

Федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования  
«Тюменский индустриальный университет»

На правах рукописи



**ЯКУПОВ АЗАМАТ УЛЬФАТОВИЧ**

**РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ПУСКОВЫХ ДАВЛЕНИЙ  
ПРИ НЕСТАЦИОНАРНОМ РЕЖИМЕ РАБОТЫ  
МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА  
С ТЕРМОСТАБИЛИЗАТОРАМИ**

Специальность 2.8.5. Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов,  
баз и хранилищ (технические науки)

**Диссертация**  
на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель -  
доктор технических наук, профессор  
Земенков Юрий Дмитриевич

Тюмень – 2022

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>4</b>
<b>ГЛАВА 1. ПУСКОВОЕ ДАВЛЕНИЕ НЕФТЕПРОВОДОВ.....</b>	<b>11</b>
1.1 Трубопроводный транспорт углеводородов.....	11
1.2 Реологические свойства нефтей.....	19
1.3 Трубопроводный транспорт высоковязких и высокозастывающих нефтей .....	32
1.4 Методики расчета времени безопасной остановки.....	35
1.5 Постановка задачи исследования.....	44
Выводы по главе 1 .....	46
<b>ГЛАВА 2. РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА В ГРУНТЕ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НЕФТИ .....</b>	<b>48</b>
2.1 Математическая модель тепломассопереноса в грунте .....	48
2.2 Математическая модель теплопереноса в нефтепроводе.....	50
2.3 Тепловой поток от сезоннодействующего охлаждающего устройства	50
2.4 Тепловой поток на верхней поверхности земли .....	56
2.5 Методика решения системы дифференциальных уравнений .....	58
2.6 Решение верификационной задачи.....	59
Выводы по главе 2 .....	61
<b>ГЛАВА 3. ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕМПОВ ОХЛАЖДЕНИЯ НЕФТИ В ОСТАНОВЛЕННОМ НЕФТЕПРОВОДЕ .....</b>	<b>63</b>
3.1 Моделирование остывания нефти при остановке перекачки .....	63
3.2 Результаты численного эксперимента, обработка результатов.....	74
Выводы по главе 3 .....	82

<b>ГЛАВА 4. ИССЛЕДОВАНИЕ ПУСКОВЫХ ДАВЛЕНИЙ В ОСТАНОВЛЕННОМ НЕФТЕПРОВОДЕ .....</b>	<b>84</b>
4.1 Алгоритм расчета величины пускового давления .....	84
4.2 Исследование пускового режима нефтепровода.....	88
4.3 Методика расчета величины пускового давления для определения времени безопасной остановки .....	95
Выводы по главе 4 .....	103
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>104</b>
<b>СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ .....</b>	<b>105</b>
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....</b>	<b>106</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А.....</b>	<b>119</b>

## **ВВЕДЕНИЕ**

### **Актуальность работы**

Согласно «Энергетической стратегии России на период до 2035 г.» (№ 1523-р) стратегической целью развития нефтяного комплекса является стабильное и бесперебойное удовлетворение спроса на нефть. Увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). Так, по данным годовых отчетов нефтяных компаний (НК), наблюдается значительный рост добычи высоковязких нефтей (ВВН): например, «Роснефть» начала разработку залежи сверхвысоковязкой нефти Карабикуловского месторождения, «Лукойл» увеличил добычу ВВН Ярегского и Усинского месторождений на 25%. В соответствии с текущим прогнозом НК, основной объем льготируемой добычи из залежей ТРИЗ и ВВН планируется только увеличивать.

Значительная часть объектов нефтегазовой отрасли Российской Федерации располагается в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Объекты отрасли распложены в местностях со сложными природно-климатическими условиями, где преобладают многолетнемерзлые и сезонно промерзающие грунты. Магистральные нефтепроводы проектируются и эксплуатируются там по первому принципу строительства – мерзлые грунты сохраняют в мерзлом состоянии, а талые грунты - замораживают. Сохранение грунтов в мерзлом состоянии обеспечивается комплексом мероприятий по термостабилизации грунтов, наиболее предпочтительным из которых является применение сезоннодействующих охлаждающих устройств (СОУ) жидкостных или парожидкостных типов – термостабилизаторов (ТС). При подземной прокладке ТС устанавливают вдоль трубы с расчетным шагом, обеспечивающим твердомерзлое состояние грунтов в процессе эксплуатации.

Увеличение добычи ВВН влечет за собой как рост нагрузки на транспортную систему, так и повышение ответственности самого процесса перекачки. Нестационарные процессы, вызванные аварийными ситуациями, могут привести к непоправимым последствиям. Одним из таких

нестационарных процессов является аварийная остановка перекачки нефти. При остывании перекачиваемых ВВН ниже критических температур запуск трубопровода будет невозможен. В этих условиях особую актуальность приобретает задача определения времени безопасной остановки подземного нефтепровода, проложенного в сложных природноклиматических условиях, с термостабилизаторами грунта.

### **Степень разработанности темы исследования**

Исследованиям реологических свойств различных нефтей и нефтепродуктов посвящены работы Л. С. Абрамзона, Р. А. Алиева, Э. М. Блейхера, В. Е. Губина, Ю. Д. Земенкова, Р. Г. Исхакова, А. А. Коршака, В. А. Куликова, М. В. Лурье, Л. С. Маслова, К. В. Мукук, Е. И. Крапивский, В. О. Некучаева, А. Н. Саханова, Ю. А. Сковородникова, Ю. В. Скрипникова, В. Н. Степанюгина, П. И. Тугунова, В. Т. Федоров, В. И. Цветкова, С. Н. Челинцева, А. Б. Шабарова, К. Ю. Штукатуров, В. А. Юфина, J. K. Lervik, A. V. Metzner и другие.

Исследованиям в области определения времени безопасной остановки нефтепроводов и величины пусковых давлений посвящены труды отечественных и зарубежных ученых: Р. А. Алиева, А. А. Аронса, Н. А. Гаррис, В. В. Жолобова, Р. М. Каменского, С. С. Кутателадзе, В. Ф. Новоселова, В. К. Тянь, И. А. Чарного, В. И. Черникина, П. П. Шумилова, В. С. Яблонского, А. Л. Ястребова и др.

В работах В. М. Агапкина, А. И. Горковенко, В. Е. Губина, В. Н. Дегятрева, Б. Л. Кривошейна, С. Я. Кушнера, Н. А. Малюшина, С. А. Пульникова, С. М. Султанмагомедова, П. И. Тугунова, В. И. Черникина, В. А. Юфина, В. С. Яблонского и другими специалистами исследованы различные условия и факторы, влияющие на тепловое взаимодействие нефтепровода с грунтом.

Исследования и научно-технические разработки проводились АО «Гипротрубопровод», ООО «НИИ Транснефть», АО «ВНИИСТ», ООО «ИПТЭР», ИНХС РАН и другими компаниями.

Как показал анализ, специальной литературы, вопросы определения времени безопасной остановки и величин пусковых давлений при нормальных условиях достаточно полно изучены. Однако, при транспорте ВВН по нефтепроводам, проложенным в многолетнемерзлых грунтах, остается нерассмотренным вопрос влияния термостабилизаторов грунта на время остывания нефти в остановленном нефтепроводе.

**Цель работы** - разработка методики расчета пусковых давлений при нестационарных температурных режимах работы нефтепровода, оборудованного сезоннодействующими охлаждающими устройствами.

**Задачи исследования:**

1. Разработать математическую модель, описывающую процесс остывания нефти в нефтепроводе с учетом влияния СОУ.
2. Установить зависимость температур нефти в остановленном нефтепроводе, проложенном в многолетнемерзлых грунтах с использованием СОУ, от времени остановки.
3. Определить величину пускового давления подземного магистрального нефтепровода в ММГ с СОУ, транспортирующего высоковязкие и высокозастывающие нефти.
4. Разработать методику определения времени безопасной остановки нефтепровода с высоковязким продуктом и расчета величины пускового давления нефтепровода, проложенного в многолетнемерзлых грунтах, с сезоннодействующими охлаждающими устройствами.

**Объектом исследования** является подземный нефтепровод, проложенный в многолетнемерзлых грунтах с применением термостабилизаторов.

**Предметом исследования** является динамика изменения температуры и реологических характеристик нефти в остановленном нефтепроводе.

**Методология и методы исследования**

При выполнении диссертационного исследования применялся комплексный подход, включающий научный анализ, планирование и

проведение экспериментальных исследований. В работе использованы классические положения теории тепломассопереноса в пористых средах, методы математического и регрессионного анализа. Для решения задач использовались современные средства численного моделирования.

### **Научная новизна результатов работы:**

1. Разработана математическая модель теплового взаимодействия остановленного магистрального нефтепровода с температурным полем грунта, сформированного с учетом конструктивных особенностей и температурно-климатических режимов функционирования конденсаторной и испарительной части СОУ, для расчета темпов охлаждения.

2. Выявлена интенсивность понижения температуры нефти в процессе остановки перекачки в зависимости от характеристик сезоннодействующих охлаждающих устройств, установленных вдоль подземного нефтепровода, от диаметра трубопровода, толщины теплоизоляции, начальной температуры остывания.

3. Установлены минимальные величины пусковых давлений вводимого в рабочий режим нефтепровода, оборудованного СОУ.

4. Разработана методика расчета величины пускового давления с учетом теплофизических характеристик нефти, позволяющая определять время безопасной остановки нефтепровода, проложенного в многолетнемерзлых грунтах.

### **Основные положения, выносимые на защиту:**

1. Применение математической модели теплового взаимодействия остановленного нефтепровода с термостабилизаторами позволит учитывать влияние СОУ при определении минимальной величины давления, необходимого для возобновления перекачки.

2. Термостабилизаторы ускоряют процесс охлаждения нефти при остановке процесса перекачки в подземном магистральном нефтепроводе в  $1,2 \div 2$  раза.

3. При вводе в рабочий режим нефтепровода, расположенного в многолетнемерзлых грунтах, с сезоннодействующими охлаждающими устройствами требуется давление больше допустимого. Например, при вводе в рабочий режим нефтепровода диаметром 820 мм потребуется на 60 % больше давления относительно рабочего при остановке на 72 часа.

#### **Теоретическая и практическая значимость работы:**

1. Полученная методика и алгоритмы расчета позволяют определить допустимую температуру нефти в процессе остановки подземного нефтепровода, проложенного в многолетнемерзлых грунтах, с сезоннодействующими охлаждающими устройствами.

2. Разработанная математическая зависимость может быть использована проектными и эксплуатирующими нефтепроводы организациями для определения времени безопасной остановки подземного нефтепровода, транспортирующего высоковязкие и высокозастывающие нефти, с учетом СОУ, а также диспетчерско-технологическими службами для прогнозирования параметров режимов эксплуатации нефтепроводов.

**Личный вклад автора** состоит в постановке и реализации задач исследования; получении математических моделей и зависимостей; проведении экспериментальных исследований и имитационном моделировании; формулировании положений научной новизны, теоретической и практической значимости; анализе, обобщении и внедрении результатов исследования.

#### **Степень достоверности и апробации результатов**

Достоверность полученных результатов подтверждается удовлетворительной корреляцией с данными расчетных экспериментов, выполненных с применением общепризнанных универсальных методов, основанных на методе конечных разностей. Показана согласованность результатов исследования с опубликованной информацией, представленной другими специалистами по данной тематике. Сходимость результатов с экспериментальными значениями составляет 97%. Апробация и верификация моделей выполнена с применением теории планирования многофакторного



эксперимента, а обработка результатов – методами математической статистики. Расчетные значения критериев Фишера не превышают табличные при доверительной вероятности 95%, а средняя ошибка аппроксимации – не выше 3%.

### **Апробация результатов**

Основные положения, результаты и научные новизна диссертационной работы докладывались на международных и всероссийских научно-практических конференциях, форумах и семинарах: IV Российской научно-практической молодежной конференции по геотехнике (Тюмень, 2018 г.); Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии – нефтегазовому региону» (Тюмень, 2019 г.); Национальной научно-практической конференции «Нефть и газ: технологии и инновации», (Тюмень, 2019 г.); II Международной научно-практической конференции «Арктика: современные подходы к производственной и экологической безопасности в нефтегазовом секторе» (Тюмень, 2020 г.); Всероссийской (национальной) научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Проблемы функционирования систем транспорта» (Тюмень, 2020 г.); Международной научно-технической конференции «Транспорт и хранение углеводородного сырья» (Тюмень, 2021 г.); XIX Всероссийской конференции-конкурсе студентов и аспирантов «Актуальные проблемы недропользования» (Санкт-Петербург, 2021 г.); Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений, транспорта и переработки трудноизвлекаемых запасов тяжелых нефтей» (Ухта, 2021 г.).

### **Публикации**

Основные результаты диссертационной работы получили отражение в 10 опубликованных научных работах, в том числе в 5 статьях напечатанных в журналах, рекомендованных ВАК Министерства науки и высшего образования РФ.

### **Соответствие диссертации паспорту научной специальности**

Рассматриваемая область исследования соответствует паспорту специальности 2.8.5. Строительство и эксплуатация нефтегазоводов, баз и хранилищ по п. 1 «Технологические процессы и технические средства для проектирования, сооружения, эксплуатации, теоретические и практические основы взаимодействия объектов трубопроводного транспорта с окружающей средой с целью создания высокоэффективных, энерго- и ресурсосберегающих, надежных, механически и экологически безопасных сухопутных и морских систем трубопроводного транспорта для добычи, сбора, подготовки, транспортировки и хранения углеводородов, распределения, газоснабжения и нефтепродуктообеспечения, а также других газовых, жидкостных и многофазных сред, гидро- и пневмоконтейнерного транспорта», и п. 4 «Методы и средства информационных технологий, моделирования, мониторинга, прогнозирования, интеллектуального инжиниринга и управления, автоматизации и роботизации, стандартизации и цифровизации технологических процессов проектирования, сооружения, эксплуатации, диагностики, ремонта сухопутных и морских систем трубопроводного транспорта для добычи, сбора, подготовки, транспортировки и хранения углеводородов, распределения, газоснабжения и нефтепродуктообеспечения, а также других газовых, жидкостных и многофазных сред, гидро- и пневмоконтейнерного транспорта с целью повышения эффективности, надежности и безопасности использования отраслевого потенциала и ресурса трубопроводных конструкций».

### **Структура и объем работы**

Диссертация изложена на 121 странице машинописного текста, состоит из введения, четырех глав, заключения и списка литературы, включает 10 таблиц и 50 рисунков. Список литературы включает 111 наименований, в том числе 15 иностранных.

