, а именно: пункту 1 «Напряженное состояние и взаимодействие с окружающей

средой трубопроводов, резервуаров и оборудования при различных условиях эксплуатации с целью разработки научных основ и методов прочностного, гидравлического и теплового расчетов нефтегазопроводов и газонефтехранилищ»; пункту 2 «Разработка и оптимизация методов проектирования, сооружения и эксплуатации сухопутных и морских нефтегазопроводов, нефтебаз и газонефтехранилищ с целью усовершенствования технологических процессов с учетом требований промышленной экологии».

Целью работы является повышение эффективности перекачки высоковязкой нефти с учетом ее реологических свойств.

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

1. Выполнить анализ изученности существующих методов транспортирования высоковязкой нефти в условиях, характерных для Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

2. Провести экспериментальные исследования реологических свойств высоковязкой нефти Тазовского месторождения.

3. Теоретически обосновать формулы для гидравлического расчета нефтепроводов, транспортирующих высоковязкие нефти, проявляющие сложные реологические свойства.

4. Выполнить исследование применения депрессорных и противотурбулентных присадок в трубопроводном транспорте высоковязких нефтей.

5. Разработать рекомендации по транспортированию высоковязкой нефти на основе исследований ее реологических свойств в условиях изменяющихся объемов добычи.

Идея работы

Обоснование технических решений по перекачке нефти до пункта сдачи в систему магистральных трубопроводов на разных этапах разработки месторождения в условиях, характерных для Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, возможно путем использования полученных

аналитических зависимостей для потерь напора при транспорте степенной жидкости.

Научная новизна работы

1. На основании изучения реологических свойств нефти Тазовского месторождения получены экспериментальные графические зависимости напряжений сдвига от скоростей сдвига при различных температурах. В соответствии с выполненными опытами установлено, что расчет транспорта нефти с этого месторождения целесообразно выполнять по степенной зависимости.

2. Получена модифицированная формула Лейбензона для расчета потерь напора при гидравлическом расчете нефтепроводов, транспортирующих нефть, подчиняющуюся степенному закону Оствальда-де-Ваале.

Теоретическая значимость работы

На основе законов гидравлики неньютоновских жидкостей предложены формулы расчета потерь напора для жидкостей, подчиняющихся закону Оствальда-де-Ваале. Показана их связь с классическими уравнениями гидравлики, проанализирована эффективность транспорта по надземному нефтепроводу, транспортирующему высоковязкую нефть.

Практическая значимость работы

1. На основе выполненного анализа опыта эксплуатации нефтепроводов, транспортирующих неньютоновскую нефть, разработаны рекомендации по технологии транспортирования нефти в условиях, характерных для Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

2. Предложена последовательность расчета падения давления в остановленном трубопроводе, пригодная для определения утечек нефти.

3. Разработана программа для ЭВМ по построению совмещенной характеристики насосной станции и нефтепровода, транспортирующего высоковязкую нефть («Программа для изучения режимов работы

неизотермического нефтепровода», программа зарегистрирована в Государственном реестре программ для ЭВМ, свидетельство о регистрации № 2020666058).

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 по техническим решениям для нефтепроводов в условиях, характерных для Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, математическое обоснование формул для их гидравлического расчета. Экспериментальные исследования включали качественное и количественное определение свойств нефти. Исследования проводились при помощи высокотехнологичного оборудования – газового хроматомасс-спектрометра и ротационного вискозиметра.

На защиту выносятся следующие положения:

1. Гидравлический расчет нефтепроводов, транспортирующих нефть, реологические свойства которой описываются степенным законом Оствальда-де-Ваале, необходимо проводить по модифицированной формуле Лейбензона (1,2):

$$h = \beta \cdot \frac{l \cdot \left(\frac{k}{\rho}\right)^{m^*} \cdot Q^{\frac{7}{3}(1-m^*)}}{d^{6-5m^*}} - \text{для турбулентного режима,} \quad (1)$$

где h – потери напора по длине, l – длина, ρ – плотность нефти, Q – расход, d – внутренний диаметр трубопровода, расчетные коэффициенты: $A = \frac{n^{\frac{4}{3}}}{3}$, $\beta = 0,026 \cdot n^{-0,7}$, $m^* = \frac{1}{3n+1}$;

$$h = \beta \cdot \frac{l \cdot \left(\frac{k}{\rho}\right) \cdot Q^n}{d^{3n+1}} - \text{для ламинарного режима,} \quad (2)$$

где h – потери напора по длине, l – длина, Q – расход, d – внутренний диаметр трубопровода, расчетные коэффициенты: $A = 64$, $\beta = 4,3 \cdot n^{1,7}$, $m^* = 1$, в диапазоне параметра $0,5 \leq n \leq 1,25$ для обоих случаев.

2. Повысить эффективность эксплуатации нефтепроводов,

транспортирующих высоковязкие нефти возможно на основе гидравлического расчета, выполненного в соответствии с модифицированной формулой Лейбензона в зависимости от производительности: при производительности выше проектной рекомендуется использовать лупинг, а при пониженном расходе с периодическими остановками необходимо рассчитать рациональное число циклов по формуле (3):

$$\text{Ц}_{\text{СКИН}} = \sqrt{\frac{2Q}{Q_1} \cdot \frac{Q_1 - Q}{u_{\text{скин}}} \left(\sigma_p \varepsilon_{\text{от}} + M_1 \frac{Q_1 - Q}{Q_1} \cdot \sigma_q \right)} = \text{Ц}_0 \sqrt{\frac{u_2}{u_{\text{скин}}}}, \quad (3)$$

где $u_{\text{скин}} = N_{\text{скин}} \cdot \tau_{\text{скин}} \cdot \frac{\sigma_3}{\eta_3} = \frac{\pi \cdot d \cdot K}{\xi} \cdot (T_{\text{уст}} - T_{\text{окр}}) \cdot \tau_{\text{скин}} \cdot \frac{\sigma_3}{\eta_3}$ - затраты на подогрев нефти во время остановки, где $N_{\text{скин}}$ - мощность системы, $\tau_{\text{скин}}$ - время работы системы обогрева, ξ - поправочный коэффициент, $T_{\text{уст}}$ - температура поддержания.

Достоверность научных положений обоснована и подтверждена теоретическими исследованиями и выводами аналитических зависимостей при транспортировании высоковязких нефтей в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции; результатами лабораторных исследований реологических свойств и состава нефти, а также опытно-промышленных экспериментов по изучению применения противотурбулентных присадок; сопоставлением теоретических и экспериментальных исследований с применением методов математической статистики и регрессионного анализа; сходимостью результатов экспериментов с результатами натуральных испытаний менее 5%.

Апробация результатов

Основные положения и результаты работы докладывались на следующих семинарах и конференциях:

Одиннадцатом всероссийском форуме студентов, аспирантов, молодых ученых «Наука и инновации в технических университетах» (г. Санкт-Петербург, 2017 г.), 58-ой Международной научной конференции студентов и молодых ученых «Современные проблемы горного производства» (г. Краков, Польша, 2017 г.), XIII Международной учебно-научно-практической конференции

«Трубопроводный транспорт 2018» (г. Уфа, 2018 г.), Конференции молодых ученых «Freiberg-St.Petersburg Colloquium of young scientists» (г. Фрайберг, Германия, 2018 г.), 73-ей Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ-2019» (г. Москва, 2019 г.), XII Российско-Германском сырьевом форуме (г. Санкт-Петербург, 2019 г.).

Личный вклад автора

Автором проведен анализ и систематизация данных по существующим методам транспортирования нефти в условиях, характерных для Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, выполнены экспериментальные исследования образцов нефти Тазовского месторождения. Представлено теоретическое обоснование гидравлического расчета трубопроводов высоковязкой нефти и разработаны рекомендации по их эксплуатации.

Публикации по работе

Результаты диссертационной работы в достаточной степени освещены в 17 печатных работах, в том числе в 4 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 (далее – Перечень ВАК), в 1 статье - в издании, входящем в международную базу данных и систему цитирования Scopus. Получено свидетельство о регистрации программы для ЭВМ.

Структура работы

Диссертация состоит из оглавления, введения, четырех глав с выводами по каждой из них, заключения, списка литературы, включающего 159 наименований и 8 приложений. Диссертация изложена на 144 страницах машинописного текста, содержит 44 рисунка и 26 таблиц.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ТРАНСПОРТУ НЕФТИ В ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

1.1 Описание Тазовского месторождения

Тазовское нефтегазоконденсатное месторождение было открыто 27 сентября 1962 году в результате бурения опорной скважины №1. На момент открытия Тазовское месторождение являлось одним из самых больших месторождений Западной Сибири по количеству запасов газа.

С 2017 года лицензия на право недропользования Тазовским месторождением получила компания ООО «Газпромнефть-Ямал». Также с 2017 оператором Тазовского месторождения является компания ООО «Газпромнефть-Развитие». В рамках проекта «Тазовский» планируется реализация добычи нефти одновременно с добычей газа. После проведения всех необходимых исследовательских изысканий планируется ввод месторождения в эксплуатацию в период 2021-2022 года. Планируемый уровень добычи нефти в 2022 году составляет около 1 млн. тонн, а уровень добычи газа в 2024 году – 8 млрд м³. Согласно проекту, на территории Тазовского месторождения планируется строительство 192 нефтяных скважин и 6 газовых.

Также в рамках проекта «Тазовский» для обеспечения транспортирования подготовленной нефти предусмотрено строительство надземного нефтепровода, проложенного на опорных конструкциях в зоне вечномерзлых грунтов, от кустовых сооружений Тазовского месторождения до точки подключения к магистральному нефтепроводу «Заполярье – Пурпе» протяженностью 40 км с системой электрообогрева.

ООО «Газпромнефть-Ямал» весной 2018 года завершило строительство первых четырех уникальных вертикальных высокотехнологичных эксплуатационных скважин для разработки нефтяных оторочек, вертикальная протяженность ствола скважины достигала 2 км, а горизонтальная протяженность ствола скважины – 1,9 км,

что стало для ПАО «Газпромнефть» уникальным опытом в бурении на Тазовском месторождении [123].

На рисунке 1.1 представлена схема присоединения ПСП «Газпромнефть-Ямал» к существующему магистральному нефтепроводу «Заполярье-Пурпе» (система МН ПАО «Транснефть»).

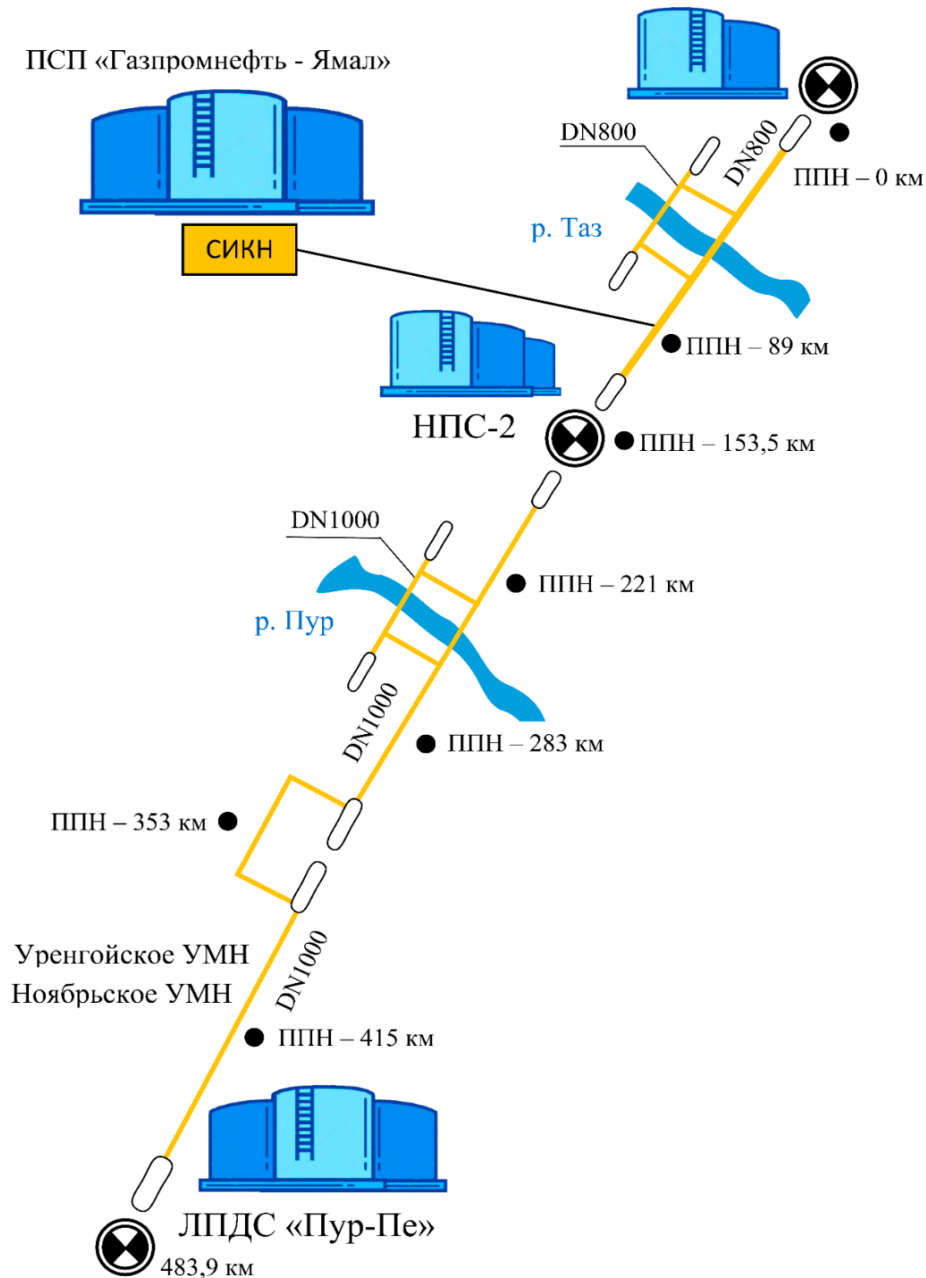


Рисунок 1.1 – Схема присоединения ПСП «Газпромнефть-Ямал» к существующему магистральному нефтепроводу «Заполярье-Пурпе»
Нефтегазоносная характеристика Тазовского месторождения. Тазовское месторождение расположено в Пур-Тазовской нефтегазоносной области, отложения

от верхнего мела туронского яруса до среднеюрского отдела которого отражают нефтегазоносную способность данной области и большей части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в целом.

Тазовское месторождение относится к типу нефтегазоконденсатных месторождений, поскольку в состав основных углеводородных соединений помимо нефти и газа входит конденсат. Начальные геологические запасы нефти Тазовского месторождения составляют 438 млн тонн. По величине начальных извлекаемых запасов нефти Тазовское месторождение относится к группе уникальных месторождений.

По объему газоконденсатная часть превышает нефтяную залежь, соответственно нефтяная залежь именуется нефтяной оторочкой.

Геология Тазовского месторождения охарактеризована терригенными отложениями мезозойского чехла юрской и меловой системы, а также залегающими в породах палеозойского фундамента отложениями мезозойско-кайнозойского платформенного чехла.

Продуктивный пласт ПК₁, включающий в себя аккумулярованный в себе природный газ и высоковязкую нефть Тазовского нефтегазоносного района, представляется клиновидным геологическим телом меловой системы покурской свиты. Данный пласт определен сеноманским ярусом, газонефтяная залежь тектонически экранирована и имеет множество тектонических нарушений. По типу залежь может быть охарактеризована как сводовая. Краткая физическая характеристика пласта ПК₁ Тазовского месторождения приведена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Краткая физическая характеристика пласта ПК₁ Тазовского месторождения

	Геометрический размер залежи, 10 ³	Площадь залежи, 10 ³	Абс. отм. кровли	Абс. отм. ВНК и ГНК	Высота залежи
Единицы измерения	м	м ²	м	м	м
Нефтяная оторочка	25·13,5	172852	1145-1161	1152-1161	16
Газовая оторочка	31·15	376812	1069-1148	1148	79
Залежь	32,5·14	434134	1069-1161	1148-1161	92

Усредненное значение залегания крышки пласта коллектора ПК₁ составляет 1115 метров. Значение толщины линзовидной покрывки пластов коллекторов – глинистых пластов составляет 800 метров. Благодаря нестандартной форме глинистых покрывок образована гидродинамическая связь между песчаными пластами продуктивной толщи пласта.

Геологическая характеристика продуктивного терригенного пласта ПК₁ сеноманской залежи Тазовского месторождения представлена в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Геологическая характеристика продуктивного терригенного пласта ПК₁ сеноманской залежи Тазовского месторождения

Геологический параметр	Единицы измерения	Показатель
Коэффициент песчаности	%	62
Коэффициент расчлененности	%	12,5
Коэффициент проницаемости	$10^{-15} \cdot \text{м}^2$	544
Коэффициент пористости	%	31,2
Коэффициент начальной нефтенасыщенности	%	62
Коэффициент начальной газонасыщенности	%	71

Геологический разрез пласта ПК₁ сеноманской залежи по линии скважин 34-28-35-17-4-58-13-41-44-48-16 представлен на рисунке 1.2.

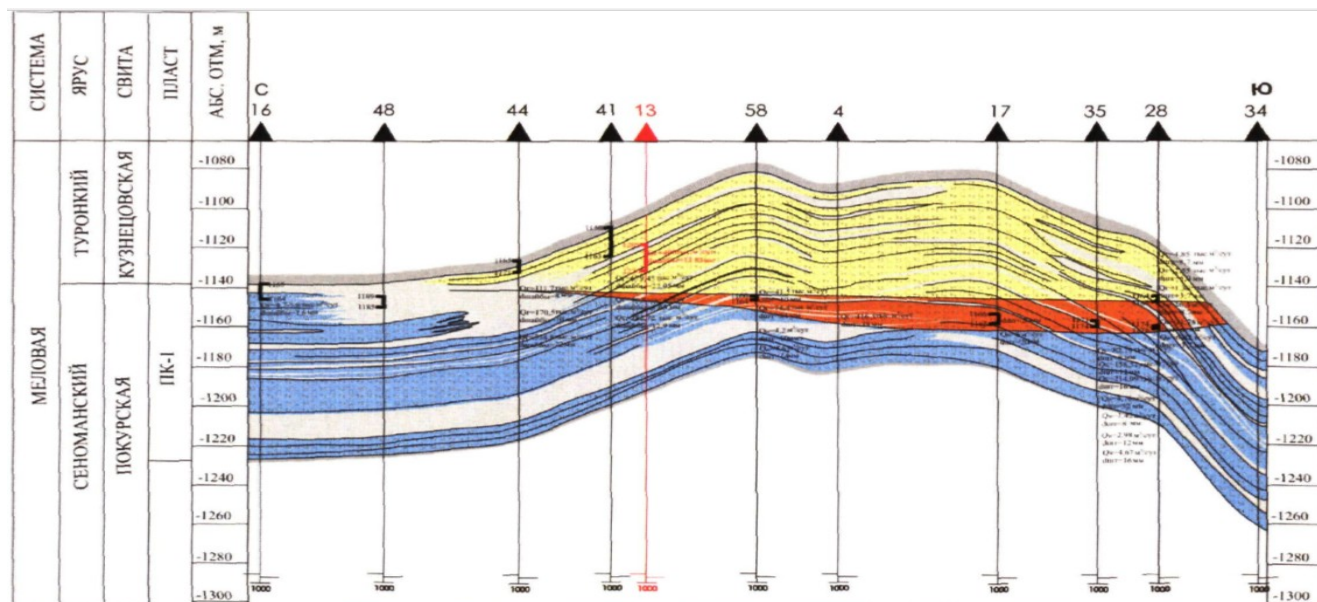


Рисунок 1.2 – Геологический разрез пласта ПК₁ сеноманской залежи по линии скважин 34-28-35-17-4-58-13-41-44-48-16

Длина сеноманской залежи составляет 32 км; ширина северной части залежи составляет 16 км; ширина центральной части залежи составляет 10 км; ширина южной части залежи составляет 13,5 км; высота залежи – 91 м.

Пластовое давление сеноманской залежи равно 11,5 МПа. Значение средней пластовой температуры залежи соответствует плюс 25 °С.

Толщина газонасыщенных коллекторов сеноманской залежи составляет от 0,5 до 60 м.

Для зоны запасов категории C_1 (разведанных) сеноманской залежи значение средневзвешенной по площади толщины газонасыщенных коллекторов равно 14 м. Для зоны запасов категории C_2 (оцененные) сеноманской залежи значение средневзвешенной по площади толщины газонасыщенных коллекторов равно 5,7 м. Для опробования газовой залежи были пробурены 32 скважины. Значение дебита газа в притоках скважин лежит в интервале от 30 тыс. м³/сут. до 500 тыс. м³/сут.

Значение толщины нефтенасыщенных коллекторов, опробованных в 17 скважинах, лежит в интервале от 1,5 до 12,5 метров. При испытании совместно газовой и нефтенасыщенной части залежи был зафиксирован максимальный дебит нефти в скважине равный 27 м³/сут.

Нефтяная пленка была выявлена при испытании четырех из одиннадцати скважин.

В скважинах №35 и №28 рисунка 1.2 получен безводный приток нефти при абсолютных отметках минус 1160 метров и минус 1159 метров соответственно. Водонасыщенность коллекторов при испытании скважин №35 и №28 была определена по результатам анализа зоны проникновения промывочной жидкости в пласт в соответствии с данными ГИС.

В результате интерпретации ГИС и данных по испытаниям скважин был определен уровень ВНК. Уровень ВНК лежит в интервале значений от минус 1152 до минус 1161 метров.

Свойства и состав пластовой нефти Тазовского месторождения. Проведение анализа физико-химических свойств нефти обусловлено подключением объекта

добычи нефти ООО «Газпромнефть-Ямал» к магистральному трубопроводу АО «Транснефть-Сибирь» с прогнозируемым ухудшением реологических показателей нефти. Для изучения физико-химических свойств нефти, свободных газов и растворенных в нефти газов Тазовского месторождения из устья эксплуатационных скважин были отобраны поверхностные пробы нефти. Для проведения анализа физико-химических свойств нефти поверхностные пробы нефти сеноманской залежи Тазовского нефтегазоносного района были предоставлены в аттестованную химико-аналитическую лабораторию Тазовского месторождения. Характеристика физико-химических свойств нефти Тазовского месторождения приведена в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Характеристика физико-химических свойств нефти Тазовского месторождения

Наименование показателя	Единицы измерения	Нормативный документ на метод испытания	Результат испытания
Плотность нефти при температуре 20°С	г/см ³	ГОСТ 3900-85	0,9337
Кинематическая вязкость при температуре 20°С	мм ² /с	ГОСТ 33-2002	328,8
Температура застывания	°С	ГОСТ 20287-91	минус 39
Массовая концентрация асфальтенов	%	М 01-12-81	0,58
Массовая концентрация смол	%		12,41
Массовая концентрация парафина	%		0,52

На основании информации о характеристике физико-химических свойств нефти, перекачиваемой по магистральному нефтепроводу «Заполярье – Пурпе», можно выделить, что нефть, в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 по параметру плотности относится к четвертому типу (битуминозная).

В соответствии с приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 №477 «Об утверждении методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» нефть: по показателю массовой концентрации смол и асфальтенов относится к смолистым, а по показателю массовой концентрации парафинов относится к малопарафинистым.

Кинематическая вязкость жидкости определяется по формуле 1.1 [2]

$$v = \frac{\eta}{\rho}, \quad (1.1)$$

где ν – коэффициент кинематической вязкости жидкости, $\text{м}^2/\text{с}$; η – коэффициент динамической вязкости жидкости, $\text{Па}\cdot\text{с}$; ρ – плотность жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Используя данных о плотности поверхностных проб нефти и кинематической вязкости нефти Тазовского месторождения по формуле (1.1) определим динамическую вязкость отобранных проб нефти для каждой температуры

$$\eta_{20^{\circ}\text{C}} = \nu_{20^{\circ}\text{C}} \cdot \rho_{20^{\circ}\text{C}} = 328,8 \cdot 10^{-6} \cdot 933,7 = 307 \text{ мПа}\cdot\text{с}.$$

Согласно приказу Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.22013 №477 нефть Тазовского месторождения по параметру динамической вязкости при температуре для стандартных условий относится к типу сверхвязких нефтей, что говорит о дополнительных требованиях и выборе режима перекачки данной нефти.

Для прогнозирования объемов перекачки нефти после подключения Тазовского месторождения к магистральному нефтепроводу «Заполярье – Пурпе» в транспортных грузопотоках АО «Транснефть - Сибирь» необходимо провести анализ качественных характеристик нефтей, принятых к транспортировке по магистральному нефтепроводу «Заполярье-Пурпе» за период 2016 - 2018 года. Информация по объему перекачки нефти за период 2016-2018 года приведена на рисунке 1.3.

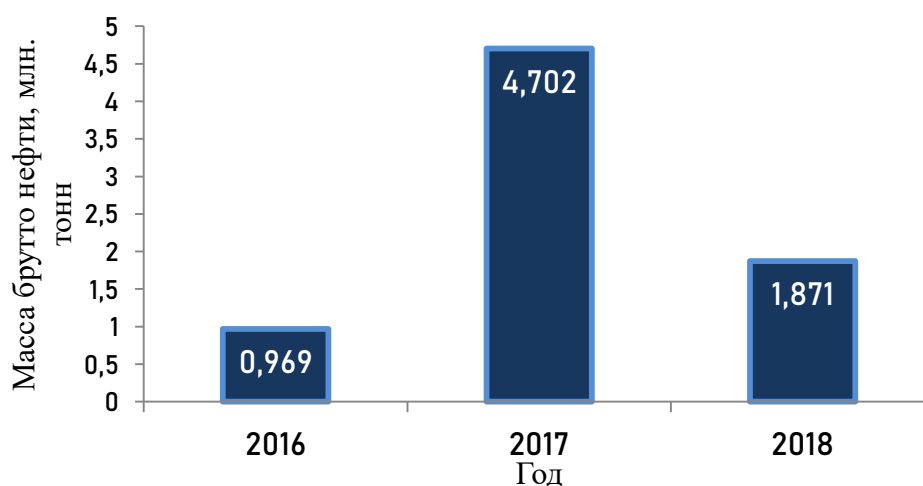


Рисунок 1.3 – Объемы перекачки нефти за период 2016-2018 гг.

Данные о плотности перекачиваемых нефтей приведены на рисунке 1.4.

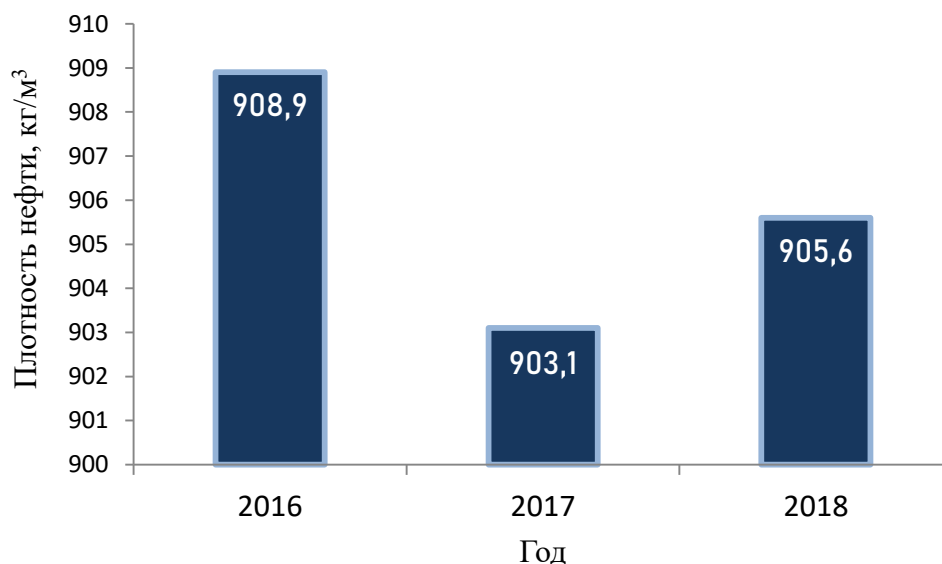


Рисунок 1.4 – Средневзвешенное значение плотности перекачиваемой нефти за период 2016-2018 год

Динамика изменения содержания серы в перекачиваемой нефти за период 2016-2018 год приведена на рисунке 1.5.

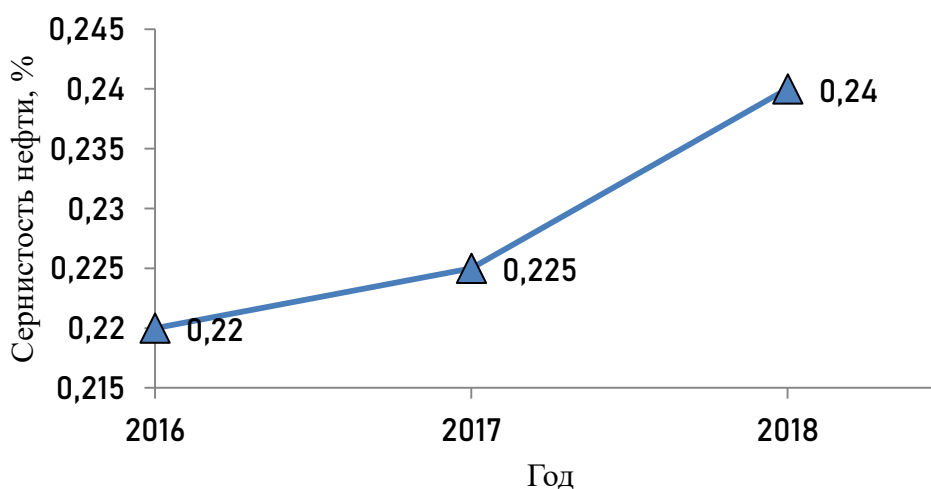


Рисунок 1.5 – Средневзвешенное значение содержания серы в перекачиваемой нефти за период 2016-2018 год

Анализируя результаты значений, приведенных на рисунках 1.3, 1.4 и 1.5, можно установить следующие закономерности:

– объем перекачки нефти в 2017 увеличился в 4,85 раз по сравнению с объемом перекачки, в 2018 объем перекачки уменьшился в 2,51 раза относительно 2017 года;

– средневзвешенное значение плотности перекачиваемой нефти в 2017 году уменьшилось на 5,8 кг/м³ в сравнении с средневзвешенными значениями плотности нефти 2016 года;

– средневзвешенное значение плотности перекачиваемой нефти в 2018 увеличилось на 2,5 кг/м³ в сравнении с средневзвешенными значениями плотности нефти 2017 года;

– средневзвешенное значение содержания серы в перекачиваемой нефти в 2017 увеличилось на 0,005 % в сравнении с 2016 годом;

– средневзвешенное значение содержания серы в перекачиваемой нефти в 2018 увеличилось на 0,015 % в сравнении с 2017 годом.

На момент 2018 года в магистральном нефтепроводе «Заполярье – Пурпе»:

– значение параметра плотности нефти понизилось на 3,3 кг/м³ в сравнении с 2016 годом;

– значение параметра сернистости нефти повысилось на 0,02% в сравнении с 2016 годом.

Объем нефти, перекачиваемый по нефтепроводу «Заполярье – Пурпе» значительно увеличился (примерно в 1,9 раза) в 2018 году в сравнении с объемом перекачки в 2016 году.

Результат проведения анализа проб нефти отражен в характеристике физико-химических свойств пластовой нефти Тазовского месторождения, приведенная в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Характеристика физико-химических свойств нефти Тазовского месторождения

Наименование показателя	Единицы измерения	Нормативный документ на метод испытания	Результат испытания
Массовая доля воды	%	ГОСТ 2477	0,3
Плотность нефти при температуре 40°С	г/см ³	ASTM D 5002	0,9231
Плотность нефти при температуре 30°С			0,9266
Плотность нефти при температуре 20°С			0,9332
Массовая доля хлористых солей	мг/дм ³	ГОСТ 21534 (метод А)	89,3
			0,0096

Продолжение таблицы 1.4.

Наименование показателя	Единицы измерения	Нормативный документ на метод испытания	Результат испытания
Массовая доля механических примесей	%	ГОСТ 6370	0,0067
Массовая доля серы		ГОСТ Р 51947	0,224
Массовая доля парафина		ГОСТ 11851	1,4
Выход фракции нефти при: плюс 200 °С плюс 300 °С	% об.	ГОСТ 2177 (метод Б)	0,5 13,0
Кинематическая вязкость при 40 °С	мм ² /с	ГОСТ 33-2000	78,43
Кинематическая вязкость при 30 °С			147,2
Кинематическая вязкость при 20 °С			303,2
Массовая доля H ₂ S	млн ⁻¹	ГОСТ Р 50802	< 2
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме			< 2
Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до 204 °С		ГОСТ Р 52247	< 1
Температура застывания	°С	ГОСТ 20287-91	минус 24

В системе магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть» качество нефти определяется согласно требованиям ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия».

На основании физико-химических свойств пластовой нефти Тазовского месторождения можно отметить, что пластовая нефть, в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002, сеноманской залежи пласта ПК₁:

- по параметру массовой доли воды относится к первой категории;
- по параметру плотности относится к четвертому типу (битуминозная);
- по параметру массовой концентрации хлористых солей относится к первой группе;
- по параметру массовой доли механических примесей относится к первому, второй и третьей группе;
- по параметру массовой доли парафина относится к третьему и четвертому типу;
- по параметру выходу фракций до температуры 200 °С и 300 °С относится к третьему и четвертому типу;
- по параметру массовой доли сероводорода относится к первому типу;

– по параметру массовой доли метил- и этилмеркаптанов в сумме относится к 1 виду;

– по параметру массовой доли органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204°C относится к первой, второй и третьей группе.

Используя данные о плотности поверхностных проб нефти и их кинематической вязкости Тазовского месторождения по формуле (1.1) определим динамическую вязкость отобранных проб нефти для каждой температуры

$$\eta_{20^{\circ}\text{C}} = \nu_{20^{\circ}\text{C}} \cdot \rho_{20^{\circ}\text{C}} = 303,2 \cdot 10^{-6} \cdot 933,2 = 282,9 \text{ мПа}\cdot\text{с};$$

$$\eta_{30^{\circ}\text{C}} = \nu_{30^{\circ}\text{C}} \cdot \rho_{30^{\circ}\text{C}} = 147,2 \cdot 10^{-6} \cdot 926,6 = 136,3 \text{ мПа}\cdot\text{с};$$

$$\eta_{40^{\circ}\text{C}} = \nu_{40^{\circ}\text{C}} \cdot \rho_{40^{\circ}\text{C}} = 78,43 \cdot 10^{-6} \cdot 923,1 = 72,3 \text{ мПа}\cdot\text{с}.$$

В соответствии с приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 №477 рассматриваемая нефть относится к типу сверхвязких нефтей (по параметру динамической вязкости при температуре для стандартных условий), что свидетельствует о необходимости принятия дополнительных решений при выборе режима перекачки данной нефти.

На рисунке 1.6 представлена аналогичная классификация нефтей по параметрам плотности и динамической вязкости, учитывающая основные положения XII Нефтяного конгресса, проходившего в г. Хьюстон в 1987 году [31].



Рисунок 1.6 – Схема классификации пластовой нефти, предложенная ТатНИПИнефть

Согласно приведенной на рисунке 1.6 классификацией, нефть Тазовского месторождения, на основании характеристики физико-химических свойств таблицы 1.4, при стандартных условиях относится к типу сверхвязких, что еще раз свидетельствует о верности классификации нефти.

Результат проведения анализа поверхностных проб газа отражен в характеристике компонентного состава свободных газов Тазовского месторождения, приведенной в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Компонентный состав свободных газов Тазовского месторождения

Параметр	Значение, %
Содержание метана CH_4	98,68
Содержание тяжелых углеводородов $\text{C}_2\text{H}_6\text{-C}_4\text{H}_{10}$	0,075
Содержание азота N_2	0,82
Содержание углекислого газа CO_2	0,39
Содержание гелия He	0,005
Содержание аргона Ar	0,03
Содержание сероводорода H_2S	Отсутствует
Относительная плотность по воздуху	0,56

В результате дегазации поверхностных проб нефти Тазовского месторождения были получены пробы растворенного в нефти газа.

По результатам анализа проб растворенного в нефти газа был определен компонентный состав газа, приведенный в таблице 1.6.

Таблица 1.6 – Компонентный состав растворенного газа Тазовского месторождения

Параметр физико-химических свойств	Значение, %
Содержание метана CH_4	98,01
Содержание тяжелых углеводородов $\text{C}_2\text{H}_6\text{-C}_4\text{H}_{10}$	0,77
Содержание азота N_2	0,827
Содержание углекислого газа CO_2	0,36
Содержание гелия He	0,003
Содержание аргона Ar	0,03
Содержание сероводорода H_2S	Отсутствует
Относительная плотность по воздуху	56.6

На рисунке 1.7 представлена сравнительная характеристика компонентных составов растворенного и свободного газа сеноманской залежи Тазовского месторождения (таблицы 1.5, 1.6).

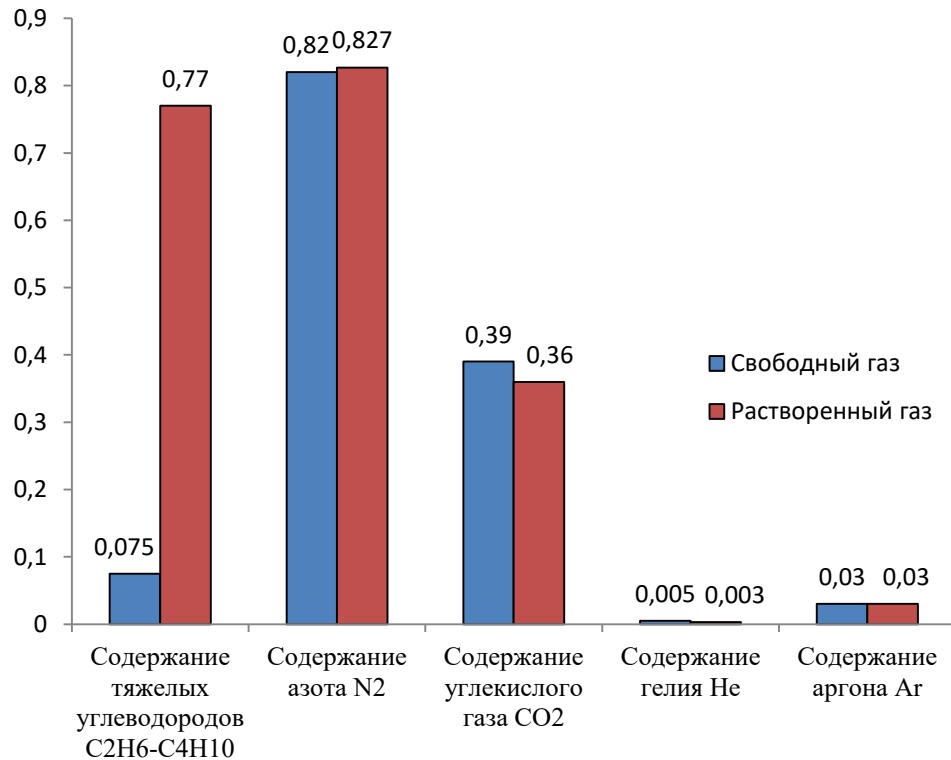


Рисунок 1.7 – Сравнительная характеристика компонентных составов растворенного и свободного газа сеноманской залежи Тазовского месторождения

На рисунке 1.8 представлена сравнительная характеристика содержания метана в растворенном и свободном газе сеноманской залежи Тазовского месторождения.

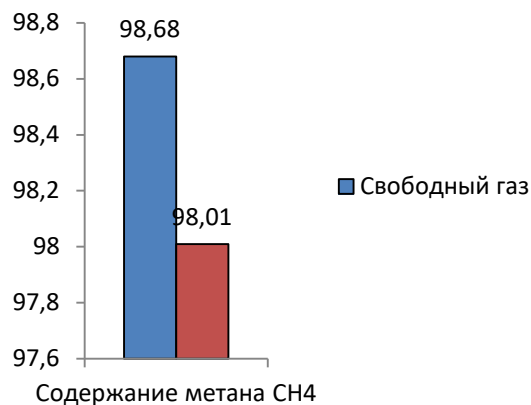


Рисунок 1.8 – Сравнительная характеристика содержания метана в растворенном и свободном газе сеноманской залежи Тазовского месторождения

Сравнивая компонентный состав свободного газа (газа из «газовой шапки») и растворенного газа Тазовского месторождения можно сделать вывод, что газы

сеноманской залежи отличает выраженный метановый состав. Свободные газы и растворенный газ сеноманской залежи Тазовского месторождения между собой существенных различий в компонентном составе не имеют.

Климатологическая характеристика Тазовского месторождения. По климатическому районированию для строительства территория Тазовского месторождения находится в пределах северной строительно-климатической зоны и относится к климатическому району I Г (согласно СПГ 131.13330.2020).