## ГЛАВА 1. ПУСКОВОЕ ДАВЛЕНИЕ НЕФТЕПРОВОДОВ

### 1.1 Трубопроводный транспорт углеводородов

Система магистральных нефтепроводов Российской Федерации является крупнейшей в мире. Её длина составляет более 50 тыс. км. Интенсивное строительство магистральных нефтепроводов началось со времени освоения месторождений, и располагались они в основных нефтедобывающих районах. Были построены крупнейшие нефтепроводы «Дружба», «Усть - Балык – Омск», «Усть - Балык – Курган – Уфа – Альметьевск», «Туймазы - Омск – Новосибирск - Иркутск», «Узень – Гурьев – Самара», «Уса – Ухта – Ярославль – Москва», «Александровское – Анжеро - Судженск – Красноярск – Иркутск», «Тенгиз – Новороссийск», «Куйбышев – Тихорецк – Новороссийск», «Восточная Сибирь – Тихий океан», «Нижневартовск – Курган – Куйбышев», «Сургут – Горький-Полоцк», «Холмогоры – Клин». Строительство системы трубопроводов для транспортировки нефти сопровождало освоение новых месторождений. Регионы страны связывались между собой единой сетью нефтепроводов.

В рамках Энергетической стратегии Российской Федерации до 2035 г. (№ 1523-р) идет активное освоение территорий Крайнего Севера (рисунок 1.1.) В настоящее время приступили к разработке месторождений, расположенных в Восточной Сибири, Якутии, акватории морей и на арктическом континентальном шельфе. Несмотря на высокую выработанность добывающих месторождений, увеличение доли трудноизвлекаемых запасов в добыче, ухудшение физико-химических и реологических характеристик добываемой нефти (включая содержание серы, повышение плотности, вязкости), необходимо обеспечить прогнозные значения внутренних потребностей в углеводородном сырье. В связи с указанными выше обстоятельствами повышается себестоимость добычи, транспорта и переработки нефти, актуализируется необходимость применения новых технологических решений.



Рисунок 1.1 – Зоны Севера Российской Федерации

При проектировании и строительстве магистральных нефтепроводов на Крайнем Севере разработки сталкиваются с суровыми природно-климатическими условиями, которые отличаются экстремально низкими температурами и сильными ветрами. Ситуация осложняется и тем, что для территории строительства характерны многолетнемерзлые грунты.

Особенности многолетнемерзлых грунтов проявляются при изменении температуры. С ее повышением уменьшается несущая способность грунтов. Это чревато возникновением аварийных ситуаций и происшествий, что категорически недопустимо. В связи с тем, что все возведенные человеком объекты влияют на естественный температурный режим, в процессе эксплуатации происходит повышение температуры грунта.

Содержащаяся в порах вода при отрицательных температурах находится в твердом состоянии и выступает в роли цементующего элемента. Меняя свое агрегатное состояние, слои грунта приобретают подвижность. Вода выдавливается при передаче нагрузки от сооружения на грунт, и происходит его осадка (рисунок 1.2.).

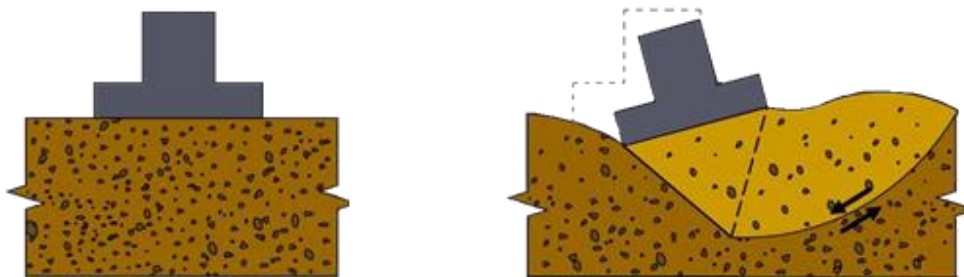


Рисунок 1.2 – Потеря несущей способности грунта

Неравномерные осадки грунта вызывают повышение напряжения в конструкциях и их деформацию. Все это влияет на надежность сооружений. Для обеспечения надежности и безопасности эксплуатации объектов на стадии проектирования и строительства предусматривают специальные мероприятия, обеспечивающие заданные нормативными документами требования.

Многолетнемерзлыми грунтами покрыто порядка 65 % всей площади территория РФ (рисунок 1.3.).



Рисунок 1.3 – Территория распространения ММП в РФ

Исследованиями свойств и процессов, протекающих в ММП при растеплении, занимались С. С. Вялов, А. И. Горковенко, С. Е. Гречищев, Ю. К. Зарецкий, И. А. Золотарь, А. А. Коновалов, Я. А. Кроник, С. Я. Кушнир,

Р. В. Максимьяк, Н. К. Пекарская, А. М. Пчелинцев, С. Б. Ухов, Н. А. Цытович и др.

Установлено, что, в зависимости от длительности воздействия и температуры, мерзлые грунты делятся на талые, мерзлые и многолетнемерзлые. Также у мерзлых грунтов определяют температуру, льдистость, засоленность. В связи с этим выделяют несколько типов мерзлых грунтов (см. рисунок 1.4.).

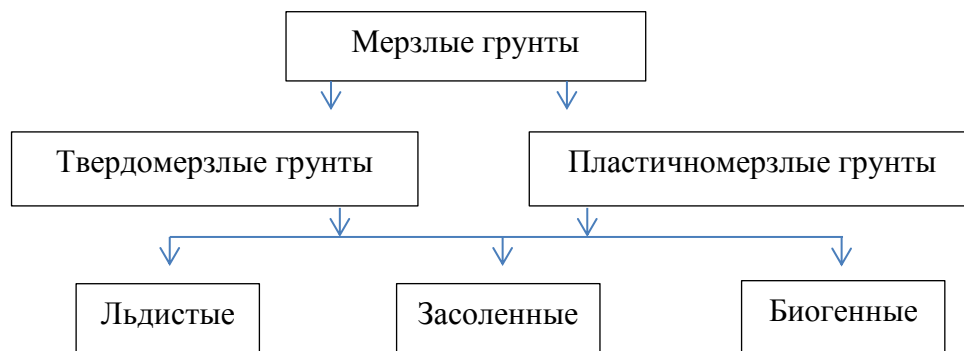


Рисунок 1.4 – Типы мерзлых грунтов

К твердомерзлым относят грунты, которые характеризуются хрупким разрушением и незначительной сжимаемостью под нагрузкой. К пластичномерзлым относятся грунты сцементированные льдом и сжимаемые под нагрузкой. Есть значения температур, при которых грунт переходит из пластичного в твердомерзлое состояние (значения представлены в таблице 1.1.).

Таблица 1.1 – Разновидности грунта

Грунты		Твердомерзлый	Пластичномерзлый	Сыпучемерзлый
Пески гравелистые, крупные и средней крупности		$t_h < -0,1$	$t_h < t < t_{bf}$ при $S_{fr} < 0.8$	$S_{fr} \leq 0,15$
Пески мелкие и пылеватые		$t_h < -0,3$		
Глинистые грунты:	- супесь	$t_h < -0,6$	$t_h < t < t_{bf}$	$S_{fr} \leq 0,15$
	- суглинок	$t_h < -1,0$		
	- глина	$t_h < -1,5$		

Примечание:  $t_h$  - температурная граница твердомерзлого состояния грунта,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $t$  - температура грунта,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $t_{bf}$  - температура начала замерзания,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $S_{fr}$  - степень заполнения пор льдом и незамерзшей водой.



Анализируя значения температур, можно сделать вывод, что для обеспечения надежности и безопасности эксплуатации объектов, построенных на территориях с распространением ММГ, необходимо поддерживать грунты в холодном состоянии. Но для поддержания пластичномерзлых грунтов в исходном состоянии необходимы специальные действия, т. к. в процессе эксплуатации происходит растепление, и сооружения могут получить критические деформации. Для этого возможно использовать следующие меры: проветриваемое подполье; теплоизоляционные экраны; термостабилизацию грунта.

Согласно [71], многолетнемерзлые грунты могут быть использованы в качестве основания сооружений по 2 принципам. Первый принцип – использовать и поддерживать грунты в мерзлом состоянии в течение всего срока эксплуатации объекта. Второй принцип предполагает использование грунтов в оттаявшем состоянии. Для второго принципа необходимо выполнить расчет величины ореола растепления, осадки и допустимых напряжений. Выбор метода проводят по результатам технико-экономического расчета вариантов прокладки магистрального нефтепровода и способов уменьшения их воздействия на грунты.

Так, в работах [14, 15, 23] авторы отмечают, что из-за сезонного и суточного колебания температуры окружающей среды, смены режима работы нефтепроводов возникают изменения температурного поля грунта. Все это приводит к изменению значений принятых положений на стадиях проектирования и строительства. В результате может произойти изменение напряжённо-деформированного состояния – потеря устойчивого положения, прочности и выход из строя нефтепровода. И самое опасное – его разрушение. Для получения фактических значений температур и возможности оценки прочности при меняющихся условиях предлагается предусматривать системы мониторинга температурного поля грунта вокруг нефтепровода. Одним из способов получения информации является установка термометрических скважин

вдоль трассы нефтепровода, сбор результатов измерений и оценка прочностной надежности различных участков линейной части магистрального нефтепровода.

В работе [18] исследован вопрос регулирования теплообмена подземного нефтепровода с ММГ. Рассмотрена возможность предотвращения прогрессирующего таяния и ограничение ореола протаивания многолетнемерзлого грунта в процессе эксплуатации. Необходимо сбалансировать тепловые потоки на поверхности массива после укладки нефтепровода. Для этого нужно, чтобы тепловой поток от трубопровода с нефтью в процессе транспортирования затрачивался на фазовые превращения при движении границы протаивания-промерзания грунта, тогда в формировании ореола участвовали бы сезонные колебания температуры. Для этого необходимо неукоснительное соблюдение регламента, в соответствии с которым производительность и температура не должны выходить за допустимые пределы. Но, как отмечает автор, при хорошо отлаженной работе нефтепровода возникает необходимость в отключении насосно-силового оборудования и остановке перекачки. Из-за этого нарушается тепловой режим грунтов, и ореол может выйти за допустимые границы.

В связи с этим актуальна проблема температурной стабилизации ММГ. Изучением процессов взаимодействия систем температурной стабилизации и ММГ занимались Г. В. Аникин, А. А. Вакулин, С. С. Вялов, С. И. Гапеев, Я. Б. Горелик, Г. М. Долгих, Д. С. Дроздов, М. М. Дубина, Э. Д. Ершов, В. С. Колунин, В. И. Макаров, В. П. Мельников, С. Н. Окунев, А. В. Павлов, Л. С. Поденко, А. П. Попов, В. Н. Феклистов, Л. Н. Хрусталева и др.

Существует активный и пассивный метод защиты грунта от растепления. К пассивной защите относят установку теплоотражающих экранов и теплоизоляцию нефтепровода. К активному методу относят следующие устройства: индивидуальные термостабилизаторы; горизонтальные и вертикальные естественнодействующие трубчатые системы, глубинные охлаждающие устройства.



Для поддержания отрицательных температур грунта линейной части магистральных нефтепроводов используют сезоннодействующие охлаждающие устройства (СОУ) [29]. Такие устройства охлаждают грунт в холодное время года, когда температура окружающей среды ниже температуры грунта. Схема термостабилизатора представлена на рисунке 1.5.

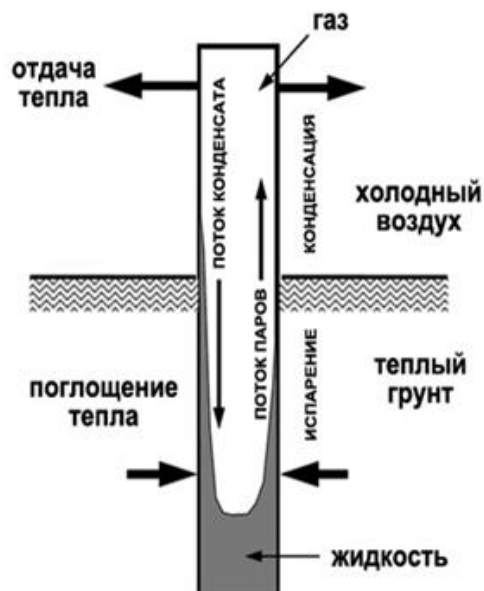


Рисунок 1.5 – Типовая схема СОУ

СОУ представляет собой полый внутри цилиндр, замкнутый с концов и заправленный хладагентом. В качестве хладагентов используют легкозакипающие при отрицательной температуре соединения: аммиак, углекислоту, фреон и др. При стандартных условиях данные соединения находятся в газообразном состоянии. Хладагенты в СОУ заполняют с давлением, и при этом образуется жидкая фаза.

Принцип действия устройства заключается в поглощении тепла подземной частью СОУ – испарителем. Жидкость в испарительной части нагревается, закипает и устремляется вверх, унося с собой энергию. В верхней части – конденсаторе – происходит передача энергии атмосферному воздуху в виде тепла. При этом хладагент в газообразном состоянии конденсируется в жидкость и стекает вниз, замыкая цикл. Необходимым условием работы для создания условий закипания и конденсирования хладагента, является отрицательная температура окружающей среды. В связи с этим СОУ называют

сезоннодействующими устройствами, т. к. период их работы ограничен продолжительностью зимы. Холодное время года необходимо максимально использовать для заморозки и создания необходимого запаса, который не даст в теплое время года растеплится грунту. Для этого предусмотрены различные конструктивные особенности СОУ. Согласно [33, 34], СОУ производятся в нескольких вариантах исполнения: а) для увеличения площади теплообмена с грунтом испарительная и конденсаторная части могут иметь различную длину.

Согласно строительным нормам, в основном применяют подземную прокладку магистрального нефтепровода. Для использования надземной прокладки на опорах необходимо технико-экономическое обоснование. Согласно [29], при подземной прокладке магистрального нефтепровода устанавливают индивидуальные СОУ с расчетным шагом для обеспечения твердомерзлого состояния грунта на всем периоде эксплуатации объекта (рисунок 1.6.).



Рисунок 1.6 – Подземная прокладка нефтепровода с использованием СОУ

Представленное техническое решение обеспечивает надежность и безопасность эксплуатации подземного магистрального нефтепровода на территории распространения ММГ за счет использования СОУ для

поддержания отрицательной температуры грунта на протяжении всего срока эксплуатации.