Согласно СП 20.13330.2011 Тазовское месторождение:

- по параметру веса снежного покрова относится к V району;
- по параметру давления ветра относится к III району;
- по параметру толщины стенок гололеда относится к II району.

Климатическая характеристика Тазовского района, на территории которого расположено Тазовское месторождение, составлена по данным наблюдения на метеостанции Тазовское (Халмер-Седе).

Особенностью климата рассматриваемого Тазовского района является относительно малое количество солнечной радиации зимой, вынос холодного арктического воздуха с Северного Ледовитого океана.

Территория Тазовского района холодная, с устойчивым снежным покровом. Климатические сезоны не совпадают с календарными сезонами. Зима длится 7 месяцев – с сентября по март. Остальные сезоны делятся следующим образом: весна – с апреля по май, лето – с июня по начало августа осень – с начала августа по сентябрь.

Характеристика среднегодовых, минимальных и максимальных температурных значений воздуха Тазовского района приведена в таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Характеристика температурных значений воздуха Тазовского района

Среднегодовые температуры, °С			Минимум температур, °С		Максимум температур, °С	
Средняя	Минимальная	Максимальная	Абсолютный	Средний из абсолютных	Абсолютный	Средний из абсолютных
Минус 9,5	минус 13,1	минус 5,2	минус 60	минус 48	плюс 32	плюс 29

Преобладающие направления ветров различаются по сезонам.

Значение среднегодовой скорости ветра равна 6,1 м/с. В зимний период наблюдаются наибольшие среднемесячные скорости ветра.

На протяжении года на территории Тазовского района наблюдается высокая влажность. Максимум значения влажности воздуха Тазовского района можно выделить с октября по март – 85-87%. Средняя годовая относительная влажность воздуха составляет 81%.

1.2 Анализ технических решений по трубопроводному транспорту нефти в сложных природно-климатических условиях

Анализ существующей практики прокладки нефтепроводов. В ходе формирования технических решений по прокладке нефтепровода в арктической зоне, следует в первую очередь осуществить выбор способа прокладки и его обоснование. Для этой цели необходимо произвести анализ климатических и геологических условий территории, где осуществляется строительство нефтепровода [46, 138].

По результатам анализа геологических условий расположения Тазовского нефтегазоконденсатного месторождения можно выделить следующие важные особенности:

- наличие протяженных участков многолетнемерзлых грунтов;
- присутствие слабонесущих грунтов;
- существование заторфованности территории месторождения.

На основании физико-химических параметров и реологических свойств планируемой к перекачке подготовленной нефти Тазовского месторождения, предусмотрена прокладка нефтепровода с системой электрического подогрева для поддержания заданной температуры перекачки нефти по трубопроводу. Определяющими критериями, по которым осуществляется выбор способа прокладки трубопровода является обеспечение надежности трубопровода в эксплуатационный период [39, 40].

Анализируя опыт применения подземного способа «прокладки «горячих» нефтепроводов на участках распространения многолетнемерзлых грунтов» [12, 13],

можно сделать вывод, что такое техническое решение приводит к образованию вокруг нефтепровода крупных участков оттаивания, формированию обводнения охранной зоны, что может привести к перемещениям трубопровода и его деформациям [17, 18, 91].

При рассмотрении примера теплового расчета, проведенного НИИ «Транснефть» для магистрального нефтепровода «Заполярье-Пурпе» (рисунок 1.9) легко заметить, «что без применения теплоизоляции глубины оттаивания в основании нефтепровода достигают значений 20 м и более, в то время как заводская кольцевой теплоизоляции толщиной более 75 мм уменьшает глубину растепления грунтов в 1,5-2 раза» [41].

На рисунке 1.9 представлено распределение температурного поля в основании нефтепровода [90, 92].

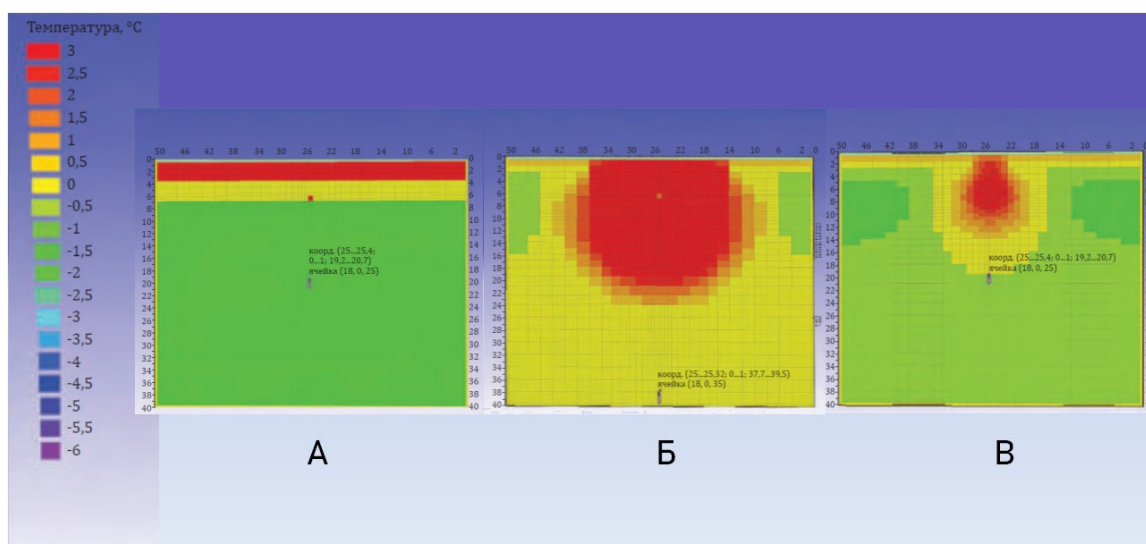


Рисунок 1.9 – Распределение температурного поля в основании нефтепровода в начальный момент времени эксплуатации (а), на конец эксплуатационного срока без теплоизоляции (б), на конец эксплуатационного срока с применением заводской кольцевой теплоизоляции (в) [41].

Следует заметить, что извлечение торфа при подземной прокладке приводит к изменению поверхностного стока вод, что может повлиять на изменение высотных отметок нефтепровода.

С учетом инженерно-геокриологических условий принят надземный способ прокладки рассматриваемого трубопровода. Данный способ позволяет обеспечить

минимальное нарушение инженерно-геокриологических условий и в целом снизить вероятность возникновения и развития опасных экзогенных процессов» [1].

Опыт применения надземной прокладки нефтепроводов демонстрирует его способность избежать техногенных преобразований и нарушений грунтовой обстановки, которые наблюдаются в случае с подземной прокладкой [123].

Возведение опор для надземного нефтепровода также вызывает преобразования, но они носят локальный характер. Грунт вокруг свай замораживается с целью увеличения его несущей способности [126]. Результатом обобщения приведенной выше информации могут служить действующие требования и стандарты, в частности СП 410.1325800.2018, которые регулируют процесс принятия технических решений в сторону сохранения многолетнемерзлых пород, т.е. по организации строительства трубопроводов надземным способом на опорах.

Итог анализа практики надземного строительства нефтепроводов в условиях Арктики отображен в таблице 1.8 [150].

Таблица 1.8 – Опыт строительства нефтепроводов надземным способом на опорах в условиях арктического климата

Трубопровод	Особенности
Трансаляскинский нефтепровод	Надземный участок 676 км. Опоры с компенсаторами горизонтальных перемещений
Нефтепровод ВСТО	Надземный участок 665 км, опоры с термостабилизаторами, путевой обогрев
Нефтепровод «Заполярье-Пурпе»	Надземный участок свыше 380 км, 110 тыс. опор с термостабилизаторами грунтов, усиленный слой теплоизоляции, путевой обогрев [99]
Система трубопроводов Ванкорского месторождения	Надземный участок 99 км, опоры на сваях с термостабилизаторами, путевой обогрев

Анализ традиционных видов теплоизоляционных материалов. Для каждого из указанных выше (см. таблицу 1.10) проектов решался вопрос выбора наиболее эффективного с технико-экономической точки зрения вида теплоизоляции [12]. Теплоизоляция должна поддерживать необходимую температуру продукта, транспортируемого по трубопроводу, предотвращая аварийную остановку перекачки и не допуская перерасхода энергопотребления» [12].

В результате рассмотрения существующих теплоизоляционных материалов можно сделать вывод, что условное разделение их на группы производится исходя из естественного и искусственного происхождения. Классификация представлена в таблице Д.1 Приложения Д [47, 96].

В результате рассмотрения свойств, влияющих на эффективность теплоизоляции, можно выделить несколько основных характеристик: максимальная температура эксплуатации; коэффициент теплопроводности; плотность; водопоглощение; прочностные пределы на изгиб, сжатие и растяжение.

Краткое описание малораспространенных материалов теплоизоляционных конструкций представлено в таблице Д.1 Приложения Д. Приведенные материалы не получили свое распространение в теплоизоляции нефтепроводов ввиду своих выраженных недостатков.

При анализе в качестве теплоизоляции трубопровода рассматривались материалы, обладающие низким коэффициентом теплопроводности, который обеспечивается пористой или ячеистой структурой этих материалов: пенополиуретан (ППУ), вспененный каучук, минеральная вата. Сводная характеристика указанных материалов представлена в таблице Д.2 Приложения Д [23, 50, 62, 122].

В таблице А.1 Приложения А представлены технические характеристики материалов в соответствии с [23, 50, 62, 122], применяемых на трубопроводах и резервуарах по состоянию на 2020 год.

Степень уплотнения мягких теплоизоляционных материалов – от 1,5 до 3,2 в соответствии с [151]. По этой причине следует рекомендовать перед монтажом производить обжатие до достижения значений плотности в пределах 75-100 кг/м³. По этой причине для минеральной ваты следует принимать коэффициент теплопроводности от 0,05 Вт Вт/м·К.

На рисунке 1.10 графически показано, как толщина теплоизоляции влияет на настройку мощности обогрева.

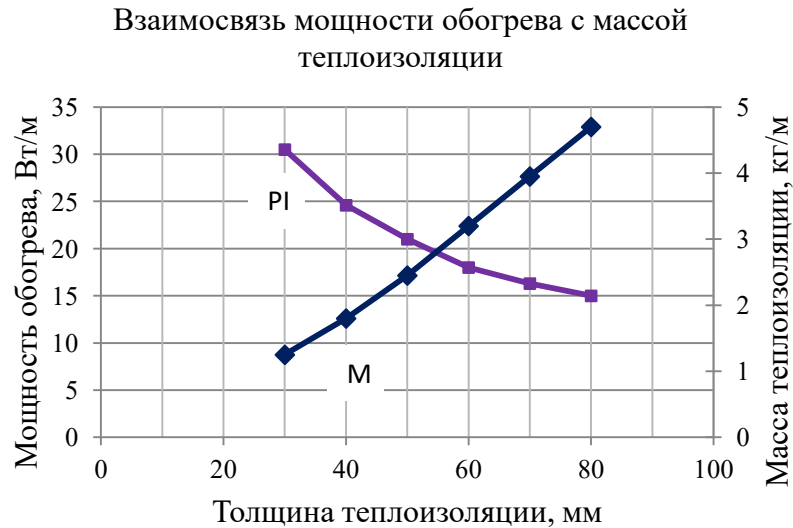


Рисунок 1.10 – Влияние толщины теплоизоляции на изменение значения тепловых потерь трубопровода (стальная труба 100x4,5 мм, теплоизоляция из минеральной ваты, разница температур трубы и окружающей среды 50°C)

Для выбора оптимальной толщины теплоизоляции необходимо выполнить технико-экономический расчет с учетом капитальных и эксплуатационных затрат на материал и систему обогрева и определить срок окупаемости.

В ходе анализа свойств теплоизоляционных материалов было выявлено, что существенное влияние на показатели теплопроводности оказывает влага. Наименьшим влагопоглощением из представленных материалов обладают пористые полимеры [61, 62].

Стоит учитывать, что даже незначительное увлажнение существенно снижает теплоизолирующие свойства, а при образовании льда коэффициент теплопроводности увеличивается в несколько раз. На реальных объектах фиксировалось содержание влаги 3% от общего объема покрытия, при котором коэффициент теплопроводности увеличивается на 34%.

Для определения коэффициента теплопроводности изоляции необходимо знать значение содержания влаги. Соответственно теплопроводность изоляции определяется согласно (1.2):

$$\lambda_{\text{влиз}} = \frac{\lambda_{\text{ти}} \cdot (100 - p_{\text{вл}}) + \lambda_{\text{вл}} \cdot p_{\text{вл}}}{100}, \quad (1.2)$$

где $\lambda_{\text{влиз}}$ – теплопроводность изоляции, содержащей влагу или лед, Вт/м·К, $\lambda_{\text{ти}}$ – теплопроводность сухой изоляции, Вт/м·К, $\lambda_{\text{вл}}$ – теплопроводность воды или льда, Вт/м·К, $p_{\text{вл}}$ – содержание влаги или льда, %.

На рисунке 1.11 представлен результат расчетов для теплоизоляции из минеральной ваты.

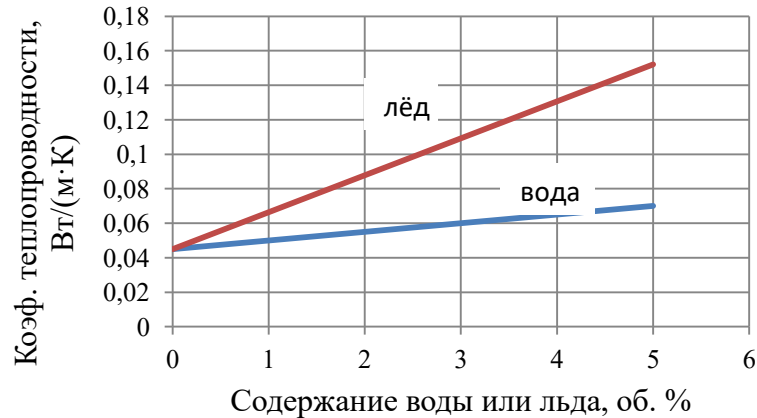


Рисунок 1.11 – График изменения свойств минеральной ваты с $\lambda = 0,045$ Вт/(м·К) при накоплении влаги или образовании льда

Согласно СП 131.13330.2012 протяженность сети нефтепроводов принята 43 км, температура застывания нефти принята $+15^\circ\text{C}$, расчетная температура окружающей среды – -46°C .

При выбранных условиях без применения дополнительных материалов, например, электрообогрева, рассматриваемые изоляционные материалы не обеспечивают необходимый температурный режим.

В работах [19, 20] выполнена оценка капитальных вложений на теплоизоляцию и обогрев. «Капитальные вложения, относящиеся к изоляционным работам, определяются как сумма стоимости изоляционных материалов (по данным изготовителей) и стоимости строительно-монтажных работ (СМР)» [19, 20]. На рисунке 1.12 изображено сравнение капитальных вложений в монтаж системы электрообогрева (комбинированная система СКИН) и теплоизоляцию.

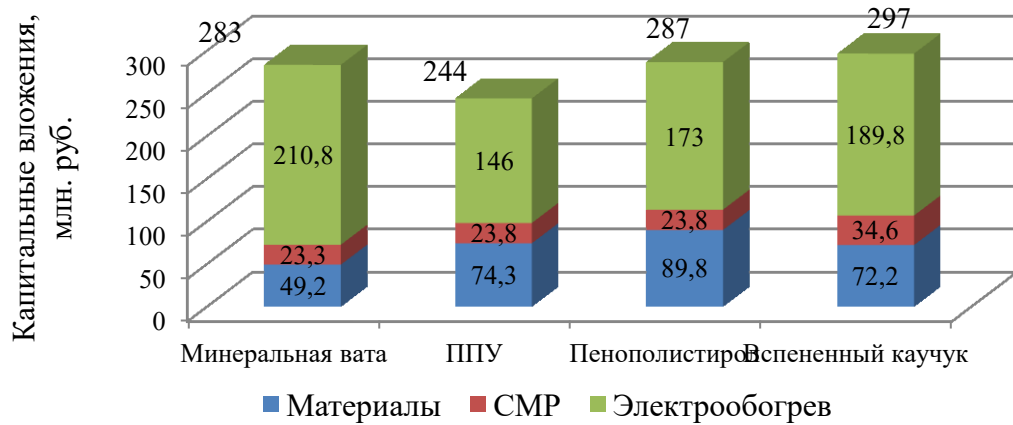


Рисунок 1.12 – Суммарные капитальные вложения в теплоизоляцию и электрообогрев [19, 23, 24]

«По результатам расчетов определено, что летом обеспечить требуемую температуру возможно без применения электрообогрева. Сравнить эксплуатационные затраты можно опосредованно по расчетным энергозатратам на обогрев» [8]. График годового распределения требуемых мощностей электрообогрева при различных типах теплоизоляции представлен на рисунке 1.13 [23, 24].

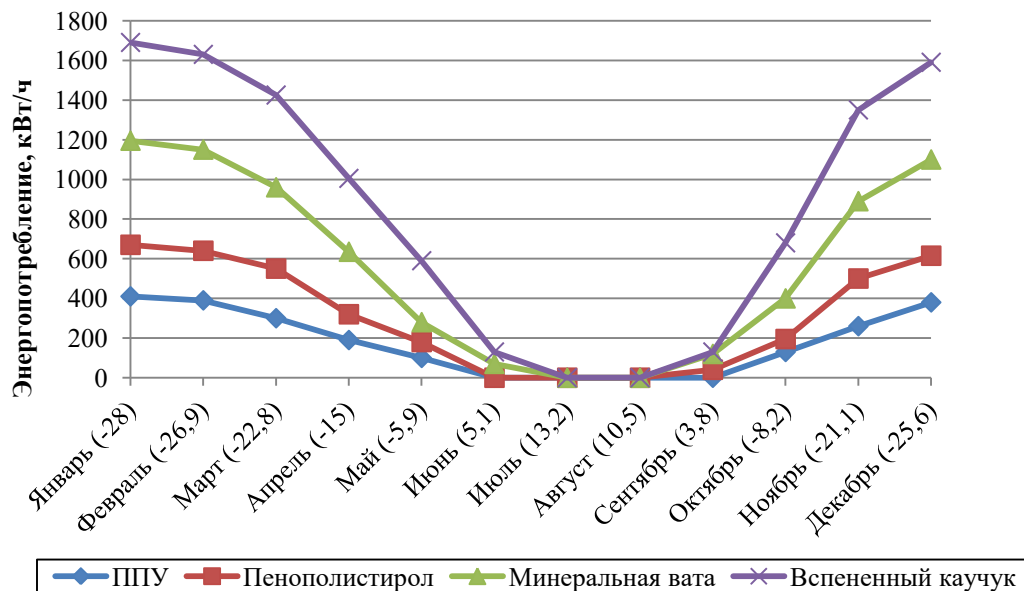


Рисунок 1.13 – Годовое распределение энергопотребления на обогрев для разных типов теплоизоляции (в скобках указаны среднемесячные температуры, °C) [23]

Наименьшие затраты на изоляцию и обогрев характерны для трубопровода с ППУ теплоизоляцией (рисунок 1.13) [24].

По результатам анализа теплоизоляционных материалов и основываясь на опыте эксплуатации нефтепроводов в условиях Арктики можно предварительно рекомендовать к применению заводскую теплоизоляцию из ППУ.

Характеристика выбранного типа теплоизоляции. «Заливочный ППУ создает монолитный слой по всей длине трубы, что увеличивает прочность конструкции, исключает потери тепла в сравнение с сегментными и рулонными материалами. В качестве теплоизоляции была определена следующая конструкция трубы:

- труба стальная;
- антикоррозионное покрытие;
- теплоизоляционное покрытие из заливочного пенополиуретана;
- защитная оболочка» [96, 50].

«В качестве антикоррозионного покрытия труб надземной прокладки используется заводское однослойное порошковое эпоксидное покрытие, которое обеспечивает защиту от атмосферной коррозии» [158]. «Ранее оно широко применялось на объектах такой компании, как ПАО «Транснефть» для строительства нефтепроводов» [158].

В качестве защитной оболочки труб надземной прокладки используется спирально-замковая труба из оцинкованной стали. Оболочка должна обеспечивать долговременную эксплуатацию трубопровода, так как ремонт в трассовых условиях Ямало-Ненецкого автономного округа крайне затруднителен.

Результаты расчета скорости коррозии, проведенные ООО «НИИ Транснефть» в 2011 году, показали, что для обеспечения срока службы в 35 лет для оболочки необходимо использовать сталь толщиной 1,5 мм с цинковым покрытием не менее 27 мкм» [122].

На сегодняшний день российские заводы ориентированы на производство стали с цинковым слоем толщиной 5-10 мкм, что создает определенные трудности в решении вышеописанной задачи. Оцинкованная сталь должна соответствовать требованиям класса 450 согласно ГОСТ Р 52246.

На рисунке 1.14 в качестве примера представлены технические решения НИИ «Транснефть» по производству трубопроводов, эксплуатируемых в условиях Арктики, на примере магистрального нефтепровода «Заполярье-Пурпе».

В ходе проведенного анализа были сделаны следующие выводы:

– сложные климатические условия совместно с фактором наличия многолетнемерзлых грунтов по трассе нефтепровода обуславливают организацию строительства надземным способом на опорах;

– по результатам анализа даже при надлежащем подходе в выборе теплоизоляции, без обустройства путевого подогрева трубопровода ни один из представленных производителями на 2020 год материалов не способен обеспечить требуемую температуру транспортировки нефти, в том числе во время остановок перекачки и при дальнем транспорте;

– наиболее экономически целесообразным к применению в арктической зоне является совместное использование заводской теплоизоляции из заливного ППУ с системой электрообогрева.

Общие технические требования к выбранному в ходе анализа типу теплоизоляции представлены в таблице 1.9.

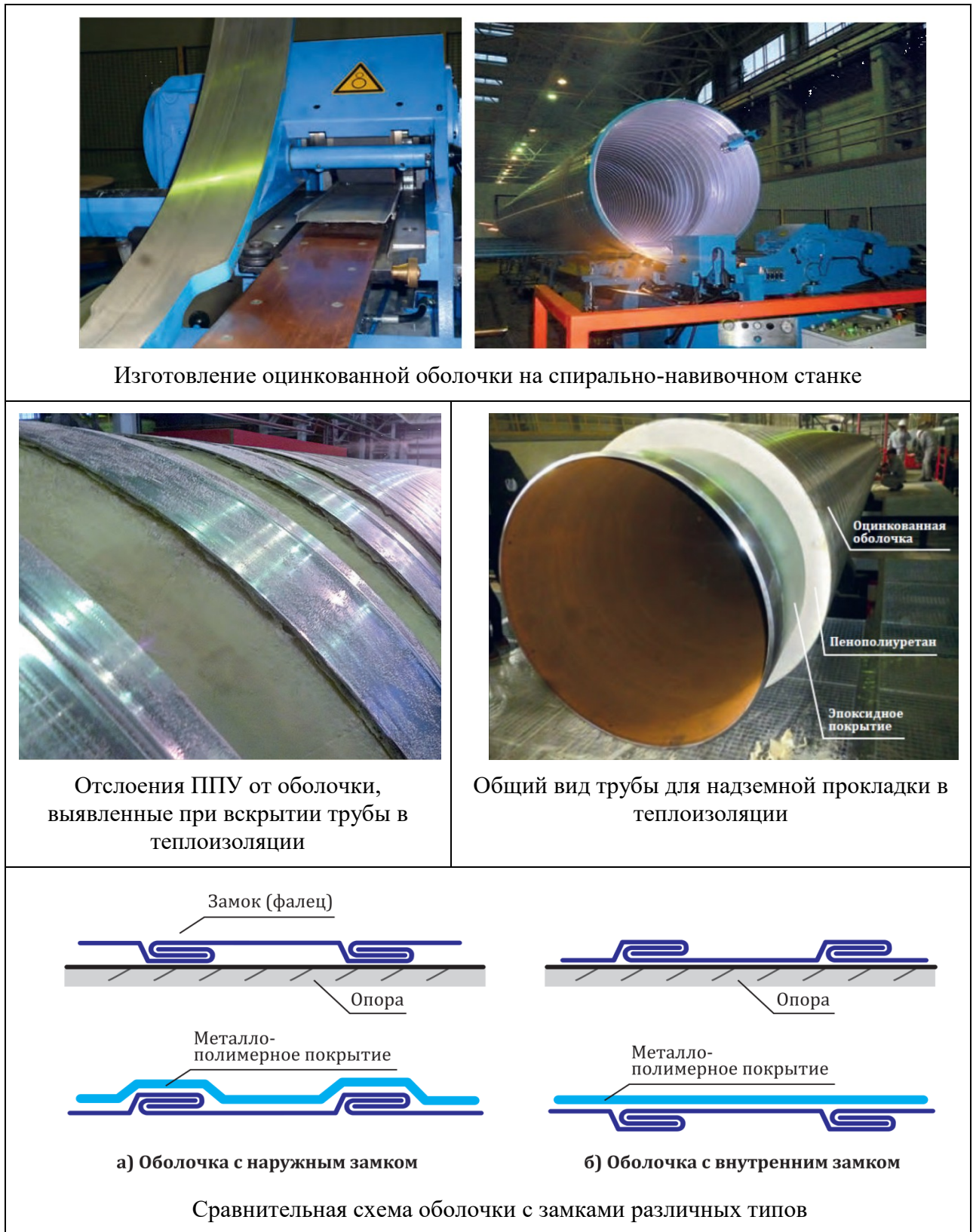


Рисунок 1.14 – Опыт НИИ «Транснефть» в разработке технических решений по производству трубопроводов, эксплуатируемых в условиях Арктики, на примере магистрального нефтепровода «Заполярье-Пурпе» [58-60, 121,122].

Таблица 1.9 – Технические требования к теплоизоляционной конструкции труб надземной прокладки

Элемент конструкции	Материал
Антикоррозионное покрытие	Заводское однослойное порошковое эпоксидное покрытие
Теплоизоляция	Заливочный пенополиуретан
Защитная оболочка	Спирально-замковая оболочка из оцинкованной стали

1.3 Анализ свойств систем электрообогрева

В своем историческом развитии системы обогрева нефтепроводов претерпели сильные изменения, основные ключевые события отображены на рисунке 1.15. Во многом на развитие систем обогрева повлияло увеличение количества промышленных объектов в северных районах и сибирской части Российской Федерации. Существовала необходимость в уменьшении влияния отрицательных температур на термозависимые жидкости и эмульсии, которые при охлаждении образовывали на стенках трубопроводов АСПО и отложения солей.

Анализ альтернативных способов обогрева показал, что в зависимости от конструктивного строения объекта применялись такие способы, как обогрев цистерн дымовыми газами с помощью труб, открытый способ подачи «острого» пара в нефтепродукт, обогрев резервуаров и трубопроводов подачей теплоносителя в полость «рубашки», подача теплоносителя во встроенные змеевики или секции. Основным решением оставалось применение пара.

Применение пара, несмотря на свою простоту, несет ряд отрицательных моментов, среди которых ключевыми являются короткий срок эксплуатации, малая длина «плеч» обогрева (не более 500 м), высокий уровень эксплуатационных расходов на генерацию пара и содержание рабочего персонала, отсутствие возможности автоматизации процесса обогрева, риск выхода из строя по причине замерзания парового конденсата.

Развитие систем обогрева

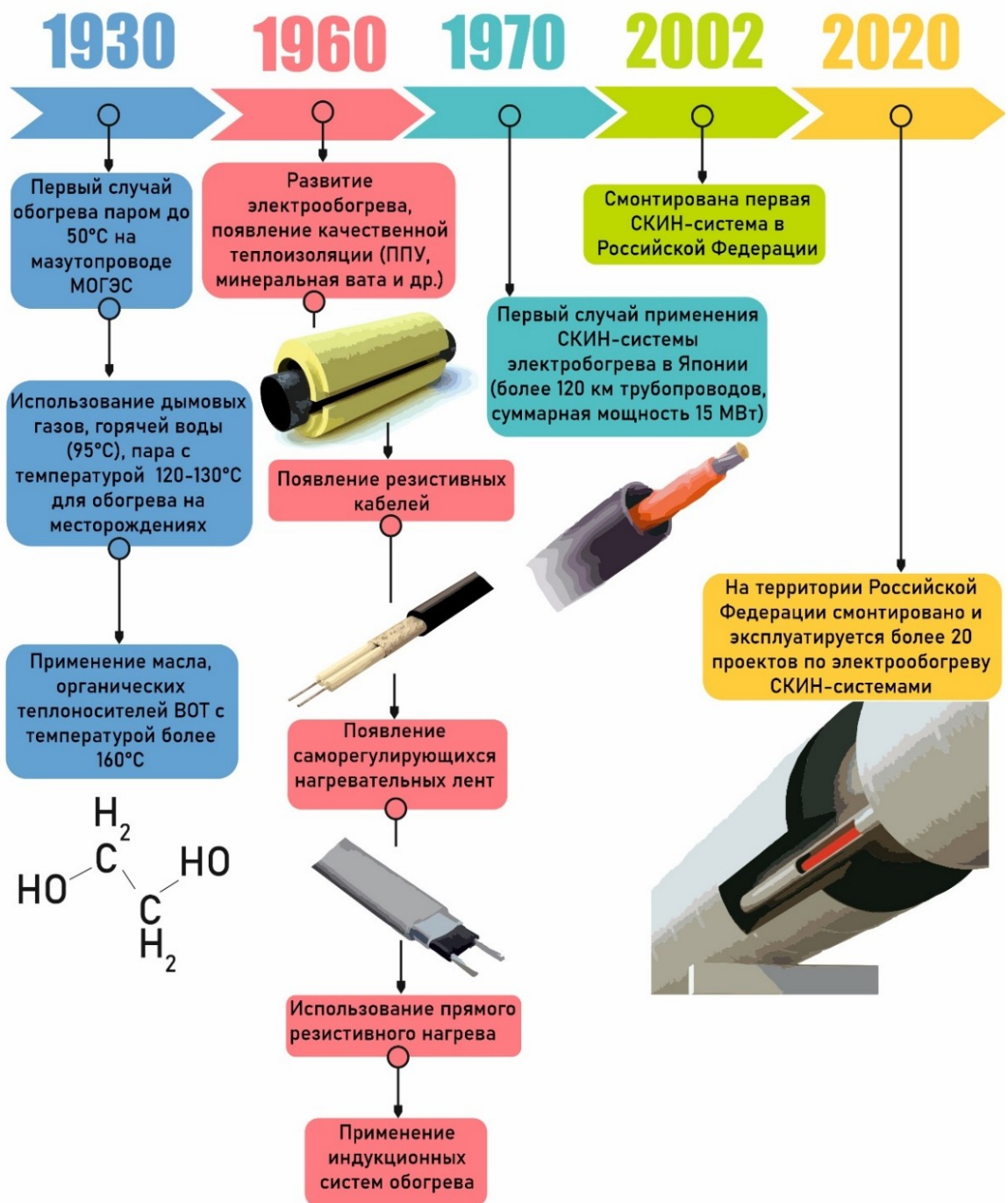


Рисунок 1.15 – Ретроспектива развития систем обогрева трубопроводов

Важную роль в применении вышеуказанных методов сыграло отсутствие в производстве на тот момент теплоизоляционных конструкций с высоким уровнем качества, что приводило к потребности в высокой тепловой мощности системы обогрева (от 300 до 1000 Вт/м).

Применение электрообогрева в 60-х годах 20 века было связано с рядом причин, среди которых было увеличение объемов генерации электроэнергии, а также развитие промышленных мощностей по производству теплоизоляции.

Востребованным техническим решением стало применение ленточных резистивных кабелей, в состав изоляции которых входили стеклянные и базальтовые волокна с пропитками типа ЭНГЛ, либо силиконовые резины и фторполимеры [90].

На рисунке 1.16 представлен процесс передачи тепла трубопроводу резистивным нагревательным кабелем.

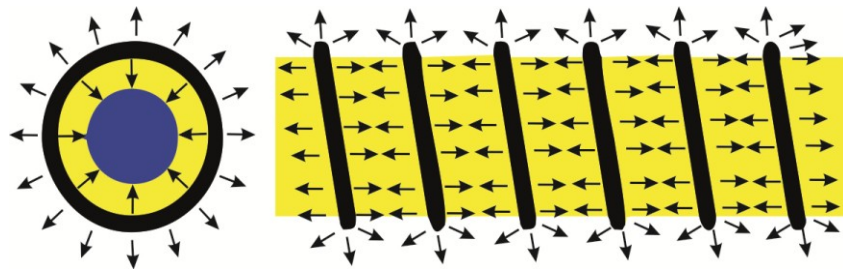


Рисунок 1.16 – Принцип работы системы обогрева с резистивным кабелем

Появление в дальнейшем саморегулирующихся кабелей было связано с изучением угленаполненных пластмасс. Главное свойство таких систем – невозможность перегрева, главный недостаток – относительно низкая тепловая мощность (от 10 до 50 Вт/м) [6] и ограничения по длине.

Способ прямого резистивного нагрева, при котором ток пропускается по обогреваемой трубе, применяется при аварийном разогреве участков трубы небольшой протяженности. Недостатком его является пожаро- и взрывоопасность, поэтому он редко используется в нефтяной промышленности.

Существуют также системы индукционного нагрева в электромагнитном поле. Их целесообразно применять на трубопроводах малой длины, в основном на НПЗ и трубопроводах химических предприятий.

Огромным шагом в развитии технологии электрообогрева стало появление индукционно-резистивной системы обогрева, в основе которой лежит применение СКИН-эффекта [130].

Высокий уровень востребованности обрели СКИН-системы на территории Российской Федерации. В первую очередь, это обусловлено наличием в России

большого количества протяженных трубопроводов, построенных и эксплуатируемых в условиях Арктики. На сегодняшний день производством СКИН-систем занимаются предприятия таких стран, как Российская Федерация, США, Германия, Великобритания и Япония.

В Приложении Ж представлено сравнение различных видов электрообогрева и обогрева паром.

Подводя итог анализа развития систем обогрева трубопроводов, следует выделить следующие преимущества электрообогрева [131-137]:

- высокая практичность в конструктивном исполнении;
- высокий уровень концентрации тепловой мощности системы, ее постоянство на всей протяженности трубопровода;
- широкий диапазон настройки и регулирования температуры;
- легкость интеграции с АСУТП на предприятии;
- низкий уровень капитальных и эксплуатационных расходов;
- наличие программного обеспечения для проведения оперативного теплового расчета и подсчета затрат;
- повышенный уровень безопасности, долговечности системы;
- ремонтпригодность;
- запитывание от общих сетей электроснабжения.

Представленные выше объективные преимущества систем электрообогрева, подтвержденные опытом эксплуатации выступают в качестве причины того, почему пароспутники на сегодняшний день при обогреве протяженных нефтепроводов практически не применяются [16].

Критерии, влияющие на выбор типа электрообогрева. В существующем разнообразии коммерческих предложений при выборе системы электрообогрева важно руководствоваться конкретными объективными показателями.

Крайне важный показатель при выборе - стоимость системы, в которую входит цена греющего кабеля. Конечная стоимость, очевидно, зависит от длины системы. Для греющего кабеля цена сильно возрастает от 1...2 км, а к 3...4 км становится не

выгодным использование сопроводительной распределительной сети. Для линейных участков протяженных трубопроводов при использовании СКИН-системы оптимальным с точки зрения безопасности и экономически обоснованным является протяженность участков порядка 6 ... 8 км.

Одним из параметров для оценки применимости той или иной системы является длина обогреваемого участка, рекомендации производителей по данному показателю приведены в Приложении И.

Состав СКИН-системы можно представить в виде ряда подсистем, к которым относятся:

- индукционно-резистивные нагревательные элементы;
- элементы контроля;
- подсистема питания;
- блок управления;
- крепежные элементы;
- теплоизоляционное покрытие.

Конструктивно индуктивно-резистивный нагреватель представляет собой проводник в изоляции, помещенный в специальную стальную ферромагнитную трубку. По причине большой протяженности всей системы обогрева обязательными элементами являются соединительные, питающие коробки, соединители проводников.

В конце плеча обогрева производится закорачивание изолированного проводника с ферромагнитной трубкой. В свою очередь в начале плеча при подаче питания с источника тока возникают переменные напряжения [51].

На рисунке 1.17 представлен нагревательный элемент в СКИН-системе электрообогрева. Когда происходит подача переменного напряжения U_{un} посредством проводника 1 от источника питания, а также ферромагнитной стальной трубки 3, протекающий в зазоре ток I формирует электромагнитное поле во внутренней поверхности нагревательной трубки. Данное электромагнитное поле характеризуется таким параметром, как магнитная напряженность H .

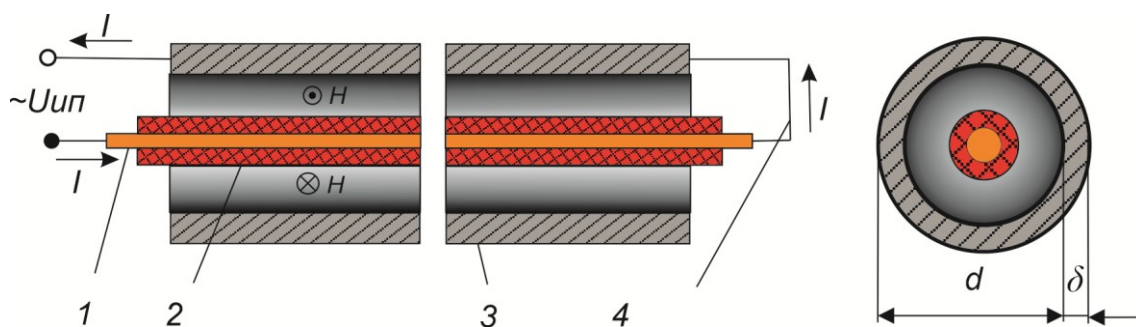


Рисунок 1.17 – Нагревательный элемент в СКИН-системе электрообогрева:

1 – жила в проводнике – индукторе, 2 – электроизоляция проводника, 3-трубка из стали, 4 – соединение трубки и проводника в конце линии

Ток, проходящий по проводнику внутри трубки, создает магнитное поле, которое в свою очередь вступает во взаимодействие с протекающим в трубке током противоположного направления. Нагрев ферромагнитного стального нагревателя 3 происходит в результате действия тока I проходящего по ней, а также индукционного нагрева в переменном электромагнитном переменном поле [148]. Именно по причине комбинации двух принципов электрообогрева такие системы приобрели название индукционно-резистивных [51-56].

На рисунке 1.18 представлена модель расчетного распределения температур на примере обогрева трубопровода с помощью двух нагревательных элементов суммарной тепловой мощностью 120 Вт/м (внешний диаметр трубы 108 мм, температура окружающего воздуха равна минус 35°C).

Индукционно-резистивный проводник выполняется из алюминия либо меди сечением 8...50 мм². СКИН-трубка или индукционно-резистивный нагреватель выполняется из ферромагнитной стали с толщиной стенки не менее 3 мм и размерами от 15 до 60 мм [151-154].

Ток, применяемый для питания системы как правило имеет частоту 50 Гц. Ввиду продемонстрированного выше принципа работы СКИН - системы можно сделать вывод, что ток на внешней поверхности нагревательной трубки отсутствует, также как и потенциал, что говорит об электробезопасности системы. ИР - нагреватель и контур заземления, как правило, закорачивают в конце обогреваемого участка [158].

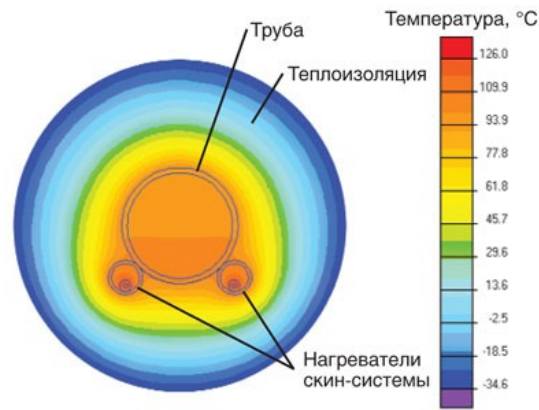


Рисунок 1.18 – Расчетное распределение температуры в трубопроводе при заданных условиях [153]

При монтаже нагревательной трубки на трубопроводе необходимо обеспечить тепловую связь, для этого служит специальная теплопроводящая паста. Она наносится между трубой и нагревателем с помощью пистолета и шпателя с целью улучшения теплового контакта (рисунок 1.19).

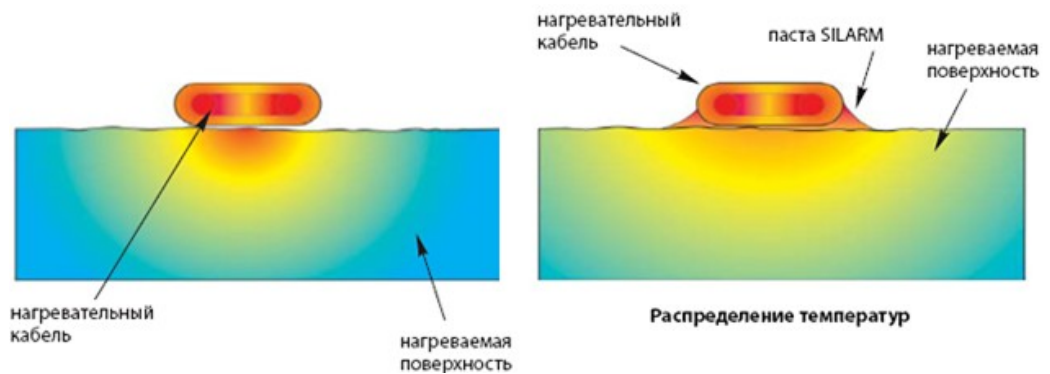


Рисунок 1.19 – Эффект от нанесения теплопроводящей пасты [154]

На рисунке 1.20 приведена схема тепловых потоков у трубопровода со СКИН-системой обогрева.

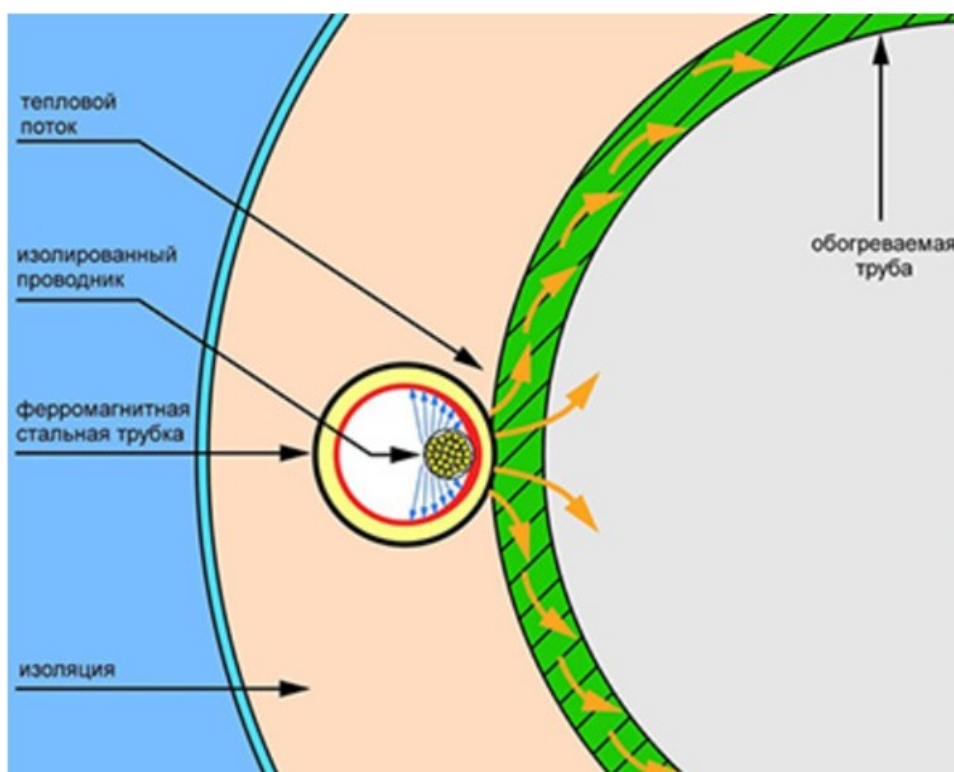


Рисунок 1.20 – Схема тепловых потоков у трубопровода со СКИН-системой обогрева

В ходе анализа принципа работы и состава СКИН-системы электрообогрева можно выделить ее основные преимущества по сравнению с другими видами электрообогрева, среди которых [102-114]:

- подача питания с одного конца, отсутствие необходимости в сопровождающей сети;
- электробезопасность, нулевой потенциал на поверхности нагревательной трубки;
- экономичность при повышенных длинах трубопроводов;
- высокий уровень прочности и надежности в связи с простотой конструкции;
- большая длина обогреваемого участка (до 30 км);
- тепловыделение вплоть до 165 Вт/м.

При транспортировании высоковязкой нефти наряду с применением присадок [67, 68], нагрева в печах, смешения с разбавителем, применяется технология нагрева, основанная на СКИН-эффекте. Классические решения по распределению температур в нефтепроводе с учетом электрообогрева представлены в работах [146, 147]. Следуя основному подходу, представленному в работе [146], составим дифференциальное

уравнение теплового баланса. Температура нефти изменяется на dT на участке dl , тогда уравнение теплового баланса на участке dl можно представить исходя из установившегося режима теплопередачи (1.3):

$$dQ_1 + dQ_2 = dQ_3, \quad (1.3)$$

где dQ_1 – тепло, излучаемое стенкой трубопровода в единицу времени, dQ_2 – тепло, выделяемое системой электрообогрева на основе скин-эффекта в единицу времени на участке dl , а dQ_3 – тепло, необходимое для поддержания разности температур тяжелой нефти на участке dl в единицу времени (1.4 - 1.6) [48]:

$$dQ_1 = -K_T \pi D (T - T_{\text{окр}}) dl; \quad (1.4)$$

$$dQ_2 = N dl; \quad (1.5)$$

$$dQ_3 = G cdT. \quad (1.6)$$

где T – температура высоковязкой нефти в трубопроводе, $T_{\text{окр}}$ – температура окружающей среды, K_T – коэффициент теплопередачи сырой нефти к окружающей среде, D – внутренний диаметр нефтепровода, N – удельная тепловая мощность системы электрообогрева, G – массовый расход нефти, c – удельная массовая теплоемкость нефти. Из уравнений (1.3 - 1.6) результирующий общий баланс энергии будет равен 1.7:

$$N dl = G cdT + K_T \pi D (T - T_{\text{окр}}) dl. \quad (1.7)$$

Решив дифференциальное уравнение (1.7) и подставив граничные условия $l=0$, $T=T_n$ (T_n – температура нефти начальная), можно получить выражение (1.8):

$$T = \left(T_n - \left(T_{\text{окр}} + \frac{N}{K_T \pi D} \right) \right) e^{-\frac{K_T \pi D}{Gc} l} + T_{\text{окр}} + \frac{N}{K_T \pi D}. \quad (1.8)$$

Фактически, на распределение температуры в нефтепроводе в значительной степени влияют такие параметры, как тип трубопровода, глубина его заложения, начальная температура трубопровода, объем нефти, перекачиваемый за единицу времени, вязкость сырой нефти, температура окружающей среды и давление окружающей среды.

Рассмотрим пример. Трубопровод 219x7 мм, моделирование ведем при трех скоростях потока: 0,1 м/с, 0,3 м/с и 0,5 м/с, плотность нефти составляет 855 кг/м³,

массовый расход составляет 2,82 кг/с, 8,46 кг/с и 14,1 кг/с, начальная температура трубопровода $T_n=333$ К, температура окружающей среды $T_{окр}=277$ К, удельная теплоемкость нефти $c=2100$ Дж/(К·кг), СКИН-система электрообогрева работает в штатном режиме, линейная мощность нагрева составляет 200 Вт. Кривая распределения температуры при различных расходах на входе может быть получена из выражения (1.6), как показано на рисунке 1.21.

По причине нагрева трубопровода системой электрообогрева на основе СКИН-эффекта температура тяжелой нефти постепенно поднимается с увеличением длины трубопровода. Из рисунка 1.21 видно, что при проектировании системы электрообогрева на основе скин-эффекта необходимо учитывать влияние количества подаваемой в нефтепровод нефти, поскольку чувствительность системы к этому параметру велика.

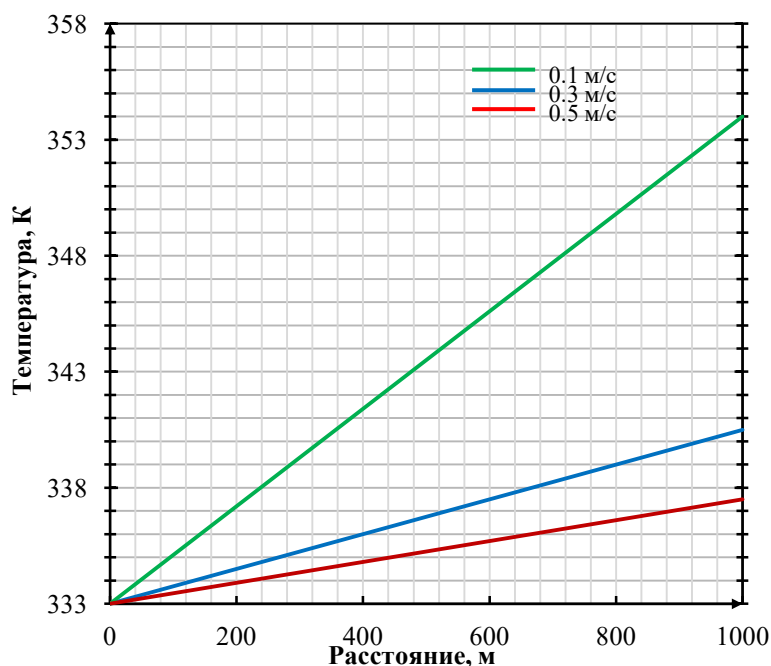


Рисунок 1.21 – График распределения температуры в трубопроводе при перекачке высоковязкой нефти с различной скоростью

Исходя из диаметра трубы и необходимой температуры, может применяться однотрубная, двух трубная и трехтрубная СКИН-система.

Для проектирования электрической схемы и определения параметров СКИН - системы электрообогрева, таких как рабочая частота, выходное напряжение, ток и

мощность необходимо определить цепь сопротивления нагрузки всей системы электрообогрева.

Цепь полного сопротивления состоит из трубки обогрева и нагревательного кабеля. Поскольку расстояние между нагревательным кабелем и трубкой обогрева относительно мало, то заряд изменяется на соответствующих поверхностях, возникает паразитная емкость, а длина всей системы может составить километры. Согласно теории электрических цепей, когда длина линии цепи близка к рабочей длине волны, невозможно рассчитать характеристики схемы с использованием модели с сосредоточенными параметрами и следует использовать распределенную схему параметров.

Чтобы облегчить анализ предполагается, что при разделении нагрузки на n равных частей эквивалентная схема будет иметь следующий вид (рисунок 1.22).

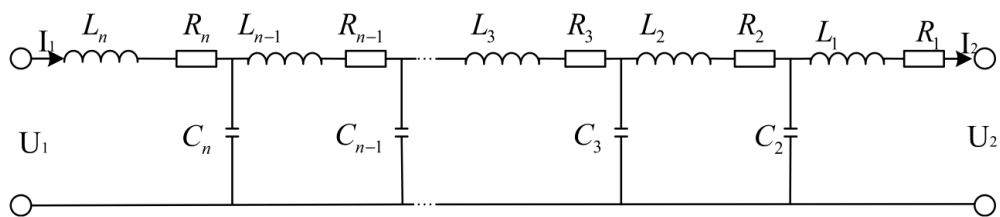


Рисунок 1.22 – Эквивалентная модель схемы с распределенными параметрами

На рисунке 1.22 левый конец подключен к усиленному выходу трансформатора. I_1 и U_1 – ток и фазное напряжение на входе в трубопровод высоковязкой нефти. Положение на правом конце соответствует концу трубопровода, а I_2 – это ток на конце нагревательного кабеля. С увеличением длины трубопровода амплитуда тока будет неуклонно увеличиваться, максимальное значение будет приходиться на конец трубопровода. Токи I_1 и I_2 находятся в следующем соотношении (1.9):

$$I_1 = I_2 / \sqrt{2(ch(2\alpha x) + \cos(2\beta x))}, \quad (1.9)$$

где x – длина нагревательной трубки и кабеля системы электрообогрева, α и β – действительная и мнимая части γ , которая определяется по следующей формуле (1.10):

$$\gamma = \alpha + j\beta = \sqrt{(R + j\omega L)(G + j\omega C)}. \quad (1.10)$$

Как видно из формулы (1.9), ток в системе будет изменяться вдоль трубопровода, тем самым влияя на генерацию тепла вдоль трубопровода и на полное сопротивление системы – это в основном импеданс и индуктивная реактивность, вызванные СКИН-эффектом, эффектом вихревого тока, гистерезисным эффектом нагревательной трубки, а также импедансом и индуктивным сопротивлением нагревательного кабеля. Для трубки обогрева и нагревательного кабеля из однородного материала значения сопротивления, значения индуктивности и соответствующие емкости равны. R , L , C соответственно устанавливаются следующим образом (1.11):

$$\begin{aligned} R_1 &= R_2 = \dots R_n = R; \\ L_1 &= L_2 = \dots L_n = L; \\ C_1 &= C_2 = \dots C_n = C. \end{aligned} \quad (1.11)$$

Среди трех вышеупомянутых переменных C зависит только от материала и структуры проводника, а величина C будет определяться в том случае, если материал и структура нагревательной трубки и нагревательного кабеля постоянны (1.12):

$$C = \frac{2\pi\varepsilon_0\varepsilon_r l}{\ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right)}, \quad (1.12)$$

где r_1 – радиус медной жилы кабеля, r_2 – внутренний радиус нагревательной трубки, l – длина трубопровода, ε_0 – диэлектрическая проницаемость вакуума, а ε_r – диэлектрическая проницаемость изоляционного материала. Под действием переменного тока, вихретокового эффекта, СКИН-эффекта и эффекта гистерезиса в нагревательной трубке и нагревательном кабеле R и L изменяются. Следовательно, сопротивление зависит не только от длины, но и от состава материала, формы волны тока, частоты тока и других факторов [79]. Для длинных прямых трубчатых проводников напряженность магнитного поля и плотность тока – только осевые составляющие, а величина поля измеряется только радиусом r из-за симметрии, поэтому уравнения Максвелла находятся в цилиндрической системе координат (1.13):

$$\frac{dH_Q}{dr} + \frac{H_Q}{r} = \sigma E_Z; \quad (1.13)$$

$$\frac{dE_Z}{dr} = j\omega\mu H_Q,$$

где H_Q – круговая составляющая напряженности магнитного поля, E_Z – напряженность электрического поля в осевом направлении, σ – электрическая проводимость, μ – магнитная проницаемость.

Пусть $K = \sqrt{j\omega\sigma\mu}$, тогда (1.14)

$$\frac{d^2 E_Z}{d(Kr)^2} + \frac{1}{Kr} \frac{dE_Z}{d(Kr)} - E_Z = 0. \quad (1.14)$$

Уравнение (1.14) является модифицированной функцией Бесселя, общим решением которой является (1.15):

$$E_Z = AI_0(Kr) + BK_0(Kr), \quad (1.15)$$

где $I_0(Kr)$ – модифицированная функция Бесселя первого порядка нулевого порядка, $K_0(Kr)$ – модифицированная функция Бесселя второго порядка нулевого порядка. Значения A и B получаются из граничных условий, представленных полным текущим законом.

Из комплексной теоремы Пойнтинга можно найти комплексную мощность нагревательной трубки. Эквивалентное сопротивление нагревательной трубки равно $Z=R+jX$, поэтому комплексная мощность, потребляемая тепловой трубкой, также может быть выражена как $N_c = I^2 Z$. Тогда его сопротивление по переменному току будет равно (1.16):

$$\begin{aligned} Z &= \frac{N_c}{I^2} = \frac{Kl}{2\pi r_2 \sigma} \cdot \frac{I_0(Kr_2)K_1(Kr_3) + K_0(Kr_2)I_1(Kr_3)}{I_1(Kr_3)K_1(Kr_2) - K_1(Kr_3)I_1(Kr_2)} \\ &= R_{0\text{труба}} \frac{K(r_3^2 - r_2^2)}{2r_2} \cdot \frac{I_0(Kr_2)K_1(Kr_3) + K_0(Kr_2)I_1(Kr_3)}{I_1(Kr_3)K_1(Kr_2) - K_1(Kr_3)I_1(Kr_2)}, \end{aligned} \quad (1.16)$$

где $R_{0\text{труба}} = l/(\pi\sigma(r_3^2 - r_2^2))$ – это сопротивление постоянному току нагревательной трубки, r_2 и r_3 – радиус и внешний радиус нагревательной трубки, а действительная и мнимая часть (1.16) – это сопротивление переменному току и индуктивность нагревательной трубки соответственно. Для нагревательного кабеля с цилиндрическим проводником сопротивление нагревательного кабеля по

переменному току может быть получено с помощью описанного выше процесса вывода (1.17):

$$Z = R_{\text{кабель}} \cdot \frac{Kr_1}{2} \cdot \frac{I_0(Kr_1)}{I_1(Kr_1)}, \quad (1.17)$$

где $R_{\text{кабель}} = l/(\pi\sigma_{\text{кабель}}r_1^2)$ - сопротивление постоянному току нагревательного кабеля, r_1 – радиус медной сердцевины кабеля, а действительная и мнимая части (1.17) – сопротивление переменному току и индуктивное реактивное сопротивление нагревательного кабеля соответственно. При выборе нагревательного кабеля с площадью поперечного сечения 25 мм^2 внутренний радиус нагревательного кабеля составляет $r_1=2,82 \text{ мм}$, $\sigma_{\text{кабель}} = 59 \times 10^6 \text{ См/м}$.

ИР-нагреватель представляет собой бесшовную трубу из низкоуглеродистой стали 20 со спецификацией 27×3 , $\sigma = 6,29 \times 10^6 \text{ См/м}$, а параметры распределительной цепи системы могут быть получены с помощью вышеуказанного анализа. Параметры схемы и результаты расчетов приведены в таблице 1.10

Таблица 1.10 – Результаты измерений и расчетов

$f(\text{кГц})$	$R(\text{м}\Omega \cdot \text{м}^{-1})$	$L(\mu\text{H} \cdot \text{м}^{-1})$	$a \times 10^{-5}$	$\beta \times 10^{-5}$
0.2	5.8	4.365	1.17	2.74
0.5	8.9	2.765	2.30	5.43
1	12.5	1.956	3.83	9.12

Эффективность обогрева системы зависит от распределенных параметров цепи и текущей частоты системы. В результате может быть получено изменение мощности нагревательной трубки и нагревательного кабеля в зависимости длины трубопровода при различных частотах тока (рисунок 1.23).

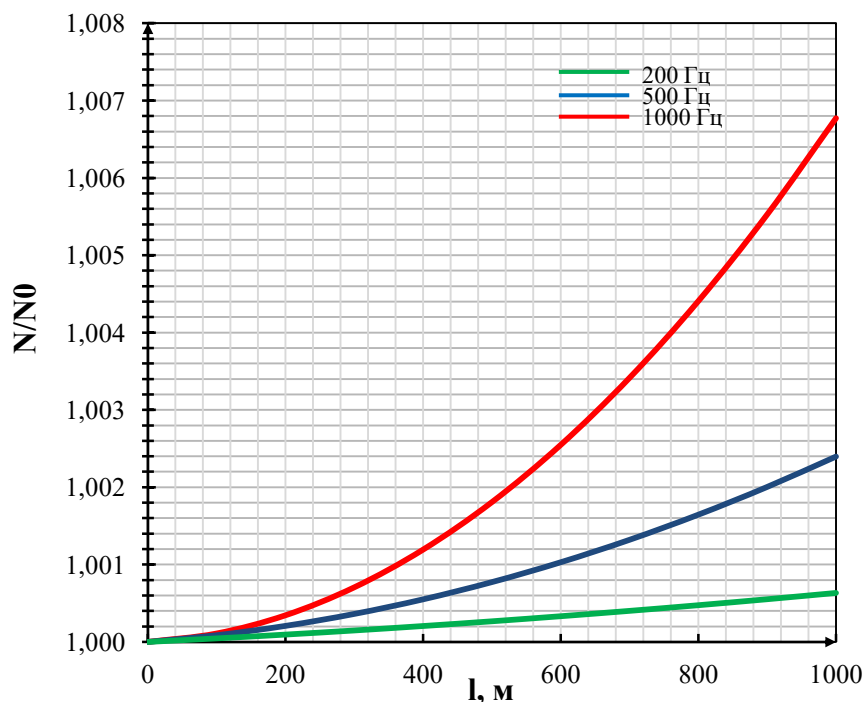


Рисунок 1.23 – График зависимости мощности обогрева от частоты:

N – мощность нагрева каждого сегмента системы электрообогрева на основе скин-эффекта; N_0 – тепловая мощность нагревательного кабеля и участка трубы обогрева на выходе

Из рисунка 1.23 видно, что при низкой частоте тока (200 Гц) емкость и индуктивность меньше, чем при больших частотах, тепловыделение системы электрического обогрева улучшается. В случае высокой частоты тока (1000 Гц) влияние емкостного реактивного сопротивления и индуктивного реактивного сопротивления становится все более и более значительным, а мощность системы электрообогрева на основе скин-эффекта демонстрирует возрастающее изменение.

График распределения температуры в трубопроводе при использовании СКИН-системы электрообогрева представлен на рисунке 1.24.

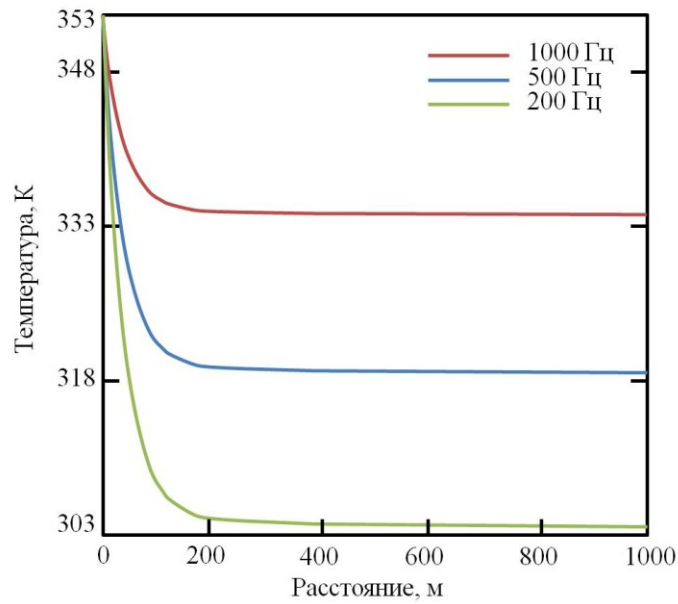


Рисунок 1.24 – График распределения температуры в трубопроводе при использовании СКИН-системы электрообогрева

Из рисунка 1.24 видно, что в случае, когда температура тяжелой нефти на входе, скорость потока на входе и амплитуда тока постоянны и изменяется только частота источника питания, система электрообогрева на основе скин-эффекта поддерживает температуру тяжелой нефти на уровне в 303 К и выше. Нетрудно обнаружить, что чем выше частота, тем медленнее падает температура нефти в трубопроводе. Это указывает на то, что чем выше частота, тем очевиднее действие СКИН-эффекта, тем больше эквивалентное сопротивление цепи с распределенными параметрами, тем выше эффективность нагрева.

Следует учесть, что если частота увеличивается без ограничений, то, во-первых, возникает ограничение в виде сложности обустройства системы электропитания. Что еще более важно, частота в процессе возрастания приходит к своему критическому значению, так как эффективность электрообогрева достигает фазы, близкой к фазе насыщения.

В ходе анализа СКИН-систем различных производителей выделен ряд технико-экономических показателей, в соответствии с которыми в дальнейшем произведен сравнительный анализ представленных систем электрического обогрева, основанных на СКИН-эффекте [69, 87, 88].

При проведении исследования в качестве основных источников информации для формирования показателей и дальнейшего сравнения были использованы открытые источники, среди которых:

- информационные материалы компаний-поставщиков систем промышленного электрообогрева (ТУ, РЭ, инструкции по монтажу и т.п.), альбомы типовых решений применения продукции;
- научные статьи, опубликованные в российских и зарубежных научно-популярных журналах;
- техническая информация, представленная в патентах на изобретения;
- справочные пособия;
- международные и отечественные стандарты.

В ходе исследования показатели рассматривались конкретно по компаниям, в случае, когда данные не были размещены производителями, они представлялись в среднем по сегменту.

При сравнении показателей все единицы измерений параметров были переведены в СИ для удобства сравнения, наглядности и в соответствии с существующими на территории РФ требованиями по метрологии и стандартизации. По каждому из рассмотренных показателей представлены данные по шести компаниям, характеризующимся охватом наибольшей доли рынка промышленных систем электрообогрева.

При проведении анализа были рассмотрены лишь независимые заводы-производители СКИН-систем электрического обогрева трубопроводов, исключая транзитных поставщиков, во избежание дублирования информации:

1. ГК «ССТ», РФ. Система обогрева «ИРСН-15000»;
2. BARTEC GmbH, Германия. Система обогрева «The SEN»;
3. Chromalox, Inc., США. Система обогрева «ТТЕР»;
4. Thermon, Inc., США. Система обогрева «ThermTracTM»;
5. Raychem Inc., США. Система обогрева «STS»;
6. Heat Trace Ltd., Великобритания. Система обогрева «Skin-Trace».

Внимания заслуживает факт наличия недобросовестных производителей, базирующихся в странах Азии, в частности в Китае. Деятельность таких компаний направлена на копирование тех. решений крупных компаний и незаконное использование их товарного знака для производства похожей продукции, но значительно уступающей по своим техническим характеристикам в сравнении с оригиналом.

Результат анализа международного рынка систем электрообогрева, выполненных на основе применения скин-эффекта, приведен в Приложении Е [70-72].

Базовый состав для анализа свойств СКИН-систем электрообогрева включает порядка 13 различных показателей и учитывает используемые в нормативной документации параметры. Главной сложностью при проведении анализа являлась общая непрозрачность отрасли. С учетом доступной информации состав показателей подвергался изменениям. Укрупнялись и перегруппировывались значения, исключались индикатор с отсутствующими значениями. Итоговое сравнение было проведено по ключевым показателям, в которые входят:

- комплект поставки СКИН-системы заводом-изготовителем;
- тепловая мощность системы обогрева, Вт/м;
- максимальная длина участка от одного источника питания, км;
- диапазон температур окружающей среды при монтаже, °С;
- максимальная рабочая температура, °С;
- критически допустимая температура без нагрузки, °С;
- напряжение электрического тока на нагреваемом элементе, кВ;
- диапазон доступных сечений ИР-проводника, мм²;
- диапазон доступных диаметров стального нагревающего элемента (нагревательной трубки), мм;
- заявленный срок службы СКИН-системы электрообогрева, лет;
- наличие специализированного ПО для расчета тепловых потерь;
- вид применяемой совместно с системой теплопроводящей пасты;
- опыт применения системы на существующих промышленных объектах.

1. Комплект поставки. Данный показатель отражает весь перечень комплектующих и услуг предоставляемых заводом-изготовителем при заказе скин-системы электрообогрева. По данным, предоставленным производителями, большинство компаний включают в комплект поставки следующие элементы системы:

- ИР-нагреватель (медножильный кабель в минеральной оболочке);
- ИР-проводник (трубка из ферромагнитной стали)
- соединительные, питающие, концевые коробки;
- соединители изолированного проводника;
- трансформаторная подстанция;
- панель управления;

Исключение составляет компания BARTEC, где трансформаторная подстанция и шкафы управления предоставляются опционально. Компании Heat Trace, Rayhem, BARTEC помимо всего прочего предоставляют в комплекте поставки собственные системы сигнализации и датчики температуры. Все организации по данным каталогов оказывают услуги по проектированию и проведению теплового расчета поставляемой системы электрообогрева. ГК «ССТ» помимо всего прочего производит монтаж и тестирование работоспособности системы, ввиду присутствия непосредственно на территории РФ.

2. Мощность СКИН-системы электрообогрева трубопроводов. Данный показатель напрямую зависит от сечения проводника. При одинаковом сечении, и прочих равных характеристиках показатель зависит от технического обеспечения производства греющего кабеля и ферромагнитного трубчатого нагревателя и используемых при его создании материалов и технологий. Диаграмма сравнения СКИН-систем по мощности обогрева представлена на рисунке 1.25.

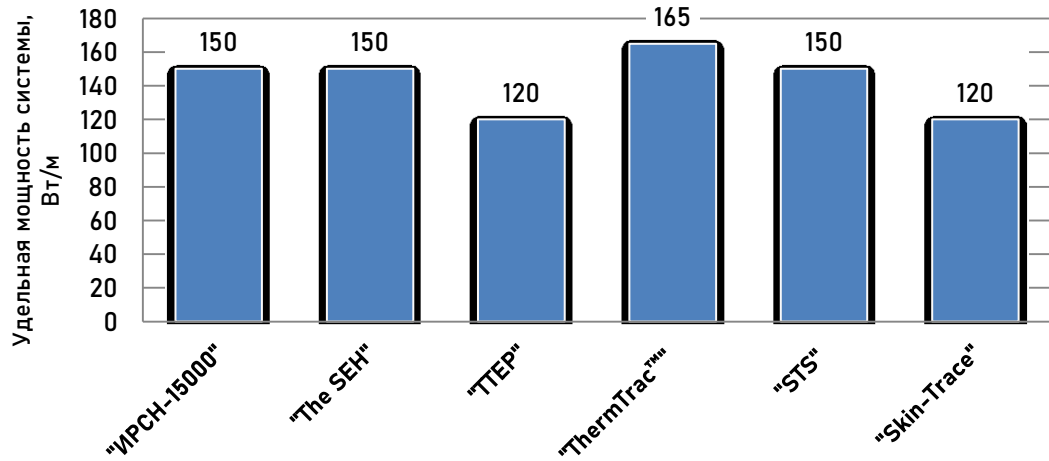


Рисунок 1.25 – Диаграмма сравнения СКИН-систем по удельной мощности обогрева

Следует учитывать, что ряд производителей, возможно, искусственно завышает данный показатель в связи с отсутствием реальных объектов, потребных в обеспечении высокой мощности обогрева. Связано это в первую очередь с использованием эффективной теплоизоляции (ППУ и др.).

3. Максимальная длина обогреваемого участка без сопроводительной сети.

По этому показателю среди выбранных для анализа ИР-систем электрообогрева значения у производителей отличаются (см. рисунок 1.26).

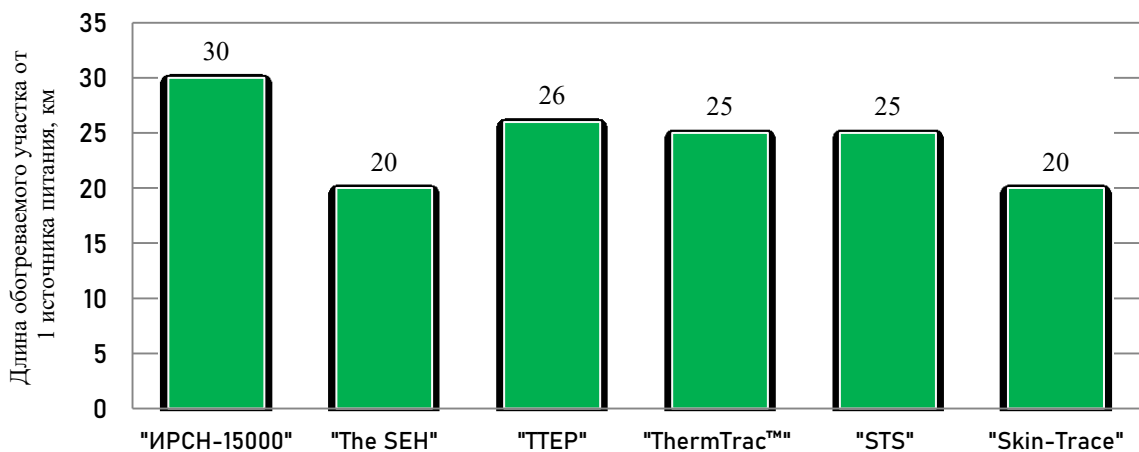


Рисунок 1.26 – Диаграмма сравнения СКИН-систем по максимальной длине обогреваемого участка при условии отсутствия сопроводительной сети

Различия могут быть связаны с тем, что в реальных условиях фактическая длина участка, запитываемого от одного источника электроснабжения, как правило, не превышает 10 км.

4. Температурные характеристики СКИН-систем. По данным показателям отличия среди рассматриваемых производителей незначительные, поскольку при производстве кабелей используются аналогичные материалы. Результаты анализа представлены в таблице 1.11.

Таблица 1.11 – Температурные характеристики СКИН-систем

Наименование производителя, системы обогрева	Диапазон допустимых температур окружающей среды, °С	Максимальная рабочая температура, °С	Допустимая температура без нагрузки, °С
ГК «ССТ», «ИРСН-15000»	-60...+55	200	260
BARTEC GmbH, «The SEN»	-55...+70	200	260
Chromalox, Inc., «ТТЕР»	-50...+60	150	250
Thermon, Inc. «ThermTrac™»	-46...+50	200	260
Raychem, Inc., «STS»	-40...+55	200	250
Heat Trace Ltd., «Skin-Trace»	-40...+50	200	230

5. Характеристики ИР-проводника и ИР-нагревательной трубки. Значения показателей, представленные в таблицах 1.11 и 1.12, свидетельствуют о том, что производимые СКИН-системы рассчитаны на работу в одинаковых режимах, а номенклатура предлагаемых типоразмеров проводников и греющих трубок отличается незначительно.

Таблица 1.12 – Характеристики ИР-проводников и ИР-нагревателей

Наименование производителя, системы обогрева	Напряжение на нагреваемом элементе, кВ	Сечение проводника, мм ²	Диаметр стального нагревающего элемента, мм
ГК «ССТ», «ИРСН-15000»	До 5	До 40	15-60
BARTEC GmbH, «The SEN»	До 5	До 40	20-50
Chromalox, Inc., «ТТЕР»	До 3	*	От 20, но не менее 6 диаметров сечения проводника
Thermon, Inc. «ThermTrac™»	До 5	8,37-42,4	До 48,1
Наименование производителя, системы обогрева	Напряжение на нагреваемом элементе, кВ	Сечение проводника, мм ²	Диаметр стального нагревающего элемента, мм
Raychem, Inc., «STS»	До 2,5/5 в зависимости от типа кабеля	13-33	*
Heat Trace Ltd., «Skin-Trace»	До 3	*	20-60

6. Срок службы СКИН-системы электрообогрева. Показатель на сегодняшний день не регламентируется. Очевидно, что он должен в идеальном случае стремиться к сроку службы трубопровода. Однако, у двух компаний указан срок службы, который варьируется от 20 до 30 лет.

7. Специализированное программное обеспечение. Выявлено, что большинство производителей СКИН-систем для проведения тепловых расчетов используют программное обеспечение, разработанное в частном порядке для конкретного технического изделия. Это может свидетельствовать об отсутствии универсального предложения на рынке софта. На сегодняшний день известен следующий перечень узконаправленных программ для проведения теплового расчета СКИН-систем обогрева трубопроводов:

- Тепломаг, IRSN 2.0 (ГК «ССТ»);
- NVent's TraceCalc Pro software (Raychem, Inc.);
- Evolution software (Heat Trace Ltd.).
- CompuTrace™ (Thermon, Inc.)

8. Вид применяемой теплопроводящей пасты. Теплопроводная паста служит для обеспечения эффективной теплопередачи при электрообогреве трубопроводов, резервуаров и других объектов. В связи с упомянутой выше закрытостью источников в ходе анализа по данному показателю удалось найти лишь информацию о теплопроводящей пасте SILARM, применение которой получило широкое распространение в условиях Российской Федерации.

В ходе анализа существующих на рынке предложений по электрообогреву трубопроводов на основе скин-эффекта были сделаны следующие наблюдения и выводы. На 2020 год в Российской Федерации не существует государственного стандарта, регламентирующего требования по производству, монтажу и эксплуатации СКИН-систем электрообогрева. В то же время в международной практике вышеперечисленные процессы регламентируются еще с 2000 года стандартом IEEE 844-2000. В связи с этим может рекомендоваться к написанию специализированная отраслевая нормативная документация.

Информация на сайтах производителей непрозрачна, имеет место завышение некоторых заявленных характеристик производителями.

Несмотря на вышеперечисленные факторы роль СКИН-систем в электрообогреве трубопроводов с каждым годом растет. Количество объектов, оборудованных данной системой увеличивается с каждым годом. Особенно актуальным является ее использование на протяженных трубопроводах в условиях арктической зоны.

В Российской Федерации свою деятельность по производству скин-систем электрообогрева осуществляет только одна отечественная организация.

При выборе производителя помимо экономической выгоды следует руководствоваться уровнем качества предоставляемых услуг по монтажу и обслуживанию оборудования, а также наличием в комплекте поставки подробных инструкций для рабочего персонала.

1.4 Расчетные методы и модели

Работа трубопровода, как правило, сопровождается изменениями режима перекачки, которые обусловлены сезонными, плановыми изменениями в пропускной способности или температуре подогрева [57], либо из-за аварийных отключений насосно-силовых агрегатов или нагревательных печей [9, 81, 141].

«Плановые изменения режимов не представляют собой сложности и имеют разработанную технологию их осуществления. Внезапные, резкие изменения подачи насосов Q или начальной температуры подогрева t_n могут привести к аварийным ситуациям – «замораживанию» трубопровода, разрыву стенок трубы и т.п. Поэтому необходимо уметь рассчитывать такие режимы эксплуатации «горячих» трубопроводов. Тепловой расчет трубопровода сводится к отысканию законов распределения температуры в потоке, омываемой им стенке и грунте. Однако решение такой сопряженной задачи встречает значительные трудности. Задача формулируется следующим образом. По трубопроводу с пропускной способностью Q_1 движется теплоноситель при установившемся режиме. Закон изменения усредненной по радиусу температуры потока описывается формулой Шухова. В некоторый момент времени,

принимаемый за нуль отсчета, подача или температура подогрева изменяется скачком и поддерживается затем на постоянном уровне. Требуется определить, как будут изменяться потери на трение во времени» [9, 49, 141].

«Если повышение параметров перекачки (Q, t_n) находится в пределах проектных величин, то работа трубопровода не вызывает опасений, но если это повышение выше проектных величин, то необходимо проверить «горячий» трубопровод на прочность и устойчивость (линейную часть и обвязку станций), а также уточнить условия работы насосов на всасывание, утечки, температурный режим. При снижении параметров перекачки эксплуатация «горячего» трубопровода существенно осложняется. При выходе из строя подогревательной станции температура перекачиваемой жидкости может оказаться ниже температуры грунта вблизи трубопровода. За счет этой разности температур возникает тепловой поток от грунта к жидкости, что вызывает некоторое (непродолжительное) повышение температуры потока. Однако процесс подогрева потока носит временный характер, так как унос тепла потоком перекачиваемой жидкости, а также рассеивание тепла с поверхности грунта в воздух приводит к резкому уменьшению тепла, аккумулированного в грунте. По мере остывания грунта происходит выравнивание его температуры и температуры жидкости. Затем температура жидкости становится выше температуры грунта, и возникает тепловой поток от жидкости в грунт, что приводит к охлаждению жидкости. При низкой начальной температуре подогрева и последующем охлаждении жидкости по длине трубопровода может произойти «замораживание». Как показали экспериментальные и теоретические исследования, резкое уменьшение подачи сразу же сказывается в каждом сечении трубопровода, тогда как при резком падении температуры в начальном и последующих сечениях снижение температуры происходит с запаздыванием, поэтому с точки зрения эксплуатации более опасным является отключение или выход из строя насосных станций или насосных агрегатов» [9, 81, 141].

«Иногда измерение параметров перекачки оказывается таким значительным по сравнению с проектным, что длительная эксплуатация трубопровода невозможна. Знание времени безопасной работы при сниженных параметрах перекачки позволит значительно повысить оперативность и гибкость в управлении сложной системой

«горячего» магистрального трубопровода и в соответствии с этим повысить надежность его работы» [9, 81, 141].

«С учетом неравномерности загрузки магистральных трубопроводов в процессе их развития или длительной эксплуатации необходимо исследовать технико-экономические вопросы работы «горячих» трубопроводов с пропускной способностью, меньшей проектной. Трубопровод при неполной его загрузке можно эксплуатировать либо непрерывно, либо циклически. В обоих случаях затраты на перекачку возрастают» [25-27].

«Магистральный трубопровод, предназначенный для транспортировки вязких и высокозастывающих нефтей и нефтепродуктов, проектируют и строят с перспективой 20...30 лет. В первые годы разработки нефтяного месторождения количество добываемой нефти меньше, чем можно перекачать по трубопроводу при полной (проектной) его загрузки. Непрерывная эксплуатация трубопровода с пропускной способностью меньше проектной требует дополнительных капитальных и эксплуатационных затрат на сооружение и содержание тепловых и насосных станций. Этого можно избежать, если проводить циклическую эксплуатацию трубопровода. Циклическая эксплуатация «горячих» магистральных трубопроводов заключается в следующем: некоторое число дней трубопровод эксплуатируют с проектной пропускной способностью, которая обеспечивает нормальный тепловой режим и гидравлические потери в пределах возможности насосной станции, а некоторое число дней перекачку по трубопроводу не производят» [75].