## 1.2 Реологические свойства нефтей

Российская Федерация обладает значительным запасом углеводородного сырья и входит в число мировых лидеров по объемам производства и экспорта энергетических ресурсов. Согласно [90], топливно-энергетический комплекс является одним из основных источников формирования бюджетных доходов. В рамках указанного документа поставлена цель сохранения текущих позиций. Для удержания достигнутых значений назрела необходимость использования новых современных технологий, что особенно актуализируется в связи с преобразованием трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти в разрабатываемых и выработанных месторождениях. Технологии нужны как для процесса добычи нефти, так и для её транспорта по трубопроводной системе. Прогнозируется увеличение доли ТРИЗ [72] в общем объеме добычи с 8% до 17% к 2035 г.

К ТРИЗ относят нефть:

- заключенную в коллекторах с низким коэффициентом извлечения;
- в залежах на границах нефть-вода или нефть-газ;
- высоковязкую;
- газонасыщенную;
- в составе которой находятся агрессивные компоненты;
- залегающую на больших глубинах;
- с высокой температурой;
- с небольшой разницей температуры пластовой и застывания;
- сверхтяжелую, бутиминозную нефть;
- и др.

По данным годовых отчетов нефтяных компаний, наблюдается значительный рост добычи высоковязких (ВВН) и высокозастывающих нефтей

(ВЗН). Для обеспечения объемов потребления нефти, идет освоение месторождений в Восточной Сибири и на арктическом шельфе. Ведется разработка залежей сверхвысоковязкой нефти Карабикуловского месторождения. На 25 % [19-21], увеличилась добыча ВВН Ярегского и Усинского месторождений. В соответствии с текущим прогнозом НК, основной объем льготированной добычи из залежей трудноизвлекаемых запасов и ВВН планируется только увеличивать. Увеличение добычи ВВН влечет за собой как рост нагрузки на транспортную систему, так и повышение ответственности за сам процесс перекачки. Нестационарные процессы, вызванные аварийными ситуациями, могут привести к непоправимым последствиям. В связи с этим, увеличивается ответственность компаний за обеспечение надежной и безопасной эксплуатации систем трубопроводного транспорта нефти.

Стратегические цели нефтепроводных компаний соответствуют общим трендам. В соответствии с долгосрочной программой развития ПАО «Транснефть» на период до 2024 г. [30], поставлена задача снижения показателей приведенной аварийности. Для этого реализуются новые инновационные проекты, в том числе и по программам мониторинга технического состояния нефтепроводов. Моделирование возможных нестационарных процессов при мониторинге и анализе текущих показателей поможет предотвратить аварийные ситуации. Для этого необходимо знать тонкости технологий транспорта и основные сложности, с которыми предстоит столкнуться при эксплуатации нефтепроводов.

Особенностями транспорта высоковязких и высокозастывающих нефтей и исследованиями реологических свойств занимались Л. С. Абрамзон, Р. А. Алиев, В. М. Агапкин, Э. М. Блейхер, А. К. Галлямов, Н. А. Гаррис, В. Е. Губин, Ю. Д. Земенков, Р. Г. Исхаков, А. А. Коршак, Е. И. Крапивский, Б. Л. Кривошеин, В. А. Куликов, М. В. Лурье, В. И. Марон, Л. С. Маслов, А. Х. Мирзаджанзаде, К. В. Мукук, В. О. Некучаев, В. Ф. Новоселов, А. Н. Саханов, Ю. А. Сковородников, Ю. В. Скрипников, В. Н. Степанюгин, П. И. Тугунов, П. В. Федоров, В. Т. Федоров, В. И. Цветков, В. И. Черников,

С. Н. Челинцев, А. Б. Шабаров, А. М. Шаммазов, К. Ю. Штукатуров, А. Ф. Юкин, В. А. Юфин, В. С. Яблонский, J. K. Lervik, A. V. Metzner и др.

В трудах названных специалистов рассматриваются различные проблемы, влияющие на трубопроводный транспорт нефтей.

Существует ряд классификаций по распределению нефтей в зависимости от характеристик плотности, вязкости, содержанию парафина, асфальтенов и др.

Первичная классификация нефтей – разделение их по степени тяжести: легкие; тяжелые; сверхтяжелые и битумы, которые определяются по формуле из [98], плотность по API (American Petroleum Institute):

$$API = \frac{141.5}{\rho} - 131.5, \quad (1.1)$$

где  $\rho$  – плотность нефти при 15,6 °С, кг/м<sup>3</sup>.

Нефти со значением API больше 22,3 относят к легким, от 10 до 22,3 – к тяжелым, а меньше 10 – к сверхтяжелым.

На реологические характеристики нефти оказывает влияние фракционный состав; включающий серу, смолы силикагелевые, асфальтены, парафины. Они в свою очередь, состоят из компонентов: алканы н-/изо-строения; нафтены (циклоалканы); ароматические углеводороды (арены); углеводороды смешанного строения; неуглеродные (сера, азот, кислород и др.); минеральные (вода, соли и др.); высокомолекулярные компоненты и др. Основную часть нефти составляют углеводороды с различным процентным соотношением, строением, свойствами. Молекулярное строение нефтей определяет их химические и физические свойства. На основе которых их подразделяют на три класса – ароматические, нафтеновые и парафиновые.

Основную часть парафиновых нефтей составляют метановые углеводороды. В зависимости от количества атомов углерода алканы принимают три агрегатных состояния. У нафтеновых нефтей циклическое строение, они включают нескольких групп. Связи у них более устойчивые, чем у парафиновых, из-за

насыщения углерода и водорода. Ароматические углеводороды имеют строение в виде кольца, и связи у них менее насыщенные.

Качество нефти зависит от фракционного состава, который определяется при перегонке в лабораториях. При постепенном повышении температуры происходит испарение, и нефть разделяется на фракции. Определяется процентное соотношение объемного выхода фракций в диапазонах температур. Ввиду присутствия отличий в характеристиках фракций (температуры плавления, кристаллизации, кипения и др.) собирается набор уникальных соотношений, и определяются реологические параметры нефти.

Значения плотности коррелируются со значениями вязкости нефти. Вязкость варьируется от 1 мПа·с до 20 сПа·с, а выше этих значений все нефти относятся к тяжелым и высоковязким. Для определения этих значений на практике существуют методы, в основном определяемые по измерениям вязкости в вискозиметрах. Вязкость нефти, приводящая к возникновению сопротивлений при перемещении под действием внешних сил, влияет на условия транспорта. Осложняется все зависимостью вязкости и плотности от температуры.

Под действием силы при перемещении слоев нефти возникают сопротивления между молекулами. Величина, характеризующая внутреннее сопротивление при перемещении, называется внутренним трением. Связь между внутренним трением и вязкостью жидкости получена Ньютоном и вычисляется по формуле (1.2):

$$\tau = -\mu \frac{du}{dx}, \quad (1.2)$$

где  $\tau$  – напряжение внутреннего трения, Па;  $\mu$  – коэффициент динамической вязкости;  $\frac{du}{dx}$  – относительное изменение скорости по направлению.

Данная зависимость справедлива для светлых нефтепродуктов, в составе которых содержится небольшое количество парафина, а также для высокопарафинистых нефтей, но при высоких температурах. Значения вязкости нефти сильно зависят от температуры, и при величинах, близких к температуре

застывания, нефть перестает подчиняться закону Ньютона. Существует несколько классов неньютоновских нефтей (рисунок 1.7).

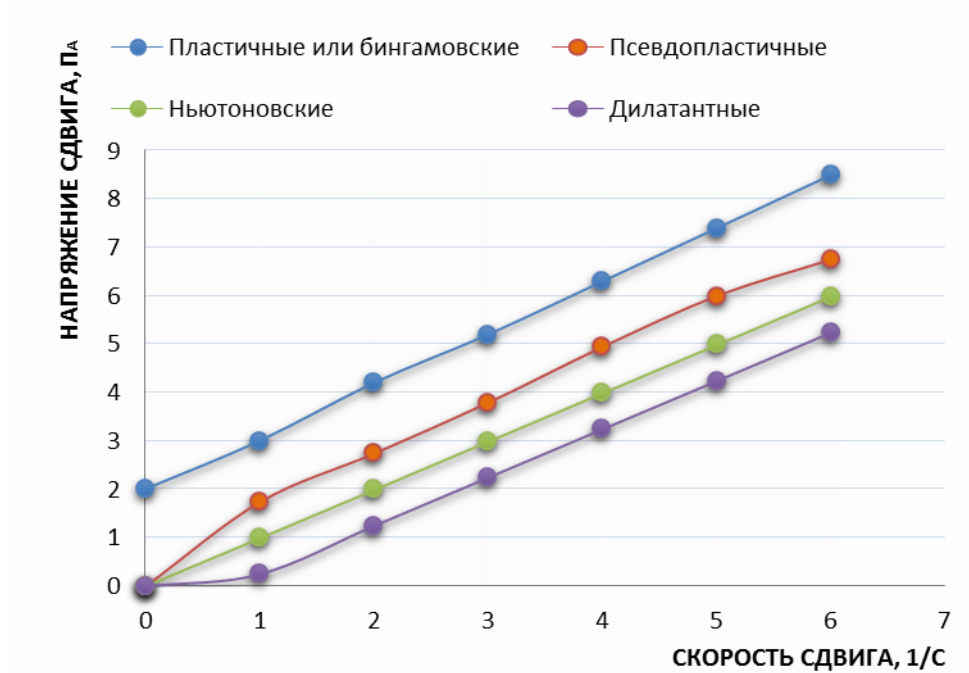


Рисунок 1.7 – Зависимость напряжение сдвига от скорости сдвига

Линии на рисунке характеризуют поведение жидкости. Под № 1 бингамовская или пластичная жидкость, под № 2 – псевдопластичная, под № 3 – ньютоновская, под № 4 – дилатантная. Как видно на рисунке 1.7, движение псевдопластичной, ньютоновской, дилатантная жидкостей начинается при маленьких значениях перепада давления. Течение пластичной жидкости начинается только после приложения начального напряжения. Связь внутреннего трения, вязкости и начального напряжения описывается уравнением (1.3).

$$\tau = \tau_0 + \eta_{\text{пл}} \frac{du}{dx}, \quad (1.3)$$

где  $\tau_0$  – начальное напряжение сдвига, Па;  $\eta_{\text{пл}}$  – пластическая вязкость, Па·с.

При температурах, близких к температуре застывания, течение парафинистых нефтей может быть описано кривыми 1 или 2 рисунка 1.7. При высоких температурах парафин растворяется, и течение подчиняется зависимости Ньютона. При понижении температуры из нефти начинает

выпадать парафин, и меняется структура жидкости. Упорядочиваются молекулы из-за уменьшения теплового движения.

Существуют различные уравнения [32,54] для описания реологических моделей сложных сред. Некоторые из них представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Модели вязких сред

Название модели	Уравнение
1	2
Модель Ньютона	$\tau = -\mu \frac{du}{dx}$
Модель Эллиса	$\left(\frac{du}{dx}\right) = \varphi_0 \tau + \varphi_1 \tau^a$
Модель Сиско	$\tau = a \left(\frac{du}{dx}\right) + b \left(\frac{du}{dx}\right)^c$
Модель Де Хавена	$\tau = \frac{\mu_0}{1 + c \cdot \tau^n} \left(\frac{du}{dx}\right)$
Модель Рейнера-Филиппова	$\tau = \left(\mu_\infty + \frac{\mu_0 - \mu_\infty}{1 + (\tau/A)^2}\right) \left(\frac{du}{dx}\right)$
Модель Шведова-Бингама	$\tau = \tau_0 + \mu \frac{du}{dx}$
Модель Оствальда – де Вааля	$\tau = K \left(\frac{du}{dx}\right)^n$
Модель Прандтля	$\tau = \arcsin \left( \left(\frac{du}{dx}\right) / B \right)$
Модель Пауэлла-Эйринга	$\tau = A \left(\frac{du}{dx}\right) + B \operatorname{arcsinh} \left( C \left(\frac{du}{dx}\right) \right)$
Модель Рабиновича	$\tau = \frac{\mu_0}{1 + c \cdot \tau^2} \left(\frac{du}{dx}\right)$
Модель Кросса	$\tau = \left( \mu_\infty + \frac{\mu_0 - \mu_\infty}{1 + \left(a / \left(\frac{du}{dx}\right)\right)^{2/3}} \right) \left(\frac{du}{dx}\right)$



Продолжение таблицы 1.2

1	2
Модель Мейера	$\tau = \left( \mu_{\infty} + \frac{\mu_0 - \mu_{\infty}}{1 + (\tau/\tau_m)^{a-1}} \right) \left( \frac{du}{dx} \right)$
Модель Кэссона	$\tau = \left( k_0 + k_2 \left( \frac{du}{dx} \right)^{0,5} \right)^2$
Модель Гершеля-Бакли	$\tau = \tau_0 + K \left( \frac{du}{dx} \right)^n$
Модель Шульмана	$\tau = \left( \tau_0^{1/n} + \left( \mu \left( \frac{du}{dx} \right) \right)^{1/m} \right)^n$
Модель Реймера	$\left( \frac{du}{dx} \right) = \sum_{n=0} a_{2n} \tau^{2n+1}$

Примечание:  $K$  – индекс консистенции;  $n$  – показатель неньютоновского поведения;  $m$  – порядок реакции разрушения структуры;  $k_0$  и  $k_2$  - константы скоростей разрушения сдвиговых деформаций.

Выбор из большого количества реологических моделей для описания системы рассматривается в работе [32] и [54]. Предлагается производить выбор на основе анализа исходных данных, представленных в виде результатов экспериментов, и наиболее подходящую модель определять на основе двух критериев – риска и среднего квадрата отклонений. В методику расчета риска входит параметр, величина которого зависит от субъективной оценки исследователя. При таком условии однозначное отнесение к одной из методик может оказаться неверным.

В [59] отмечается, что выбор реологической модели для аппроксимации кривых течения особенно важен для нелинейных систем. При обработке результатов реологических исследований можно руководствоваться теорией дискриминации моделей по [84]. Более подробное описание применения в практических вопросах реологии неньютоновских нефтей рассматривается в

[52]. Дискриминантный анализ проводится в следующей последовательности. Применяют линейную и нелинейную регрессию и дисперсию для оценки параметров по формулам:

$$\sigma_f^2 = \frac{1}{n-2} \sum_{i=1}^n (y_i - \tilde{y}_i)^2 P_i, \quad (1.4)$$

$$\sigma_y^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (y - \bar{y})^2, \quad (1.5)$$

где  $P_i$  – число повторных измерений;  $\tilde{y}_i$  – среднее значение по всем рассмотренным моделям;  $\bar{y}$  – математическое ожидание;  $n$  – количество экспериментов.

Математическое ожидание находят по формуле:

$$\bar{y} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n y_i, \quad (1.6)$$

Далее необходимо определить плотность распределения вероятностей наблюдаемого значения  $y$ .

$$P_\zeta = \frac{1}{\sqrt{2\pi(\sigma_y^2 + \sigma_\zeta^2)}} \exp\left(-\frac{1(y^n - \tilde{y}_\zeta^n)^2}{2(\sigma_y^2 + \sigma_\zeta^2)}\right), \quad (1.7)$$

где  $y^n$  и  $\tilde{y}_\zeta^n$  – измеренные и вычисленные значения показателя в опыте  $n$ . Для опыта  $(n+1)$  априорные вероятности являются апостериорной вероятностью и определяются по формуле:

$$P_\zeta^n = \frac{P_\zeta^{(n-1)} P_\zeta(y^{(n)})}{\sum_{\zeta=1}^X P_\zeta^{(n-1)} P_\zeta(y^{(n)})}, \quad (1.8)$$

где  $P_\zeta^{(n-1)}$  – априорная вероятность для  $\zeta$  модели.

Условия для опыта  $(n-1)$  подбираются из необходимости различить конкурирующие модели. Для этого рассчитывают дискриминантную функцию:

$$K_v = \frac{1}{2} \sum_{\zeta=1}^v \sum_{\zeta+1}^v P_{\zeta}^{(n)} P_{\zeta+1}^{(n)} \left( \frac{\sigma_{\zeta}^2 - \sigma_{\zeta+1}^2}{(\sigma_y^2 + \sigma_{\zeta}^2)(\sigma_y^2 + \sigma_{\zeta+1}^2)} + (\tilde{y}_{\zeta}^{n+1} - \widetilde{y}_{\zeta+1}^{n+1})^2 \left( \frac{1}{\sigma_y^2 + \sigma_{\zeta}^2} + \frac{1}{\sigma_y^2 + \sigma_{\zeta+1}^2} \right) \right), \quad (1.9)$$

где  $\tilde{y}_{\zeta}^{n+1}$  – вычисленное значение показателя модели;  $\zeta$  и  $\zeta + 1$  – номера моделей.

При минимуме функции  $K_v$  необходимо провести дополнительные опыты. Необходимо добиться, чтобы вероятности  $P_{\zeta}^n$  для моделей приняли различные значения. При этом можно сделать выбор модели.

Согласно [61], нефтетранспортные компании при расчете используют модель Бингама. Происходит это при определении статического напряжения сдвига. Для этого используется метод экстраполяции к «нулевой» скорости сдвига прямого хода вискозиметра при смене кривой течения. Несмотря на это, получаемые величины начального напряжения сдвига при больших скоростях сдвига описывают неверно процесс страгивания нефти после остановки.

Причиной этого являются свойства тиксотропии нефти. В работах [26, 55] приведены результаты исследования по изучению тиксотропных свойств нефтей. Данные свойства заключаются в изменении реологических свойств нефти в зависимости от процесса воздействия. При течении по трубопроводу нефть деформируется, разрушается парафинистая структура, и получаются одни величины: при остановке движения происходит процесс восстановления, и величины меняются. Оценка величины изменения свойств необходима для проведения точных расчетов нестационарных режимов течения по нефтепроводу.

Тиксотропные свойства можно обнаружить при проведении опытов на ротационных вискозиметрах. Снимают кривые течения нефти при нарастающей и убывающей скорости деформации. Если кривые отличаются, то данный факт показывает наличие тиксотропных свойств нефти. Существуют методы

количественной оценки величины свойств по гистерезисной петле, которая образуется при несовпадении кривых течения.

В работе [59] приведены результаты исследования высокопарафинистой нефти на ротационном вискозиметре. Наблюдался процесс изменения напряжения сдвига от времени воздействия при различных скоростях сдвига. Зависимость кинетики разрушения структуры нефти представлена на рисунке 1.8.

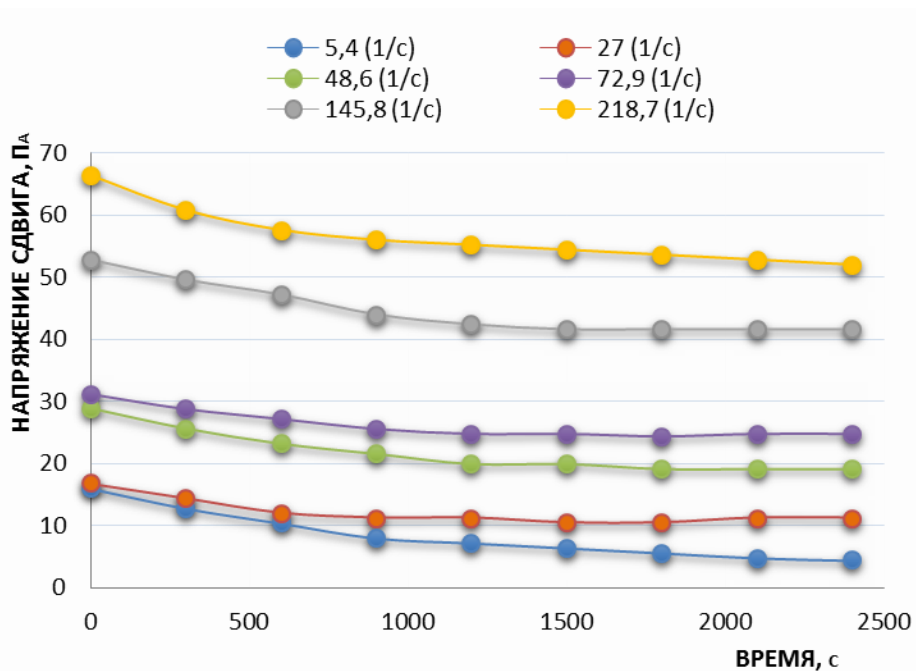


Рисунок 1.8 – Влияние времени нагружения на напряжение сдвига при различной скорости сдвига

Кинетика разрушения показывает, что продолжительность воздействия на нефть способствует разрушению структуры и влияет на величину напряжения сдвига. Это объясняется тем, что образованная кристаллами парафинов структурная сетка деформируется под действием напряжения, и прочность связей уменьшается. При начале нагружения происходит упаковка структуры решетки, что приводит к упрочнению системы. При дальнейшем нагружении происходит разрыв связей кристаллической решетки. Чем больше скорость сдвига, тем быстрее достигается максимальное значение, но из-за упрочнения структуры возрастает напряжение сдвига.

Рассматривались реологические свойства и после тиксотропного восстановления, которое называется временем релаксации системы. Аналогичные исследования были опубликованы в [61]. Зависимость напряжения сдвига от времени релаксации представлена на рисунке 1.9.

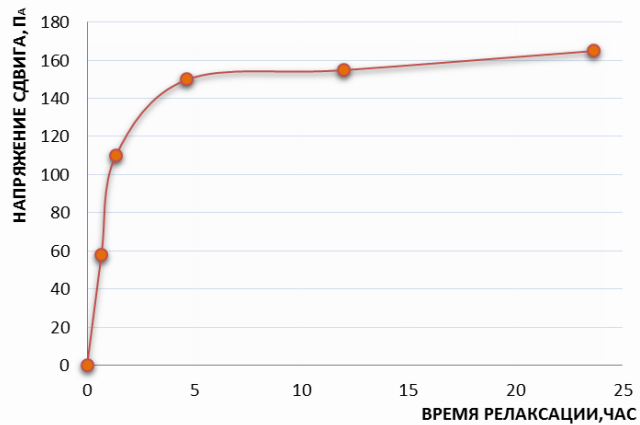


Рисунок 1.9 – Зависимость напряжения сдвига от времени релаксации

Исследования показывают, что с увеличением времени релаксации свойства нефти восстанавливаются.

В первые часы покоя процесс образования связей в структуре решетки отличается большей скоростью. Это подтверждается результатами, описанными в [27], в соответствии с которыми время релаксации разбивается на два этапа. Первый – зона быстрого восстановления свойств, второй – зона замедленного упрочнения структуры. Аналогично в [80] рассматривается время релаксации как время увеличения кристаллической фазы и структурирования системы.

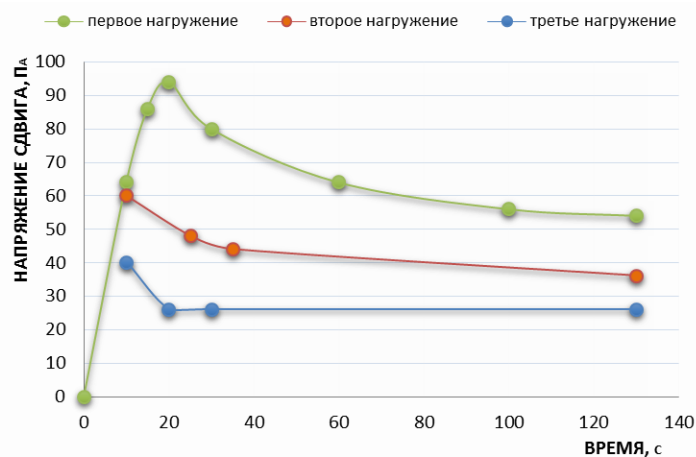


Рисунок 1.10 – Зависимость напряжения сдвига от температуры

и количества нагружений для парафинистой нефти

Результаты исследования, опубликованные в [59], представлены в виде зависимости напряжения сдвига от температуры нефти и количества нагружений на рисунке 1.10.

Результаты показали, что при повторном нагружении парафинистой нефти начальное напряжение сдвига уменьшается. Объясняется это тем, что при первом воздействии на нефть структура решетки деформировалась. При повторном деформировании связи не успели восстановиться.

На рисунке 1.11 представлена зависимость напряжения сдвига от температуры смолистой нефти.

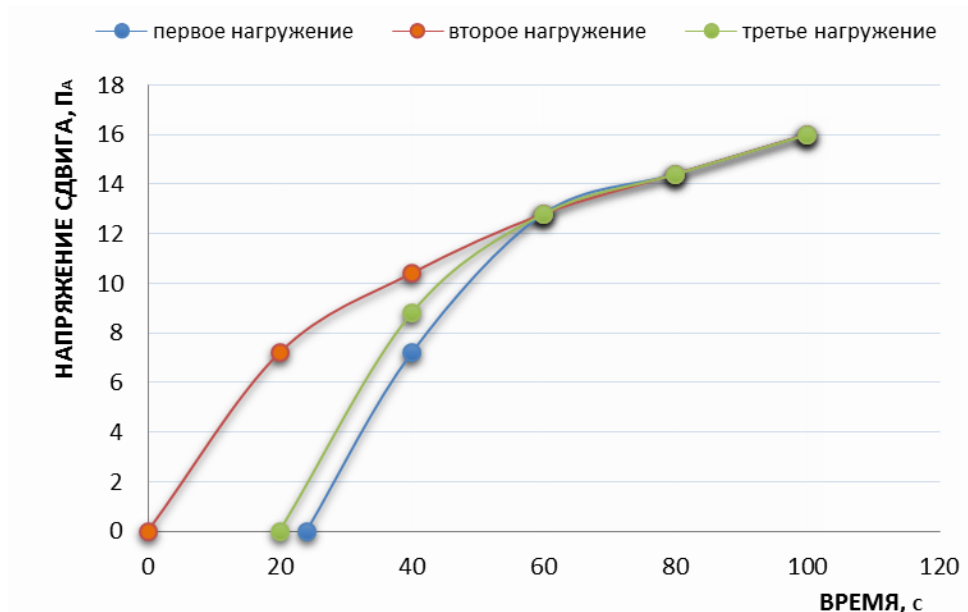


Рисунок 1.11 – Зависимость напряжения сдвига от температуры и количества нагружений для смолистой нефти

Результаты отличаются от характера зависимости, полученной для парафинистой нефти. На рисунке 1.11 второе нагружение произведено сразу же за первым, а третье произведено после значительной по времени остановки. За время в покое произошло восстановление структуры парафинистой решетки.

В работах [61] и [109] получены величины начального напряжения сдвига при маленьких значениях скорости сдвига. Результаты экспериментов при данных параметрах являются объективными. Авторы аргументируют это тем,

что влияние скорости сдвига на значения напряжения сдвига незначительна, а экстраполяции с использованием метода Бингама уменьшает действительные величины напряжения сдвига. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига представлена на рисунке 1.12.



Рисунок 1.12 – Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига

На графике видно, что при использовании модели Бингама занижается напряжение, которое находится в диапазоне малых скоростей сдвига. Вероятнее всего, при запуске нефтепровода скорость сдвига будет постепенно возрастать, вследствие чего образуются два экстремума на кривой течения. Аналогичные результаты получены и в работе [62], в которой объясняется наличие второго максимума. Обнаруживается наличие свойств тиксотропии у нефти и зависимость от механической и температурной предыстории.

Для точного описания модели течения в [61] предлагается использовать эмпирическую формулу В. Г. Котена из [41] для расчета величины статического напряжения сдвига:

$$\tau = \tau'_0 \cdot e^{-s \cdot t} - y, \quad (1.10)$$

где  $\tau'_0$  и  $s$  – коэффициенты, постоянные для отдельно взятой нефти, определяемые методом наименьших квадратов;  $y$  – коэффициент определяется полуграфическим методом;  $t$  – температура нефти,  $^{\circ}\text{C}$ .

Зависимость статического напряжения сдвига от температуры нефти представлена на рисунке 1.13



Рисунок 1.13 – Зависимость статического напряжения сдвига от температуры нефти

При аппроксимации экспериментальных значений величин начального напряжения сдвига может быть использована формула В. Г. Котена. Необходимо учитывать температурную и механическую предысторию нагружения нефти, время тиксотропного упрочнения и др. Данные значения могут повлиять на результаты при выполнении расчетов.

### 1.3 Трубопроводный транспорт высоковязких и высокозастывающих нефтей

Для организации трубопроводного транспорта высоковязких и высокозастывающих нефтей необходимо выполнять тепловые и гидравлические расчеты. Связано это с зависимостью реологических свойств



нефти от температуры, которая изменяется в процессе транспорта. Поскольку для перекачки нефти по трубам требуется значительное количество энергии, которое расходуется на преодоление гидравлических сопротивлений, при понижении температуры возрастают энергетические затраты на перекачку. В связи с этим необходимо применение специальных методов для перекачки ВВН и ВЗН.

Работы Л. С. Абрамзона [1, 3, 4], Р. А. Алиева [6], В. Е. Губина, Р. Г. Исхакова [3], А. А. Коршака [39, 40], П. И. Тугунова [76], посвящены транспорту высоковязких нефтей с разбавителями. Последние улучшают реологические свойства путем смешивания высоковязкой с маловязкими нефтями на головных перекачивающих станциях. Можно выделить преимущества данного метода: при его использовании получают смесь нефтей определенного состава, уменьшают вязкость, увеличивают загрузку нефтепровода. Добавляя разбавитель, уменьшают концентрацию парафина и температуру насыщения раствора. Данная технология используется не только как метод для изменения свойств вязкости, но и для улучшения параметров нефти, входящих в оценку качества [25]. При отсутствии на требуемом участке нефтепровода маловязкой нефти для смешения данная технология либо не может быть применена, либо возникнет необходимость в доставке легкой нефти к месту смешения.