Перекачка нефти с промысла – это непрерывный процесс, как и ее потребление в пределах добычи. Актуальным является определение количества циклов работы трубопровода. Циклом считается время одной перекачки и одной остановки. Объем резервуарной емкости для сбора нефтепродуктов во время остановки транспортирования зависит от количества циклов. При наименьшем количестве циклов необходим резервуар большего объема. При увеличении количества циклов (и уменьшением емкости) растут затраты, необходимые для замещения вязкой нефти при остановках перекачки. Таким образом, оптимальным числом циклов можно

считать число, при котором минимальна сумма эксплуатационных расходов по содержанию емкости и затрат на выталкивание вязкой нефти из трубопровода» [75].

Если проектная пропускная способность трубопровода равна Q_1 , а действительная $Q < Q_1$, то число рабочих дней в году $n_p = \frac{Q}{Q_1} \cdot 365$; число нерабочих дней в году $n_n = 365 - n_p$. Часовое поступление нефти с промысла и проектная часовая пропускная способность трубопровода будут соответственно $Q_4 = Q/(365 \cdot 24)$ и $Q_{1ч} = Q_1/(365 \cdot 24)$.

Продолжительность работы трубопровода в период одного цикла $\tau_p = n_p 24 / \text{Ц}$, где Ц – число циклов в году. Аналогично время простоя (остановки) в период одного цикла $\tau_o = [(365 - n_p) 24] / \text{Ц}$. За τ_o нефть поступает с промысла с подачей Q_4 в резервуары головной перекачивающей станции, объём которых (1.18):

$$V_r = Q_4 \tau_o = \frac{Q(365 - n_p)}{365 \text{Ц}}. \quad (1.18)$$

В период перекачки нефть с конечного пункта непрерывно забирается потребителем с подачей, равной подаче промысла (для обеспечения непрерывности переработки). Следовательно, объём резервуаров на конечном пункте (1.19):

$$V_k = (Q_{1ч} - Q_4) \tau_p = \frac{Q_1 - Q}{365} \cdot \frac{n_p}{\text{Ц}}. \quad (1.19)$$

Суммарный объём резервуарных парков на головном и конечном пунктах трубопровода, необходимый для осуществления циклической перекачки (1.20):

$$V = \frac{2Q}{Q_1} \cdot \frac{Q_1 - Q}{\text{Ц}}. \quad (1.20)$$

«Пусть стоимость сооружения 1 м³ емкости через σ_p , а отчисления на амортизацию и текущий ремонт в долях единицы – через $\varepsilon_{от}$. Принимаем, что нефтепродукт, поступающий на конечный пункт с температурой t_k , идет на переработку. Нефть, принятая в резервуары головного пункта, охлаждается. Температуру нефти в резервуарах поддерживают такой, чтобы можно было откачивать ее насосами. Для высокопарафинистых нефтей средняя температура её перед выкачкой $t_{ср} = t_3 + (10 \div 15 \text{ K})$. Для вязких нефтей и нефтепродуктов эта

температура принимается на основании опыта эксплуатации или определяется расчетом по допустимой всасывающей способности насосов. При этом потерями от нефти от испарения можно пренебречь» [4, 158].

Количество тепла для поддержания температуры нефти (нефтепродукта) на заданном уровне для одного резервуара (1.21):

$$q_p = KF_p \Delta t \tau_o, \quad (1.21)$$

где K – коэффициент теплопередачи от нефтепродукта в окружающую среду; F_p – поверхность одного резервуара; $\Delta t = t_{cp} - t_0$; t_0 – температура окружающей среды; τ_o – время подогрева нефти, в данном случае – время остановки в период одного цикла.

Всего резервуаров на головном и конечном пунктах (1.22):

$$p_p = \frac{V}{V_p} = \frac{2Q}{Q_1} \cdot \frac{Q_1 - Q}{V_p \text{Ц}}, \quad (1.22)$$

где V_p – объем одного резервуара.

Затраты тепла на подогрев нефти в течении одного цикла в резервуарах (1.23):

$$q_{\text{ц}} = 8760KF_p \Delta t \frac{2Q}{Q_1^2} \cdot \frac{(Q_1 - Q)^2}{V_p \text{Ц}^2}. \quad (1.23)$$

Если стоимость тепловой энергии составляет σ_q , то затраты на подогрев нефти в резервуарах за год (1.24):

$$З = q_{\text{ц}} \text{Ц} \sigma_q. \quad (1.24)$$

Эксплуатационные расходы по содержанию емкости составят (1.25):

$$\mathcal{E} = V = \frac{2Q}{Q_1} \cdot \frac{Q_1 - Q}{\text{Ц}} \left[\sigma_p \varepsilon_{\text{от}} + \frac{M_1}{Q_1} (Q_1 - Q) \sigma_q \right], \quad (1.25)$$

где M_1 определяется в соответствии с выражением (1.26):

$$M_1 = \frac{1}{V_p} 8760KF_p (t_{cp} - t_0). \quad (1.26)$$

Пусть U – суммарные затраты подогрева и перекачки маловязкой жидкости. Для сохранения постоянного режима грунта при вытеснении высоковязкой нефти из трубы маловязкую жидкость подогревают до той же температуры, что и высоковязкую при перекачке. При возобновлении перекачки также предварительно

прогревают систему труба – грунт маловязкой горячей жидкостью. При прогреве перекачивают маловязкую жидкость в количестве, определяемом расчетом.

Мощность электродвигателей для привода насосов на станции (без резервных) (1.27):

$$N_{\text{ст}} = \frac{1}{\eta_{\text{н}}} Q_1 h, \quad (1.27)$$

где $\eta_{\text{н}}$ – коэффициент полезного действия (к.п.д.) насосов; h – потери давления на трение при перекачке вязкой жидкости.

В соответствии с гидравлическим расчётом магистрального трубопровода число насосных станций известна.

Определив объем трубы между насосными станциями V_{mpi} , находим время замещения высоковязкой нефти маловязкой жидкостью $\tau_{3i} = V_{\text{тp}i}/Q_1$. Зная время замещения на каждом перегоне, определим расход электроэнергии в период замещения: $W_3 = \sum_{i=1}^n N_{\text{ст}} \cdot \tau_{3i}$. Стоимость электроэнергии σ_3 находим по ценнику для данного района. Затраты на замещение $S_{\text{м}} = W_3 \sigma_3$. Количество тепла, расходуемого на подогрев маловязкой жидкости (1.28):

$$V_{\text{тp}} \rho_{\text{м}} C_{\text{рм}} \frac{t_{\text{н}} - t_{\text{к}}}{\eta_{\text{q}}}, \quad (1.28)$$

где $V_{\text{тp}}$ – объем всего трубопровода; $C_{\text{рм}}$ – теплоемкость маловязкой нефти; $t_{\text{н}}$ – температура маловязкой жидкости перед закачкой её в трубопровод; $t_{\text{к}}$ – температура маловязкой жидкости при входе на следующую тепловую станцию; η_{q} – к.п.д. тепловой установки.

Суммарные затраты на замещение для одного цикла (один объем трубы при замещении вязкой нефти маловязкой жидкостью и m_6 объема трубы при повторном цикле) (1.29):

$$u_2 = (1 + m_6) W_3 \sigma_3 + (1 + m_6) V_{\text{тp}} \rho_{\text{м}} C_{\text{рм}} \sigma_{\text{q}} \frac{t_{\text{н}} - t_{\text{к}}}{\eta_{\text{q}}}. \quad (1.29)$$

Суммарные затраты на замещение при циклической перекачке (1.30):

$$U = u_2 \Pi. \quad (1.30)$$

Полные затраты на замещение при циклической перекачке (1.31):

$$S = u_2 \Pi + \frac{2Q}{Q_1} \cdot \frac{Q_1 - Q}{\Pi} \left(\sigma_p \varepsilon_{от} + M_1 \frac{Q_1 - Q}{Q_1} \cdot \sigma_q \right). \quad (1.31)$$

Для определения минимума суммарных расходов при циклической перекачке, находим первую производную от S по Π и приравниваем её к нулю, откуда получим оптимальное число циклов (1.32):

$$\Pi_0 = \sqrt{\frac{2Q}{Q_1} \cdot \frac{Q_1 - Q}{u_2} \left(\sigma_p \varepsilon_{от} + M_1 \frac{Q_1 - Q}{Q_1} \cdot \sigma_q \right)}. \quad (1.32)$$

1.5 Эксплуатация «горячих» трубопроводов с остановками перекачки

В связи с возникающей необходимостью проведения ремонтных работ перекачивающих станций или линейной части трубопровода в процессе эксплуатации «горячих» трубопроводов приходится прекращать перекачку. Таким образом, возникает ряд вопросов: на сколько времени можно останавливать перекачку без выталкивания вязкого или высоковязкого нефтепродукта из трубы, какой будет температура нефтепродукта в трубе после остановки на некоторое время, как будут изменяться температура и давление при возобновлении перекачки и т.д. [80]. При остановке перекачки происходит охлаждение вязкого нефтепродукта, и, соответственно, повышение его вязкости. При возобновлении перекачки потери на трение резко возрастают, может произойти так называемое «замораживание» трубопровода, ликвидация которого приводит к значительным потерям нефтепродукта, загрязнению окружающей среды, а также к значительным денежным затратам. Время, по истечению которого возобновление перекачки происходит без осложнений и потери на трение не превышают возможностей насосной станции, является безопасным временем остановки «горячего» трубопровода без выталкивания высокозастывающего или вязкого нефтепродукта [15].

При транспортировке подогретых нефтей, содержащих большое количество парафина, в процессе охлаждения (остановки перекачки) возможно замедление процесса остывания за счет выделения скрытой теплоты кристаллизации. Теплоту кристаллизации парафина при расчетах можно считать дополнительной теплоемкостью

нефти. В дальнейшем не будем учитывать влияние теплоты кристаллизации парафина, если нет конкретных условий [116].

При длительной остановке «горячего» трубопровода в остывающей нефти может образоваться парафиновая структурная решетка [115, 116]. «Для расчета пускового давления [119] при возобновлении перекачки необходимо четко представлять процесс охлаждения системы труба–грунт–воздух и знать закон распределения температуры нефти по сечению трубы в зависимости от длительности остановки, условий охлаждения и свойств нефти и окружающей среды» [84]. Внутренний коэффициент теплоотдачи от нефтепродукта к внутренней стенке трубы описывается критериальным уравнением (1.33):

$$\alpha_1 = C_n \frac{\lambda}{D} (GrPr)^{n_5}, \quad (1.33)$$

где C_n и n_5 – числовые коэффициенты, которые выбирают в зависимости от произведения ($Gr \cdot Pr$). В таблице 1.13 приведены значения числовых коэффициентов C_n и n_5 в зависимости от произведения ($Gr \cdot Pr$), выражение (1.34).

Таблица 1.13 – Зависимость значений числовых коэффициентов C_n и n_5 в зависимости от произведения ($Gr \cdot Pr$)

$Gr \cdot Pr$	C_n	n_5
$10^{-3} - 5 \cdot 10^3$	1,18	0,125
$5 \cdot 10^3 - 2 \cdot 10^7$	0,54	0,25
$2 \cdot 10^7 - 10^{13}$	0,135	1/3

$$Gr = \frac{D^3(t - t_{ст})}{\nu^2} g \varphi_p; \quad Pr = \frac{\nu C_p}{\lambda} \rho, \quad (1.34)$$

где ν , φ_p , λ , C_p – соответственно коэффициенты вязкости, объёмного расширения, теплопроводности, теплоёмкости; t – температура нефтепродукта; $t_{ст}$ – температура внутренней стенки трубы; ρ – плотность нефтепродукта.

Тепловой поток от нефтепродукта в окружающую среду в единицу времени с единицы длины трубопровода можно представить следующим образом (1.35):

$$q = \pi D \alpha_1 (t - t_1) \approx \pi D_{ср} \sum_{i=1}^n \frac{\lambda_i}{\delta_i} (t_1 - t_2) \approx \pi D_H \alpha_2 (t_2 - t_0), \quad (1.35)$$

где λ_i – коэффициенты теплопроводности; δ_i – толщина металла трубы, антикоррозийной изоляции, теплоизоляции и т.д.; t_2, t_0 – температуры наружной поверхности трубопровода и окружающей среды.

Обозначим (1.36):

$$t - t_1 = x_1; t_1 - t_2 = x_2; t_2 - t_0 = x_3, \quad (1.36)$$

тогда $t = t_0 + x_1 + x_2 + x_3$.

С учетом принятых обозначений получим (1.37)

$$B_* D x_1^{n_5+1} \approx x_2 D_{\text{cp}} \sum_{i=1}^n \frac{\lambda_i}{\delta_i} \approx \frac{\alpha_{2\infty} D_{\text{H}}}{1 + m_0 \tau} x_3, \quad (1.37)$$

где B_* определяется по выражению (1.38):

$$B_* = c_{\text{п}} \frac{\lambda}{D} \left(\frac{D^3 g \varphi_{\text{p}} \rho c_{\text{p}}}{\nu \lambda} \right)^{n_5}; \quad m_0 = \frac{16\alpha}{D_{\text{H}}^2}. \quad (1.38)$$

Выражая x_2 и x_3 через x_1 , получим (1.39):

$$t = t_0 + x_1 + \frac{B_* D x_1^{n_5+1}}{D_{\text{cp}} \sum_{i=1}^n \frac{\lambda_i}{\delta_i}} + \frac{B_* D (1 + m_0 \tau)}{\alpha_{2\infty} D_{\text{H}}} x_1^{n_5+1}, \quad (1.39)$$

За время dt нефтепродукт охладится на $dt \cdot K$ (1.40)

$$dq = \pi D \alpha_1 x_1 dt = - \frac{\pi D^2}{4} \rho c_{\text{p}} dt. \quad (1.40)$$

Отсюда находим (1.41)

$$x_1 = \left(\frac{D \rho c_{\text{p}}}{4 B_*} \right)^{\frac{1}{n_5+1}} \left(- \frac{dt}{d\tau} \right)^{\frac{1}{n_5+1}}. \quad (1.41)$$

Окончательно получим дифференциальное уравнение относительно температуры (1.42):

$$T = b_6 \left(- \frac{dT}{d\tau} \right)^{\frac{1}{n_5+1}} + [r_3 + f_4 (1 + m_0 \tau)] \left(- \frac{dT}{d\tau} \right), \quad (1.42)$$

где коэффициенты определяются по формулам (1.43):

$$b_6 = \left(\frac{D \rho c_{\text{p}}}{4 B_*} \right)^{\frac{1}{n_5+1}}; \quad r_3 = \frac{D^2 \rho c_{\text{p}}}{4 D_{\text{cp}} \sum_{i=1}^n \frac{\lambda_i}{\delta_i}}; \quad f_4 = \frac{D^2 \rho c_{\text{p}}}{4 \alpha_{2\infty} D_{\text{H}}}. \quad (1.43)$$

Начальным условием для данного уравнения является $T=T_n$ при $\tau = 0$.

Постоянные коэффициенты B_* , b_6 , r_3 , f_4 вычисляются по характеристикам нефтепродукта, взятым при средней его температуре $t_{cp}=0,5(t_n+t_0)$.

Величина показателя n_5 в критериальном уравнении по данным М.А. Михеева лежит в пределах от 0,125 до 0,333 в зависимости от произведения критериев $Gr \cdot Pr$. В большинстве случаев для нефтепродуктов это произведение таково, что $n_5 \approx 1/3$, а $Cn \approx 0,135$. С целью решения дифференциального уравнения, дифференцируем его по τ , получим (1.44):

$$\frac{dT}{d\tau} = \frac{3}{4}b_6 \left(-\frac{dT}{d\tau}\right)^{-\frac{1}{4}} \left(-\frac{d^2T}{d\tau^2}\right) + (r_3 + f_4) \left(-\frac{d^2T}{d\tau^2}\right) + f_4 m_0 \left(-\frac{dT}{d\tau}\right) + f_4 m_0 \tau \left(-\frac{d^2T}{d\tau^2}\right). \quad (1.44)$$

Заменой переменной $-\frac{dT}{d\tau} = u_1^4$ получим (1.45)

$$[3b_6 + 4(r_3 + f_4 + f_4 m_0 \tau)u_1]u_1 + (1 + f_4 m_0)u_1^2 = 0. \quad (1.45)$$

Из выражения (1.45) находим (1.46):

$$\tau = c_4 u_1^{-\frac{4f_4 m_0}{1+f_4 m_0}} - \frac{3b_6}{3f_4 m_0 - 1} \frac{1}{u_1} - \frac{r_3 + f_4}{f_4 m_0}. \quad (1.46)$$

Производная от (1.46) по u_1 (1.47):

$$d\tau = \left(\frac{3b_6}{3f_4 m_0 - 1} \frac{1}{u_1^2} - \frac{4f_4 m_0 c_4}{1 + f_4 m_0} u_1^{-\frac{1+5f_4 m_0}{1+f_4 m_0}} \right) du_1. \quad (1.47)$$

Подставляя найденное значение $d\tau$ из (1.47) в замену переменных, получим (1.48):

$$-dT = \left(\frac{3b_6 u_1^2}{3f_4 m_0 - 1} \frac{1}{u_1^2} - \frac{4f_4 m_0 c_4}{1 + f_4 m_0} u_1^{-\frac{1+5f_4 m_0}{1+f_4 m_0}} \right) du_1. \quad (1.48)$$

Интегрируя последнее выражение, находим (1.49):

$$T = c_4 f_4 m_0 u_1^{\frac{4}{1+f_4 m_0}} - \frac{b_6 u_1^3}{3f_4 m_0 - 1}. \quad (1.49)$$

Уравнение (1.46) и (1.49) в параметрической форме дают решение поставленной задачи.

Для определения постоянной интегрирования c_4 используем начальное условие (при $\tau=0$ $T=T_n$). Тогда получим (1.50), (1.51):

$$T_H = c_4 f_4 m_0 u_H^{\frac{4}{1+f_4 m_0}} - \frac{b_6 u_H^3}{3f_4 m_0 - 1}; \quad (1.50)$$

$$c_4 u_H^{-\frac{4}{1+f_4 m_0}} - \frac{3b_6}{3f_4 m_0 - 1} \frac{1}{u_H} - \frac{r_3 + f_4}{f_4 m_0} = 0. \quad (1.51)$$

Из (1.50) находим значение c_4 , подставляем его в (1.51) и получаем алгебраическое уравнение для определения u_H (1.52):

$$T_H = b_6 u_H^3 + (r_3 + f_4) u_H^4. \quad (1.52)$$

В данном уравнении условию поставленной задачи удовлетворяет положительный корень.

Подставляя значение c_4 в (1.46) и (1.49), получим (1.53-1.55):

$$T = f_4 m_0 \left(\frac{3b_6}{3f_4 m_0 - 1} \frac{1}{u_H} + \frac{r_3 + f_4}{f_4 m_0} \right) \times u_1^4 \left(\frac{u_H}{u_1} \right)^{\frac{4f_4 m_0}{1+f_4 m_0}} - \frac{b_6 u_1^3}{3f_4 m_0 - 1}; \quad (1.53)$$

$$\tau = \left(\frac{3b_6}{3f_4 m_0 - 1} \frac{1}{u_H} + \frac{r_3 + f_4}{f_4 m_0} \right) \left(\frac{u_H}{u_1} \right)^{\frac{4f_4 m_0}{1+f_4 m_0}} - \frac{3b_6}{3f_4 m_0 - 1} \frac{1}{u_1} - \frac{r_3 + f_4}{f_4 m_0}; \quad (1.54)$$

$$0 \leq u_1 \leq u_H. \quad (1.55)$$

«Большинство нефтепродуктов, перекачиваемых с подогревом, являются высоковязкими или высокозастывающими, поэтому можно предположить, что внутренний коэффициент теплоотдачи от нефтепродукта к внутренней стенке трубы мало влияет на процесс охлаждения подземного трубопровода. Вследствие того, что количество тепла, накопленное грунтом, намного больше количества тепла нефти в трубе, то процесс охлаждения трубопровода определяется охлаждением грунта, в котором проложен трубопровод» [89].

Можно принять коэффициент теплоотдачи постоянным, тогда изменение температуры нефтепродукта во времени для остановленного трубопровода можно найти следующим образом согласно выражению (1.56):

$$T = x_1 \left[1 + \frac{\alpha_1 D}{D_{\text{ср}} \sum_{i=1}^n \frac{\lambda_i}{\delta_i}} + \frac{\alpha_1 D (1 + m_0 \tau)}{\alpha_{2\infty} D_H} \right]. \quad (1.56)$$

Окончательно, получим дифференциальное уравнение (1.57):

$$T = -(M + N_2\tau) \frac{dT}{d\tau}, \quad (1.57)$$

где величина M вычисляется по зависимости (1.58):

$$M = \frac{D\rho c_p}{4} \left(\frac{1}{\alpha_1} + \frac{D}{\alpha_{2\infty} D_H} + \frac{D}{D_{cp} \sum_{i=1}^n \frac{\lambda_i}{\delta_i}} \right); \quad N_2 = \frac{4\alpha_{2\infty} D_H}{D^2 \rho c_p m_0}. \quad (1.58)$$

После интегрирования и некоторых преобразований получим расчетную формулу (1.59):

$$T = T_H \left(1 + \frac{m_0 \tau}{\Phi_1} \right)^{-N_2}, \quad (1.59)$$

где коэффициенты будут равны (1.60):

$$\Phi_1 = 1 + \frac{\alpha_{2\infty} D_H}{\alpha_1 D} + \frac{\alpha_{2\infty} D_H}{D_{cp} \sum_{i=1}^n \frac{\lambda_i}{\delta_i}}. \quad (1.60)$$

При применении формулы (1.59) вычисление внутреннего коэффициента теплоотдачи от нефтепродукта к внутренней стенке трубопровода необходимо производить для средней температуры. Для того, чтобы вычислить критерий Грасгофа нужно знать разность температур между жидкостью и внутренней стенкой трубы. Для наземных трубопроводов остывание горячих нефтей или нефтепродуктов происходит в условиях омывания внешней поверхности трубопровода воздухом или водой. При этом как правило, имеет место турбулентный режим омывания, при котором процесс охлаждения определяется термическим сопротивлением теплоизоляции и переменными во времени коэффициентами теплоотдачи α_1 и α_2 , которые являются функцией температуры нефти.

Коэффициент теплопередачи от жидкости в окружающую среду будет определяться выражением (1.61):

$$\frac{1}{K \cdot D} = \frac{1}{\alpha_1 D} + \sum_{i=1}^n \frac{1}{2\lambda_i} \ln \frac{D_{i+1}}{D_i} + \frac{1}{\alpha_2 D_H}, \quad (1.61)$$

где λ_i – коэффициенты теплопроводности отложений, стенки трубы изоляции; D_{i+1} , D_i – наружные и внутренние диаметры отложений, трубы, изоляции; D_H , D – наружный и внутренний диаметр трубопровода, в котором α_1 и α_2 – переменные, так как непрерывно

изменяется температура жидкости в трубе. Когда трубопровод обмывается водой или обдувается ветром внешний коэффициент теплоотдачи α_2 будет практически постоянным, он будет определяться согласно выражения (1.62):

$$Nu_2 = 0,25 Re_n^{0,6} Pr_n^{0,38}, \quad (1.62)$$

где Re_n , Pr_n – параметры Рейнольдса и Прандтля, определяемые по характеристикам омывающей жидкости при средней её температуре.

В условиях обдувания трубопровода ветром зачастую внешний коэффициент теплоотдачи α_2 (в Вт/(м²·К)) определяют по следующей приближенной эмпирической формуле (1.63):

$$\alpha_2 = 12 + 7\sqrt{v}, \quad (1.63)$$

где v – скорость ветра, м/с. При отсутствии ветра или если трубопровод проложен не в проточной воде, то будет иметь место свободная конвекция.

В таком случае внешний коэффициент теплоотдачи должен определяться следующим образом (1.64):

$$Nu_2 = 0,5(Gr \cdot Pr)_n^{0,25}, \quad (1.64)$$

где Gr_n – параметр Грасгофа, который можно определить в соответствии с характеристиками окружающей среды при разности температур порядка 1...2 К. Считая, что изменение α_1 несущественно влияет на процесс охлаждения, получим (1.65):

$$T = T_H^* \left(-\frac{4\alpha_1\tau}{D\rho c_p \Phi_2} \right), \quad (1.65)$$

где коэффициент для расчета темпа падения температуры запишется в виде (1.66):

$$\Phi_2 = 1 + \frac{\alpha_1 D}{D_{cp}} \sum_{i=1}^n \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{\alpha_1 D}{\alpha_2 D_H}. \quad (1.66)$$

При вычислении коэффициентов теплоотдачи α_1 и α_2 параметры необходимо выбирать при средней температуре потока охлаждающей среды и охлаждаемого нефтепродукта.

1.6 Выводы по главе 1

В результате анализа современной теории и практики транспорта высоковязких нефтей в сложных природно-климатических условиях установлено, что наилучшей доступной технологией является надземная прокладка нефтепровода в ППУ-изоляции с использованием путевого электрообогрева СКИН-системой. При выборе технических решений по прокладке следует руководствоваться конкретными геокриологическими условиями и результатами теплотехнических расчетов. Несмотря на существенный накопленный опыт эксплуатации подобных систем, освоение удаленных месторождений высоковязких нефтей по-прежнему сопряжено с определенными сложностями [14]. Особенно это касается вопросов обеспечения рациональных режимов транспорта нефти с промысла до точки сдачи в систему магистральных нефтепроводов, что обусловлено сложными реологическими свойствами нефтей, а также суровыми климатическими условиями. Основной проблемой является неопределенность в вопросе научного обоснования технических решений в условиях изменяющегося объема добычи: на ранних стадиях целесообразно осуществлять циклическую перекачку, а на поздних – возводить лупинги. Характерные для нефтепроводов арктической зоны особенности проиллюстрированы в первой главе на примере подключения напорного нефтепровода Тазовского месторождения к трубопроводу «Заполярье-Пурпе» системы ПАО «Транснефть». На основе исследований, представленных в первой главе, можно сформулировать следующие основные задачи, требующие решения:

1. Провести экспериментальные исследования реологических свойств высоковязкой нефти Тазовского месторождения.

2. Теоретически обосновать формулы для гидравлического расчета нефтепроводов, транспортирующих высоковязкие нефти, проявляющие сложные реологические свойства.

3. Разработать рекомендации по транспортированию высоковязкой нефти на основе исследований ее реологических свойств в условиях изменяющихся объемов добычи.

ГЛАВА 2 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ, ТРАНСПОРТИРУЮЩИХ НЕФТИ, ПОДЧИНЯЮЩИЕСЯ СТЕПЕННОМУ ЗАКОНУ

2.1 Обоснование аналитических зависимостей для гидравлического расчета транспорта высоковязких нефтей

Гидравлический расчет трубопроводов представляет собой наиболее важную с точки зрения технологических расчетов задачу, решаемую в целях обеспечения стабильности работы нефтепроводной системы [21, 22, 42]. Снизить гидравлические сопротивления возможно различными путями [85, 86, 97, 98, 100, 115, 120, 139, 140], однако это не снимает необходимость анализа теплогидравлических процессов.

В практике расчетов применяются формулы Дарси-Вейсбаха (преимущественно для компьютерных расчетов) и Лейбензона (для аналитических выкладок).

Классическая формула Дарси-Вейсбаха описывает потери напора на трение по длине трубопровода в зависимости от определяющих параметров (2.1):

$$h_{\tau} = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{v^2}{2g}, \quad (2.1)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления,

L – длина трубопровода,

d – внутренний диаметр трубопровода,

g – ускорение свободного падения,

v – средняя скорость потока жидкости.

Основную сложность при расчете по формуле Дарси-Вейсбаха представляет определение коэффициента гидравлического сопротивления, для которого предложено большое количество расчетных формул.

Наилучшую сходимость с экспериментальными данными и серьезное теоретическое обоснование имеют формулы Кольбрука-Уайта, Черчилля и

Хааланда. Коэффициент гидравлического сопротивления по формуле Кольбрука-Уайта [7, 10] вычисляется в соответствии с (2.2)

$$\lambda = \left[2 \lg \left(\frac{2,51}{Re \cdot \sqrt{\lambda}} + \frac{\Delta}{3,7 \cdot d} \right) \right]^{-2}, \quad (2.2)$$

где Re – число Рейнольдса,

Δ – шероховатость внутренней поверхности трубы.

«Формула Черчилля, применимая во всем диапазоне чисел Рейнольдса, с учетом коэффициентов, представлена в виде» (2.3-2.5) [43, 7].

$$\lambda = 8 \cdot \left[\left(\frac{8}{Re} \right)^{12} + (A + B)^{-1,5} \right]^{1/12}, \quad (2.3)$$

$$\text{где } A = \left[-2,457 \cdot \ln \left(\left(\frac{7}{Re} \right)^{0,9} + 0,27 \cdot (\Delta/d) \right) \right]^{16}, \quad (2.4)$$

$$B = \left(\frac{37530}{Re} \right)^{16}. \quad (2.5)$$

«В зарубежной литературе используется формула Хааланда (*Haaland equation*) (2.6), которая справедлива в диапазоне $4 \cdot 10^3 < Re < 10^8$ » [7]:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1,8 \log_{10} \left(\left(\frac{\Delta}{3,7} \right)^{1,11} + \left(\frac{6,9}{Re} \right) \right). \quad (2.6)$$

«Для расчета коэффициента гидравлического сопротивления неньютоновской жидкости, подчиняющейся степенному закону, Н.А. Романовой в работе [66] предложена формула» (2.7), (2.8) [66].

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = \frac{0,88}{n} \cdot \ln \left[k(n) Re \cdot \left(\frac{\lambda}{8} \right)^{1-n/2} \right] - 2,83, \quad (2.7)$$

$$\text{где } k(n) = 2^{1-n/2} \cdot \exp \left[n \cdot \left(2,83 - \frac{0,2}{n^{1,2}} \right) / 0,88 \right]. \quad (2.8)$$

Формула (2.7) применима для области турбулентного течения степенной жидкости. Для различных диапазонов значений n предложены упрощенные аппроксимационные зависимости (2.9) – (2.11):

$$0,2 \leq n \leq 0,5 \quad \lambda Re^{\frac{1}{3}} = 0,698 \cdot n - 1,94 \cdot 10^{-2}; \quad (2.9)$$

$$0,5 < n \leq 1,25 \quad \lambda Re^{\frac{1}{4}} = 0,353 \cdot n - 3,80 \cdot 10^{-2}; \quad (2.10)$$

$$1,25 < n \leq 2,0 \quad \lambda Re^{\frac{1}{5}} = 0,234 \cdot n - 5,13 \cdot 10^{-2}. \quad (2.11)$$

В случае транспортирования высоковязких нефтей возможно применение депрессорных присадок и иных методов обработки [127-129], однако, они в полной мере не решают возникающие осложнения.

Формула Лейбензона, полученная в предположении $\lambda = \frac{A}{Re^m}$, в общем виде записывается как (2.12):

$$h_{\tau} = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot \nu^m}{d^{5-m}} \cdot L, \quad (2.12)$$

где β и m – числовые коэффициенты для различных режимов течения жидкости, ν – коэффициент кинематической вязкости нефти.

Своим очевидным преимуществом формула Лейбензона имеет аналитический характер, который позволяет наглядно связать основные параметры трубопроводного транспорта – расход, вязкость, диаметр и длину трубопровода с потерями напора. В дальнейшем это можно использовать для анализа методов увеличения пропускной способности и т.п.

В работе А.А. Коршака [49] (результаты в таблице 2.1) доказана универсальность формулы Лейбензона для широкой номенклатуры перекачиваемых продуктов и режимов течения.

Несмотря на большую проделанную работу, в настоящее время формулы для аналитического расчета движения высоковязких нефтей в форме уравнения Лейбензона получены только для вязкопластичной жидкости.

Таблица 2.1 – Коэффициенты в обобщенной формуле Л.С. Лейбензона при перекачке нефти и нефтепродуктов, природного и сжиженных газов

Режим течения		λ		A	$\beta, \text{с}^2/\text{м}$	m	Область применения
		Исходный вид	Адаптированный вид				
Ламинарный *)		$64/Re$		64	4,15	1	Нефте-, нефтепродукто- и газопроводы, трубопроводы сжиженных газов
Переходная зона		$0,0025 \cdot Re^{0,333}$		0,0025	$4,483 \cdot 10^{-3}$	-0,333	Газопроводы системы газораспределения
		$1,33 \cdot 10^{-5} \cdot Re^{1,02}$		$1,33 \cdot 10^{-5}$	$1,41 \cdot 10^{-6}$	-1,02	Нефте-и нефтепродуктопроводы, трубопроводы сжиженных углеводородных газов
Турбулентный	гидравлически гладкие трубы **)	$0,3164/Re^{0,25} \cdot f(\theta)$		$0,3164 \cdot f(\theta)$	$0,0246 \cdot f(\theta)$	0,25	То же, а также газопроводы системы газораспределения
		$0,184/Re^{0,2}$		0,184	0,0145	0,2	Магистральные газопроводы
	смешанное трение **)	$0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \bar{k}\right)^{0,25} \cdot f(\theta)$	$\frac{0,206 \cdot (\bar{k})^{0,15}}{Re^{0,1}} \cdot f(\theta)$	$0,206 \cdot (\bar{k})^{0,15} \cdot f(\theta)$	$0,0166 \cdot (\bar{k})^{0,15} \cdot f(\theta)$	0,1	Нефте- и нефтепродуктопроводы, трубопроводы сжиженных углеводородных газов, газопроводы системы газораспределения
		$0,067 \cdot \left(\frac{158}{Re} + 2 \cdot \bar{k}\right)^{0,25}$	$\frac{0,1084 \cdot (\bar{k})^{0,1507}}{Re^{0,0493}}$	$0,1084 \cdot (\bar{k})^{0,1507}$	$8,86 \cdot 10^{-3} \cdot (\bar{k})^{0,1507}$	0,0493	Магистральные газопроводы
	квадратичное трение **)	$0,11 \cdot (\bar{k})^{0,25} \cdot f(\theta)$		$0,11 \cdot (\bar{k})^{0,25} \cdot f(\theta)$	$9,09 \cdot 10^{-3} \cdot (\bar{k})^{0,25} \cdot f(\theta)$	0	Нефте- и нефтепродуктопроводы, трубопроводы сжиженных углеводородных газов
		$0,077 \cdot (\bar{k})^{0,2}$		$0,077 \cdot (\bar{k})^{0,2}$	$6,37 \cdot 10^{-3} \cdot (\bar{k})^{0,2}$	0	Магистральные газопроводы

*) Кроме трубопроводов, по которым перекачиваются жидкости с противотурбулентными присадками.

**) При перекачке нефти, нефтепродуктов и сжиженных углеводородных газов без противотурбулентных присадок $f(\theta) = 1$ [30]

Формула Лейбензона для вязкопластичной жидкости (2.13):

$$h_{\tau} = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot \nu^m \cdot \left(1 + \frac{\tau_0 \cdot \pi \cdot d^3}{6 \cdot \mu \cdot Q}\right)^m}{d^{5-m}} \cdot L, \quad (2.13)$$

где гидравлический уклон можно представить в виде выражения (2.14):

$$i = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot \nu^m \cdot \left(1 + \frac{\tau_0 \cdot \pi \cdot d^3}{6 \cdot \mu \cdot Q}\right)^m}{d^{5-m}}. \quad (2.14)$$

Коэффициенты формулы Лейбензона при различных режимах течения составят (2.15):

$$\begin{aligned} \beta &= 4.15 \frac{c^2}{m}, m = 1, Re \leq 2,3 \cdot 10^3 \cdot \left(1 + \frac{И}{6}\right); \\ \beta &= 0,0247 \frac{c^2}{m}, m = 0,25, 10^4 \cdot \left(1 + \frac{И}{6}\right) \leq Re \leq 10^5; \\ \beta &= 0,089 \cdot \left(\frac{\Delta}{d}\right)^{0,25} \frac{c^2}{m}, m = 0, Re > 500 \cdot \frac{d}{\Delta}. \end{aligned} \quad (2.15)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления при ламинарном течении степенной жидкости определяется по формуле Мещнера-Рида (2.16) [147]:

$$\lambda = \frac{64}{Re_{MR}}, \quad (2.16)$$

где Re_{MR} – обобщенное число Рейнольдса, определяемое по формуле (2.17):

$$Re_{MR} = \frac{\rho \cdot u^{(2-n)} \cdot d^n}{8^{(n-1)} \cdot k \cdot \left(\frac{3n+1}{4n}\right)^n}. \quad (2.17)$$

Формула Ирвина, определяющая коэффициент гидравлического сопротивления при турбулентном течении степенной жидкости [145] (2.18):

$$\lambda = 4 \left(\frac{D(n)}{Re_{MR}}\right)^{\left(\frac{1}{3n+1}\right)}, \quad (2.18)$$

где $D(n)$ вычисляется по формуле (2.19):

$$D(n) = \frac{2^{(n+4)}}{7^{7n}} \left(\frac{4n}{3n+1}\right)^{3n^2}. \quad (2.19)$$

Критическое число Рейнольдса предлагается определять в соответствии с зависимостью Райна-Джонсона (2.20) [149]:

$$Re_{MR} = \frac{6464 \cdot n}{(3n + 1)^2} (2 + n)^{\left(\frac{2+n}{1+n}\right)}. \quad (2.20)$$

Формулу (2.18) можно переписать в соответствии с зависимостью, используемой Лейбензоном при выводе своей формулы (2.21):

$$\lambda = \frac{A}{Re_{MR}^{m^*}}. \quad (2.21)$$

Тогда показатель степени числа Рейнольдса m определится как (2.22):

$$m^* = \frac{1}{3n + 1}. \quad (2.22)$$

В формуле (2.21) коэффициент A вычисляется исходя из зависимости (2.23):

$$A = 4 \cdot D(n)^{\left(\frac{1}{3n+1}\right)}. \quad (2.23)$$

График зависимости коэффициент A от показателя степени n в степенном законе течения жидкости представлен на рисунке 2.1.

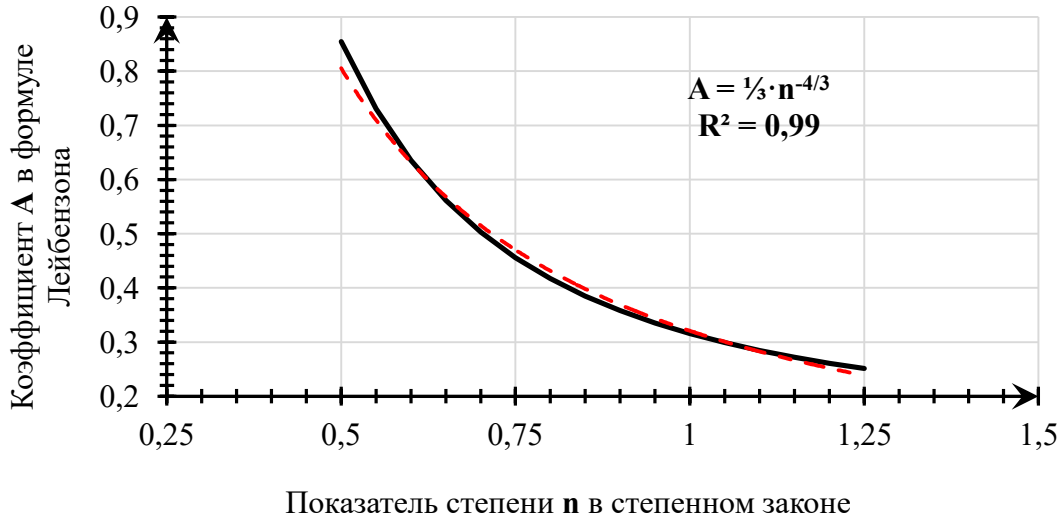


Рисунок 2.1 – График зависимости коэффициента A от показателя степени n в степенном законе течения жидкости

В результате регрессионной обработки полученных данных установлено, что коэффициент A с достаточной точностью описывается зависимостью вида (2.24) [144]:

$$A = \frac{n^{-\frac{4}{3}}}{3}. \quad (2.24)$$

Начнем вывод модифицированной формулы Лейбензона для степенной жидкости с рассмотрения классической формулы Дарси-Вейсбаха (2.25):

$$h_l = \lambda \frac{l}{d} \cdot \frac{v^2}{2g}, \quad (2.25)$$

и с учетом того, что расход нефти равен $Q = \frac{\pi d^2}{4} \cdot v$ получим выражение для потерь на трение в нефтепроводе (2.26):

$$h_l = \frac{A \cdot l \cdot 16Q^2}{Re_{MR}^m \cdot d \cdot 2g\pi^2 \cdot d^4}. \quad (2.26)$$

Представим обобщенное число Рейнольдса в удобной для дальнейших преобразований форме (2.27):

$$\begin{aligned} Re_{MR}^m &= \left(\frac{\rho \cdot v^{2-n} \cdot d^n}{8^{n-1} \cdot k \cdot \left(\frac{3n+1}{4n}\right)^n} \right)^{\frac{1}{3n+1}} = \left(\frac{\rho \cdot \left(\frac{4Q}{\pi d^2}\right)^{2-n} \cdot d^n}{8^{n-1} \cdot k \cdot \left(\frac{3n+1}{4n}\right)^n} \right)^{\frac{1}{3n+1}} \\ &= \left(\frac{4^{2-n}}{\pi^{2-n} \cdot 8^{n-1} \cdot \left(\frac{3n+1}{4n}\right)^n} \right)^{\frac{1}{3n+1}} \cdot \frac{Q^{\frac{2-n}{3n+1}} \cdot d^{\frac{3n-4}{3n+1}}}{\left(\frac{k}{\rho}\right)^{\frac{1}{3n+1}}}. \end{aligned} \quad (2.27)$$

Тогда с учетом (2.27), после ряда преобразований выражение для потерь напора на трение запишется в виде (2.28):

$$\begin{aligned} h_l &= \frac{16 \cdot n^{-\frac{4}{3}}}{2g\pi^2 \cdot 3 \cdot \left(\frac{4^{2-n}}{8^{n-1} \cdot k \cdot \left(\frac{3n+1}{4n}\right)^n \cdot \pi^{2-n}} \right)^{\frac{1}{3n+1}}} \\ &\cdot \frac{l \cdot Q^{2-\frac{2-n}{3n+1}} \cdot \left(\frac{k}{\rho}\right)^{\frac{1}{3n+1}}}{d^{5+\frac{3n-4}{3n+1}}} = \beta \cdot \frac{l \cdot \left(\frac{k}{\rho}\right)^m \cdot Q^{\frac{7n}{3n+1}}}{d^{6-5m}}. \end{aligned} \quad (2.28)$$

В выражении следует упростить коэффициент β , который определяется по формуле (2.29):

$$\beta = \frac{16 \cdot n^{-\frac{4}{3}}}{2g\pi^2 \cdot 3 \cdot \left(\frac{4^{2-n}}{8^{n-1} \cdot k \cdot \left(\frac{3n+1}{4n} \right)^n \cdot \pi^{2-n}} \right)^{\frac{1}{3n+1}}} \quad (2.29)$$

График зависимости коэффициент β от показателя степени n в формуле Лейбензона представлен на рисунке 2.2.