Работы Л. С. Абрамзона, Р. А. Алиева, Ш. Н. Ахатова [10, 11], Э. М. Блейхера, Р. Г. Исхакова, А. Г. Касперовича, П. И. Тугунова посвящены исследованию эффективности улучшения реологических свойств нефтей путем добавления в них газов и конденсата. Названными авторами выявлено, что такое разбавление приводит к улучшению реологических свойств и позволяет транспортировать ВВН и ВЗН при температурах окружающей среды. Подробно описаны вопросы, связанные с выбором концентрации, которая влияет на величину вязкости смеси.

Работы Л. С. Абрамзона, В. М. Агапкина, Р. А. Алиева, А. А. Арона, С. М. Коли, В. Л. Нельсона, В. Ф. Новоселова, П. И. Тугунова,

В. И. Черникина, В. Г. Шухова, В. А. Юфина, В. С. Яблонского, Ф. Джила, Ф. Карга и др. посвящены исследованию особенностей транспорта ВВН и ВЗН с применением технологии «горячей» перекачки. Получены зависимости, показывающие эффективность технологии при предварительном подогреве и попутном подогреве при уменьшении температуры продукта. При повышении до температуры, при которой в нефти растворяются содержащиеся в ней твердые парафины, происходит понижение вязкости нефти. Последующее изменение реологических характеристик нефти зависит от условий охлаждения. При перемещении по теплоизолированным трубам горячая нефть взаимодействует с окружающей средой. Для определения режимов транспорта выполняют совместно гидравлический и тепловой расчет.

ВВН и ВЗН обладают еще реологически нестационарными свойствами, такими как вязкоупругость и тиксотропия. Проявления свойств при определенных условиях деформирования описаны в работах [53, 58]. Динамика и время воздействия влияет на скорость деформации и напряжение. Тиксотропные свойства проявляются при исследованиях на ротационных вискозиметрах. Кривые течений не совпадают при нарастающей и уменьшающейся скорости деформации. Это объясняется тем, что изменяются характеристики: при течении по трубам происходит разрушение структуры, а при остановке – восстановление. Такая нефть обладает памятью. Вязкоупругость проявляется в реакции системы на приложении нагрузки. В некоторых нефтях реакция на воздействие фиксируется только после некоторого промежутка времени.

В стационарных режимах работы трубопроводной системы проявление некоторых реологических свойств несоизмеримо мало, поэтому не требуется их учитывать. Но в нестационарных режимах работы они могут оказать существенное влияние. Пуск, остановка и смена одного режима работы нефтепровода на другой являются нестационарными случаями. Поэтому при перекачке ВВН и ВЗН по трубам, помимо гидравлического и теплового расчета, определяются безопасное время остановки и давление, требуемое для запуска и

ввода на рабочий режим. При продолжительных остановках перекачки нефть остывает, ухудшаются ее реологические свойства и увеличиваются потери напора на трение. Для сдвига, которой может потребоваться, необходимо давление больше, чем может выдержать труба, или больше развиваемого насосной станцией. Поэтому для безопасной и надежной эксплуатации нефтепровода, транспортирующего ВВН и ВЗН, расчет пусковых давлений и определение безопасного времени остановки является обязательным.

#### 1.4 Методики расчета времени безопасной остановки

Существует два подхода к определению времени безопасной остановки нефтепровода [45, 89], проложенного подземно. Согласно первому подходу, после остановки нефтепровода рассчитывается скорость охлаждения нефти до минимального значения, которое должно быть выше температуры застывания на несколько градусов, и время, за которое температура достигнет минимального значения и будет «безопасной».

По второму подходу, определяются значения пускового давления, необходимого для сдвига нефти. Требуемое давление будет увеличиваться по мере остывания нефти и ухудшения реологических характеристик (синяя линия на рисунке 1.14). Максимально допустимое значение давления ограничено механической прочностью нефтепровода или развиваемым напором насосной станции (красная линия на рисунке 1.14).

Оба подхода сводятся к определению температуры нефти в процессе охлаждения при остановке перекачки. Интенсивность теплообмена зависит от коэффициента теплопередачи, в который входят диаметр нефтепровода, толщина и коэффициент теплопроводности изоляции и коэффициенты теплоотдачи. Разность начальной температуры нефти и окружающего подземный нефтепровод грунта создает температурный напор.

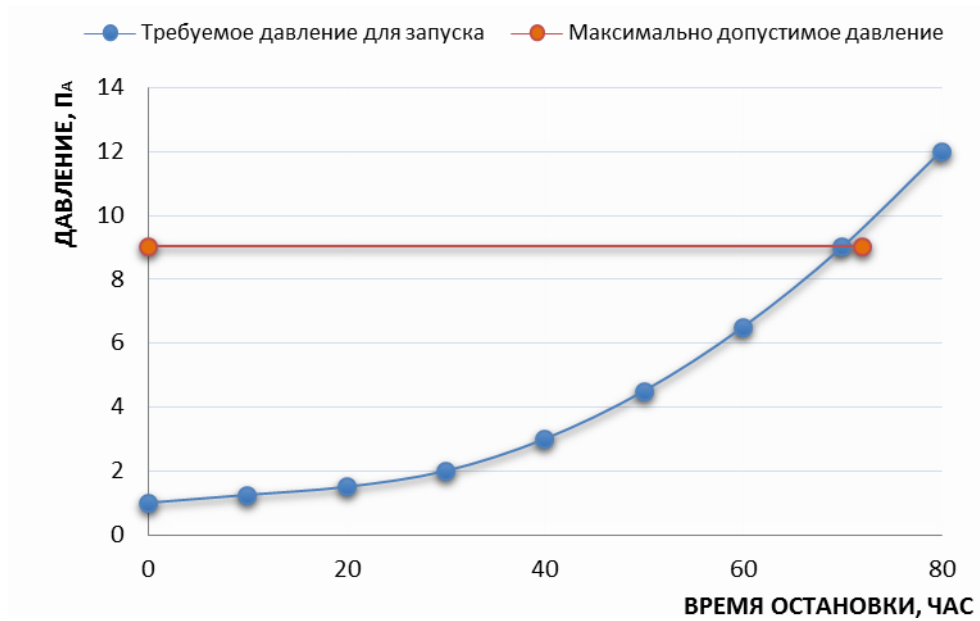


Рисунок 1.14 – Зависимость требуемого давления от времени остановки

В связи с этим состояние окружающей среды будет влиять на скорость происходящих в трубопроводе процессов и конечную его температуру. Температура нефти меняется и в процессе транспортировки. Теорию остывания жидкостей при движении по трубопроводу разработал В. Г. Шухов, в классическом виде формула имеет вид (1.11):

$$\ln \frac{t_{\text{нач}} - t_{\text{г}}}{t_{\text{кон}} - t_{\text{г}}} = \frac{k \cdot \pi \cdot l}{c_{\text{н}} \cdot G}, \quad (1.11)$$

где  $t_{\text{нач}}$  – температура нефти в момент начала остывания,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $t_{\text{кон}}$  – конечная температура нефти,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $t_{\text{г}}$  – температура грунта на глубине заложения оси трубы, если предположить, что труба отсутствует,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $k$  – коэффициент теплопередачи,  $\text{Вт}/\text{м} \cdot ^{\circ}\text{C}$ ;  $l$  – длина участка нефтепровода, м;  $G$  – массовая производительность,  $\text{кг}/\text{час}$ ;  $c$  – удельная теплоемкость нефти,  $\text{Дж}/\text{кг} \cdot ^{\circ}\text{C}$

Коэффициент теплопередачи можно рассчитать по формуле (1.12):

$$k = \frac{1}{\frac{1}{2\lambda_{\text{г}}} \ln \left( \frac{2h_0}{d_2} + \sqrt{\frac{4h_0^2}{d_2^2} - 1} \right)}, \quad (1.12)$$

где  $\lambda_{\text{г}}$  – коэффициент теплопроводности грунта,  $\text{Вт}/\text{м} \cdot ^{\circ}\text{C}$ .

Допуская, что тепло, выделяющееся при трении, сказывается лишь при высоких скоростях движения и при больших величинах вязкости нефти, согласно [52], можно принять массовый расход по формуле (1.13):

$$G = \frac{\pi d_1^2}{4} \cdot \frac{l\gamma}{\tau}, \quad (1.13)$$

где  $l$  – длина рассматриваемого участка нефтепровода, м;  $\gamma$  – объемный вес нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $\tau$  – время остывания нефти, час.

Подставляя уравнения (1.12) и (1.13) в (1.11), обнаруживаем неучтенный фактор образования температурных ореолов вокруг подземного нефтепровода. Для учета неоднородности грунта уравнение необходимо представить в виде формулы (1.14):

$$\tau = \frac{d_1^2 \gamma c}{8\lambda_T} \ln \left( \frac{2h_0}{d_2} + \sqrt{\frac{4h_0^2}{d_2^2} - 1} \right) \ln \frac{\lambda_T t_{\text{нач}} - \lambda_M t_T}{\lambda_T t_{\text{кон}} - \lambda_M t_T}, \quad (1.14)$$

где  $d_1$  – внутренний диаметр трубопровода, м;  $d_2$  – внешний диаметр трубопровода, м;  $\lambda_T$  – коэффициент теплопроводности талого грунта, Вт/м·°С;

$\lambda_M$  – коэффициент теплопроводности мерзлого грунта, Вт/м·°С;  $t_T$  – температура грунта на глубине заложения оси трубы, если предположить, что труба отсутствует, °С;  $t_{\text{нач}}$  – температура нефти перед остановкой и началом остывания, °С;  $t_{\text{кон}}$  – конечная температура нефти, °С.

Время охлаждения нефти при остановке перекачки в подземном нефтепроводе рассчитывается по формуле (1.14). Методика представленная в [91], позволяет учесть неоднородность грунта вокруг нефтепровода, но не учитывает тепло, выделяющееся при разогреве нефти от трения.

В [67] предложена методика, в которой процесс остывания характеризуется темпом охлаждения или безразмерной температурой, определяемой по формуле (1.15):

$$\theta = 1 - \frac{Ei\left(-\frac{h_0^2}{r_2^2} \cdot \frac{1}{F_0}\right) - Ei\left(-\frac{1}{4 \cdot F_0}\right)}{2 \ln\left(\frac{2 \cdot h_0}{r_2}\right)}, \quad (1.15)$$

где  $F_0$  – параметр Фурье, определяющий зависимость динамики охлаждения нефти в трубопроводе от времени;  $h_0$  – глубина заложения нефтепровода, м;  $E_i$  – интегрально показательная функция с отрицательно вещественным аргументом;  $r_2$  – внешний радиус трубы с учетом всех покрытий, м.

Безразмерную температуру можно также найти по формуле (1.16):

$$\theta = \frac{t-t_0}{t_H-t_0}, \quad (1.16)$$

где  $t_0$  – заданное значение температуры массива грунта, вмещающего трубопровод, °С;  $t_H$  – начальная температура стенки трубы до момента остановки в рассмотренном сечении, °С;  $t$  – средняя величина допустимой для возобновления перекачки нефти температуры стенки трубы, °С.

Объединяя формулы (1.15) и (1.16), найдем допустимую температуру стенки нефтепровода. Продолжительность остановки учитывается в параметре Фурье, который можно найти по формуле (1.17):

$$F_0 = \frac{\tau \cdot \alpha_{\Gamma}}{r_2^2}, \quad (1.17)$$

где  $\alpha_{\Gamma}$  – коэффициент температуропроводности грунта, м<sup>2</sup>/с.

Коэффициент температуропроводности грунта находится по формуле (1.18):

$$\alpha_{\Gamma} = \frac{\lambda_{\Gamma}}{c_{\Gamma} \cdot \rho_{\Gamma}}, \quad (1.18)$$

где  $c_{\Gamma}$  – удельная теплоемкость жидкости, Дж/кг·°С;  $\rho_{\Gamma}$  – плотность грунта, кг/м<sup>3</sup>.

В данной методике нефтепровод принимается линейным источником тепла в грунте. Делается допущение, что рассматриваемый объем грунта однороден по температуре. Для вычисления необходимо знать температуру грунта перед остановкой. В расчете не участвуют теплофизические характеристики нефти, не учитывается тепло от трения в процессе перекачки. Принятые допущения повлекут за собой ошибку рассчитанного значения температуры.

В [7] предложена формула (1.19), по которой можно приближенно определить безопасное время остановки:

$$\tau = 0,111 \frac{d_2^2}{\alpha_r} \left( \frac{4h_0}{d_2} \right)^{2 \left( 1 - \frac{t-t_0}{t_H-t_0} \right)}, \quad (1.19)$$

где  $d_2$  – наружный диаметр трубопровода, м;  $\alpha_r$  – коэффициент теплопроводности грунта,  $\text{м}^2/\text{ч}$ .

В предложенной методике не учитывается образующийся в процессе работы нефтепровода ореол температур в грунте. От величины прогретого грунта и температуры зависит скорость остывания нефти при остановке. Использование данной формулы приведет к значительной ошибке расчетной величины температуры.

В работе [37] предложена методика, позволяющая учесть ореол вокруг нефтепровода. В том случае, когда трубопровод работал продолжительное время с постоянным расходом, вокруг трубы образуется талая зона, а прилегающий мерзлый грунт будет существенно прогрет. Время остывания нефти можно рассчитать по формуле (1.20):

$$\tau = - \frac{\rho G_B d_2^2}{8 \lambda_M t_r} \left\{ \left[ \frac{(d_2 + 2\xi)^2}{d_2^2} - 1 \right] \ln \frac{6,8h_0}{d_2} - \frac{(d_2 + 2\xi)^2}{d_2^2} \ln \frac{(d_2 + 2\xi)^2}{d_2^2} \right\}, \quad (1.20)$$

где  $\rho$  – теплота плавления льда, ккал/кг;  $\xi$  – толщина талого слоя грунта вокруг трубы, м;  $G_B$  – вес воды и льда в единице объема грунта,  $\text{кг}/\text{м}^3$ , определяемый по формуле (1.21):

$$G_B = \frac{W}{1 + W} \gamma_0, \quad (1.21)$$

где  $W$  – весовая влажность грунта, д.е.;  $\gamma_0$  – объемный вес мерзлого грунта,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

Формулу (1.20) следует применять для нефтепровода, эксплуатируемого более 5 лет, при условии, что большую часть этого времени он работает с постоянным расходом. Ввиду регулярной смены режима работы нефтепровода,

при которой меняется температура продукта, колеблются значения теплового потока на внешней поверхности трубы. Поэтому результаты, получаемые по данной формуле, будут иметь значительную погрешность и отличаться от реальных величин.

Расчет темпа охлаждения нефти в процессе остановки относится к первому подходу определения времени безопасной остановки перекачки, а также является составной частью методики второго подхода. После определения значений температур производится расчет величины давления, необходимого для ввода в рабочий режим работы нефтепровода. Давление рассчитывается из условия равновесия внутренних и внешних факторов (1.22):

$$\tau_0 \cdot \pi \cdot d_1 \cdot l = \frac{\pi \cdot d_1^2}{4} \cdot H_0 \cdot \rho_n \cdot g, \quad (1.22)$$

где  $\tau_0$  – начальное напряжение сдвига, Па;  $d_2$  – внутренний диаметр нефтепровода, м;  $l$  – длина рассматриваемого участка нефтепровода, м.

Откуда находим давление:

$$P = \frac{4 \cdot \tau_0 \cdot l}{d_1}, \quad (1.23)$$

В [85] авторами решена задача выталкивания застывшей парафинистой нефти, при этом замещающая нефть течет в ламинарном режиме. Представлена формула для расчета давления (1.24):

$$H_n = \frac{128 \cdot \nu_1 \cdot Q \cdot x}{\pi \cdot g \cdot d_1^4} + \frac{128 \cdot \nu_2 \cdot Q \cdot (L - x)}{\pi \cdot g \cdot d_1^4} + \frac{16 \cdot \tau_0 \cdot (L - x)}{3 \cdot d_1 \cdot \rho_n \cdot g}, \quad (1.24)$$

где  $\nu_1$  и  $\nu_2$  – вязкость нефти,  $\text{м}^2/\text{с}$ ;  $L$  – длина нефтепровода, м;  $x$  – участок с застывшей нефтью, м.

Первые два слагаемых формулы (1.24) характеризуют величину напора, теряемую при трении на всей протяженности участка с замещающей и



вытесняемой нефтью, а третье слагаемое учитывает напряжение для преодоления напряжения сдвига.

Определить пусковое давление можно по методике, предложенной в [36, 67], используя формулу (1.25):

$$H_j = H_{\text{изот}} \cdot \Delta l, \tau, \quad (1.25)$$

где  $\Delta l, \tau$  – поправка, учитывающая нестационарность и неизотермичность происходящих процессов при пуске в работу нефтепровода.

$H_{\text{изот}}$  находят по формуле (1.26):

$$H_{\text{изот}} = \beta_* \frac{Q^{2-2b+bn}}{d_1^{5-4b+3bn}} \left( \frac{k_*}{\lambda_H} \right)^b L_j, \quad (1.26)$$

где  $b$  – значение коэффициентов, принимаемых в зависимости от вида нефти;  $\lambda_H$  – коэффициент температуропроводности, Вт/м<sup>2</sup>К;  $n$  – показатель поведения нефти;  $d_1$  – внутренний диаметр трубопровода, м<sup>2</sup>.

$\Delta l, \tau$  – находят по формуле (1.27):

$$\begin{aligned} \cdot \Delta l, \tau = & \frac{1}{5} \sum_{i=1}^5 \left\{ \frac{D_1^n}{W^n} \left( \frac{n}{6n+2} \right)^n \cdot \frac{\tau_0''}{k_*} \cdot e^{-Bt_0} \left[ \exp(-BN_{ij}(t_H - t_0)) + \right. \\ & \left. + \exp(-B(t_* - t_0)) \right] + \frac{\exp(-U(t_0 - t_*)) \cdot \exp(-U \cdot N_{ij}(t_H - t_0))}{3n+1} \cdot \\ & \cdot \left( n + \left( (2n+1)^2 + \frac{n^{n+1}}{2^{n-1}(3n+1)^{n-1}} \cdot \frac{D_1^n \tau_0''}{W^n k_*} \cdot \frac{\exp(-B \cdot t_0)}{\exp(-U(t_0 - t_*))} \right) \right) \cdot \\ & \cdot \left( \exp(-N_{ij}(t_H - t_0)(B - U)) - \exp(UN_{ij}(t_H - t_0) - B(t_* - t_0)) \right) \Bigg]^{0.5} \Bigg]^b, \quad (1.27) \end{aligned}$$

где  $j$  – индекс, обозначающий порядковый номер участка;  $t_H$  – величина температура нефти в начальном сечении, °С;  $t_*$  – температура проявления неньютоновских свойств нефти, °С;  $t_0$  – температура грунта в ненарушенном

тепловом состоянии,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $B$  – константа в формуле для предельного напряжения сдвига;  $U$  – показатель крутизны вискограммы;  $\tau_0''$  – коэффициент в формуле для определения напряжения сдвига;  $W$  – скорость течения, м/с.

В представленной методике необходимо нахождение эмпирических параметров, которые соответствуют конкретному типу нефти. При смешении разных типов нефтей или использовании присадок необходимо находить соответствующие параметры для каждой концентрации компонентов. Данный фактор усложняет применение рассматриваемой методики расчета на практике.

В работах [17, 18] предложена методика для расчета параметров режима работы магистрального неизотермического нефтепродуктопровода при транспорте вязкопластичных жидкостей. При запуске нефтепровода потери напора будут складываться из потерь на трение и преодоление напряжений сдвига.

Потери напора на трение находят по формуле:

$$h_l = \beta \frac{Q^{2-m} \cdot v_H^m}{d^{5-m}} \frac{e^{um(t-t_0)}}{\alpha_{\infty}} \left( Ei \left( -u \left( m - \frac{1}{3} \frac{k}{\alpha_1} \right) (t_H - t_0) \right) - \right. \\ \left. - Ei \left( -u \left( m - \frac{1}{3} \frac{k}{\alpha_1} \right) (t_K - t_0) \right) \right), \quad (1.28)$$

где  $\alpha_{\infty}$  – коэффициент теплоотдачи,  $\frac{\text{Вт}}{\text{МК}}$ ;  $\beta, m$  – коэффициенты в формуле Лейбензона;  $Ei(-x)$  – интегральная показательная функция;  $k$  – коэффициент теплопередачи,  $\frac{\text{Вт}}{\text{МК}}$ ;  $l$  – длина нефтепровода, м;  $Q$  – производительность нефтепровода,  $\frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ ;  $t_0$  – температура грунта на глубине прокладки нефтепровода,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $t_H$  – температура нефти в начальном сечении нефтепровода,  $^{\circ}\text{C}$ .

Коэффициент теплоотдачи находим по формуле  $\alpha_{\infty}$ :

$$\alpha_{\infty} = \frac{k\pi d_1}{Q\rho_H c_H}, \quad (1.29)$$

где  $\rho_H$  – плотность нефти,  $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ ;  $c_H$  – теплоемкость нефти,  $\frac{\text{Дж}}{\text{кгК}}$ .

Потери напора на преодоление предельного напряжения сдвига находим по формуле:

$$h_\tau = \frac{16}{3\rho_H g d_1 \alpha_\infty} \left( \tau'_0 e^{-st_0} \left( Ei(-S(t_y - t_0)) - Ei(-S(t_k - t_0)) \right) - y \cdot \ln \frac{t_y - t_0}{t_k - t_0} \right), \quad (1.30)$$

Упрощенная формула для расчета потерь напора затрачиваемых на преодоление предельного напряжения сдвига из [15]:

$$h_{\tau\tau} = \frac{16\tau'_0}{3d_1 Su} \left( \ln \left( \frac{t_y - t_0}{t_k - t_0} + \frac{t_H - t_0}{t_y - t_0} - 1 \right) \right), \quad (1.31)$$

где  $t_y$  – температура появления предельного напряжения сдвига,  $^{\circ}\text{C}$ .

Предложенные формулы используются совместно с методом динамических характеристик насосных агрегатов. При неизотермических нестационарных процессах оказывается влияние на работу насосных агрегатов и происходит изменение положения рабочей точки на совместной Q-H характеристике. Изменение температуры нефти влияет на подачу насоса. В исследованиях освещается проблема расчета нестационарных режимов работы неизотермических нефтепроводов. В процессе нестационарной работы возможны изменения режимов работы, остановки, переключения, что приводит к изменению температурных полей в грунте вокруг нефтепровода. В силу тепловой инерции грунта процессы, происходящие на ближайших участках, будут иметь колебательный характер с некоторым запаздыванием. Изменения будут накладываться друг на друга, и отражаться на коэффициенте теплопередачи, от которого зависит гидравлическое сопротивление в трубопроводе.

Помимо нефтепровода, на грунт оказывают влияние и естественные климатические условия в виде изменения температур окружающего воздуха, скорости ветра, выпадения осадков. При этом в грунте происходит перераспределение влажности, которая влияет на его теплофизические свойства. Наслоение протекающих изменений трудно спрогнозировать и описать

математически. В связи с этим методы расчета нестационарных режимов работы нефтепровода учитывают протекающие процессы приближенно, с определенной степенью погрешности.

В работе [73] решена задача по определению температуры нефти в остановленном нефтепроводе с помощью классического уравнения теплопроводности. Проведено исследование по оценке времени безопасной остановки в зависимости от месяца прекращения перекачки и продолжительности работы нефтепровода перед этим. Установлено, что минимальное время остановки приходится на март-апрель, а максимальное – на июль-август. Влияние продолжительности работы нефтепровода перед остановкой оказалось незначительным. Но минимальное время безопасной остановки соответствует минимальному значению времени эксплуатации. Данный результат объясняется тем, что окружающий грунт не успел прогреться и процесс потери тепла происходит быстрее. Из этого следует, что температура грунта оказывает существенное влияние на скорость остывания нефти.

### 1.5 Постановка задачи исследования

Анализ методик расчета давления, необходимого для ввода в рабочий режим работы неизотермического нефтепровода, показал, что не все влияющие параметры в них учтены. Несмотря на то, что в разное время отечественные и зарубежные исследователи, а также компании и институты занимались вопросами теплового взаимодействия нефтепроводов с грунтом, в вопросах изучения реологических свойств различных нефтей и нефтепродуктов остались проблемы, для решения которых необходимы дополнительные исследования, поскольку появились условия и факторы, способные повлиять на результаты расчетов.

Освоение новых территорий с суровыми климатическими условиями и преобладанием многолетнемерзлых грунтов отразилось на расчетных методах, применяемых при строительстве и эксплуатации нефтепроводов. Так,

использование термостабилизаторов для понижения температуры грунта и недопущения растепления необходимо при строительстве нефтепроводов на Крайнем Севере.

Температурное поле грунта вокруг нефтепровода с СОУ (рисунок 1.15).

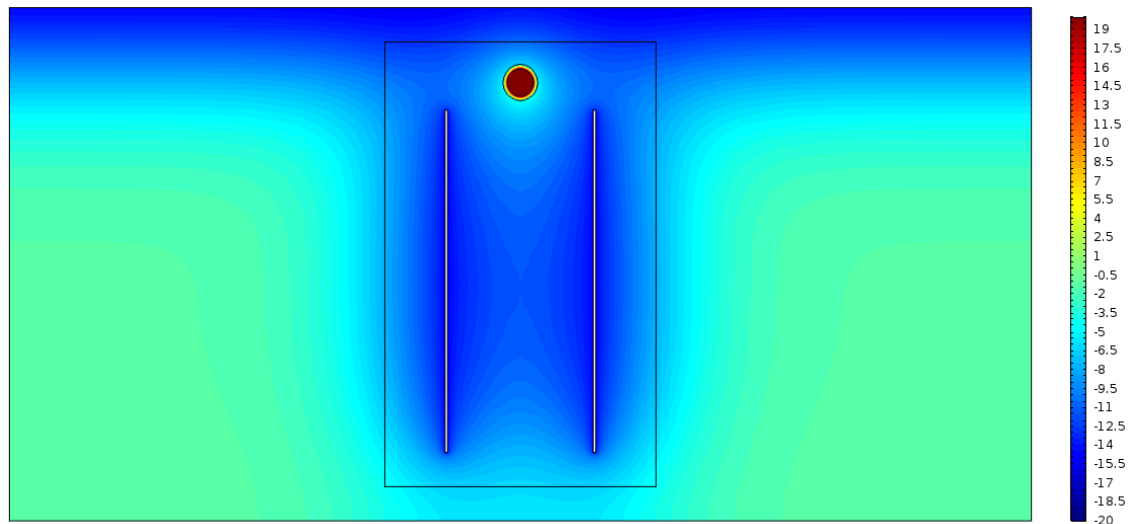


Рисунок 1.15 - Температурное поле грунта вокруг подземного нефтепровода с СОУ

На рисунке 1.16 представлено температурное поле грунта без термостабилизаторов.

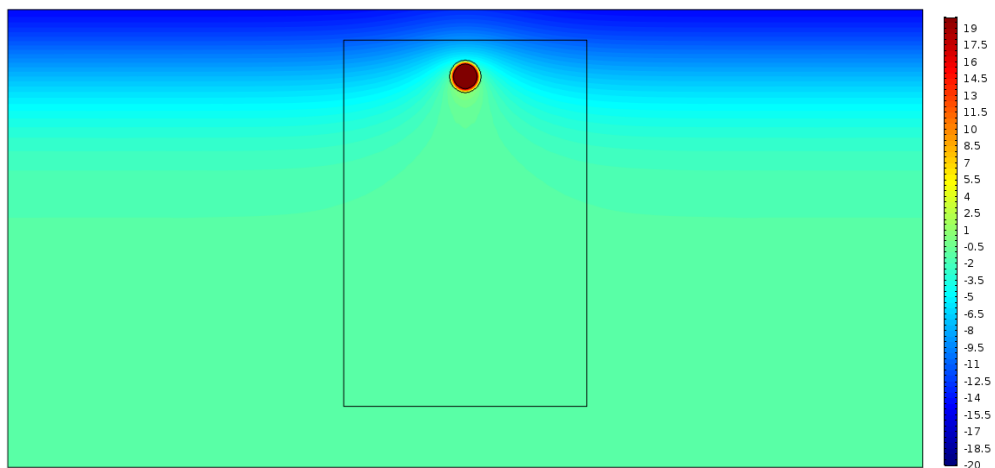


Рисунок 1.16 – Температурное поле грунта вокруг подземного нефтепровода без СОУ

При исследовании процессов теплообмена появилась гипотеза, что установленные термостабилизаторы при работе понизят температуру грунта вокруг нефтепровода и при остановке ускорят темп охлаждения нефти.