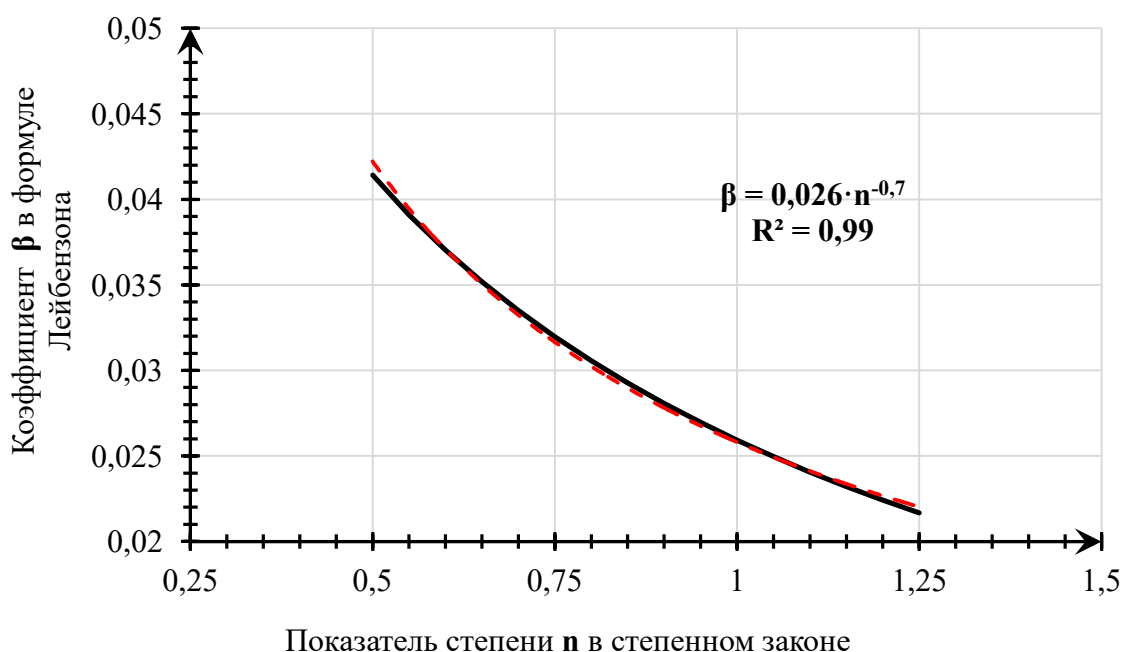


Рисунок 2.2 – График зависимости коэффициент β от показателя степени n в формуле Лейбензона

Повторив те же действия по обработке данных, что и с коэффициентом A установлено, что коэффициент β с достаточной точностью описывается зависимостью (2.30) вида:

$$\beta = 0,026 \cdot n^{-0,7}. \quad (2.30)$$

Окончательно получаем модифицированное уравнение Лейбензона для потерь напора степенной жидкости при турбулентном движении в трубопроводе, верное для диапазона показателей степени $0,5 \leq n \leq 1,25$ (2.31):

$$h = \beta \cdot \frac{l \cdot \left(\frac{k}{\rho}\right)^m \cdot Q^{\frac{7}{3}(1-m)}}{d^{6-5m}}. \quad (2.31)$$

Следуя той же логике рассуждений, повторим действия для ламинарного режима течения степенной жидкости. Для этого случая график зависимости коэффициента β от показателя степени n в формуле Лейбензона представлен на рисунке 2.3.

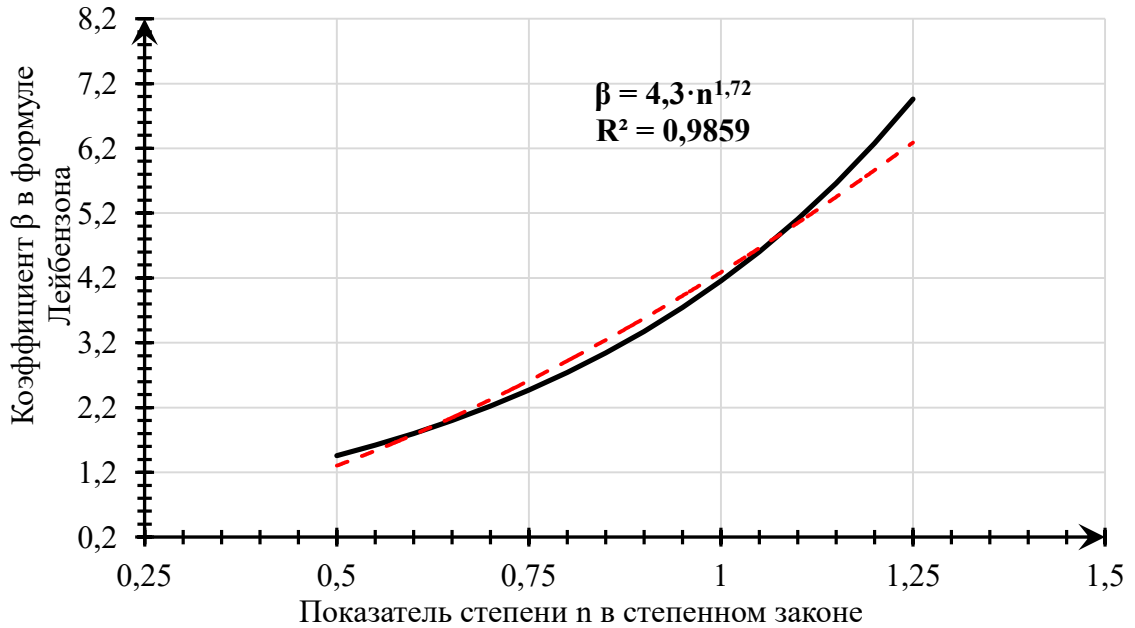


Рисунок 2.3 – График зависимости коэффициент β от показателя степени n в формуле Лейбензона

Коэффициенты $A = 64$ и $m = 1$ для ламинарного режима течения степенной жидкости, очевидно, следуют из зависимости (2.21).

Обобщение полученных коэффициентов представлено в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Обобщение полученных результатов по модифицированной формуле Лейбензона для степенной жидкости

Режим течения	Диапазон применимости	Зависимость для измерения потерь напора по длине	A	$\beta, \text{с}^2/\text{м}$	m^*
Турбулентный	$0,5 \leq n \leq 1,25$ (относительная погрешность результатов в указанном диапазоне не превышает 2%)	$h = \beta \cdot \frac{l \cdot \left(\frac{k}{\rho}\right)^{m^*} \cdot Q^{\frac{7}{3}(1-m^*)}}{d^{6-5m^*}}$	$\frac{n^{\frac{4}{3}}}{3}$	$0,026 \cdot n^{-0,7}$	$\frac{1}{3n + 1}$
Ламинарный		$h = \beta \cdot \frac{l \cdot \left(\frac{k}{\rho}\right) \cdot Q^n}{d^{3n+1}}$	64	$4,3 \cdot n^{1,7}$	1

Из таблицы 2.2 можно сделать примечательный вывод: коэффициент β при ламинарном режиме течения при $n \rightarrow 1$ близок к таковому в формуле Стокса для ньютоновской жидкости ($\beta = 4,15$), а при турбулентном течении к формуле Блазиуса ($\beta = 0,0246$).

Искусственная подгонка коэффициента для придания формулам смысловой законченности очевидно возможна, но влечет увеличение их погрешности на 5%.

2.2 Обоснование технических решений при отличии фактических объемов перекачки от проектных

Повышение гидравлической эффективности – одна из основных задач в области трубопроводного транспорта нефти [92-95].

Гидравлический уклон трубопровода, перекачивающего степенную жидкость определяется выражением (2.32):

$$i_{\text{тр}} = \beta \frac{\left(\frac{k}{\rho}\right)^{m^*} \cdot Q^{\frac{7}{3}(1-m^*)}}{d_{\text{тр}}^{6-5m^*}}. \quad (2.32)$$

Расход жидкости в трубопроводе определяется из (2.32) как (2.33):

$$Q_{\text{тр}} = \frac{7}{3(1-m^*)} \sqrt{i_{\text{тр}} \cdot \frac{d_{\text{тр}}^{6-5m^*}}{\left(\frac{k}{\rho}\right)^{m^*} \cdot \beta}}. \quad (2.33)$$

Таким же образом можно найти расход в лупинге (2.34):

$$Q_{\text{л}} = \frac{7}{3(1-m^*)} \sqrt{i_{\text{л}} \cdot \frac{d_{\text{л}}^{6-5m^*}}{\left(\frac{k}{\rho}\right)^{m^*} \cdot \beta}}. \quad (2.34)$$

Суммарный расход в нефтепроводе есть сумма расходов в основном трубопроводе и лупинге (2.35):

$$Q = Q_{\text{л}} + Q_{\text{тр}} = Q = \frac{7}{3(1-m^*)} \sqrt{\frac{i_{\text{л}}}{\left(\frac{k}{\rho}\right)^{m^*} \cdot \beta}} \cdot \left(d_{\text{тр}}^{\frac{6-5m^*}{3(1-m^*)}} + d_{\text{л}}^{\frac{6-5m^*}{3(1-m^*)}} \right). \quad (2.35)$$

Преобразуем выражение (2.35) к виду (2.36):

$$Q_{\frac{7}{3}(1-m^*)} = \frac{i_{\text{л}}}{\left(\frac{k}{\rho}\right)^{m^*} \cdot \beta} \cdot \left(d_{\text{тр}}^{\frac{6-5m^*}{\frac{7}{3}(1-m^*)}} \left(1 + \left(\frac{d_{\text{л}}}{d_{\text{тр}}}\right)^{\frac{6-5m^*}{\frac{7}{3}(1-m^*)}} \right) \right)^{\frac{7}{3}(1-m^*)}. \quad (2.36)$$

Гидравлический уклон для лупинга выражается как (2.37):

$$i_{\text{л}} = \beta \frac{\left(\frac{k}{\rho}\right)^{m^*} \cdot Q_{\frac{7}{3}(1-m^*)}}{d^{6-5m^*}} \cdot \left(\frac{1}{1 + \left(\frac{d_{\text{л}}}{d_{\text{тр}}}\right)^{\frac{6-5m^*}{\frac{7}{3}(1-m^*)}}} \right)^{\frac{7}{3}(1-m^*)} = i \cdot \omega. \quad (2.37)$$

Окончательно получаем коэффициент, учитывающий наличие лупинга (2.38):

$$\omega_{\text{т}}^* = \frac{1}{\left(1 + \left(\frac{D_{\text{л}}}{D_{\text{тр}}}\right)^{\frac{6-5m^*}{\frac{7}{3}(1-m^*)}} \right)^{\frac{7}{3}(1-m^*)}}. \quad (2.38)$$

Для маловязких нефтей это соотношение записывается в виде (2.39):

$$\omega = \frac{1}{\left(1 + \left(\frac{D_{\text{л}}}{D_{\text{тр}}}\right)^{\frac{5-m}{2-m}} \right)^{2-m}}. \quad (2.39)$$

Коэффициент увеличения пропускной способности (2.40):

$$\chi_{\text{л}} = \frac{1}{\left[1 - \frac{l_{\text{л}}}{L_{\text{тр}}}(1-\omega) \right]^{\frac{1}{2-m}}}. \quad (2.40)$$

Сравнивая величины коэффициентов, учитывающих наличие лупинга, получаем график ряда зависимостей, представленный на рисунке 2.4.

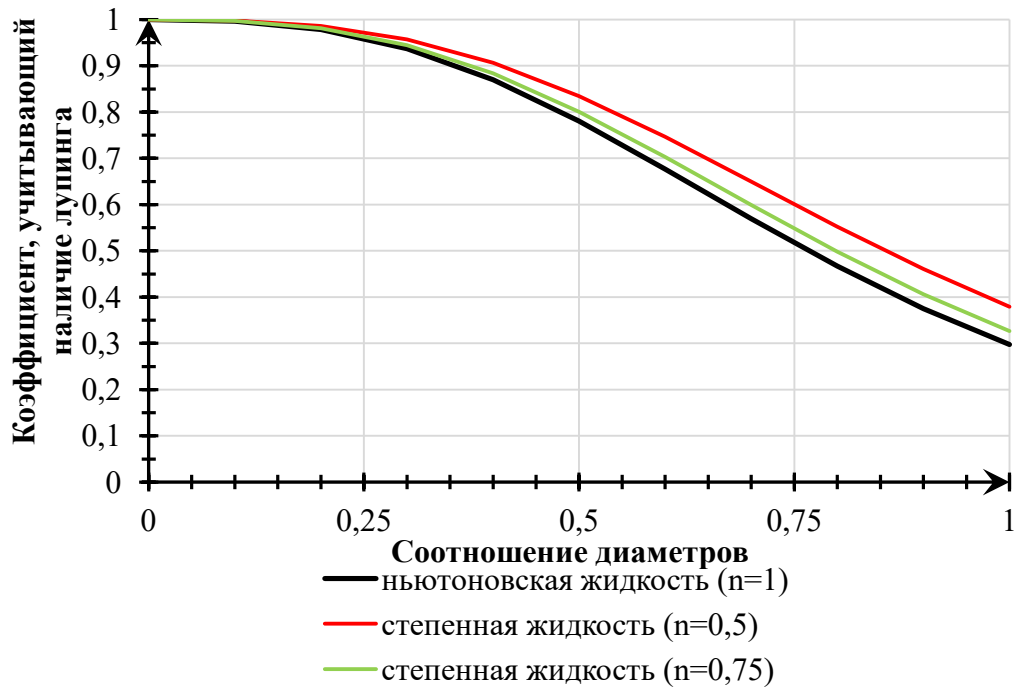


Рисунок 2.4 – График зависимости коэффициента, учитывающего наличие лупинга, от соотношения диаметров для различных типов нефтей

Из рисунка 2.4 можно сделать несколько выводов:

- максимальное отличие достигается при соотношении диаметров равном единице и при наиболее выраженном отклонении от ньютоновского характера течения жидкости;

- в силу незначительного отличия коэффициента, учитывающего наличие лупинга (при $n=0,75$ и $D_{л}/D_{тр} = 1$ составляет не более 10%), можно полагать, что при соблюдении иных технических решений в части обеспечения теплового режима, коэффициент увеличения пропускной способности будет близок к коэффициенту для маловязких нефтей. Таким образом, можно рекомендовать прокладку лупинга или параллельной нитки как эффективное средство увеличения пропускной способности при развитии месторождения [80].

Теперь рассмотрим случай, когда объемы перекачки нефти по трубопроводу меньше проектных. Подобная ситуация может возникать при введении в эксплуатацию новых месторождений, когда объем добычи не вышел на заданное значение и подключении их к системе магистральных нефтепроводов. Горячая перекачка подразумевает некоторое минимальное значение расхода в трубопроводе, ниже которого нельзя перекачивать жидкость из-за непомерно

возрастающих потерь на трение. В этой связи возникает необходимость **циклической перекачки**: часть времени нефтепровод работает, а часть времени находится в остановленном состоянии. Классическое решение по выбору оптимального числа циклов получено Тугуновым П.И. (2.41):

$$\zeta_0 = \sqrt{\frac{2Q}{Q_1} \cdot \frac{Q_1 - Q}{u_2} \left(\sigma_p \varepsilon_{от} + M_1 \frac{Q_1 - Q}{Q_1} \cdot \sigma_q \right)}. \quad (2.41)$$

Данное решение, однако, подразумевало собой использование технологии замещения высоковязкой нефтью маловязкой. Как правило, для этого требовалось прокачать 3 объема трубопровода (1 при первом замещении, 2 при повторном пуске). Заметим также, что решение получено в общем виде, и не учитывает некоторые современные положения нормативной документации.

В случае применения СКИН-системы вместо затрат на замещение высоковязкой нефти следует учитывать затраты на подогрев нефти во время остановки $u_{скин}$, которые можно определить по формуле (2.42):

$$u_{скин} = N_{скин} \cdot \tau_{скин} \cdot \frac{\sigma_э}{\eta_э} = \frac{\pi \cdot d \cdot K}{\xi} \cdot (T_{уст} - T_{окр}) \cdot \tau_{скин} \cdot \frac{\sigma_э}{\eta_э}, \quad (2.42)$$

где $N_{скин}$ – мощность системы, $\tau_{скин}$ – время работы системы обогрева, ξ – поправочный коэффициент, $T_{уст}$ – температура поддержания.

По своей структуре формула для оптимального количества циклов не будет отличаться от формулы Тугунова (2.43):

$$\zeta_{скин} = \sqrt{\frac{2Q}{Q_1} \cdot \frac{Q_1 - Q}{u_{скин}} \left(\sigma_p \varepsilon_{от} + M_1 \frac{Q_1 - Q}{Q_1} \cdot \sigma_q \right)} = \zeta_0 \sqrt{\frac{u_2}{u_{скин}}}. \quad (2.43)$$

Однако, поскольку в случае теплоизолированного нефтепровода $u_{скин}$, как правило, значительно меньше u_2 , то количество циклов перекачки увеличивается. Это означает, что нефтепровод стремится к большей загрузке и способен гибко реагировать на изменения в системе (нет необходимости в избыточной емкости резервуарного парка). Таким образом, применение теплоизоляции и систем обогрева протяженных трубопроводов эффективно позволяет решить задачу обеспечения перекачки при пониженных расходах.

2.3 Выводы по главе 2

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.

Установлено, что гидравлический расчет нефтепроводов, транспортирующих нефть, реологические свойства которой описываются степенным законом, допустимо проводить по модифицированной формуле Лейбензона в диапазоне параметра $0,5 \leq n \leq 1,25$. Относительная погрешность полученного соотношения не превосходит 2%. Важно отметить факт, что коэффициенты в полученных формулах в предельном случае $n=1$ близки к таковым у ньютоновских нефтей, что свидетельствует о внутреннем единстве полученных зависимостей.

Получена формула расчета оптимального количества циклов трубопровода, транспортирующего высоковязкую нефть, оборудованного СКИН-системой электрообогрева.

Рассмотрены случаи перекачки высоковязкой нефти при различных расходах. При производительности выше проектной рекомендуется использовать лупинг, а при пониженном расходе с периодическими остановками необходимо рассчитать рациональное число циклов по полученной формуле.

ГЛАВА 3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТИ ТАЗОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

3.1 Исследования реологических свойств нефти

Комплексные реологические исследования проведены с использованием лабораторной базы Санкт-Петербургского горного университета и включали в себя определение зависимостей напряжения сдвига и коэффициента динамической вязкости от скорости сдвига [124, 125, 155-157, 159]. На рисунке 3.1 представлен общий вид использованного при исследованиях ротационного вискозиметра Rheotest RN 4.1.



Рисунок 3.1 – Общий вид ротационного вискозиметра Rheotest RN 4.1

Вискозиметр Rheotest RN 4.1 предназначен для проведения измерения реологических свойств [45] исследуемой жидкости, а также определения динамической вязкости продукта, в соответствии с ГОСТ 1929-87 «Нефтепродукты. Методы определения динамической вязкости на ротационном вискозиметре».

Действие ротационных вискозиметров модификации RN 4.1 основано на определении изменения крутящего момента ротора, который создается движением исследуемо жидкости. Крутящий момент ротора и его изменение

фиксирует датчик угла вращения приводной пружины. Изменение крутящего момента ротора можно определить по изменению силы тока в приводе.

Исследования реологических свойств нефти [32-38, 119, 120] проводятся с использованием цилиндрических измерительных систем (как цилиндрических, так и конусных систем или систем «пластина-пластина»).

Основные технические характеристики ротационного вискозиметра Rheotest RN 4.1 приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Основные технические характеристики ротационного вискозиметра Rheotest RN 4.1

Параметр	Единицы измерения	Значение
Диапазон измерений динамической вязкости	мПа·с	от 10 до $3,0 \cdot 10^8$
Пределы допускаемой относительной погрешности вискозиметра	%	от минус 3 до плюс 3
Количество измерительных пар	шт.	13
Диапазон напряжений сдвига	Па	от 1,3 до $3,5 \cdot 10^3$
Диапазон градиентов скоростей сдвига	с ⁻¹	от 0,04 до $2 \cdot 10^4$
Диапазон рабочих температур	°С	от минус 30 до плюс 200
Наименьший объем пробы испытуемой жидкости	мл	5
Длина вискозиметра	мм	290
Ширина вискозиметра	мм	280
Высота вискозиметра	мм	500
Масса вискозиметра	кг	30

Основными зависимостями, характеризующими реологические свойства нефти, являются зависимость коэффициента динамической вязкости от скорости сдвига и напряжения сдвига от скорости сдвига [77, 78].

В таблице Б.3 Приложения Б представлены графики зависимостей коэффициента динамической вязкости от скорости сдвига при различных температурах нефти.

В таблице Б.4 Приложения Б представлены графики зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига при различных температурах нефти.

На рисунке 3.2 представлен график зависимости коэффициента кинематической вязкости нефти Тазовского месторождения от температуры нефти [38].

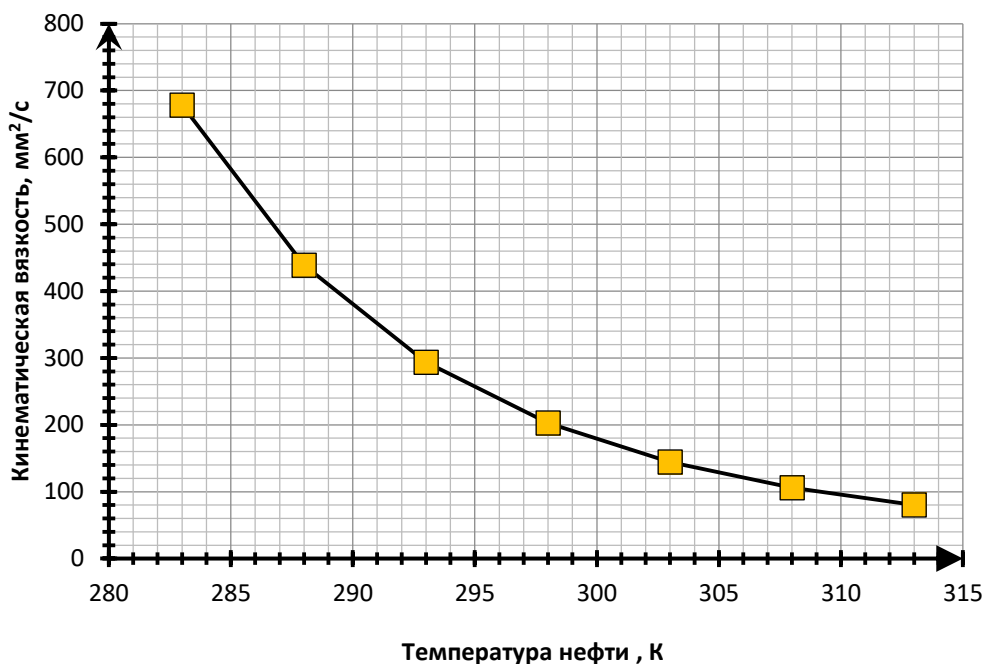


Рисунок 3.2 – График зависимости коэффициента кинематической вязкости нефти Тазовского месторождения от температуры нефти Тазовского месторождения

Графики зависимости коэффициентов динамической вязкости нефти Тазовского месторождения от скорости сдвига представлены на рисунке 3.3.

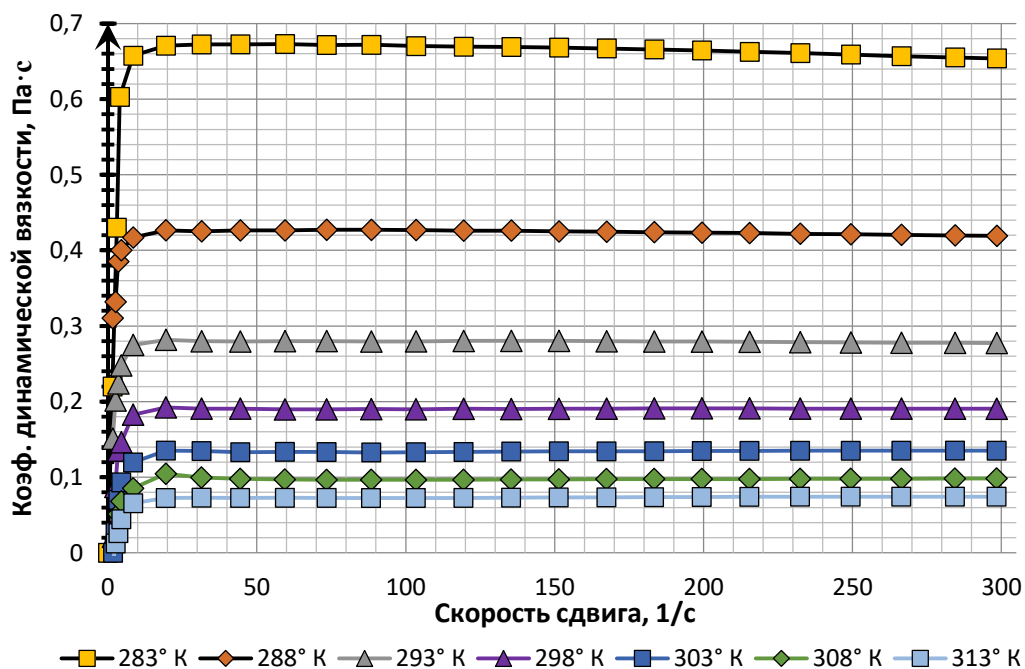


Рисунок 3.3 – Графики зависимости коэффициента динамической вязкости нефти Тазовского месторождения от скорости сдвига

На рисунке 3.4 приведены графики зависимости напряжения сдвига нефти Тазовского месторождения от скорости сдвига.

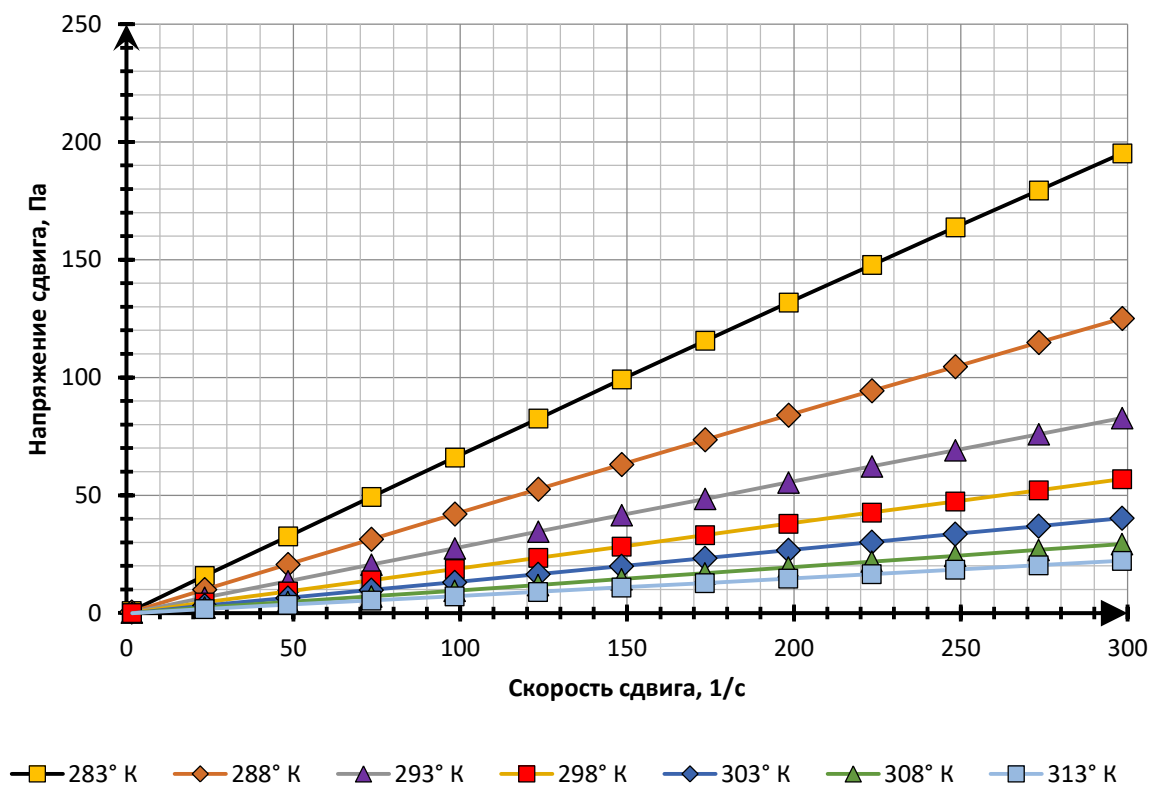


Рисунок 3.4 — Графики зависимости напряжения сдвига нефти Тазовского месторождения от скорости сдвига

Помимо образца нефти, отобранного из действующей первой нитки, исследованы перспективные нефтесмеси (далее – НС) с учетом планируемых к транспорту запасов. В таблице 3.2 представлены зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига для различных температур.

Таблица 3.2 – Параметры реологической модели для различных НС, планируемых к перекачке по нефтепроводу

НС	Диапазон скорости сдвига, 1/с	Реологическая модель (определена по алгоритму см. формулы 3.1 – 3.6)	Параметры модели	Ссылка на рисунок в тексте диссертационной работы
1	3	4	5	6
НС-1	1...300	Оствальда-де Вааля (<i>Ostwald de Waele model or power-law</i>) $\tau = k\dot{\gamma}^n$	при 10 °С: $k = 0,896$; $n = 0,943$ при 20 °С: $k = 0,324$; $n = 0,972$ при 30 °С: $k = 0,144$; $n = 0,988$ при 40 °С: $k = 0,0765$; $n = 0,994$	Рисунок 3.4

Продолжение таблицы 3.2

НС-2	1...300	Оствальда-де Вааля (<i>Ostwald de Waele model or power-law</i>) $\tau = k\dot{\gamma}^n$	при 10 °С: $k = 0,874$; $n = 0,853$ при 20 °С: $k = 0,432$; $n = 0,883$ при 30 °С: $k = 0,157$; $n = 0,951$ при 40 °С: $k = 0,0643$; $n = 0,985$	Рисунок 3.5
НС-3	1...300	Оствальда-де Вааля (<i>Ostwald de Waele model or power-law</i>) $\tau = k\dot{\gamma}^n$	при 10 °С: $k = 0,974$; $n = 0,801$ при 20 °С: $k = 0,482$; $n = 0,871$ при 30 °С: $k = 0,194$; $n = 0,926$ при 40 °С: $k = 0,0783$; $n = 0,991$	Рисунок 3.6
НС-4	1...300	Оствальда-де Вааля (<i>Ostwald de Waele model or power-law</i>) $\tau = k\dot{\gamma}^n$	при 10 °С: $k = 1,204$; $n = 0,832$ при 20 °С: $k = 0,682$; $n = 0,901$ при 30 °С: $k = 0,308$; $n = 0,976$ при 40 °С: $k = 0,0823$; $n = 0,994$	Рисунок 3.7
НС-5	1...300	Оствальда-де Вааля (<i>Ostwald de Waele model or power-law</i>) $\tau = k\dot{\gamma}^n$	при 10 °С: $k = 1,017$; $n = 0,812$ при 20 °С: $k = 0,573$; $n = 0,841$ при 30 °С: $k = 0,264$; $n = 0,905$ при 40 °С: $k = 0,0742$; $n = 0,993$	Рисунок 3.8

На рисунке 3.5 представлены графики зависимости напряжения сдвига НС-2 от скорости сдвига.

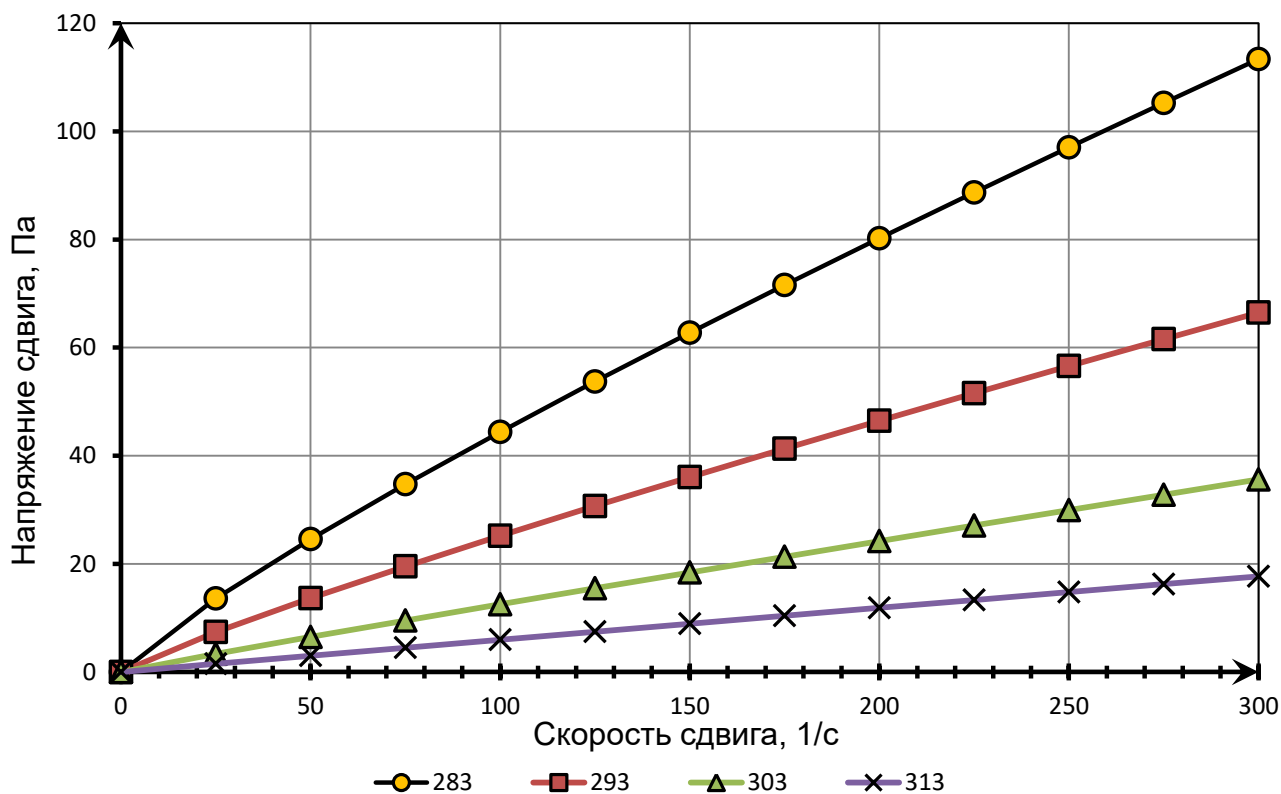


Рисунок 3.5 — Графики зависимости напряжения сдвига НС-2 от скорости сдвига

На рисунке 3.6 представлены графики зависимости напряжения сдвига НС-3 от скорости сдвига.

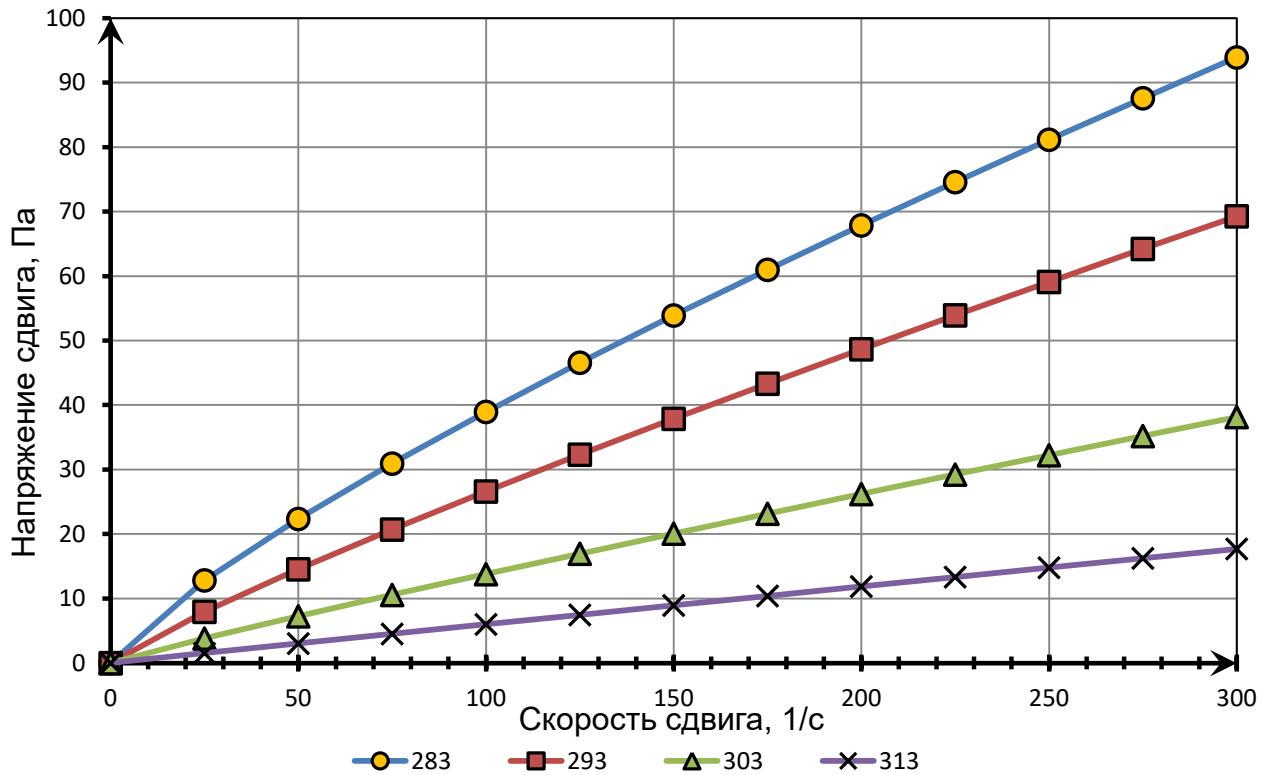


Рисунок 3.6 — Графики зависимости напряжения сдвига НС-3 от скорости сдвига

На рисунке 3.7 представлены графики зависимости напряжения сдвига НС-4 от скорости сдвига.