Разработанные до этого методики определения температуры нефти в процессе остановки перекачки не могут учесть влияние работы сезоннодействующих охлаждающих устройств на температуру нефти. Увеличение добычи высоковязких и высокозастывающих нефтей повышает ответственность нестационарных режимов работы неизотермического нефтепровода. Нестационарные процессы при транспорте ВВН и ВЗН могут привести к непоправимым последствиям. Особую актуальность приобретает задача определения времени безопасной остановки и расчета давления, необходимого для ввода на рабочий режим нефтепровода, оборудованного сезоннодействующими охлаждающими устройствами.

Автором поставлена цель создать методику расчета пусковых давлений вводимого в рабочий режим нефтепровода, оборудованного сезоннодействующими охлаждающими устройствами, для нестационарных температурных режимов перекачиваемого продукта. Для достижения цели необходимо разработать математическую модель, описывающую процесс остывания нефти в подземном нефтепроводе с учетом влияния работы термостабилизаторов; определить значения температур нефти в зависимости от времени остановки перекачки; рассчитать величину давления, необходимую для ввода нефтепровода в рабочий режим работы.

### Выводы по главе 1

1. При строительстве и эксплуатации нефтепроводов на территории распространения многолетнемерзлых грунтов используют сезоннодействующие охлаждающие устройства. Применение термостабилизаторов необходимо для поддержания отрицательной температуры грунта на протяжении всего срока

эксплуатации объекта, т. к. при повышении температуры понижается несущая способность многолетнемерзлого грунта.

2. При трубопроводном транспорте высоковязких и высокозастывающих нефтей необходимо, согласно нормативным документам, дополнительно определять время безопасной остановки нефтепровода и рассчитывать давление, необходимое для ввода в рабочий режим магистрального нефтепровода. Это связано с изменением реологических характеристик нефти при нестационарных режимах работы нефтепровода.

3. Анализ научно-технической литературы показал, что существующие методики расчета температуры нефти в остановленном нефтепроводе не позволяют учесть влияние работы сезоннодействующих охлаждающих устройств. Для оценки влияния необходимо разработать методику расчета пусковых давлений вводимого в рабочий режим нефтепровода, оборудованного термостабилизаторами.

## ГЛАВА 2. РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА В ГРУНТЕ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НЕФТИ

### 2.1 Математическая модель тепломассопереноса в грунте

В главе представлена математическая модель теплового взаимодействия остановленного нефтепровода с сезоннодействующими охлаждающими устройствами для расчета времени остывания и определения температуры нефти. На рисунке 2.1 представлена расчетная схема для определения температур нефти в процессе остановки. Процесс остывания нефти сопровождается обменом тепла с грунтом, окружающим трубопровод. Скорость остывания нефти зависит от температурного потенциала грунта в момент остановки трубопровода. Характер формирования температурного поля грунта определяется: интенсивностью теплообмена с окружающей средой, нефтепроводом и СОУ; свойствами грунта (влажность, плотность, теплопроводность, теплоемкость, степень засоленности, концентрации порового раствора, температура начала замерзания, льдистость).

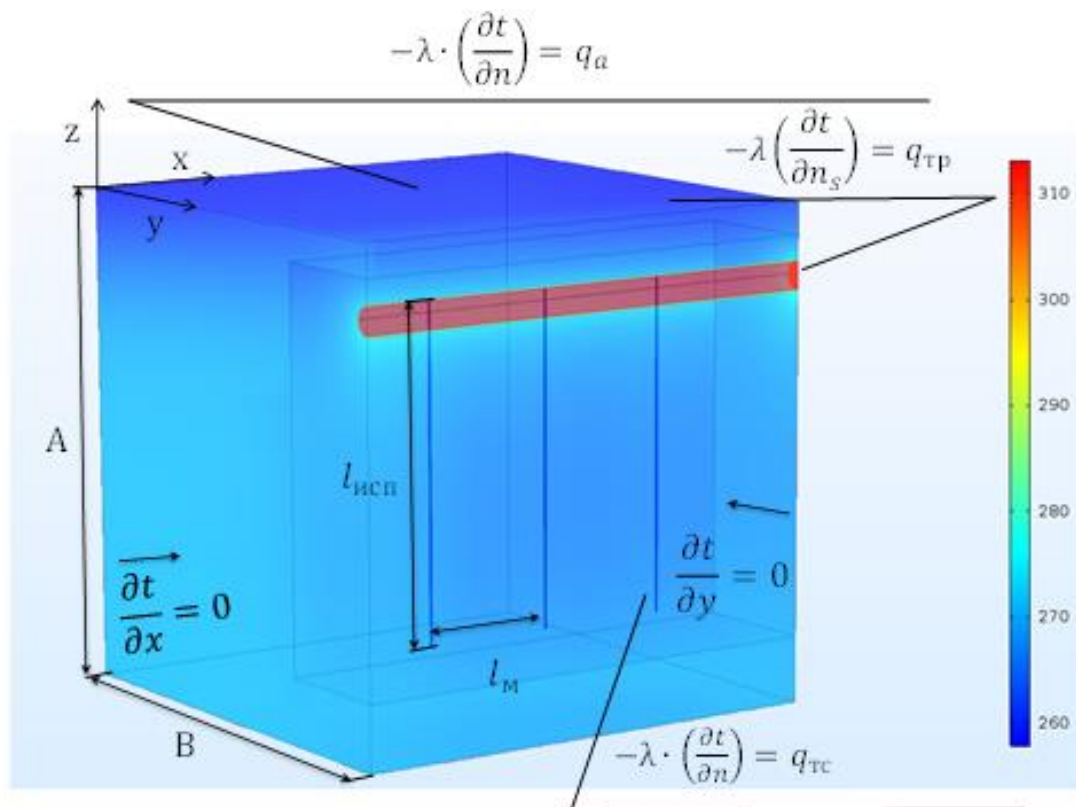


Рисунок 2.1 – Расчетная схема установления температуры нефти в процессе остановки нефтепровода с СОУ



Для расчета распределения температуры в грунте воспользуемся системой дифференциальных уравнений теплопереноса [46].

Дифференциальные уравнения теплопереноса (2.1):

$$\frac{\partial t}{\partial \tau} = a_{\Gamma} \nabla^2 t + \frac{L_{\text{вл}} \varepsilon_{\text{л}}}{c(1-\varepsilon_{\text{л}})} \frac{\partial u_{\text{в}}}{\partial \tau} + c_{\text{в}} (a_{m_{\text{в}}} \nabla u + a_{m_{\text{в}}}^t \nabla t) \frac{\nabla t}{c}, \quad (2.1)$$

где  $a_{\Gamma}$  – коэффициент температуропроводности грунта,  $t$  – температура,  $L_{\text{вл}}$  – удельная теплота замерзания жидкости (плавления льда),  $u$  – влагосодержание,  $\tau$  – время,  $c$  – удельная теплоемкость грунта,  $\varepsilon_{\text{л}}$  – льдистость,  $a_{m_{\text{в}}}$  – коэффициент диффузии воды,  $a_{m_{\text{в}}}^t$  – коэффициент термодиффузии воды,  $c_{\text{в}}$  – теплоемкость воды.

Дифференциальное уравнение массопереноса найдем по формуле (2.2):

$$\frac{\partial u_{\text{в}}}{\partial \tau} = a_{m_{\text{в}}} \nabla^2 u + a_{m_{\text{в}}}^t \nabla^2 t - \frac{\varepsilon_{\text{л}}}{1-\varepsilon_{\text{л}}} \frac{\partial u_{\text{в}}}{\partial \tau}, \quad (2.2)$$

где  $u_{\text{в}}$  – влагосодержание воды.

Граничные условия обозначенные на рисунке (2.1):  $q_a$  – тепловой поток на верхней поверхности земли,  $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^3}$ ;  $q_{\text{тр}}$  – тепловой поток на поверхности нефтепровода,  $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^3}$ ;  $q_{\text{тс}}$  – тепловой поток на поверхности испарительной части СОУ,  $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^3}$ ; необходимые для решения уравнения (2.1) и (2.2) представлены далее. На нижней и боковых поверхностях рассматриваемой области граничным условием принят нулевой тепловой поток. Начальным условием является распределение температуры.

## 2.2 Математическая модель теплопереноса в нефтепроводе

Для расчета распределения температуры нефти в остановленном нефтепроводе воспользовались дифференциальным уравнением теплопроводности [31] в цилиндрической системе координат:

$$\frac{\partial t}{\partial \tau} = a_n \left( \frac{\partial^2 t}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 t}{\partial \varphi^2} + \frac{\partial^2 t}{\partial z^2} \right), \quad (2.3)$$

Результатом решения уравнения (2.3) будет определение температуры нефти. Используя полученные величины при решении уравнения (2.3), рассчитывается граничное условие - тепловой поток от нефтепровода в грунт.

## 2.3 Тепловой поток от сезоннодействующего охлаждающего устройства

Для исследования совместной работы СОУ и нефтепровода необходимо рассматривать процессы внешнего теплообмена с атмосферой и грунтом совместно с фазовыми превращениями и течением хладагента внутри термостабилизатора [110 - 111]. Для учета его влияния на температурное поле грунта, необходимо получить стандартное выражение для использования его в качестве условия 3-го рода на внешней подземной части стенки СОУ.

Испарительная часть находится под землей и забирает тепло из грунта, при повышении температуры хладагент начинает испаряться. Подземная теплоизолированная часть термостабилизатора находится у самой поверхности земли. Конденсаторная часть, которая находится над землей и имеет оребрение, передает тепло в атмосферу при конденсации паров хладагента. Расчетная схема термостабилизатора представлена на рисунке 2.2.

Исследованиями режимов работы вертикальных СОУ посвящено большое количество работ [101, 102, 108]. В [99, 100] рассматриваются способы термодинамического расчета термостабилизаторов. В [24] влияние оребрения на теплопередачу и производительность в условиях функционирования на ММГ.

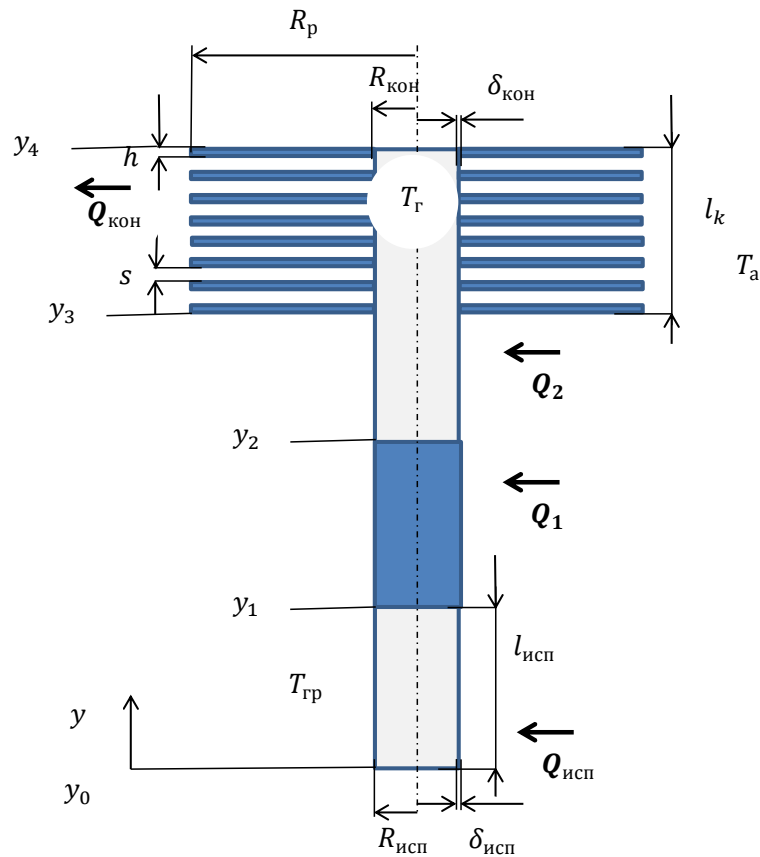


Рисунок 2.2 – Расчетная схема термостабилизатора

Математическая модель была построена исходя из следующих допущений:

1) Теплообмен в термостабилизаторе квазистационарный. Это допущение объясняется тем фактом, что теплообмен теплопроводностью в грунте существенно медленнее, чем конвективный теплообмен в термостабилизаторе. Как следствие, моделирование грунта с учетом термостабилизатора допускает возможность применения квазистационарной модели, а температура газообразного хладагента постоянна по высоте.

2) Течение жидкой плёнки по внутренней поверхности термостабилизатора является ламинарным, что позволяет использовать теорию Нуссельта.

3) Переохлаждение паров хладагента является незначительным, что позволяет приравнять тепловой поток к скорости испарения-конденсации с учетом теплоты фазового перехода.

Уравнение теплового баланса для математической модели термостабилизатора представим в виде:

$$\int q dy = 0, \quad (2.4)$$

Представим уравнение 2.5 в виде суммы слагаемых:

$$Q_{\text{кон}} + Q_1 + Q_2 + Q_{\text{исп}} = 0, \quad (2.5)$$

где  $Q_{\text{кон}}$ ,  $Q_2$ ,  $Q_3$ ,  $Q_{\text{исп}}$ , - тепловой поток на конденсаторной части СОУ,  $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$ ; на надземной части от конденсатора до земли,  $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$ ; на подземной теплоизолированной части СОУ,  $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$ ; на испарительной части СОУ,  $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$ .

Суммарное количество тепла, которое отдается конденсаторной частью термостабилизатора, зависит от коэффициента теплоотдачи, площади поверхности оребрения и перепада температур между внешней стенкой и воздухом.

$$Q_{\text{кон}} = \alpha_k S_k (t_k - t_a), \quad (2.6)$$

где  $\alpha_k$  - коэффициент теплоотдачи,  $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2\text{К}}$ ;  $S_k$  - площадь оребрения конденсаторной части термостабилизатора,  $\text{м}^2$ ;  $t_k$  - температура конденсатора,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $t_a$  - температура воздуха,  $^{\circ}\text{C}$ .

Площадь оребрения конденсаторной части термостабилизатора найдем по формуле:

$$S_k = S_{\text{б.реб}} + S_{\text{реб}}, \quad (2.7)$$

где  $S_{\text{б.реб}}$  и  $S_{\text{реб}}$  - площадь участков без ребер и площадь ребер соответственно,  $\text{м}^2$ ;

$$S_{\text{реб}} = 2\pi n(R_p^2 - R_k^2), \quad (2.8)$$

где  $R_p$  и  $R_k$  - радиус ребра и конденсатора соответственно, м.