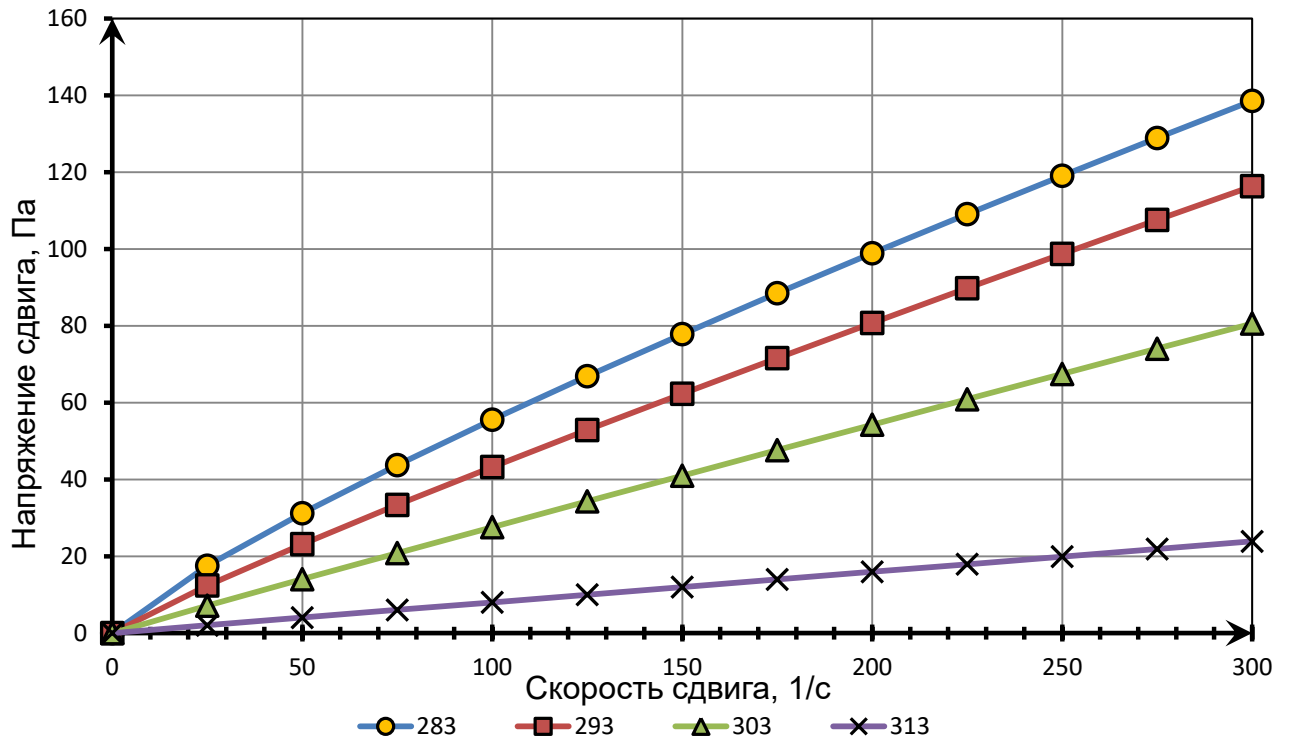


Рисунок 3.7 — Графики зависимости напряжения сдвига НС-4 от скорости сдвига

На рисунке 3.8 представлены графики зависимости напряжения сдвига НС-5 от скорости сдвига.

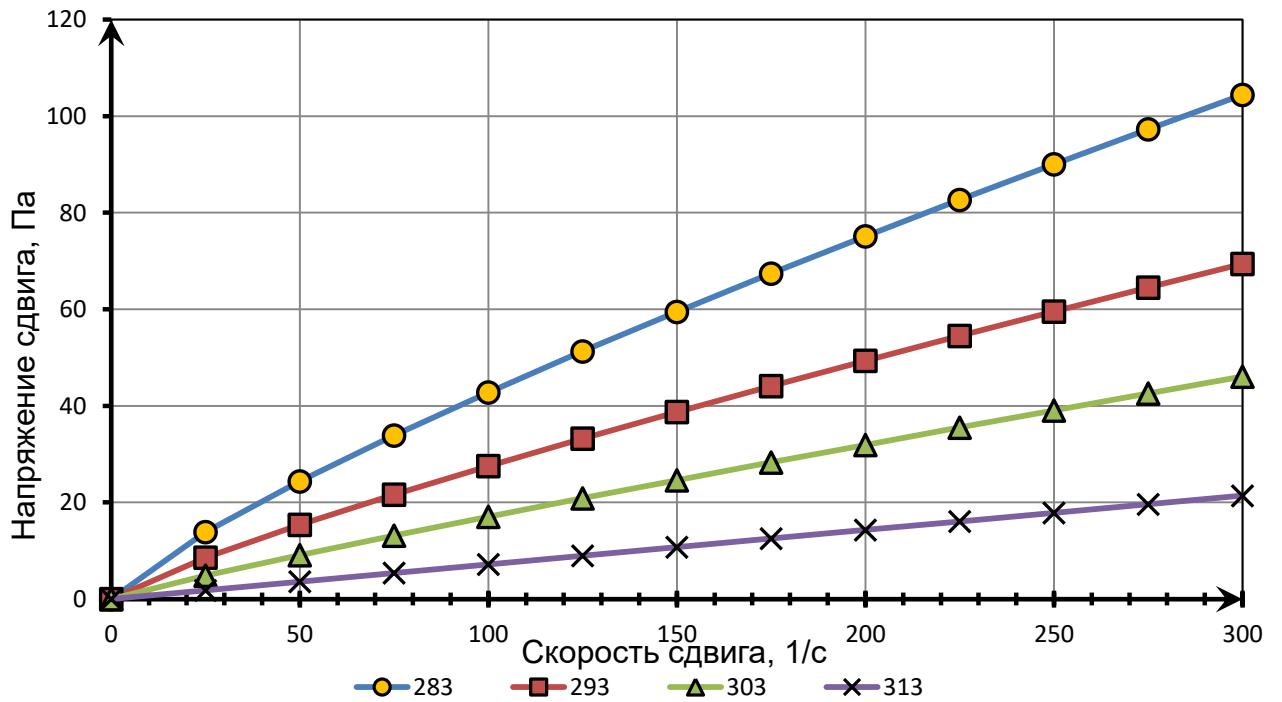


Рисунок 3.8 — Графики зависимости напряжения сдвига НС-5 от скорости сдвига

На рисунке 3.9 представлены показательные графики зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига и температуры для НС-5.

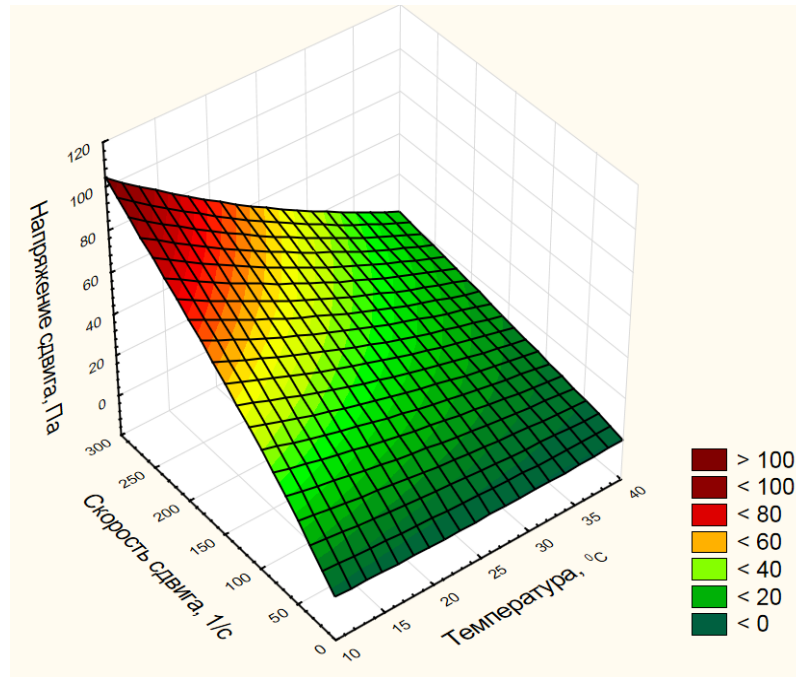


Рисунок 3.9 — Графики зависимости напряжения сдвига НС-5 от скорости сдвига и температуры

Для коэффициента k характерна экспоненциальная зависимость от температуры (рисунок 3.10), в то же время коэффициент n при росте температуры нефти линейно стремится к 1 (по сути, осуществляется предельный переход к ньютоновской жидкости) [125].

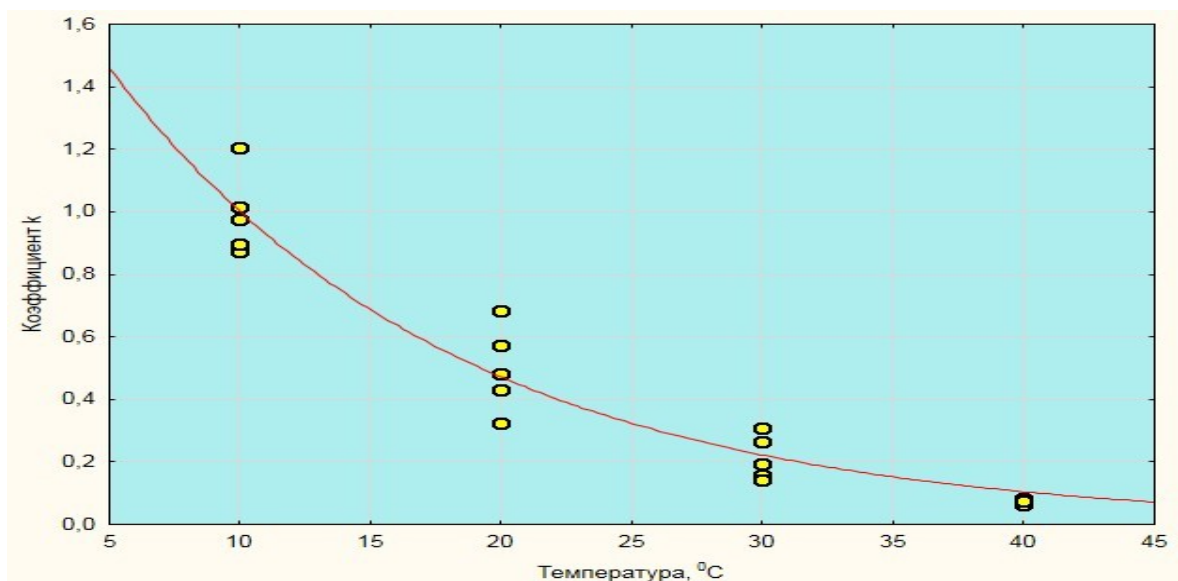


Рисунок 3.10 – График зависимости коэффициента k в модели Оствальда от температуры для различных нефтяных смесей

Коэффициенты для реологических моделей определены в соответствии с «Методикой определения реологических свойств нефти и выбора модели течения» и РД 75.180.00-КТН-198-09.

Результаты экспериментов реологических характеристик нефти, представленные в виде выборки $\dot{\gamma}_1\tau_1, \dot{\gamma}_2\tau_2, \dots, \dot{\gamma}_l\tau_l$, где τ_i – значение касательного напряжения при скорости сдвига $\dot{\gamma}_i$ ($i = 1, 2, \dots, l$), l – объем выборки являются исходными данными при выборе реологической модели.

Предполагается, что зависимость $\tau = \tau(\dot{\gamma})$ описывается реологической моделью вида $\tau = f(\dot{\gamma}, a_1, \dots, a_k)$, где f – некоторая заданная функция, содержащая неизвестные параметры a . Выбор модели осуществляется по среднему квадрату отклонений и риску [157, 159].

Средний квадрат отклонений, называемый также функционалом эмпирического риска, рассчитывается по формуле (3.1):

$$l_0(a) = \frac{1}{l} \sum_{i=1}^l (y_i - F(x_i, a))^2, \quad (3.1)$$

где a – параметры модели.

Риск оценивается следующим выражением (3.2):

$$I_m(a) = \left[\frac{I_0(a)}{1 - \sqrt{\frac{n(\ln(l) + 1) - \ln r}{l}}} \right]_{\infty}, \quad (3.2)$$

где r – вероятность того, что риск будет меньше либо равен полученной его оценки; n – количество параметров модели.

$$\text{Здесь } [z]_{\infty} = \begin{cases} z, & z \geq 0 \\ \infty, & z < 0 \end{cases}$$

При наибольшем (близком к единице) значении вероятности r , выбор будет производиться среди простых однопараметрических моделей, при малом – среди сложных моделей, что не всегда оправдано. В работе принимается значение $r = 0,51$, представляющий собой некий средний вариант. Стоит отметить, что выбор

значения r субъективен и зависит от того, предпочтение какой модели желает отдать исследователь [157, 159].

В рассматриваемой методике реологическая модель выбирается по минимуму аддитивного критерия (3.3):

$$s = \alpha_1 \cdot I_0(a) + \alpha_2 \cdot I_m(a), \quad (3.3)$$

где α_1, α_2 – коэффициенты.

В РД 75.180.00-КТН-198-09 применяется принцип минимума аддитивного критерия (3.6), используется нормированное значение среднего квадрата отклонений (Sn) (3.4) и нормированное значение риска (Rn) (3.5):

$$Sn_j = \frac{I_0(a)_j}{\sum_{i=1}^4 I_0(a)_i}, \quad (3.4)$$

$$Rn_j = \frac{I_m(a)_j}{\sum_{i=1}^4 I_m(a)_i}, \quad (3.5)$$

$$Y = \min_j (Sn_j + Rn_j), \quad (3.6)$$

где j – номер модели течения (по списку выбора моделей).

Введение аддитивного критерия позволит устранить неопределенность с выбором коэффициентов, но это не решит всех проблем. В работах, использующих представленную методику, выбор модели производился из 4 наиболее распространенных реологических моделей (таблица 3.3).

Таблица 3.3 – Реологические модели течения неньютоновских жидкостей

Название модели	Уравнение	Примечание
Ньютона	$\tau = \mu \dot{\gamma}$	Модель ньютоновской жидкости, сложность модели $n = 1$
Шведова-Бингама	$\tau = \tau_0 + \mu \dot{\gamma}$	Сложность модели $n = 2$
Оствальда-де Ваале	$\tau = k \dot{\gamma}^n$	Степенная модель, сложность модели $n = 2$
Гершеля- Бакли	$\tau = \tau_0 + k \dot{\gamma}^n$	Сложность модели $n = 3$

3.2 Исследования компонентного состава

На рисунке 3.9 представлен общий вид газового хроматомасс-спектрометра «GCMS-QP2010 SE».



Рисунок 3.9 – Общий вид газового хроматомасс-спектрометра «GCMS-QP2010 SE»

Основные технические характеристики газового хроматомасс-спектрометра «GCMS-QP2010 SE» приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Основные технические характеристики газового хроматомасс-спектрометра «GCMS-QP2010 SE»

Параметр	Единицы измерения	Значение
Диапазон регулируемых масс	m/z	От 1,5 до 1000
Разрешение	M	2
Максимальная скорость сканирования	а.е.м./с	10 ⁴
Производительность системы вакуумирования	л/с	58
Максимальный поток газа-носителя через колонку	мл/мин	4
Максимальная чувствительность для 1 пг октафторнафталина	–	От 600

Анализатор масс в хроматомасс-спектрометре представлен в виде металлического квадрупольного с установленным предфильтром. Ионизация при рутинном анализе возможна только за счет электронного удара.

Условия съёмки: газовый хромато-масс-спектрометр GCMS-QP2010 Ultra, газ носитель – гелий, колонка HP-5MS 30м-0,25мм-0,25мкм, начальная температура 70 °С (выдержка 10 минут), конечная температура 250 °С (выдержка

15 минут), скорость нагрева 10°C/мин; температура инжектора 280°C, объем вводимой пробы 1 мкл, деление потока 1:10, скорость потока газа носителя по колонке 1 мл/мин, съемка на масс-детекторе в режиме сканирования от $m/z = 20$ до $m/z = 600$.

Для проведения анализа на колонке с неполярной фазой проба нефти разбавлялась в гексане до концентрации 10% (10 000 ppm). Одновременно проводился анализ растворителя (холостой пробы), обнаруженные примеси которого были исключены (не учитывались соответствующие им пики) при обработке хроматограмм.

Полученная хроматограмма приведена на рисунке 3.6. Идентификация компонентов производилась с использованием базы NIST MS Search 2.0. Для оценки содержания идентифицированных компонентов в пробе был проведён полуколичественный анализ. Для этого в качестве стандарта использовался раствора гексадекана в гексане с концентрацией 1 ppm. Результаты приведены в таблице Б.1 Приложения Б, из которой видно, что идентифицированные соединения составляют 1,6%. Вид полученный хроматограммы (рисунок 3.10) свидетельствует о большом количестве неподелившихся компонентов. Идентифицированные компоненты представлены в основном полярными классами соединений (спирты, кислоты, альдегиды). Стоит отметить практически полное отсутствие класса парафинов, что является нетипичным для нефтей. Для разделения идентифицированной кислородо-содержащей органики дальнейшие исследования проводились с использованием хроматографической колонки с неполярной фазой.

Хроматограмма 10% раствора нефти в гексане, полученная на колонке с неполярной фазой, приведена на рисунке 3.10.

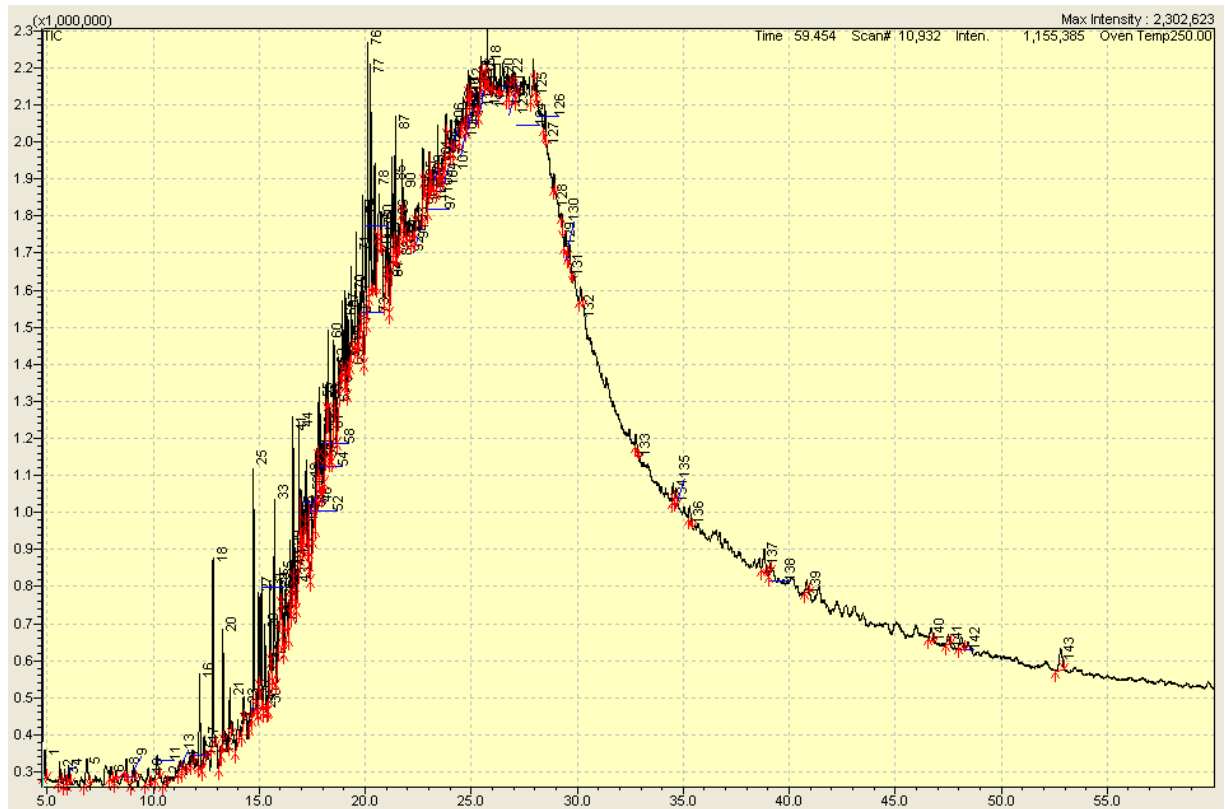


Рисунок 3.10 – Хроматограмма 10% раствора нефти в гексане, полученная на колонке с неполярной фазой

Условия съёмки: газовый хромато-масс-спектрометр GCMS-QP2010 Ultra, газ носитель – гелий, колонка Stabilwax-DA 30м-0,25мм-0,25мкм, начальная температура 70 °С (выдержка 10 минут), конечная температура 280 °С (выдержка 15 минут), скорость нагрева 5 °С/мин; температура инжектора 280°С, объем вводимой пробы 1 мкл, деление потока 1:10, скорость потока газа носителя по колонке 1 мл/мин, съёмка на масс-детекторе в режиме сканирования от $m/z = 20$ до $m/z = 600$.

Для проведения анализа на колонке с полярной фазой проба нефти разбавлялась в толуоле до концентрации 10% (10 000 ppm). Одновременно проводился анализ растворителя (холостой пробы), обнаруженные примеси которого были исключены (не учитывались соответствующие им пики) при обработке хроматограмм.

Полученная хроматограмма приведена на рисунке 3.11. Идентификация компонентов производилась с использованием базы NIST MS Search 2.0. Для оценки содержания идентифицированных компонентов в пробе был проведён

полуколичественный анализ. Для этого в качестве стандарта использовался раствор гексадекана в толуоле с концентрацией 1 ppm. Результаты приведены в таблице Б.2 Приложения Б, из которой видно, что идентифицированные соединения составляют менее 7%, что несколько больше, чем при работе на колонке с неполярной фазой, однако вид хроматограммы и в этом случае свидетельствует о наличии большого количества неразделившихся компонентов.

Поэтому было решено провести исследования образца методом ИК-спектроскопии с использованием Фурье спектрометра IRAffinity-1.

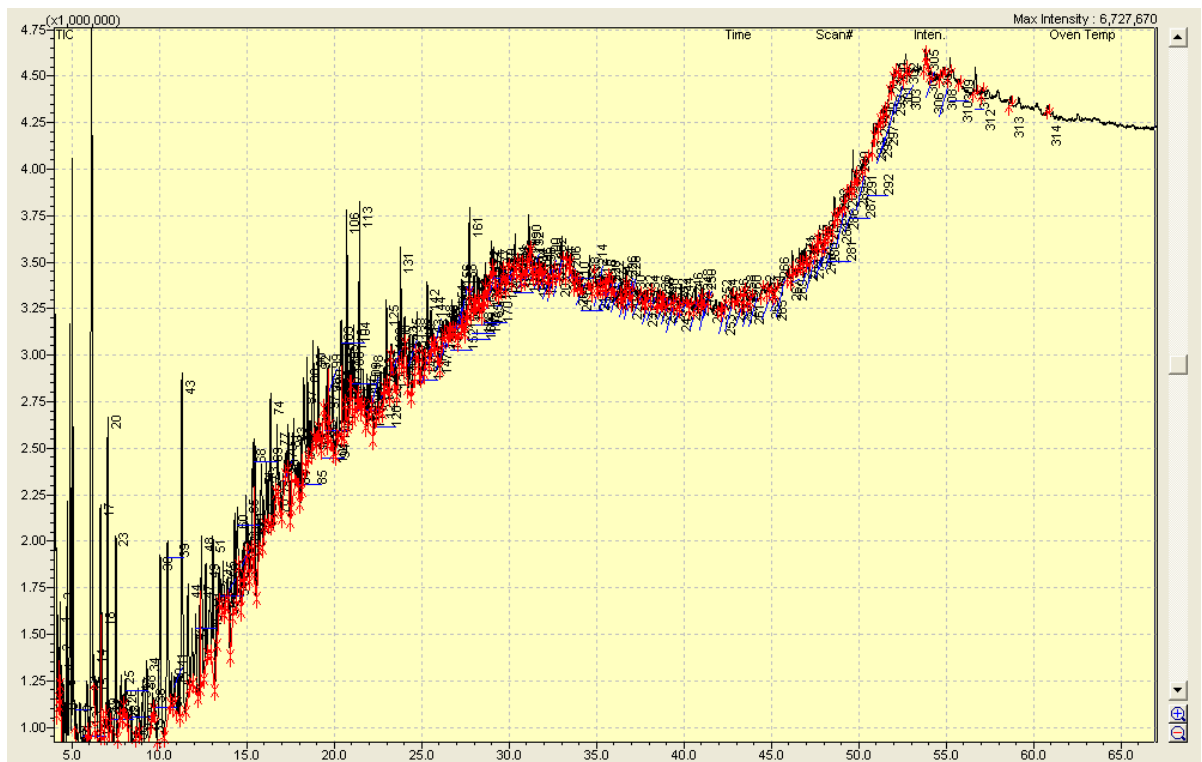


Рисунок 3.11 – Хроматограмма 10% раствора нефти в толуоле, полученная на колонке с полярной фазой

Результаты идентификации соединений 10% раствора нефти в толуоле с нормализацией по площади приведены в таблице Б.2 Приложения Б.

Для исследования образца нефти методом ИК-спектроскопии были приготовлены его растворы с концентрацией 0,2% в четырёххлористом углероде. Аналогично был подготовлен раствор ранее изученной нефти, содержащей в своём составе более 50% парафинов.

Условия измерения: режим съёмки - абсорбция, аподизация – Sqr Triangle, диапазон волновых чисел: $400 - 4000 \text{ см}^{-1}$, разрешение 2 см^{-1} . Результаты анализа

представлены на рисунке 3.8 (красный спектр соответствует исследуемому образцу, чёрный – образцу нефти, взятому для сравнения).

На рисунке 3.12 отображен график ИК-спектра исследуемого образца и образца сравнения.

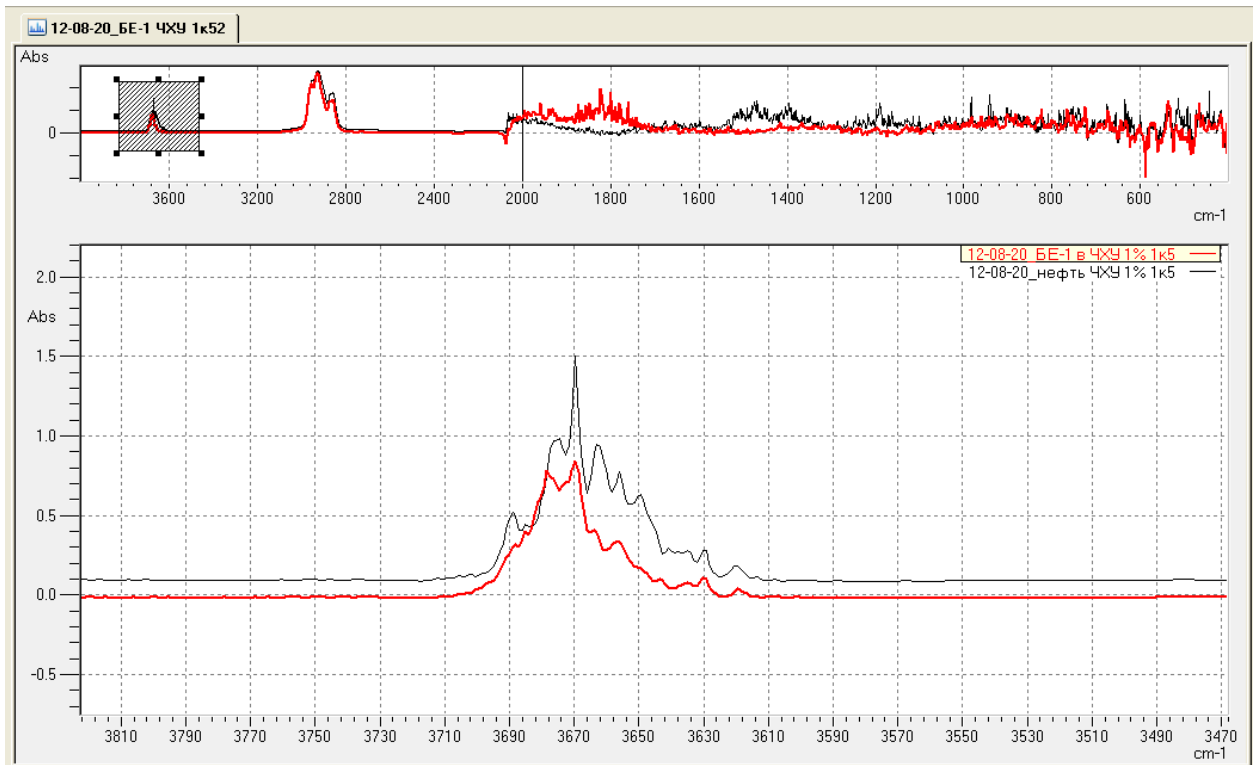


Рисунок 3.12 – ИК-спектр исследуемого образца и образца сравнения

Из рисунка 3.12 видно, что в области волновых чисел $2400 - 3200 \text{ см}^{-1}$ ИК-спектры образцов практически полностью совпадают при наложении, а в области волновых чисел $3600 - 3700 \text{ см}^{-1}$ наблюдается различие в интенсивности поглощения. Наличие характеристических полос в этих областях в целом характерно для всех органических соединений, содержащих С – Н связи. Наиболее сильное расхождение полученных ИК-спектров наблюдается в области волновых чисел менее 2000 см^{-1} , т.е. в так называемой области «отпечатков пальцев», что свидетельствует о различном в составе исследуемых образцов. По наличию полос поглощения в области волновых чисел $1700 - 1900 \text{ см}^{-1}$ можно сделать вывод о присутствии в исследуемом образце значительного числа кислородсодержащих органических соединений: альдегидов, кетонов и карбоновых кислот.

Для уточнения состава исследуемого образца можно рекомендовать метод

ВЭЖХ-МС (LC-MS), а также МАЛДИ масс-спектрометрию (MALDI MS).

3.3 Исследование применения присадок

Как известно, еще одним эффективным методом транспортирования высоковязких нефтей является применение различных присадок. В работах [35, 74, 156] представлено исследование эффективности применения суспензионной противотурбулентной присадки (ПТП) M-FLOWTREAT марки С на участках второй нитки нефтепровода «Пурпе-Самотлор». Исследование состояло из пяти этапов. При концентрациях присадки 0-30 г/т наблюдалось относительное снижение гидравлического сопротивления при турбулентном течении. Снижение гидравлического сопротивления было также при перекачке с отключенной насосной станцией транзитом через два путевых нагревателя нефти на нефтеперекачивающую станцию [74, 156].

Наиболее часто применяемыми противотурбулентными присадками являются FLO MXA, Necadd-477, M-FLOWTREAT, PT FLYDE-H. Их действие обычно определяется режимом течения потока, молекулярных и теплофизических свойств рабочего тела (вязкость), температуры перекачиваемой среды, параметров (диаметром) трубопровода, и содержания асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ). [35]. Следует отметить, что ПТП эффективны только при значениях числа Рейнольдса больше критического.

Рассматриваемая присадка M-FLOWTREAT разработана в лаборатории «Противотурбулентные присадки» Научно-инжинирингового центра Группы компаний «Миррико» по ТУ 2458-001-63121934-2010. При 20 °С добавка представляет собой суспензию от белого до светло-коричневого цвета, ее плотность составляет 820-1200 кг/м³, а температура застывания – не выше –45...–50 °С, вязкость по Брукфильду – не более 1000 мПа·с. Особенностью присадки является седиментационная устойчивость при хранении и применении.

Исследования проводились в целях изучения:

- 1) возможности увеличения расхода нефти за счет снижения гидравлического сопротивления в нефтепроводе с помощью исследуемой ПТП;

- 2) эффективности различных концентраций ПТП на нефтепроводе;
- 3) эксплуатационных свойств присадки;
- 4) возможности остановки насосов внешней откачки при сохранении транспорта товарной нефти по данному участку;
- 5) возможности увеличения производительности напорного нефтепровода с остановленными насосами внешней откачки на промежуточной насосной станции.

Экспериментальные исследования проводились в соответствии с разработанным планом в пять этапов, в ходе которых последовательно осуществлялось заполнение участка нефтепровода нефтью: без ПТП (1-й этап), с ПТП M-FLOWTREAT марки С в концентрации 30 г/т (2-й этап), 20 г/т (3-й этап), 10 г/т (4-й этап) и 30 г/т с отключенной насосной станцией транзитом через два путевых нагревателя нефти на нефтеперекачивающую станцию (5-й этап).

На 1-м этапе производилась отработка режима определения максимальной откачки нефти, на 2–5-м этапах – отработка стационарного режима с учетом концентрации ПТП. Результаты всех этапов испытаний представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты испытаний

Показатель	1-й этап		2-й этап		3-й этап		4-й этап		5-й этап
	0	0	10	30	20	20	30	10	30
Концентрация присадки, г/т									
Продолжительность, ч	9	8	4	8	5	6	6	6	6
Средний расход нефти, т/ч (м ³ /ч):	457,0	428,5	524,6	494,8	524,1	561,0	520,0	586,4	463,3
• в том числе на выходе	575,0	535,0	657,0	610,24	656,4	700,5	652,3	734,79	577,3

Продолжение таблицы 3.5

Среднее давление, кгс/см ² : • на выходе в начальную перекачивающую станцию	в	75,0	63,8	35,4	63,7	48,6	53,9	69,7	47,7	66,95
	в	1,9	2,8	2,3	2,4	2,1	2,2	2,3	2,6	2,3
Средняя температура нефти, °С: • на выходе в начальную перекачивающую станцию	в	55,3	56,4	55,3	57,5	55,1	56,5	55,0	56,5	56,5
	в	30,0	36,2	34,2	36,3	32,6	37,2	33,9	37,3	37,3
• на входе в промежуточную перекачивающую станцию	в									
	в									

Эффективность ПТП (относительное снижение гидравлического сопротивления) при стационарном режиме работы нефтепровода вычислялась по формуле (3.7) [155]:

$$R = \left[1 - \frac{\Delta P_f}{\Delta P_0} \cdot \left(\frac{Q_0}{Q_f} \right)^{2-m} \cdot \left(\frac{\nu_0}{\nu_f} \right)^m \right] \cdot 100\%, \quad (3.7)$$

где индексы f и 0 – соответствуют течению товарной нефти с присадкой и без нее;

ΔP – потери давления на трение, кг/см²;

Q – объемный расход, м³/ч;

ν – коэффициент кинематической вязкости товарной нефти при средней температуре потока, м²/с;

m – показатель режима движения жидкости. Для турбулентного режима течения в зоне гладких труб $m=0,25$, а для турбулентного режима в зоне смешанного трения $m=0,123$.

Потери давления на трение ΔP находятся по формуле (3.8) (как для нефти с присадкой, так и без нее):

$$\Delta P = P_1 - P_2 - g(\rho_2 Z_2 - \rho_1 Z_1), \text{ Па} \quad (3.8)$$

где P_1 – давление на входе в линейную часть нефтепровода, Па;

P_2 – давление в конце нефтепровода, Па;

ρ_1, ρ_2 – плотность товарной нефти на входе и выходе трубопровода соответственно, кг/м³;

Z_1, Z_2 – геодезические отметки начала и конца трассы нефтепроводов соответственно, м.

Среднюю температуру потока нефти в трубопроводе рассчитывали по формуле (3.9):

$$t = \frac{t_{\text{нач}} + t_{\text{кон}}}{2}, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (3.9)$$

где $t_{\text{нач}}$ и $t_{\text{кон}}$ – температуры нефти в начале и в конце трубопровода соответственно, $^\circ\text{C}$.

Увеличение расхода нефти при применении ПТП определялось по формуле (3.10):

$$\chi = \left(\frac{M_f}{M_0} - 1 \right) \cdot 100, \% \quad (3.10)$$

где M – массовый расход, т/ч;

f и 0 – индексы, которые соответствуют течению нефти с присадкой и без нее.

Для оценки режима движение жидкости в нефтепроводе, число Рейнольдса определяется по формуле (3.11):

$$Re = \frac{4Q}{360\pi D\nu}, \quad (3.11)$$

где D – внутренний диаметр трубопровода, м;

Q – объемный часовой расход нефти, м³/ч;

ν – кинематическая вязкость нефти, м²/с.

Для определения зоны турбулентного потока значения переходных чисел Рейнольдса определяются по формулам (3.12), (3.13):

$$Re_{\text{перех1}} = 10 \cdot \frac{D}{\Delta_3} = 10 \cdot \frac{0,366}{0,15 \cdot 10^{-3}} = 24400 \quad (3.12)$$

$$Re_{\text{перех2}} = 560 \cdot \frac{D}{\Delta_3} = 560 \cdot \frac{0,366}{0,15 \cdot 10^{-3}} = 1220000 \quad (3.13)$$

В расчете принимаем, что эквивалентная шероховатость Δ_3 трубы равна

$$\Delta_3 = 0,15 \text{ мм} = 0,15 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

Поскольку на всех этапах наблюдался турбулентный режим течения в зоне смешанного трения, при определении эффективности ПТП по формуле (3.7) показатель режима движения жидкости m равен 0,123.

Результаты расчетов эффективности ПТП M-FLOWTREAT марки С и степени увеличения расхода нефти на исследуемых участках относительно базового режима работы нефтепровода представлены в табл. 3.6.

Таблица 3.6 – Результаты расчета эффективности ПТП «M-FLOWTREAT» марка С и степени увеличения расхода нефти на исследуемых участках нефтепровода.

Первый участок						
№ режима	Расход ПТП, г/т	Давление на выходе, кгс/см ²	Давление на входе НПС, кгс/см ²	Объёмный расход, м ³ /ч	Эффективность DR, %	Увеличение расхода, %
1	-	63.8	2.8	535.00	-	-
2	10	63.7	2.4	610.24	21.59	14.06
3	20	53.9	3.2	700.50	49.86	30.93
4	30	47.7	2.6	734.79	59.08	37.34
5	30	66.95	2.3	581.50	55.24	8.69
Второй участок						
№ режима	Расход ПТП, г/т	Давление на выходе, кгс/см ²	Давление на входе ПСП, кгс/см ²	Объёмный расход, м ³ /ч	Эффективность DR, %	Увеличение расхода, %
1	-	75.00	1.9	575.00	-	-
2	30	35.40	2.3	657.00	66.17	14.26
3	20	48.63	2.1	656.43	51.32	14.16
4	10	69.68	2.33	652.33	27.53	13.45

Аналогично были выполнены расчеты по второму участку.

Напорные характеристики участков нефтепровода при транспортировке нефти с ПТП, концентрациями 10,20 и 30 г/т и без нее представлены на рисунках 3.13 и 3.14.

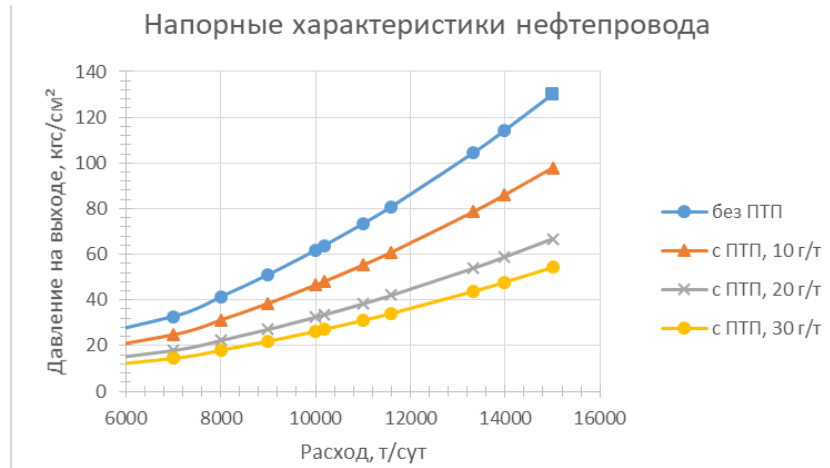


Рисунок 3.13 – Напорная характеристика работы первого участка нефтепровода при транспортировке нефти с ПТП при различных концентрациях и без нее.

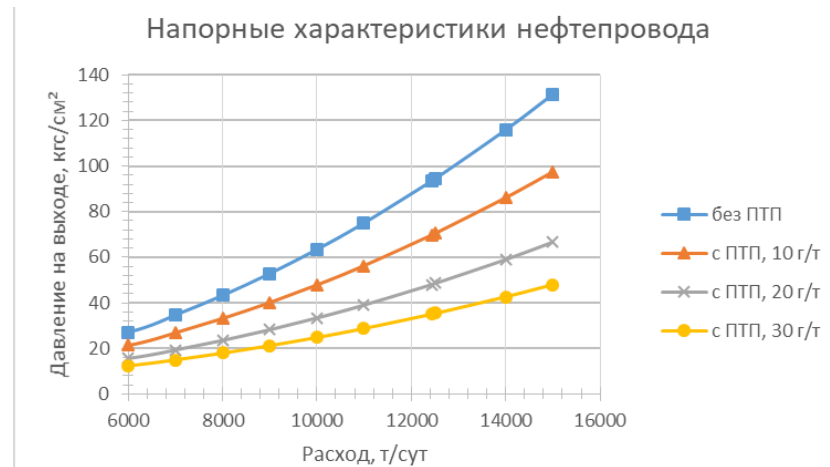


Рисунок 3.14 – Напорная характеристика работы второго участка нефтепровода при транспортировке нефти с ПТП при различных концентрациях и без нее.

Было установлено, что при существующей технологии перекачивания нефти с противотурбулентной присадкой M-FLOWTREAT марки С при концентрациях 10, 20, 30 г/т эффективность применения ПТП составляет соответственно 21,59; 49,86 и 59,08 %. Таким образом, можно рассматривать применение противотурбулентной присадки при дальнейшем развитии месторождения.

Помимо противотурбулентной присадки в работах [5, 32, 142, 143] был также проведен анализ применения депрессорных присадок. Ввиду малого содержания парафинов в нефти Тазовского месторождения применение их на

рассматриваемом в работе нефтепроводе нецелесообразно.

3.4 Выводы по главе 3

Проведены комплексные экспериментальные исследования параметров нефти Тазовского месторождения. Количественные оценки характеристик по ряду основных величин в значительной мере сопоставимы с таковыми из открытых источников, что позволяет говорить о высокой достоверности полученных данных. Исследованы реологические параметры нефти, установлено, что в области температур от плюс 20...40 °С нефть проявляет ньютоновские свойства, а ниже температуры 20 °С она приобретает свойства степенной жидкости, все более отклоняясь от зависимости Ньютона.

Проведены спектрометрические исследования состава нефти. Полученные результаты ГХМС анализа и ИК-спектрометрии согласуются с данными по составу из производственной практики. Для более точного определения состава исследуемых образцов в будущих исследованиях рекомендованы методы ВЭЖХ-МС (LC-MS), а также МАЛДИ масс-спектрометрию (MALDI MS).

ГЛАВА 4 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ НАДЗЕМНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ, ОБОРУДОВАННЫХ ЭЛЕКТРООБОГРЕВОМ

4.1 Системы обнаружения утечек в остановленном нефтепроводе

В процессе эксплуатации нефтепроводов неизбежна потеря части продукта вследствие утечек [73]. Система обнаружения утечек должна обеспечивать определение в режиме реального времени координату возникновения утечки и время возникновения утечки нефтепровода [3, 11]. В таблице 4.1 приведены характеристики параметрических систем обнаружения утечек (СОУ), на основе типовых требований компании ПАО «Транснефть» [28, 29].

Таблица 4.1 - Характеристики параметрических СОУ, реализуемых на основе показаний средств измерения расхода и давления внутри трубопровода [117]

Показатель	Значение
Инфраструктура АСУТП, необходимая для реализации СОУ	– СИ давления, расхода, температуры, плотности, вязкости; СДКУ/ЕСДУ
Срок службы, лет	не менее 20
Время восстановления работоспособности в случае выхода из строя, часов	не более 72
Количество взаимоподтверждающих алгоритмов для выявления факта негерметичности линейной части	не менее 2
Параметры, определяемые СОУ при нарушении герметичности трубопровода	координата утечки; время обнаружения утечки; значение объемного расхода утечки
Погрешность определения координаты утечки, км	$\pm 5^*$
Допустимое количество ложных срабатываний в зависимости от длины защищаемого участка	до 1000 км – 5 в год, не более 1 в месяц; до 2000 км – 7 в год, не более 1 в месяц; от 2000 км – 10 в год, не более 1 в месяц
Время обнаружения утечки	в зависимости от режима перекачки и чувствительности обнаружения утечки согласно таблице 4.2
Коэффициент готовности оборудования СОУ за 4000 ч непрерывной работы	не менее 0,98

В таблице 4.2. представлены сведения по чувствительности обнаружения утечки.

Таблица 4.2 – Чувствительность обнаружения утечки

Время обнаружения утечки, мин	Чувствительность обнаружения утечки, % от максимального значения диапазона измерений всех средств измерения расхода на технологическом участке)	
	в стационарном режиме или в режиме остановленной перекачки	в нестационарном режиме
6	9	20,4
12	7,2	16,8
18	5,4	13,2
24	3,6	9,6
30	1,8	6

В дополнение к вышеуказанным параметрам стоит заметить, что во избежание остановки трубопровода должна быть предусмотрена возможность маскирования функции обнаружения утечки на период возникновения особых событий, к которым можно отнести отбор нефти на собственные нужды и т.д. [82, 83].

Рассмотрим алгоритм расчета [63-66] падения давления в остановленном нефтепроводе в процессе эксплуатации нефтепроводов. Принятые для расчетов параметры, их обозначения и единицы измерения приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Принятые в расчетах параметры

Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.
Объем трубопровода	V	м ³
Давление в трубопроводе	P	Па
Изменение давления в трубопроводе	ΔP	Па
Внутренний диаметр трубопровода	D_l	м
Коэффициент Пуассона для металла труб	ν	–
Температура трубопровода	T	К
Модуль упругости материала трубопровода	E	Па
Коэффициент линейного теплового расширения	α_L	1/К
Изменение температуры трубопровода	ΔT	К
Изменение массы продукта (утечка)	Δm	кг
Плотность транспортируемого продукта	ρ	кг/м ³
Изменение плотности транспортируемого продукта	$\Delta \rho$	кг/м ³
Модуль упругости продукта	K	Па
Содержание газовой фазы в общем объеме	X	–
Объем газовой фазы	V_g	м ³

Продолжение таблицы 4.3

Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.
Объем жидкой фазы	ΔV_l	м ³
Общий объем	ΔV_c	м ³
Эффективный модуль упругости продукта	$K_{эф}$	Па
Эффективный модуль упругости газовой фазы	K_g	Па
Эффективный модуль упругости жидкой фазы	K_l	Па
Коэффициент объемного теплового расширения	α_V	1/К
Эффективный коэффициент теплового расширения	$\alpha_{эф}$	1/К
Коэффициент объемного теплового расширения жидкой фазы	α_l	1/К
Коэффициент объемного теплового расширения газовой фазы	α_g	1/К
Длина участка трубопровода	L	м

В остановленном трубопроводе сложной для анализа задачей является определение причин падения давления, которые могут состоять как в падении температуры продукта, так и в незаконном отборе жидкости [76].

Изменение геометрического объема для жесткого заземленного трубопровода рассчитывается по формуле (4.1):

$$\Delta V = V_1 \cdot \left(\frac{\Delta P \cdot D_1 \cdot (1 - \nu^2)}{t \cdot E} + 2 \cdot (1 + \nu) \alpha_L \cdot \Delta T \right). \quad (4.1)$$

Изменение геометрического объема для трубопровода, который может перемещаться во всех направлениях (4.2):

$$\Delta V = V_1 \cdot \left(\frac{\Delta P \cdot D_1 \cdot \left(\frac{5}{4} - \nu\right)}{t \cdot E} + 3 \cdot \alpha_L \cdot \Delta T \right). \quad (4.2)$$

В качестве линейного приближения масса вытекшего продукта может быть оценена как (4.3):

$$\Delta m = \rho_1 \Delta V + \Delta \rho V_1. \quad (4.3)$$

Изменение плотности продукта по определению (4.4) составит:

$$\Delta \rho = \Delta P \cdot \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_T + \Delta T \cdot \left(\frac{\partial \rho}{\partial T} \right)_P. \quad (4.4)$$

Модуль упругости продукта определяется как (4.5):

$$K = \rho_1 \cdot \left(\frac{\partial P}{\partial \rho} \right)_T. \quad (4.5)$$

Таким образом, выражение для изменения плотности можно переписать в виде (4.6):

$$\Delta\rho = \rho_1 \cdot \frac{\Delta P}{K} + \Delta T \cdot \left(\frac{\partial \rho}{\partial T} \right)_P. \quad (4.6)$$

Окончательно получаем формулу для заземленного трубопровода (4.7):

$$\Delta P = \frac{\frac{\Delta m}{V_1} - \Delta T \cdot (2 \cdot \rho_1 \cdot (1 + \nu) \cdot \alpha_L + \left(\frac{\partial \rho}{\partial T} \right)_P}{\rho_1 \cdot \left(\frac{D_1 \cdot (1 - \nu^2)}{t \cdot E} + \frac{1}{B} \right)}. \quad (4.7)$$

Для не заземленного трубопровода зависимость для перепада давления примет вид (4.8):

$$\Delta P = \frac{\frac{\Delta m}{V_1} - \Delta T \cdot (3 \cdot \rho_1 \cdot \alpha_L + \left(\frac{\partial \rho}{\partial T} \right)_P}{\rho_1 \cdot \left(\frac{D_1}{t \cdot E} \cdot \left(\frac{5}{4} - \nu \right) + \frac{1}{K} \right)}. \quad (4.8)$$

На идентификацию состояния нефтепровода оказывают влияние отложения парафина, газовые и водные скопления и т.д. [44].

Содержание газовой фазы в общем объеме продукта выражается как (4.9):

$$X = \frac{V_g}{V_l + V_g} = \frac{V_g}{V_c}. \quad (4.9)$$

Эффективный модуль упругости продукта по определению равен (4.10):

$$K_{\text{эф}} = -V_c \cdot \left(\frac{\partial P}{\partial V_c} \right)_T. \quad (4.10)$$

При замене бесконечно малых на разности можно оценить величину обратную эффективному модулю упругости продукта как (4.11):

$$\frac{1}{K_{\text{эф}}} \cong -\frac{1}{V_c} \cdot \left(\frac{\Delta V_l + \Delta V_g}{\Delta P} \right). \quad (4.11)$$

Тогда с учетом выражения (4.9) получим (4.12):

$$K_{\text{эф}} \cong \left(\frac{X}{K_g} + \frac{1 - X}{K_l} \right)^{-1}. \quad (4.12)$$

Коэффициент объемного теплового расширения составит (4.13):

$$\alpha_V = \frac{1}{V} \cdot \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_P = -\frac{1}{\rho} \cdot \left(\frac{\partial \rho}{\partial T} \right)_P. \quad (4.13)$$

Эффективный коэффициент объемного теплового расширения с учетом полученных выше выражений запишется как (4.14):

$$\alpha_{\text{эф}} = \frac{1}{V} \cdot \left(\frac{\Delta V_l + \Delta V_g}{\Delta T} \right)_P. \quad (4.14)$$

Окончательно, для эффективного коэффициента объемного теплового расширения получаем выражение (4.15):

$$\alpha_{\text{эф}} = \frac{V_l}{V} \cdot \left(\frac{\Delta V_l}{\Delta V_l \cdot \Delta T} \right)_P + \frac{V_g}{V} \cdot \left(\frac{\Delta \cdot V_l}{V_g \cdot \Delta T} \right)_P = (1 - X) \cdot \alpha_l + X \cdot \alpha_g. \quad (4.15)$$

4.2 Программа для изучения режимов работы неизотермического нефтепровода

Программа для изучения режимов работы неизотермического нефтепровода (Номер регистрации/свидетельства программы для ЭВМ: №2020666058 от 04.12.2020), составлена на языке **R**, предназначена для проведения гидравлического расчета системы «надземный теплоизолированный трубопровод – насосная станция». Программа решает важную при проектировании и эксплуатации объектов транспорта высоковязкой нефти задачу расчета возможных режимов перекачки в зависимости от определяющих процесс параметров. Программа может быть использована в дисциплине «Эксплуатация газонефтепроводов» для решения задач, связанных с определением режимов работы неизотермических нефтепроводов. Программа включает в себя модуль ввода исходных данных, решение сопряженной задачи трубной гидродинамики, теплообмена и упрощенный подсчет основных технико-экономических показателей перекачки, обеспечивает решение следующих задач: построение трехмерной поверхности, отображающей возможные режимы «горячего» нефтепровода, в координатах «расход – температура – напор»; отыскание оптимальных значений начальной температуры подогрева и расхода перекачки [100].

Характеристики разработанного программного решения представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Характеристики разработанного программного решения

Исходные данные	В соответствии с нормативным документом РД 75.180.00-КТН-198-09, дополнительно учитываются: параметры насосных агрегатов, параметры электрообогрева.
Модель насосной	В расчетах предусмотрены центробежные насосные агрегаты, с известными напорными характеристиками. В программе учтена деградация характеристик насосов при повышении вязкости транспортируемого продукта.
Модель трубопровода	Модель трубопровода представлена в качестве линейного объекта, без учета сброса и подкачек. Решение задачи ведется в квазистационарной постановке. Дополнительные потери тепла на участках сопряжения теплоизоляции, трубопроводной арматуре и т.д. учитываются путем введения поправочных коэффициентов.
Численный результат вычислений	Результатом вычислений являются потери напора на участке, протяженность турбулентного и ламинарного участков, затраты на перекачку, затрачиваемая мощность, оптимальная температура подогрева.
Графический результат вычислений	 <p data-bbox="507 1585 1497 1794">График зависимости в координатах «температура (К) – расход перекачки (м³/с) – напор (м)». Красная линия – линия рабочих режимов. Излом на поверхности насосной станции обусловлен изменением характеристик центробежных насосных агрегатов при повышении коэф. кинематической вязкости выше критического значения</p>

4.3 Выводы по главе 4

Современная практика эксплуатации нефтепроводов, оборудованных СКИН-системами и работающих с периодическими остановками, может быть улучшена в части совершенствования расчетных методик остывания продукта, а также разработки инновационных предложений по повышению их безопасности и эффективности.

Предложен алгоритм расчета падения давления в остановленном трубопроводе, пригодный для определения утечек. Ценность алгоритма увеличивается за счет возможности его применения для расчета параметров гидроиспытаний в условиях значимых температурных перепадов. Подразумевается возможность интеграции полученных соотношений в системы параметрических СОУ.

В результате работы был выдвинут ряд рекомендаций по повышению эффективности использования трубопроводов СКИН-систем. Составлена программа для ЭВМ по построению совмещенной характеристики насосной станции и нефтепровода, транспортирующего высоковязкую нефть («Программа для изучения режимов работы неизотермического нефтепровода»), программа зарегистрирована в Государственном реестре программ для ЭВМ, св-во о регистрации № 2020666058).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация является законченной научно-квалификационной работой, в которой содержится решение актуальной научно-технической задачи по повышению эффективности перекачки высоковязкой нефти в сложных природно-климатических условиях.

1. Анализ трубопроводного транспорта высоковязкой нефти, в условиях, характерных для Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции показал, что вопросы обеспечения рациональных режимов транспорта нефти с промысла до точки сдачи в систему магистральных нефтепроводов исследованы недостаточно в части работы в условиях изменяющегося объема добычи. Существующие решения применяются исходя из сложившейся практики проектирования, а не научно-обоснованного подхода.

2. Выполненные экспериментальные исследования нефти Тазовского месторождения позволили получить графические зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига, на основе которых сделан вывод, что поведение исследуемой нефти описывается степенным законом Оствальда-де-Ваале, который характеризует эффективную вязкость.

3. Теоретические исследования зависимостей для гидравлического расчета трубопроводов, транспортирующих неньютоновские нефти, в частности подчиняющиеся закону Оствальда-де-Ваале, позволили получить новое соотношение для потерь напора в виде обобщенной формулы Лейбензона для степенной жидкости. С учетом полученных зависимостей, обоснованы формулы для лупинга, а также представлено обоснование целесообразности эксплуатации нефтепровода при пониженной загрузке способом циклической перекачки.

4. Использование противотурбулентных присадок возможно на рассматриваемом в работе трубопроводе при дальнейшем развитии месторождения.

5. На основании проведенных исследований, разработаны рекомендации по повышению эффективности эксплуатации нефтепроводов, оборудованных

СКИН-системами и работающих с периодическими остановками. В силу важности вопроса периодических остановок при циклической перекачке, была предложена последовательность расчетных зависимостей, позволяющая установить утечки.

Перспективы дальнейшего развития темы заключаются в разработке совершенствовании существующих и разработке новых технических решений по эксплуатации надземных нефтепроводов, транспортирующих высоковязкую нефть, оснащенных СКИН-системами электрообогрева, которые учитывают реологические свойства транспортируемой нефти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алтунина, Л. К. Организационно-технические мероприятия по использованию криогелей для повышения несущей способности грунтов при строительстве и эксплуатации объектов трубопроводного транспорта / Л. К. Алтунина, П. В. Бурков, В. П. Бурков [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2019. - Т. 9, № 2. - С. 164-173.

2. 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.

3. Афиногентов, А. А. Математическая модель распространения давления в трубопроводе с застывающей нефтью / А. А. Афиногентов, В. Н. Дегтярев, А. В. Пименов // Нефтяное хозяйство. - 2015. - № 6. - С. 96-99.

4. Ахмадеев, А. Г. Комплексный подход к обеспечению транспортировки высокопарафинистых нефтей шельфовых месторождений / А. Г. Ахмадеев, К. Ш. Тонг, С. А. Иванов // Нефтяное хозяйство. - 2015. - № 6. - С. 100-103.

5. 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.

6. Бардин, В. А. Основы проектирования систем электрообогрева резервуаров нагревательными кабелями / В. А. Бардин // Промышленный электрообогрев и электроотопление. - 2013. - № 3. - С. 20-23.

7. Басниев, К.С. Нефтегазовая гидромеханика: Учебное пособие для вузов / К.С. Басниев, Н.М. Дмитриев, Г.Д. Розенберг. – Москва-Ижевск: институт компьютерных исследований, 2005. – 544 с.

8. Бейсембетов, И. К. Оптимизация энергозатрат при трубопроводной транспортировке "горячих" нефтей / И. К. Бейсембетов, Т. Т. Бекибаев, У. К. Жапбасбаев [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2017. - Т. 7, № 4. - С. 94-105.

9. 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.

10. Богатенков, Ю. В. Особенности контроля изоляции подземных участков трубопровода в условиях островной мерзлоты на примере нефтепровода «Заполярье – Пурпе» / Ю. В. Богатенков, В. В. Павлов, В. И. Суриков [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2014. - № 1 (13). - С. 60-63.

11. Бондарь, Д. В. Перспективы применения волоконно-оптических датчиков физических величин в качестве средств измерения в системах обнаружения утечек / Д. В. Бондарь, С. А. Коршунов, Ю. В. Дацов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2019. - Т. 9, № 2. - С. 191-199.

12. Васильев, Г. Г. Прокладка трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах с использованием грунтовых модулей / Г. Г. Васильев, М. А. Лежнев, Э. Н. Гайнулин // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2011. - № 3. - С. 12-17.

13. Гишкелюк, И. А. Прогнозирование оттаивания многолетнемерзлых грунтов вокруг подземного трубопровода большой протяженности / И. А. Гишкелюк, Ю. В. Станиловская, Д. В. Евланов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2015. - № 1 (17). - С. 20-25.

14. Голованов, А. В. Особенности проектирования и монтажа системы обогрева трубопровода на железнодорожно-водном перевалочном терминале нефтепродуктов ООО "ДонТерминал" / А. В. Голованов // Промышленный электрообогрев и электроотопление. - 2012. - № 2. - С. 34-37.

15. 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.

16. Гуд, С. К. Применение электрообогрева мазутопроводов, как энергосберегающая альтернатива традиционным пароспутникам / С. К. Гуд, А. Н.

Николичев, А. А. Дочкин // Промышленный электрообогрев и электроотопление. - 2012. - № 2. - С. 30-32.

17. Гумеров, К. М. Численно-аналитический расчет напряженного состояния подземного трубопровода с учетом его конфигурации / К. М. Гумеров, Р. А. Харисов, А. А. Распопов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2018. - Т. 8, № 1. - С. 44-53.

18. Даниэлян, Ю. С. Влияние холодного трубопровода в талом грунте на продвижение границы многолетнемерзлых грунтов / Ю. С. Даниэлян, С. С. Примаков // Нефтяное хозяйство. - 2010. - № 2. - С. 106-108.

19. Дегтярева, Е. О. Оптимизация толщины тепловой изоляции обогреваемых трубопроводов / Е. О. Дегтярева // Промышленный электрообогрев и электроотопление. - 2012. - № 1. - С. 42-47.

20. Дегтярева, Е. О. Тепловые задачи при проектировании систем промышленного электрообогрева / Е. О. Дегтярева // Промышленный электрообогрев и электроотопление. - 2012. - № 3. - С. 20-22.

21. 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.

22. Дидковская, А. С. Универсальный алгоритм численных расчетов стационарных режимов работы нефтепроводов / А. С. Дидковская, М. В. Лурье // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2015. - № 4 (20). - С. 86-91.

23. Ерка, Б. А. Комплексный подход к выбору теплоизоляции промысловых нефтегазопроводов для районов Крайнего Севера / Б. А. Ерка, Д. В. Полянский // Нефтяное хозяйство. - 2014. - № 1. - С. 102-104.

24. Ерка, Б.А., Полянский Д.В. Особенности расчета мощности электрообогрева промысловых трубопроводов/ Нефтепромысловое дело – 2013, - № 4. –С.34-36

25. 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.

26. 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.

27. Жапбасбаев, У. К. Расчеты энергосберегающих режимов последовательной перекачки нефтесмесей на участке магистрального нефтепровода / У. К. Жапбасбаев, Е. С. Махмотов, Г. И. Рамазанова [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2018. - Т. 8, № 3. - С. 326-336.

28. Жолобов, В. В. Математическое описание и расчет волновых процессов от подключения линейных участков при заполнении профильного нефтепровода / В. В. Жолобов, С. А. Савинов, Е. И. Тарновский [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2013. - № 3 (11). - С. 34-41.

29. Жолобов, В. В. О применении уравнений А.Н. Колмогорова в параметрической системе обнаружения утечек на магистральном нефтепроводе / В. В. Жолобов, Е. И. Тарновский, А. М. Ширяев // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2012. - № 3 (7). - С. 56-63.

30. Жолобов, В. В. Перспективы применения противотурбулентной присадки для снижения энергозатрат тепловых станций при "горячей" перекачке / В. В. Жолобов, С. В. Синельников, А. И. Игнатенкова // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2019. - Т. 9, № 3. - С. 256-265.

31. Закиров, А. И. Обоснование режимов трубопроводного транспорта битуминозной нефти: дис. ... канд. технич. наук: 25.00.19 / Закиров Айдар Ильдусович. – СПб, 2016. – 170 с.

32. **Зарипова (Бадашина), Н. А.** Исследование применения депрессорных присадок зарубежными компаниями в трубопроводном транспорте высоковязких

нефтей / Е. С. Деменин, А. К. Николаев, Н. А. Зарипова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2020. – №5. – С. 94-96.

33. Зарипова (Бадашина), Н. А. Исследование реологических свойств битуминозной нефти с целью повышения эффективности ее транспортировки / Зарипова Н. А. // Материалы Одиннадцатого Всероссийского форума студентов, аспирантов и молодых ученых. Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого. – 2017. – С.15-17

34. Зарипова (Бадашина), Н. А. Исследование реологических свойств вязкой нефти при различных параметрах ее транспортирования / Ю. Г. Матвеева, Н. А. Зарипова, А. К. Николаев // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2020. – №2. – С.102-105.

35. Зарипова (Бадашина), Н. А. Исследование эффективности использования суспензионной противотурбулентной присадки «M-FLOWTREAT» на напорном нефтепроводе / Н. А. Зарипова, А.К. Николаев, Ю.Г. Матвеева // Журнал «Территория нефтегаз». – 2019. – С.102-110.

36. Зарипова (Бадашина), Н. А. Исследование реологических свойств битуминозной нефти Восточно-Бирлинского месторождения / Н.А. Зарипова, А. К. Николаев // Трубопроводный транспорт-2018: Тезисы докладов XIII Международной учебно-научно-практической конференции (23-24 мая 2018г.) – Уфа, изд-во УГНТУ, с. 214-216.

37. Зарипова (Бадашина), Н.А. Исследование реологических свойств высоковязкой нефти при транспортировке с депрессорной присадкой / Зарипова Н. А., Матвеева Ю. Г., Богданович В. М. // Сборник тезисов 73 Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ-2019», РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2019, том 2. – с. 140-141

38. Зарипова (Бадашина), Н. А. 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.

39. **Зарипова (Бадашина), Н.А.** Исследование транспортирования высоковязкой нефти / Зарипова Н.А., Деменин Е.С., Игнашкин Д.С. // Тезисы докладов 72-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ - 2018», том 2, Москва, 2018, с.52.

40. **Зарипова (Бадашина), Н. А.** Современное состояние и перспективы совершенствования технологий транспортировки битума и тяжелой нефти по трубопроводам / А. К. Николаев, Н. А. Зарипова, Е. С. Деменин // Сборник статей VIII Всероссийской научно-практической конференции «Современная техника и технологии: проблемы, состояние и перспективы». – 2017. – С. 1-6.

41. Зотов, М. Ю. Опыт применения программных комплексов для расчета напряженно-деформированного состояния нефтепроводов, прокладываемых на вечномерзлых грунтах / М. Ю. Зотов, И. В. Ушаков, И. Л. Димов [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2012. - № 2 (6). - С. 61-65.

42. Ибрагимов, Н. Г. Технологии и методы интенсификации процесса подготовки высоковязкой нефти / Н. Г. Ибрагимов, А. Н. Судькин, Р. З. Сахабутдинов [и др.] // Нефтяное хозяйство. - 2016. - № 7. - С. 61-63.

43. Идельчик, И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям / И.Е. Идельчик. – М.-Л.: Издательство АН СССР, 1946. - 185 с.

44. 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.

45. Ковалева, Л. А. Лабораторные исследования нагрева высоковязких нефтей в трубопроводах высокочастотным электромагнитным полем / Л. А. Ковалева, Р. Р. Зиннатуллин, М. Д. Валеев [и др.] // Нефтяное хозяйство. - 2019. - № 2. - С. 82-85.

46. Кондратьев, В. Г. Первый опыт охлаждения массива многолетнемерзлых грунтов путем регулирования теплотоков через его поверхность / В. Г.

Кондратьев, В. А. Бронников, А. Ф. Пузиков // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2016. - № 2 (22). - С. 66-73.

47. Копко, В.М. Теплоизоляция трубопроводов теплосетей. – Минск: УП «Технопринт», 2002. – 160 с.

48. Коротков, А. А. Повышение точности расчета температуры стенки трубопровода, эксплуатируемого в сложных природно-климатических условиях / А. А. Коротков, А. С. Кислов // Нефтяное хозяйство. - 2019. - № 9. - С. 118-120.

49. Коршак, А. А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов / А. А. Коршак, А. М. Нечваль - Ростов н/Д : Феникс, 2017. - 540 с. (Высшее образование) - ISBN 978-5-222-26147-7.

50. Кочергин, С.М. Теплоизоляция. Материалы, конструкции, технологии: Справочное пособие / Гл. ред. С.М. Кочергин. – М.: Стройинформ, 2008. – 440 с.

51. Кувалдин, А. Б. Индукционно-резистивная система нагрева с биметаллическим внешним проводником / А. Б. Кувалдин, М. Л. Струпинский, Н. Н. Хренков [и др.] // Электричество. - 2011. - № 2. - С. 58-63.

52. Кувалдин, А. Б. Математические модели для исследования электромагнитного поля в ферромагнитной проводящей среде с учетом гистерезиса / А. Б. Кувалдин, М. Л. Струпинский, Н. Н. Хренков [и др.] // Электричество. - 2005. - № 11. - С. 56-61.

53. Кувалдин, А. Б. Расчет электрических и энергетических характеристик стержневого индуктора для нагрева ферромагнитной загрузки / А. Б. Кувалдин, М. Л. Струпинский, Н. Н. Хренков [и др.] // Электричество. - 2009. - № 10. - С. 54-61.

54. Кувалдин, А. Б. Электротепловая модель коаксиальной индукционно-резистивной системы нагрева / А. Б. Кувалдин, М. Л. Струпинский, Н. Н. Хренков [и др.] // Электротехника. - 2005. - № 1. - С. 48-53.

55. Кувалдин, А. Б. Исследования теплового и термонапряженного состояния цилиндрических заготовок при скоростном индукционном нагреве / А. Б. Кувалдин, А. Р. Лепешкин // Индукционный нагрев. - 2008. - № 2. - С. 4-13.

56. Кувалдин, А. Б. Особенности расчета параметров электромагнитного поля в ферромагнитной стали / А. Б. Кувалдин // Промышленный электрообогрев и электроотопление. - 2014. - № 2. - С. 26-30.

57. Левченко, Е. Л. Разогрев и слив вязких и застывающих продуктов из железнодорожных цистерн / Е. Л. Левченко, М. А. Елисеев // Промышленный электрообогрев и электроотопление. - 2012. - № 3. - С. 28-31.

58. Лисин, Ю. В. Развитие технологий и строительных решений по способам прокладки трубопровода «Заполярье – Пурпе» на многолетнемерзлых грунтах и их применение на подводных переходах трубопровода «Куюмба – Тайшет» / Ю. В. Лисин, А. Е. Сощенко, В. В. Павлов [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2014. - № 3 (15). - С. 68-71.

59. Лисин, Ю. В. Создание и реализация инновационных технологий строительства в проектах развития нефтепроводной структуры Западной Сибири (проекты "Пурпе – Самотлор", "Заполярье – Пурпе") / Ю. В. Лисин, А. Н. Сапсай, В. И. Суриков [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2013. - № 4 (12). - С. 6-11.

60. 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.

61. Логинова, Н. А. О влиянии экранирования на термическое сопротивление теплоизоляционных конструкций / Н. А. Логинова, Е. Е. Лапин, С. И. Погорелов [и др.] // Нефтяное хозяйство. - 2016. - № 5. - С. 89-91.

62. Логинова, Н. А. Обзор теплоизоляционных материалов, применяемых при строительстве и эксплуатации нефтепроводов и оборудования станций подогрева нефти / Н. А. Логинова, Е. Е. Лапин, А. А. Батраков [и др.] // Нефтяное хозяйство. - 2015. - № 9. - С. 126-129.

63. Лурье, М. В. Алгоритм обнаружения места частичной закупорки нефтепровода / М. В. Лурье // Нефтяное хозяйство. - 2013. - № 9. - С. 111-113.

64. Лурье, М. В. Алгоритм расчета квазиустановившихся режимов неизотермической перекачки нефти / М. В. Лурье // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2014. - № 2 (14). - С. 28-31.

65. Лурье, М. В. Повышение безопасности транспортировки нефти и нефтепродуктов путем внедрения непрерывного мониторинга массы жидкости на участках трубопровода / М. В. Лурье // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2017. - Т. 7, № 5. - С. 68-75.

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. Ляпин, А. Ю. Исследование причин снижения эффективности депрессорной присадки при перекачке парафинистых нефтей / А. Ю. Ляпин, В. О. Некучаев, С. К. Овчинников [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2020. - Т. 10, № 2. - С. 157-163.

68. Ляпин, А. Ю. Исследование температуры кристаллизации парафинов в нефти с целью уменьшения образования асфальтосмолопарафиновых отложений / А. Ю. Ляпин, А. В. Астахов, Ю. П. Михалёв // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2017. - Т. 7, № 6. - С. 28-35.

69. Макулов, И. А. Оборудование и особенности применения индукционного нагрева в нефтегазовой промышленности / И. А. Макулов, Ю. А. Никитин // Промышленный электрообогрев и электроотопление. - 2014. - № 3. - С. 50-53.

70. Малахов, С. А. Комплексное решение ГК «ССТ» для обогрева нефтяных скважин с вязкими и парафинистыми нефтями / С. А. Малахов // Бурение и нефть. - 2018. - № 6. - С. 52-54.

71. Малахов, С. А. Обогревая северную нефть. Современные технологии для борьбы с выпадением парафинов / С. А. Малахов // Бурение и нефть. - 2019. - № 10. - С. 48-50.

72. Малахов, С. А. Технологии электрообогрева шельфовых месторождений / С. А. Малахов // Бурение и нефть. - 2018. - № 9. - С. 62-63.

73. Мамонова, Т. Е. Использование гидродинамических моделей в задачах определения утечек из нефтепродуктопроводов / Т. Е. Мамонова // Нефтяное хозяйство. - 2015. - № 4. - С. 92-95.

74. Матвеева, Ю.Г. Увеличение пропускной способности трубопровода при перекачке вязкой нефти / Матвеева Ю.Г., **Зарипова (Бадашина) Н.А.**, Николаев А.К. // Трубопроводный транспорт – 2019: тезисы докладов XIV Международной учебно-научно-практической конференции / редкол: Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – с. 96-98.

75. 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.

76. Некрасов, И. В. Классификация погрешностей измерения абсолютного давления в магистральном нефтепроводе и способы их определения / И. В. Некрасов, А. С. Грачёв, С. В. Путин // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2014. - № 1 (13). - С. 44-47.

77. Некучаев, В. О. Изменение реологических свойств аномальных нефтей Тимано-Печорской провинции при их смешивании и термообработке / В. О. Некучаев, А. А. Васенева, И. С. Филиппов // Нефтяное хозяйство. - 2013. - № 8. - С. 64-65.

78. Некучаев, В. О. Особенности реологических кривых течения высоковязких нефтей и их водных эмульсий / В. О. Некучаев, А. А. Васенева // Нефтяное хозяйство. - 2013. - № 8. - С. 61-63.

79. Николаев, А.К. Контроль состояния нефтепровода, оборудованного СКИН-системой / Николаев А.К., **Зарипова (Бадашина) Н.А.**, Пшенин В.В. // Материалы XXII Международной молодежной конференции СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ-2021, Ухта, УГТУ, – с. 366-369

80. Николаев, А.К. Рекомендации по повышению эффективности эксплуатации трубопроводов, транспортирующих высоковязкую нефть /

А.К. Николаев, **Н.А. Зарипова (Бадашина)** // Международный научно-исследовательский журнал – 2021. – №9(111) – С. 138-143.

81. Пергушев, Л. П. Расчет влияния вязкости жидкости на характеристики центробежного насоса / Л. П. Пергушев // Нефтяное хозяйство. - 2011. - № 5. - С. 122-123.

82. Петерфалви, Ф. Модернизация системы обнаружения утечек на нефтепродуктопроводах компании «MOL» / Ф. Петерфалви // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2017. - Т. 7, № 3. - С. 102-113.

83. Петренко, С. В. Оценка достоверности определения координаты утечки в нефтепроводе / С. В. Петренко // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2019. - Т. 9, № 4. - С. 378-386.

84. Пименов, А. В. Повышение надежности пуска трубопроводов с застывшей парафиновой нефтью / А. В. Пименов // Нефтяное хозяйство. - 2012. - № 6. - С. 84-85.

85. Половков, С. А. Системный подход при разработке мероприятий по предупреждению и локализации последствий аварий на нефтепроводах в Арктической зоне РФ / С. А. Половков, Р. Ю. Шестаков, И. Р. Айсматуллин [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2017. - Т. 7, № 1. - С. 20-29.

86. Поляков, В. А. К вопросу обеспечения точности измерений системы обнаружения утечек в нефтепроводе / В. А. Поляков, Р. А. Шестаков // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2015. - № 4 (20). - С. 76-79.

87. Поляков, В. А. Расширение параметрических методов обнаружения утечек и несанкционированных врезок на магистральных нефтепроводах / В. А. Поляков, Р. А. Шестаков // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2016. - № 3 (23). - С. 57-59.

88. Постников, А. Л. Опыт компании «ССТЭнергомонтаж» по оборудованию объектов Киришского НПЗ системами электрообогрева / А. Л. Постников, С. А. Малахов // Промышленный электрообогрев и электроотопление. - 2012. - № 4. - С. 20-25.

89. Примаков, С. С. Теплосиловое взаимодействие горячих подземных трубопроводов с многолетнемерзлыми грунтами / С. С. Примаков, В. Е. Вершинин, И. А. Жолобов // Нефтяное хозяйство. - 2013. - № 11. - С. 128-131.

90. Птицына, Е. В. Элементы нагревательные гибкие ленточные в режиме с питанием током сложной формы / Е. В. Птицына, Д. В. Птицын, А. Б. Кувалдин // Омский научный вестник. - 2019. - № 2 (164). - С. 36-44.

91. Радионова, С. Г. Совершенствование методов и средств прогнозных расчетов ореолов оттаивания, просадки и величины напряженно-деформированного состояния трубопроводов, проложенных в многолетнемерзлых грунтах / С. Г. Радионова, Ю. В. Лисин, Т. И. Кузнецов [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2016. - № 1 (21). - С. 39-43.

92. 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.

93. 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.

94. Ревель-Муроз, П. А. Повышение энергоэффективности работы трубопровода, оборудованного частотно-регулируемым приводом, в условиях неполной загрузки / П. А. Ревель-Муроз, Г. Н. Матвеев, Л. М. Беккер [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2019. - Т. 9, № 6. - С. 683-691.

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. 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.

97. Рушд, С. Исследование потерь на трение и соотношения объемного содержания фаз при перекачке тяжелой нефти по трубопроводу с водяной смазкой / С. Рушд, А. Рахман // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2019. - Т. 9, № 2. - С. 200-206.

98. Рыженков, А. В. О снижении гидравлического сопротивления в нефтепроводах / А. В. Рыженков // Нефтяное хозяйство. - 2015. - № 11. - С. 136-139.

99. Сапсай, А. Н. Конструктивные решения термостабилизаторов грунтов и оценка их эффективности для обеспечения твердомерзлого состояния грунтов оснований фундаментов при надземной прокладке трубопровода / А. Н. Сапсай, А. Е. Сощенко, Ю. Б. Михеев [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2014. - № 1 (13). - С. 36-41.

100. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020666058 Российская Федерация. Программа для изучения режимов работы неизотермического нефтепровода: заявл. 02.12.2020; опубли. 04.12.2020 / **Зарипова (Бадашина) Н.А.**, Пшенин В.А., Борисов А.В. – 13 Кб.

101. Стицей, Ю. В. Способы защиты от несанкционированного отбора продуктов из подземных трубопроводов / Ю. В. Стицей, Ю. Е. Григорашвили // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2014. - № 3 (15). - С. 94-98.

102. Струпинский, М. Л. Электрические и тепловые характеристики системы индукционного обогрева трубопроводов / М. Л. Струпинский, Н. Н. Хренков, А. Б. Кувалдин [и др.] // Промышленный электрообогрев и электроотопление. - 2014. - № 2. - С. 32-37.

103. Струпинский, М. Л. Индукционно-резистивная система обогрева трубопровода / М. Л. Струпинский, А. Б. Кувалдин // Электрика. - 2008. - № 11. - С. 21-24.

104. Струпинский, М. Л. Индукционный обогрев трубопроводов / М. Л. Струпинский, Н. Н. Хренков, А. В. Кувалдин // Промышленный электрообогрев и электроотопление. - 2012. - № 4. - С. 26-29.

105. Струпинский, М. Л. Кабельные системы обогрева, разработанные компанией «ССТ» / М. Л. Струпинский, Н. Н. Хренков // Электротехника. - 2008. - № 8. - С. 26-32.

106. Струпинский, М. Л. Комплексное решение ГК "ССТ" для обогрева нефтяных скважин с вязкими и парафинистыми нефтями, предотвращающее образование асфальто-смолопарафинистых отложений / М. Л. Струпинский // Бурение и нефть. - 2017. - № 4. - С. 32-38.

107. Струпинский, М. Л. Метод определения электрофизических свойств стальных труб / М. Л. Струпинский, Н. Н. Хренков, А. Б. Кувалдин // Электротехника. - 2009. - № 8. - С. 55-60.

108. Струпинский, М. Л. Научные исследования, разработка, организация производства и внедрение системы индукционно-резистивного обогрева длинных и сверхдлинных трубопроводов (часть 2) / М. Л. Струпинский, Н. Н. Хренков, А. Б. Кувалдин // Промышленный электрообогрев и электроотопление. - 2015. - № 2. - С. 36-41.

109. Струпинский, М. Л. Научные исследования, разработка, организация производства и внедрение системы индукционно-резистивного обогрева длинных и сверхдлинных трубопроводов (часть 3) / М. Л. Струпинский, Н. Н. Хренков, А. Б. Кувалдин // Промышленный электрообогрев и электроотопление. - 2015. - № 3-4. - С. 34-41.

110. Струпинский, М. Л. Применение «СКИН-систем» для обогрева протяженных трубопроводов / М. Л. Струпинский, Н. Н. Хренков, В. Д. Тюлюканов // Бурение и нефть. - 2010. - № 6. - С. 21-22.

111. Струпинский, М. Л. Расчет мощности систем обогрева трубопроводов / М. Л. Струпинский, Н. Н. Хренков // Трубопроводный транспорт: теория и практика. - 2008. - № 1 (11). - С. 78-83.

112. Струпинский, М. Л. Расчет мощности систем обогрева трубопроводов / М. Л. Струпинский, Н. Н. Хренков // Территория Нефтегаз. - 2008. - № 4. - С. 58-65.

113. Струпинский, М. Л. Саморегулирующиеся кабели отечественного производства - ключевой элемент систем электрообогрева в нефтегазовом комплексе / М. Л. Струпинский // Кабели и провода. - 2017. - № 3 (364). - С. 3-9.

114. Струпинский, М. Л. Уникальное решение для обогрева протяженных трубопроводов / М. Л. Струпинский, Н. Н. Хренков, В. Д. Тюлюканов // Главный энергетик. - 2010. - № 10. - С. 22-26.

115. Сунагатуллин, Р. М. Численное моделирование теплогидравлической эффективности пристенного слоя отложений нефти / Р. З. Сунагатуллин, Р. М. Каримов, Р. Р. Ташбулатов [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2019. - Т. 9, № 2. - С. 158-162.

116. 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.

117. Сунагатуллин, Р. З. Анализ влияния характеристик измерительного оборудования на работу параметрических методов обнаружения утечек / Р. З. Сунагатуллин, С. А. Коршунов, Ю. В. Дацов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2018. - Т. 8, № 5. - С. 548-557.

118. 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.

119. Сунагатуллин, Р. З. Методы измерения температуры начала кристаллизации парафинов в нефти и дизельном топливе / Р. З. Сунагатуллин, Г. В. Несын, И. И. Хасбиуллин // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2018. - Т. 8, № 1. - С. 21-29.

120. Суриков, В. И. Об исследовании влияния теплового и ультразвукового полей на реологические характеристики высоковязких нефтей / В. И. Суриков, А. М. Ширяев, М. Р. Лукманов [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2015. - № 2 (18). - С. 21-25.

121. Суриков, В. И. Методика выбора трассы и технических решений при прокладке магистральных трубопроводов в районах распространения многолетнемерзлых грунтов / В. И. Суриков, Э. Р. Ибрагимов, А. Ю. Гунар // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2018. - Т. 8, № 3. - С. 254-263.

122. Суриков, В. И. Технические решения по теплоизоляции линейной части трубопроводной системы «Заполярье – Пурпе» / В. И. Суриков, П. О. Ревин, И. Я. Фридлянд // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2013. - № 1 (9). - С. 12-16.

123. 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.

124. 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.

125. Ташбулатов, Р. Р. Узловая реологическая задача смешения нефтей для оптимального распределения грузопотоков в разветвленной сети нефтепроводов / Р. Р. Ташбулатов, Р. М. Каримов, А. Р. Валеев [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2018. - Т. 8, № 5. - С. 532-539.

126. Трапезников, С.Ю. Обоснование температурных режимов работы надземных «горячих» нефтепроводов (на примере нефтепровода ЦПС «Южно-Шапкинское» - Харьяга): дис. ... канд. технич. наук: 25.00.19 / Трапезников Сергей Юрьевич. – СПб, 2011. – 125 с.

127. Федоров, В. Т. Совершенствование технологии применения депрессорной присадки при транспортировке высокозастывающей смеси нефтей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / В. Т. Федоров, В. В. Казаков, С. Н. Челинцев // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2013. - № 2 (10). - С. 28-32.

128. Федоров, П. В. Влияние реологических свойств нефти на энергоэффективность работы нефтепровода / П. В. Федоров, М. Р. Лукманов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2020. - Т. 10, № 1. - С. 8-16.

129. 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.

130. Фрайштетер, В. П. Электрические нагрузки и электропотребление систем электрообогрева трубопроводов на нефтяных промыслах северных районов Сибири / В. П. Фрайштетер, Р. А. Кудряшов // Промышленный электрообогрев и электроотопление. - 2015. - № 3-4. - С. 42-53.

131. Хренков, Н. Н. Результаты экспериментальных исследований тепловых параметров обогреваемых пластиковых трубопроводов / Н. Н. Хренков, А. В. Пивоваров, Е. М. Желваков [и др.] // Промышленный электрообогрев и электроотопление. - 2014. - № 3. - С. 26-33.

132. Хренков, Н. Н. Кабельный обогрев сверхдлинных трубопроводов: выбор экономичной схемы / Н. Н. Хренков // Территория Нефтегаз. - 2007. - № 6. - С. 94-95.

133. Хренков, Н. Н. Научные исследования, разработка, организация производства и внедрение системы индукционно-резистивного обогрева длинных и сверхдлинных трубопроводов / Н. Н. Хренков, М. Л. Струпинский, А. Б. Кувалдин // Промышленный электрообогрев и электроотопление. - 2015. - № 1. - С. 32-35.

134. Хренков, Н. Н. Особенности расчета тепловой изоляции обогреваемых трубопроводов / Н. Н. Хренков // *Academia. Архитектура и строительство*. - 2009. - № 5. - С. 369-371.

135. Хренков, Н. Н. Прямой электрический нагрев подводных трубопроводов / Н. Н. Хренков // *Промышленный электрообогрев и электроотопление*. - 2013. - № 2. - С. 28-29.

136. Хренков, Н. Н. СКИН-система / Н. Н. Хренков // *Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса*. - 2008. - № 1. - С. 69-71.

137. Хренков, Н. Н. Сопоставление температурных режимов обогрева стальных и пластиковых трубопроводов / Н. Н. Хренков // *Промышленный электрообогрев и электроотопление*. - 2014. - № 1. - С. 28-33.

138. Хренков, Н. Н. Тепловые параметры трубопроводов, проложенных в вечномерзлом грунте / Н. Н. Хренков // *Нефтяное хозяйство*. - 2007. - № 3. - С. 98-101.

139. Хуа, И. Ц. Изменение состава и свойств тяжелых высоковязких нефтей под воздействием микроволнового облучения / Ц. Хуа И, Ц. Бо // *Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов*. - 2013. - № 4 (12). - С. 20-25.

140. Хуа, И. Ц. Оценка распределения температур в микрофизической модели тяжелой нефти при микроволновом воздействии / Ц. Хуа И, Ц. Бо // *Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов*. - 2014. - № 1 (13). - С. 48-52.

141. Чекалкин, А. Л. Повышение надежности работы пункта подогрева нефти НПС «Чикшино» / А. Л. Чекалкин, Д. С. Гурьянов // *Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов*. - 2011. - № 2. - С. 80-83.

142. Челинцев, С.Н. Повышение эффективности трубопроводного транспорта высоkozастывающих нефтей в сложных природно-климатических условиях / С.Н. Челинцев: дисс. ... д-ра техн. наук: 25.00.19 / Челинцев Сергей Николаевич. – Москва, 2002. – 273 с.

143. Челинцев, С.Н. Результаты опытной перекачки высокопарафинистой нефти Коми АССР, обработанной депрессорной присадкой // М.: ВНИИОЭНГ, РНТС «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов», 1982. – № 1.-С.10-12.

144. 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.

145. Irvine, T.F., A generalized Blasius equation for power-law fluids// Chem Eng Commun, vol. 65, p. 39, 1988

146. Lervik, J. K. Совершенствование электрообогрева подводных морских трубопроводов / J. K. Lervik, H. Kulbotten, A. Nysveen [и др.] // Промышленный электрообогрев и электроотопление. - 2013. - № 2. - С. 30-37.

147. Metzner, A.B. Flow of non-Newtonian fluids - correlation of the laminar, transition, and turbulent-flow regions / A.B. Metzner, J.C. Reed // AIChE Journal. – 1955. - vol. 1. - No. 4. - p. 434 – 440.

148. Paуа, В. Измерение электрических и магнитных свойств стали при повышенной температуре / В. Paуа, Р. Teixeira // Промышленный электрообогрев и электроотопление. - 2013. - № 4. - С. 28-32.

149. Ryan, N.W. Transition from laminar to turbulent flow in pipes / N.W. Ryan, M.M. Johnson // AIChE Journal. - 1959. - vol. 5. - No. 4. 433 – 435 p.

150. Shanese, C. Transporting Alberta Oil Sands Products: Defining the Issues and Assessing the Risks – NOAA Technical Memorandum NOS OR&R 44. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://crrc.unh.edu/sites/crrc.unh.edu/files/media/noaa_oil_sands_report_09.2013.pdf

151. Strupinskiy, M. L. Technique for determining electrophysical properties of steel pipes / M. L. Strupinskii, N. N. Khrenkov, A. B. Kuvaldin // Russian Electrical Engineering. - 2009. - Т. 80, № 8. - С. 466-471.

152. Strupinskiy, M. L. Electrical and thermal parameters of induction heating systems for pipeline heating / M. L. Strupinskiy, N. N. Khrenkov, A. B. Kuvaldin [и др.] // Acta Technica CSAV (Ceskoslovensk Akademie Ved). - 2016. - Т. 61, № 2. - С. 181-199.

153. Strupinskiy, M. L. Electrothermal model of coaxial inductive - resistive heating system / M. L. Strupinskii, N. N. Khrenkov, A. E. Kuvaldin [и др.] // Russian Electrical Engineering. - 2005. - Т. 76, № 1. - С. 51-56.

154. Strupinskiy, M. Methods of calculation for induction-resistive pipeline heating systems / M. Strupinskiy, N. Khrenkov, A. Kuvaldin // Przegląd Elektrotechniczny. - 2008. - Т. 84, № 11. - С. 232-235.

155. **Zaripova (Badashina), N. A.** Increasing the efficiency of pipeline transport of viscous oil based on rheological features / A. K. Nikolaev, Y. G. Matveeva, N. A. Zaripova // Сборник статей XII Российско-Германской сырьевой конференции. – 2019. – С. 1-7.

156. **Zaripova (Badashina), N. A.** Investigation of application of anti-turbulent additive "M-FLOWTREAT" brand C on oil pipeline / A. K. Nikolaev, N. A. Zaripova, A. A. Erashov, E. S. Demenin // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2018. – С. 1-7.

157. **Zaripova (Badashina), N. A.** Investigation of rheological properties of bituminous oil / N. A. Zaripova, A. K. Nikolaev // Сборник работ конференции молодых ученых «Scientific Reports on Resource Issues 2018». – 2018. – С. 1-7.

158. **Zaripova (Badashina), N. A.** Modeling of flow in field pipeline to confirm effectiveness of insertion of splitting couplings in control of rill-washing corrosion / A. K. Nikolaev, A. V. Romanov, N. A. Zaripova, V. G. Fetisov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2018. – С. 1-6.

159. **Zaripova (Badashina), N.** Investigation of rheological properties of bituminous oil (Исследование реологических свойств битуминозной нефти) / Zaripova N.A. // 58 International Young Scientists Conference, Krakow, – 2017, p. 159.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Сравнительный анализ теплоизоляционных материалов

Таблица А.1 – Свойства некоторых распространенных теплоизоляционных материалов

Наименование, марка	Диаметр труб, мм	Толщина, мм	Средняя плотность в конструкции, кг/м ³	Диапазон рабочих температур, °С	Теплопроводность в конструкции и зависимость от температуры, Вт/(м·К)
1	2	3	4	5	6
Предварительно изолированные ППУ стальные трубы	32-1020	30-70	60-70	до 130	0,035
Предварительно изолированные ППУ полиэтиленовые гибкие трубы	25-110	23-42	60	до 95	0,035
Скорлупы из ППУ	15-325	40-60	40-80	-100...+300	0,038
Скорлупы и сегменты из ППС		20-100	33-45	до 85	0,032-0,035
Трубки из пористой резины					
K-FLEX ST	6-160	6-32		-200...+105	0,038
K-FLEX ECO	10-114	9-32		-70...+150	0,040
Thermaflex A/F	6-160	6-32		-45...+105	0,037
Kaiflex	6-160	6-32	65-85	-40...+105	0,040
Armstrong	До160	6-20	62-86	-80...+102	0,038
Листы из пористой резины					
K-FLEX ST	≥100	6-50		-200...+105	0,038
K-FLEX ECO	≥100	10-32		-70...+150	0,040
Thermaflex A/F	≥100	6-32		-45...+105	0,037
Kaiflex	≥100	6-32	65-85	-40...+85	0,040
Armstrong	≥100	6-20	62-86	-80...+102	0,038
Трубки из пористого ПЭ					
Thermaflex FRZ	12-159	6-25	30-40	-80...+95	0,034
Энергофлекс Супер	15-160	6-20	20-30	-40...+100	0,039
Цилиндры из минеральной ваты					
Rockwool	18-28	30-60			0,05+0,00018·T _{ср}
Rockwool	33-273	30-80	140-175	-180...+650	0,045+0,00015·T _{ср}
Nobasil	15-165	20-60	110-140	-180...+650	0,048
Маты Rockwool:					
Wired Mat	>200	25-100	80-95	до 1000	0,043+0,00022·T _{ср}
Lamella Mat	>100	25-100	40-65	до 250	0,040+0,00015·T _{ср}
Tex Mat	>100	60-80	43	до 650	0,040+0,00022·T _{ср}
Цилиндры из стеклянной ваты ISOVER	12-324	20-80	75	-60...+350	0,05+0,00018·T _{ср} 0,045+0,00015·T _{ср}
Шнур теплоизоляционный из минеральной ваты ШРМ 200	<100	Диаметр 50,60,70,80	170-200	-180...+450	0,058+0,00019·T _{ср}
Шнур асбестовый пуховой ШАП	<100	Диаметр 3-35	600-700	<400	0,1-0,12

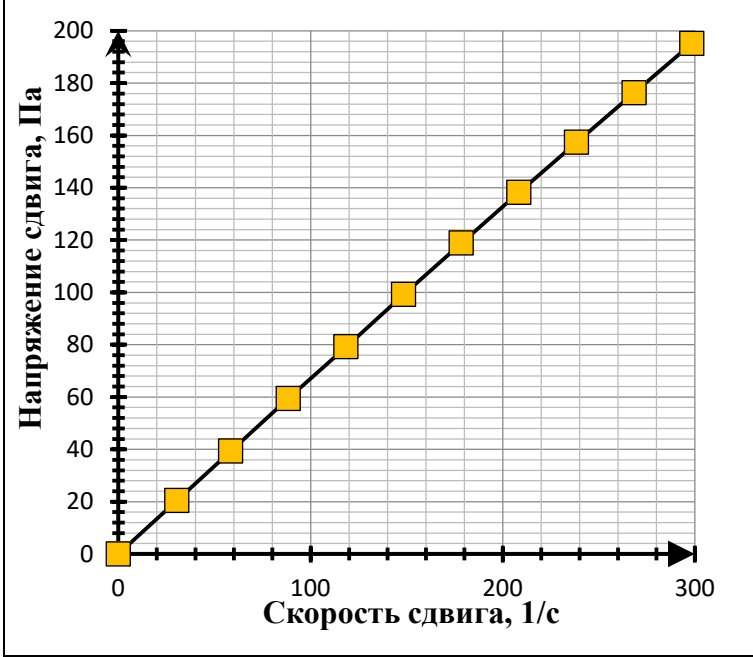
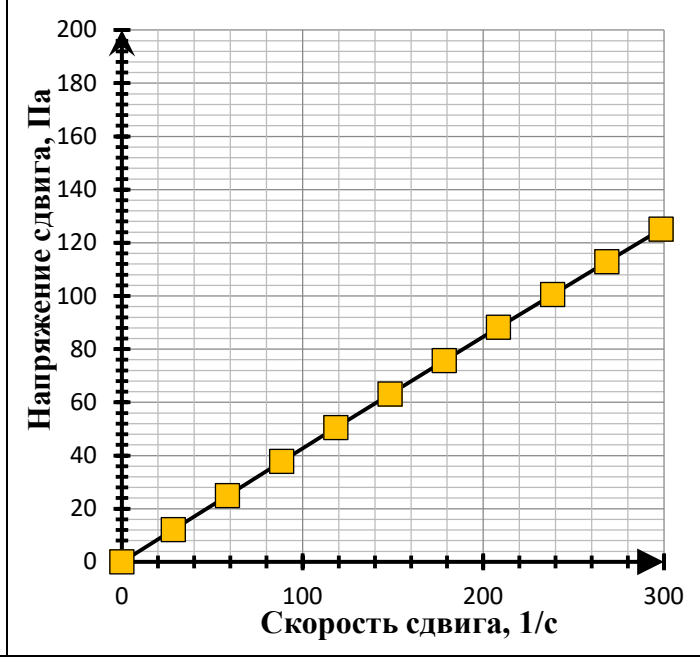
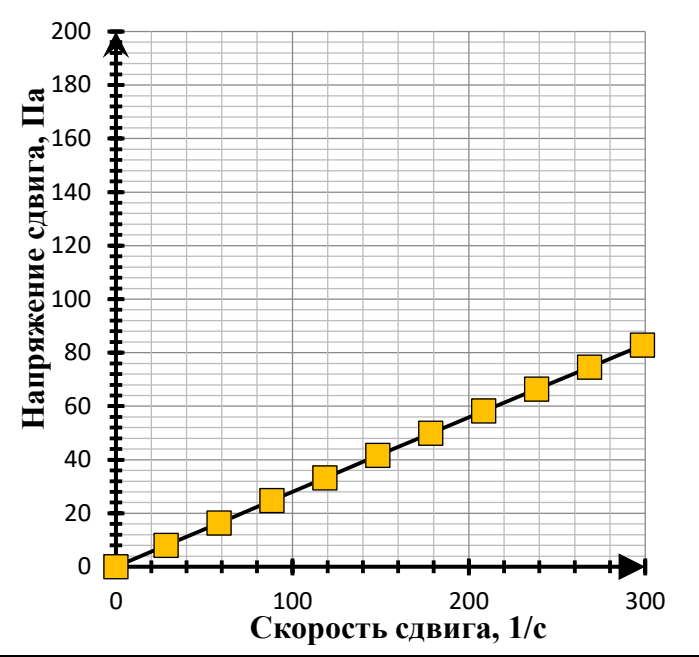
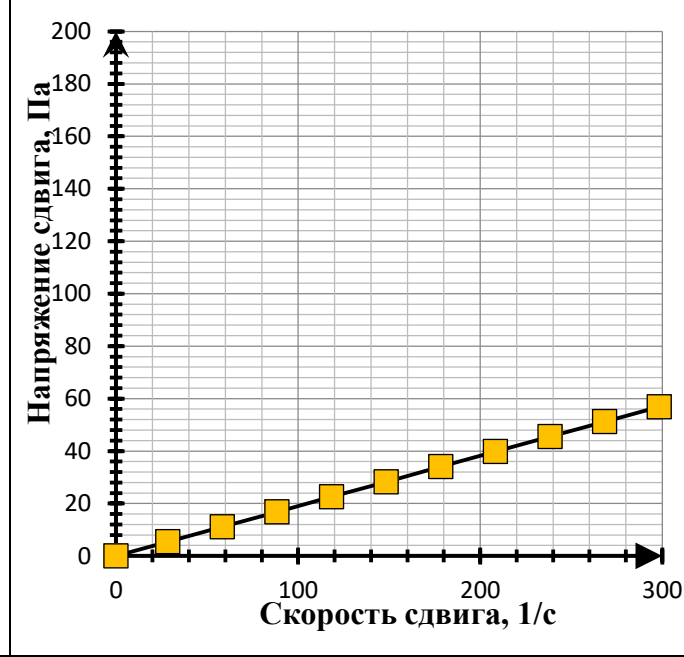
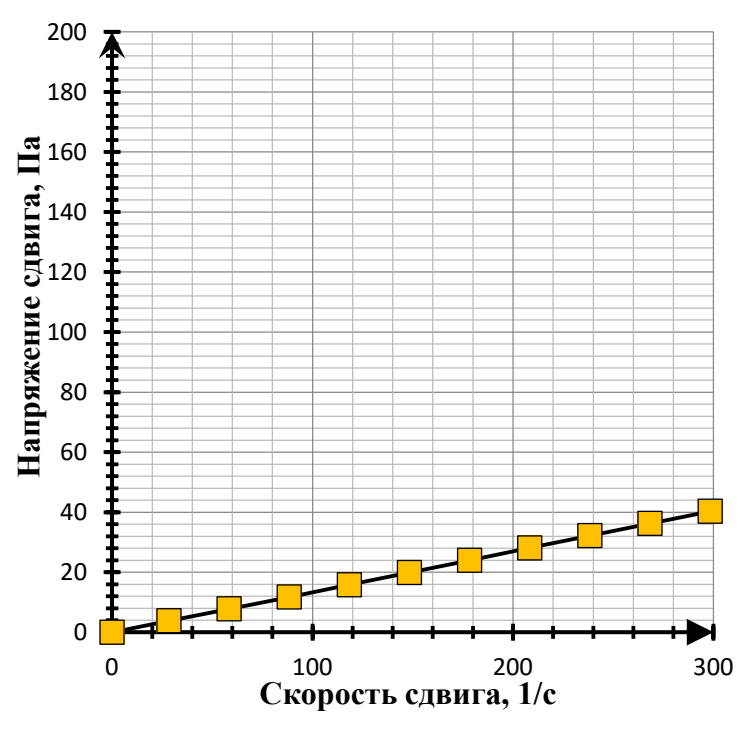
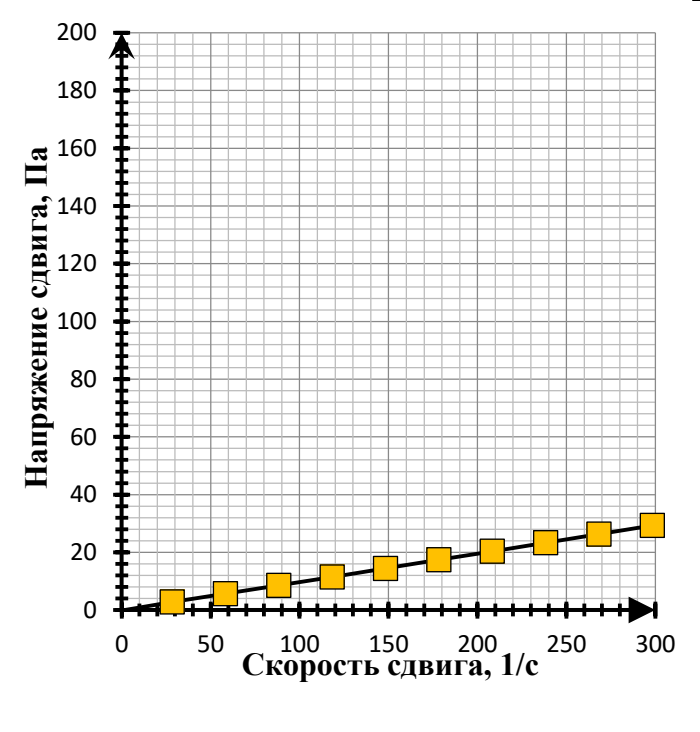
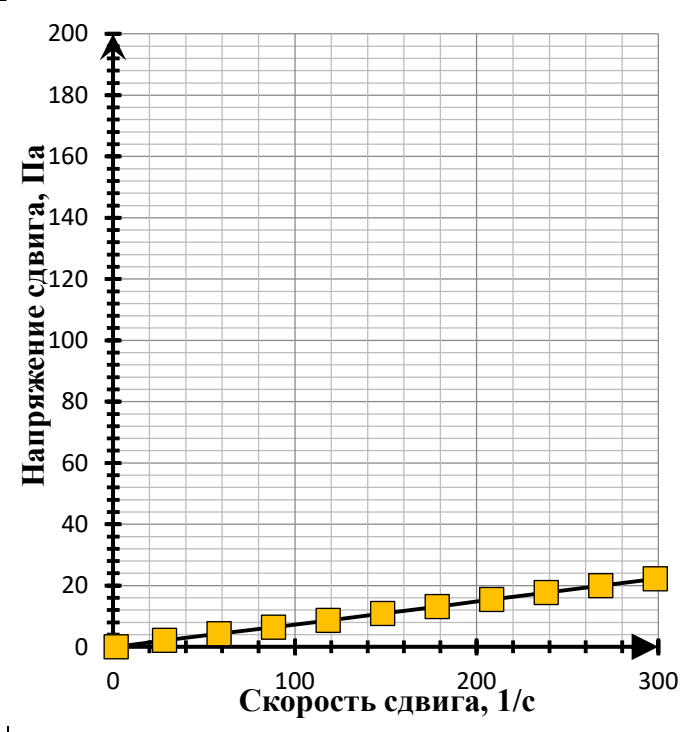
ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Результаты экспериментальных исследований

Таблица Б.1 – Графики зависимости коэффициента динамической вязкости от скорости сдвига при различных температурах

<p>График зависимости коэффициента динамической вязкости от скорости сдвига при температуре нефти плюс 10°C</p>	<p>График зависимости коэффициента динамической вязкости от скорости сдвига при температуре нефти плюс 15°C</p>	<p>График зависимости коэффициента динамической вязкости от скорости сдвига при температуре нефти плюс 20°C</p>	<p>График зависимости коэффициента динамической вязкости от скорости сдвига при температуре нефти плюс 25°C</p>
			<p>Примечания: Пологая площадка в правой части графиков соответствует ньютоновскому характеру течения нефти. Отклонения от прямой линии свидетельствует о проявлении сложных реологических свойств нефти.</p>
<p>График зависимости коэффициента динамической вязкости от скорости сдвига при температуре нефти плюс 30°C</p>	<p>График зависимости коэффициента динамической вязкости от скорости сдвига при температуре нефти плюс 35°C</p>	<p>График зависимости коэффициента динамической вязкости от скорости сдвига при температуре нефти плюс 40°C</p>	

Таблица Б.2 – Графики зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига при различных температурах

			
<p>График зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига при температуре нефти плюс 10°C</p>	<p>График зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига при температуре нефти плюс 15°C</p>	<p>График зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига при температуре нефти плюс 20°C</p>	<p>График зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига при температуре нефти плюс 25°C</p>
			<p>Примечания: Графики зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига в диапазоне температур 20 ... 40 °C свидетельствуют о ньютоновских свойствах нефти. В диапазоне температур ниже 20°C начинают незначительно проявляться свойства степенной жидкости (закон Оствальда).</p>
<p>График зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига при температуре нефти плюс 30°C</p>	<p>График зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига при температуре нефти плюс 35°C</p>	<p>График зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига при температуре нефти плюс 40°C</p>	

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Сравнение производителей СКИН-систем (по информации из открытых источников)

Название компании	Страна производитель	Наименование продукта	Основные технические характеристики								Срок службы	Наличие специализированного программного обеспечения для расчета тепловых потерь	Вид теплопроводящей пасты	Существующие примеры применения на промышленных объектах
			Мощность системы обогрева, Вт/м	Максимальная длина обогреваемого участка от 1 источника тепла, км	Диапазон допустимых температур окружающей среды, °С	Максимальная рабочая температура, °С	Допустимая температура без нагрузки, °С	Напряжение на нагреваемом элементе, кВ	Сечение проводника, мм ²	Диаметр стального нагревающего элемента, мм				
ГК «ССТ»	Российская Федерация	ИРСН-15000	до 150	до 30	-60...+55	200	260	до 5	до 40	15-60	не менее 25 лет	Тепломаг, IRSN 2.0	SILARM - 3, SILARM-81	Нефтепровод Заполярье - Пурпе - Самотлор, Нефтепровод Куомба - Тайшет, Межплощадочные нефтепроводы на Харьягинском месторождении и др.
BARTEC GmbH	Германия	The SEN	до 150	до 20	-55...+70	200	260	до 5	до 40	20-50	не менее 25 лет	-	SILARM - 3, SILARM-81	Харьягинское нефтяное месторождение и др.
Chromalox, Inc	США	TTEP	до 120	до 26	-50...+60	150	250	до 3	до 40	от 20	не менее 25 лет	-	-	Технологические нефтепроводы в Индонезии и др.
Thermon, Inc	США	ThermTrac™	до 165	до 25	-46...+50	200	260	до 5	8,37-42,4	до 48,1	не менее 25 лет	-	-	-
Raychem, Inc	США	STS	до 150	до 25	-40...+55	200	250	до 2,5/5, в зависимости от типа кабеля	13-33	до 50	не менее 25 лет	nVent's TraceCalc Pro software	-	700 км трубопровод для высоковязкой нефти от месторождения Мангала, Индия. Трубопровод для транспортировки жидкой серы, Абу-Даби, ОАЭ.
Heat Trace, Ltd	Великобритания	Skin-Trace	до 120	до 20	-40...+50	200	230	до 3	до 40	20-60	не менее 25 лет	Evolution software	-	-

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Объекты применения СКИН-систем на территории Российской Федерации (по данным ГК «ССТ»)

Заказчик	ПАО «Газпром» ОАО «Газпром Добыча Ямбург»	ПАО «Газпром» ООО «Уренгойгазпром»	ПАО «Газпром» ОАО «Сибирская нефтегазовая компания»	Total-Fina-Elf	ОАО НК «ЛУКОЙЛ» ООО «ЛУКОЙЛ- СЕВЕР»	ПАО «Газпром» ОАО «Ямбурггаздобыча»		ПАО «Газпром» ООО «Уренгойгазпром»		
Объект	Заполярье ГНКМ	Песцовое ГКМ	Береговое ГНКМ	Харьгинское нефтяное месторождение Харьяга-III	Южно-Инзырейское нефтяное месторождение Напорный нефтепровод от скв. №253 до врезки в магистральный трубопровод «Печоранефть»	Заполярье ГНКМ Межплощадочный водовод УКПГ 2С - УКПГ 3С «Заполярье»	Заполярье ГНКМ Межплощадочный водовод ВЖК НГКМ Заполярное - АРЗ Промбаза	Песцовое ГКМ Межплощадочный водовод ВЗС - УКПГ «Песцовое»		
Описание системы и технические характеристики	СКИН-система на межплощадочном водоводе	СКИН-система на водоводе длиной 40000 метров и межплощадочных сетях	СКИН-система на водоводе	СКИН-система на нефтяных межплощадочных трубопроводах	СКИН-система на трубопроводе длиной 12,5 км	СКИН-система на трубопроводе длиной 8 км В работе с 2004 г.	СКИН-система на трубопроводе длиной 5км В работе с 2004 г.	СКИН-система на трубопроводе длиной 2х20 км В работе с 2004 г.		
Протяженность ИР- проводника	18000 метров	5000 метров	10000 метров	50000 метров	25000 метров	8000 метров	8000 метров	40000 метров		
Мощность СКИН- системы	*	*	*	*	542 кВА	480 кВА	299 кВА	1540 кВА		
Срок реализации проекта	*	*	*	*	С 2002 г.	С 2004 г.	С 2004 г.	С 2004 г.		
Заказчик	НК «ЛУКОЙЛ» ООО «Нарьянмарнефтегаз»					ОАО «ИТЕРА» ОАО «Сибирская нефтегазовая компания»	АК «АЛРОСА»	НК «ЛУКОЙЛ» ЗАО «Север ТЭК»	НК «АЛЪЯНС» (ООО «Дон терминал»)	
Объект	Тэдинское НГКМ Нефтегазосборные коллектора	Тобойское НГКМ Нефтегазосборные коллектора	Мядсейское НГКМ Нефтегазосборные коллектора	НГКМ Перевозная Нефтегазосборные коллектора: 1) от скв. №7 до т. врезки в НГС коллектор куста скв. №2 ЦПС «Тобой»	Торавейское НГКМ Высоконапорный водовод: 1) от скв. №2 ВЗ (куст №3) до скв. №27	Межплощадочный водовод Берегового ГНКМ	Межплощадочный водовод Нюрбинского горно-обогатительного комбината	Межплощадочные водоводы НГКМ «Южно- Шапкинское»	Мазутопровод на водно- железнодорожной перевалочной базе нефтепродуктов Азовского района, Ростовской области	
Описание технических характеристик	СКИН-система на трубопроводе общей длиной 12 км В работе с 2004 г.	СКИН-система на трубопроводе общей длиной 16,5 км В работе с 2005 г.	СКИН-система на трубопроводе общей длиной 11,7 км В работе с 2005 г.	СКИН-система на трубопроводе длиной 13,4 км В работе с 2005 г.	СКИН-система на трубопроводе длиной 3 км В работе с 2005 г.	СКИН-система на трубопроводе длиной 2х5 км В работе с 2003 г.	СКИН-система на трубопроводе длиной 20 км В работе с 2005 г.	СКИН-система на трубопроводе общей длиной 13 км В работе с 2004 г.	СКИН-система на двухплечевой системе трубопроводов) общей длиной 3612 м	
Протяженность ИР- проводника	12000 метров	17000 метров	12000 метров	13500 метров	3000 метров	10000 метров	20000 метров	13000 метров	3700 метров	
Мощность СКИН- системы	635 кВА	1303 кВА	425 кВА	529 кВА	81 кВА	165 кВА	1105 кВА	341 кВА	*	
Срок реализации проекта	С 2004 г.	С 2005 г.	С 2005 г.	С 2005 г.	С 2005 г.	С 2003 г.	С 2005 г.	С 2004 г.	*	

* – информация в открытых источниках не предоставлена

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Справочная информация по теплоизоляционным технологиям и материалам

Таблица Д.1 – Справочная информация по теплоизоляционным технологиям и материалам


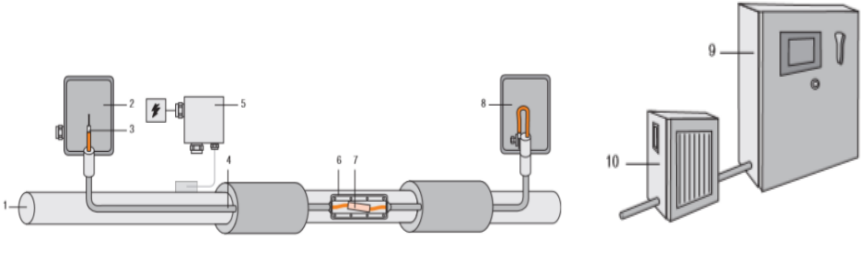
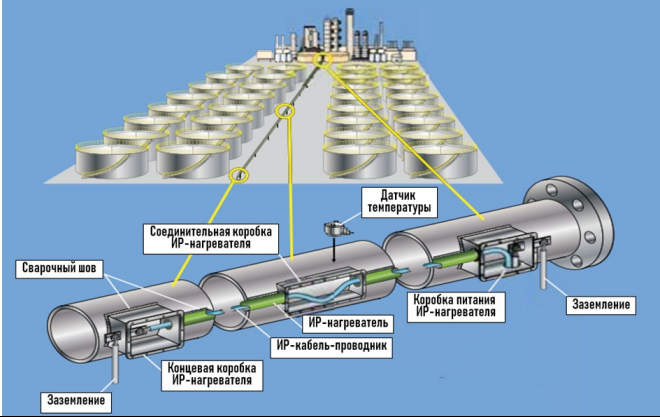

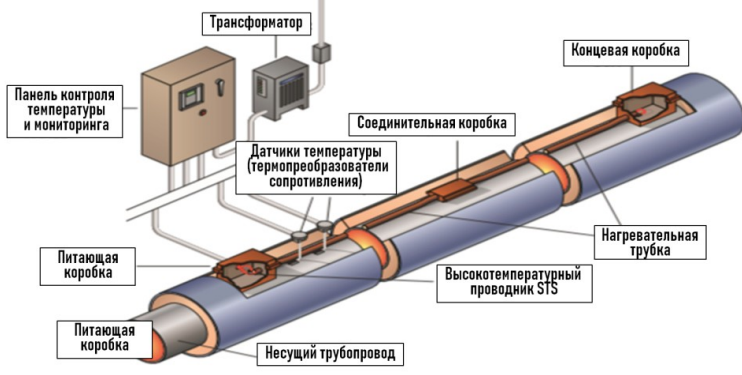

Условные группы теплоизоляционных материалов естественного и искусственного происхождения			
Структура теплоизоляционных материалов	Группы теплоизоляционных материалов		
	неорганические	органические	комбинированные
Волокнистая	Шамот, асбест, минеральная вата (базальтовая, каменная), стекловата, стекловолокно	Войлок, древесина, лен, хлопок, камышитовые плиты	–
Пористая	Перлит, вермикулит, газобетон, пенобетон	Пробка, пенополистирол, пенополиуретан, вспененные каучуки	пенополимербетон
Композитная	Синтактные пены на основе цементов (легкие бетоны) и микросфер (корундовых, алумосиликатных, стеклянных), фиброцемент	Синтактные пены на основе полимерных микросфер (сферопластики)	Синтактные пены на основе полиуретана, эпоксидных смол, акрилового латекса, каучуков, силиконовых эмульсий и микросфер (корундовых, алумосиликатных, стеклянных)
Материалы, не нашедшие широкое применение для теплоизоляции нефтепроводов			
Материал	Краткое описание		
Асбест	Водные силикаты Mg,Fe,Ca,Na. Содержание воды 1,5-13% [2]. Низкая себестоимость, запрещен в ЕС из-за канцерогенных свойств.		
Вспученный вермикулит	Сыпучий зернистый материал. Размер зерен до 10 мм (ГОСТ 12865-67). Теплопроводность 0,064-0,075 Вт/(м·К). Огнестойкий, малая объемная масса, удаление влаги затруднено, высокий расход вяжущих веществ при изготовлении.		
Перлитовый песок	Изготавливается из вулканических пород. Изделия хрупкие с низкой влагостойкостью. Производится в виде плит, скорлуп, сегментов различной формы.		
Шамот	Изготавливается из огнеупорной глины. Огнеупорный, устойчив к агрессивным средам [4]. Обладает высокой теплопроводностью, большими габаритами конструкции.		
Синтактные пены	Закрыто-пористая структура в композиции связующего вещества. Заявленная низкая теплопроводность, противоречивый опыт апробации на реальных объектах [6], малая изученность свойств материала.		

Таблица Д.2 – Справочная информация по теплоизоляционным технологиям и материалам

Применяемые на нефтепроводах теплоизоляционные материалы	
Материал	Краткое описание
<p style="text-align: center;">Минеральная вата</p> 	Тонкое волокно из габбро-базальтовых пород. Характеристики: невысокая стоимость, отработанная технология производства, малая плотность, стойкость к перепадам температур, хорошие теплофизические показатели, но высокий уровень влагопоглощения, канцерогенные свойства
<p style="text-align: center;">Пенополиуретан (ППУ)</p> 	Газонаполненная пластмасса, 85-90% состава – инертный газ. Широкий спектр применения, низкая теплопроводность, удобен в производстве и монтаже, но подвержен разрушению УФ.
<p style="text-align: center;">Вспененный каучук</p> 	Пеноматериал с закрытой пористой структурой. Высокая степень огнестойкости, низкая теплопроводность, не подвержен коррозии, длительный срок службы, стойкость к проникновению влаги, но высокая стоимость.

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Результат анализа международного рынка СКИН-систем электрообогрева

Наименование продукта	Комплект поставки	Существующие примеры применения на промышленных объектах	Общий вид/ схема
ИРСН-15000	ИР-нагреватель, ИР-проводник, соединительные, питающие, концевые коробки, соединители, комплектная трансформаторная подстанция, шкафы управления	Нефтепровод Заполярье - Пурпе - Самотлор, Нефтепровод Куюмба - Тайшет, Межплощадочные нефтепроводы на Харьгинском месторождении и др.	
The SEN	ИР-нагреватель, ИР-проводник, соединительные, питающие, концевые коробки, соединители. Опционально: комплектная трансформаторная подстанция, шкафы управления, термостат	Харьгинское нефтяное месторождение и др.	
TTEP	ИР-нагреватель, ИР-проводник, соединительные, питающие, концевые коробки, соединители, трансформатор, панель управления	Технологические нефтепроводы в Индонезии и др.	
ThermTrac™	Коробка для подключения к питанию, ферромагнитная нагревательная трубка, коробка для протягивания жил, коробка для концевой заделки, Соединительная коробка по месту эксплуатации, панель управления, трансформатор	—	
STS.	Трансформатор, высокотемпературный провод STS, коробка подключения и отключения питания, соединительные коробки, датчик температуры, управляющий и мониторинговый модуль	700 км трубопровод для высоковязкой нефти от месторождения Мангала, Индия. Трубопровод для транспортировки жидкой серы, Абу-Даби, ОАЭ.	
Skin-Trace	Нагревательная трубка с необходимыми комплектующими - муфтами, протяжными/соединительными, вводными и концевыми коробками, изолированный проводник, высоковольтная ячейка, силовой трансформатор, электронный контроллер, приборы контроля и измерения, система сигнализации		

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Сравнение видов электрообогрева и обогрева паром

Показатель	СКИН-система	Резистивный греющий кабель	Саморегулирующийся греющий кабель	Обогрев с помощью пара
Протяженность обогреваемого участка	Большая	Большая	Малая	Низкая температура в конце участка
Количество точек питания	Малое	Среднее	Малое	Большое
Тепловая мощность	Высокая	Высокая	Малая	Высокая
Уровень теплопередачи	Высокий	Высокий	Средний	Средний
Способ установки	На трубопроводе под слоем теплоизоляции внутри трубы	На трубопроводе способом спиралевидной обмотки	На трубопроводе способом спиралевидной обмотки	Прямой обогрев
Автоматический контроль	Удобство интеграции с АСУ	Необходимость в большом количестве точек контроля	Необходимость в большом количестве точек контроля	Реализация отсутствует
Сложность в обслуживании	Низкая	Умеренная	Умеренная	Низкая
Посекционный обогрев	Трудно реализуем	Возможен	Возможен	Возможен
Уровень безопасности и надежности	Высокий	Высокий	Умеренный	Умеренный
Стоимость строительства	Низкая	Низкая	Высокая	Высокая
Уровень эксплуатационных расходов	Низкий	Низкий	Низкий	Крайне высокий
Срок службы	20-30 лет	5-15 лет	3-8 лет	3-8 лет

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Влияние длины обогреваемого трубопровода на выбор системы обогрева

Длина трубопровода	Используется
до 25...30 км	СКИН-система, которая запитывается с двух сторон или в промежуточном месте трубопровода
до 15 км	СКИН-система, которая запитывается, с одной стороны,
до 8 км	Резистивный кабель, СКИН-система. Они работают без распределительной сети
до 3 - 6 км	Резистивный кабель либо особые композитные кабели, которые комбинирует кабель саморегулирующего типа и питающего. Все они функционируют без распределительной сети
до 200...300 м	Саморегулирующийся и резистивный. Распределительная сеть нужна, ее стоимость небольшая
до 100 м	Саморегулирующийся греющий кабель и резистивный. Не нужно применять распределительную сеть