Количество тепла, отдаваемое в атмосферу с конденсатора равно сумме тепла с ребер и промежутков, не содержащих ребра:

$$Q_{\text{кон}} = Q_{\text{реб}} + Q_{\text{б.реб}}, \quad (2.9)$$

где  $Q_{\text{реб}}$  – тепловой поток с ребра,  $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$ ;  $Q_{\text{б.реб}}$  – тепловой поток с участка без ребра,  $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$ .

Количество тепла от одного ребра определяется соотношением [9]:

$$Q_{\text{реб}} = n2\pi\lambda_k h(t_k - t_a)\mu\psi, \quad (2.10)$$

где  $n$  – количество ребер, шт;  $\lambda_k$  – коэффициент теплопроводности материала ребра,  $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^\circ\text{C}}$ ;  $h$  – длина ребра, м;

$$\mu = \sqrt{\frac{2\alpha_{1p}}{\lambda h}}, \quad (2.11)$$

$$\psi = \frac{I_1(\mu R_p)K_1(\mu R_k) - I_1(\mu R_k)K_1(\mu R_p)}{I_1(\mu R_p)K_0(\mu R_k) + I_0(\mu R_k)K_1(\mu R_p)}, \quad (2.12)$$

где  $I_0, K_0, I_1, K_1$  – функция Бесселя, а  $\alpha_{1p}$  – коэффициент теплоотдачи от ребра,  $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \text{К}}$ ; определяется по [56] обтекание потоком воздуха пластины по формуле

$$\alpha_{1p} = 0.032 \frac{\lambda_a}{2R_p} \left( \frac{2R_p V_a}{\nu_a} \right)^{0,8}, \quad (2.13)$$

где  $\lambda_a$  – коэффициент теплопроводности воздуха,  $\frac{\text{Вт}}{\text{мК}}$ ;  $V_a$  – скорость ветра,  $\frac{\text{м}}{\text{с}}$ ;  $\nu_a$  – вязкость воздуха,  $\frac{\text{м}^2}{\text{с}}$ .

Количество тепла, отдаваемое в атмосферу с участка между ребрами, определяется соотношением:

$$Q_{\text{б.реб}} = \alpha_{\text{б.р}} S_{\text{б.реб}} (t_k - t_a), \quad (2.14)$$

где  $S_{\text{б.реб}}$  – площадь участка между ребрами,  $\text{м}^2$ ;

Площадь определяется по формуле:

$$S_{\text{б.реб}} = n2\pi R_k s, \quad (2.15)$$

где  $s$  – расстояние между соседними ребрами, м;

А коэффициент теплоотдачи  $\alpha_p$  для участка между оребрениями вычисляется в соответствии с [9]

$$\alpha_{б.р} = 0.02 \frac{\lambda_a}{2R_k} \left( \frac{2R_k V_a}{v_a} \right)^{0,8}, \quad (2.16)$$

Соотношения (2.10), (2.13) и (2.14) позволяют записать (2.9) в виде:

$$Q_{кон} = n2\pi\lambda h(t_k - t_a)\mu\psi + \alpha_{б.р}n2\pi R_k s(t_k - t_a), \quad (2.17)$$

Коэффициент теплоотдачи  $\alpha_k$  из (2.6) с учетом (2.14) запишем в виде:

$$\alpha_k = \frac{2n\pi(\lambda_k h\mu\psi + \alpha_{б.р}R_k s)}{S_k}, \quad (2.18)$$

Необходимо учесть толщину стенку и слой хладагента на внутренней стенке конденсаторной части термостабилизатора для связи внешнего уравнения теплоотдачи с процессами, протекающими внутри него.

Коэффициент теплопередачи в данном случае получился:

$$K_k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_k} + \frac{1}{2\lambda_k} \ln\left(\frac{R_k}{R_k - \delta_k}\right) + \frac{1}{2\lambda_x} \ln\left(\frac{R_k - \delta_k}{R_k - \delta_k - \delta_{x,k}}\right)}, \quad (2.19)$$

где  $\delta_{x,k}$  – толщина пленки хладагента в конденсаторной части термостабилизатора, м;  $\lambda_x$  – коэффициент теплопроводности хладагента,  $\frac{Вт}{м \cdot К}$ ;

Аналогично найдем коэффициенты теплопередачи для остальных частей термостабилизатора.

Коэффициент теплопередачи для надземной части вычисляется по формуле(2.20):

$$K_1 = \frac{1}{\frac{1}{2\lambda_k} \ln\left(\frac{R_k}{R_k - \delta_k}\right) + \frac{1}{2\lambda_x} \ln\left(\frac{R_k - \delta_k}{R_k - \delta_k - \delta_{x,k}}\right)}, \quad (2.20)$$

Коэффициент теплопередачи для подземной части вычисляется по формуле(2.21):

$$K_2 = \frac{1}{\frac{1}{2\lambda_{из}} \ln\left(\frac{R_{из}}{R_{из} - \delta_{из}}\right) + \frac{1}{2\lambda_{исп}} \ln\left(\frac{R_{исп}}{R_{исп} - \delta_{исп}}\right) + \frac{1}{2\lambda_x} \ln\left(\frac{R_{исп} - \delta_{х,исп}}{R_{исп} - \delta_{исп} - \delta_{х,исп}}\right)}, \quad (2.21)$$

где  $\delta_{х,исп}$  – толщина пленки хладагента в испарительной части, м;  $\delta_{исп}$  – толщина испарительной части СОУ, м;  $\lambda_{исп}$  – коэффициент теплопроводности материала стенки испарительной части СОУ,  $\frac{Вт}{мК}$ .

Коэффициент теплопередачи для испарительной части вычисляется по формуле(2.22):

$$K_{исп} = \frac{1}{\frac{1}{2\lambda_{исп}} \ln\left(\frac{R_{исп}}{R_{исп} - \delta_{исп}}\right) + \frac{1}{2\lambda_x} \ln\left(\frac{R_{исп} - \delta_{х,исп}}{R_{исп} - \delta_{исп} - \delta_{х,исп}}\right)}, \quad (2.22)$$

В формулах (2.19) - (2.22) неизвестной величиной остается толщина пленки хладагента. Для нахождения толщины пленки хладагента, стекающего по внутренней стенке термостабилизатора, запишем результат теории Нуссельта из [9].

$$\int_0^y q(y) dy = \frac{J_{хл} g \rho_{хл}}{3\nu_{хл}} \delta_x^3(y), \quad (2.23)$$

где  $\nu_{хл}$  – вязкость хладагента,  $м^2/с$ ;  $\rho_{хл}$  – плотность хладагента,  $кг/м^3$ ;  $J_{хл}$  – теплота испарения хладагента,  $Дж/кг$ .

Плотность теплового потока имеет следующий вид:

$$q(y) = \frac{(t_{хл} - t_a)}{\left(\frac{\delta_x(y)}{\lambda_{хл}} + \frac{2\pi l_k (R_{кон} - \delta_{кон})}{a_k S_k}\right)}, \quad (2.24)$$

где  $\lambda_{хл}$  – коэффициент теплопроводности хладагента,  $\frac{Вт}{м^{\circ}С}$ .

Дифференцируя уравнение (2.23) получаем формулу для расчета толщины пленки хладагента:

$$\frac{v_{\text{хл}}(t_{\text{хл}} - t_a)}{J_{\text{хл}}g\rho_{\text{хл}}} = \left( \frac{\delta_x(y)}{\lambda_{\text{хл}}} + \frac{2\pi l_k(R_{\text{кон}} - \delta_{\text{кон}})}{a_k S_k} \right) \delta_x^2(y) \frac{d\delta_x}{dy}, \quad (2.25)$$

Интегрируя (2.25) получим уравнение:

$$\delta_x^4 + \frac{4\delta_x \lambda_{\text{хл}} 2\pi l_k (R_{\text{кон}} - \delta_{\text{кон}})}{3 a_k S_k} - \frac{4\lambda_{\text{хл}} v_{\text{хл}} (t_{\text{хл}} - t_a) y}{J_{\text{хл}} g \rho_{\text{хл}}} = 0, \quad (2.26)$$

Для создания высокоэффективной конструкции конденсатора необходимо обеспечить уменьшение термического сопротивления пленки хладагента. Для этого необходимо, чтобы первый член уравнения (2.26) был значительно меньше второго.

Результатом решения представленных уравнений будет нахождение теплового потока от подземной части СОУ в грунт.

$$q_{\text{тс}} = \frac{a_k \cdot S_k}{S_{\text{isp}}} (t_a - t_g), \quad (2.27)$$

Полученное уравнение (2.27) является граничным условием при решении уравнения (2.1).

#### 2.4 Тепловой поток на верхней поверхности земли

Расчет естественного температурного режима грунта необходимо проводить для воспроизведения начальных условий [91 - 93]. На расчетной области задаются естественные граничные условия и рассчитывается распределение температуры по глубине грунта. Сезонные колебания температуры окружающей среды сказываются на температуре грунтов до глубины нулевых годовых амплитуд.

На поверхности земли задается входящий тепловой поток:

$$(-\lambda_r \vec{\nabla} t) \cdot (-\vec{n}) = q_a, \quad (2.28)$$

где  $q_a$  – тепловой поток на поверхности земли, Вт/м<sup>2</sup>;  $n$  –  $\lambda_r$  – коэффициент теплопроводности грунта, Вт/(м·°С);  $t$  – температура, К.



В формуле (2.28) тепловой поток  $q_a$  имеет три составляющие: инфракрасное излучение по закону Стефана-Больцмана [38], солнечную радиацию, с учетом облачности и альбедо поверхности [51], конвекцию по закону Ньютона.

Суммарный тепловой поток найдем по формуле (2.30):

$$q_a = \alpha_k(t_B - t) + \sigma_0 \varepsilon (b_i t_B^4 - t) + (1 - A_r)(1 - \theta_c c) q_s, \quad (2.29)$$

где  $\alpha_k$  – коэффициент конвективного теплообмена, Вт/(м<sup>2</sup>·°С);  $\varepsilon$  – степень черноты подстилающей поверхности грунта в инфракрасной области спектра;  $\sigma_0 = 5,67 \cdot 10^{-8}$  Вт/(К<sup>4</sup>· м<sup>2</sup>) – постоянная Стефана-Больцмана;  $\theta_c$  – коэффициент отражения солнечной радиации от облаков, зависящий от широты;  $b_i$  – коэффициент противоизлучения атмосферы принимаем по [38];  $A_r$  – альбедо поверхности;  $c$  – среднее многолетнее месячное значение общей облачности;  $q_s$  – поток тепла от солнечной радиации,  $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$ .

$$b_i = (0.89 - 0.2 \cdot 10^{-0.0007 \cdot P_B}), \quad (2.30)$$

Параметры теплообмена подстилающей поверхности определяются в соответствии с [64]. Коэффициент конвективного теплообмена найдем по формуле:

$$\alpha_k = 0,93 \sqrt{u} \left( 6 + \frac{6,2}{u^2} \right), \quad (2.31)$$

В [8] представлена формула для расчета коэффициента конвективного теплообмена при наличии снега на поверхности земли:

$$\alpha_k = 6,16 + 4,19 \cdot u, \quad (2.32)$$

В [63] представлена формула для расчета теплопроводности снега:

$$\lambda_{\text{CH}} = 0,018 + 8,7 \cdot 10^{-4} \rho_{\text{CH}}, \quad (2.33)$$

где  $\rho_{\text{CH}}$  – плотность снега, кг/м<sup>3</sup>.

В соответствии с [51], в таблице 2.1 представлен коэффициент отражения солнечной радиации от облаков.

Таблица 2.1 - Коэффициент отражения солнечной радиации от облаков на различных широтах [51]

Широта, °	0	10	20	30	40	50	60	70	75
$\theta_c$	0,65	0,65	0,67	0,68	0,67	0,64	0,60	0,50	0,45

Снежный покров рассчитывается как термическое сопротивление для определения температуры поверхности снега

$$(-\lambda_{\text{гр}} \vec{\nabla} t) \cdot (-\vec{n}) = \frac{\lambda_{\text{сн}}(t_{\text{сн}} - t)}{h_{\text{сн}}}, \quad (2.34)$$

где  $\lambda_{\text{сн}}$  – коэффициент теплопроводности снега, Вт/(м·°С);  $h_{\text{сн}}$  – толщина снега, м;  $t_{\text{сн}}$  – температура поверхности снега, К.

Подставляя (2.38) в (2.33), получаем следующее нелинейное уравнение, из которого находим температуру поверхности снега:

$$-\frac{\lambda_{\text{сн}}(t_{\text{сн}} - t)}{h_{\text{сн}}} = \alpha_{\text{к}}(t_{\text{в}} - t) + \sigma_0 \varepsilon (b_i t_{\text{в}}^4 - t^4) + (1 - A_{\text{г}})(1 - \theta_{\text{с}}) q_{\text{с}}, \quad (2.35)$$

Полученное уравнение (2.35) является граничным условием при решении уравнения (2.1). Использование в расчетах формулы (2.35) позволит учесть тепловой поток на поверхности земли.

## 2.5 Методика решения системы дифференциальных уравнений

Особенностью решения представленной задачи, определения температуры в остановленном нефтепроводе, является то, что температурное поле нефти и грунта взаимодействуют через стенку трубопровода. На внешней границе стенки с

грунтом принимается условие равенства тепловых потоков, проходящих через поверхность согласно [111].

$$\lambda_n \frac{\partial t_n}{\partial r} = \lambda_{гр} \frac{\partial t_{гр}}{\partial r}, \quad (2.36)$$

где  $\lambda_n$ ,  $\lambda_{гр}$  – коэффициент теплопроводности нефти и грунта,  $r$  – радиус нефтепровода.

Для определения температуры нефти решили сопряженную задачу остывания остановленного нефтепровода на основе расчёта температурных полей в нефтепроводе с учетом влияния температурных полей грунта. Температура нефти рассчитывается по решению дифференциального уравнения (2.3) представленного в цилиндрических координатах, а тепломассоперенос в грунте по дифференциальным уравнения (2.1) и (2.2) в прямоугольной системе координат.

Уравнения (2.1), (2.2) и (2.3) необходимо решать численными методами. Сопряжение температурного поля грунта и нефтепровода проводим по методике, представленной в [111].

Для решения дифференциальных уравнений используем схему Дугласа-Ганна - метод неявных разностных схем для трехмерного уравнения, который имеет второй порядок точности.

На каждом шаге метода возникает система линейных уравнений с трехдиагональной матрицей, которая решается методом прогонки.

## 2.6 Решение верификационной задачи

Оценка достоверности разработанной численной модели установлена путем решения верификационной задачи. Для решения задачи остывания нефти численным методом была получена зависимости температуры нефти от продолжительности остановки для расчетной модели (см. рисунок 2.3).

На рисунке 2.4 представлены графические зависимости температуры нефти от продолжительности остановки.

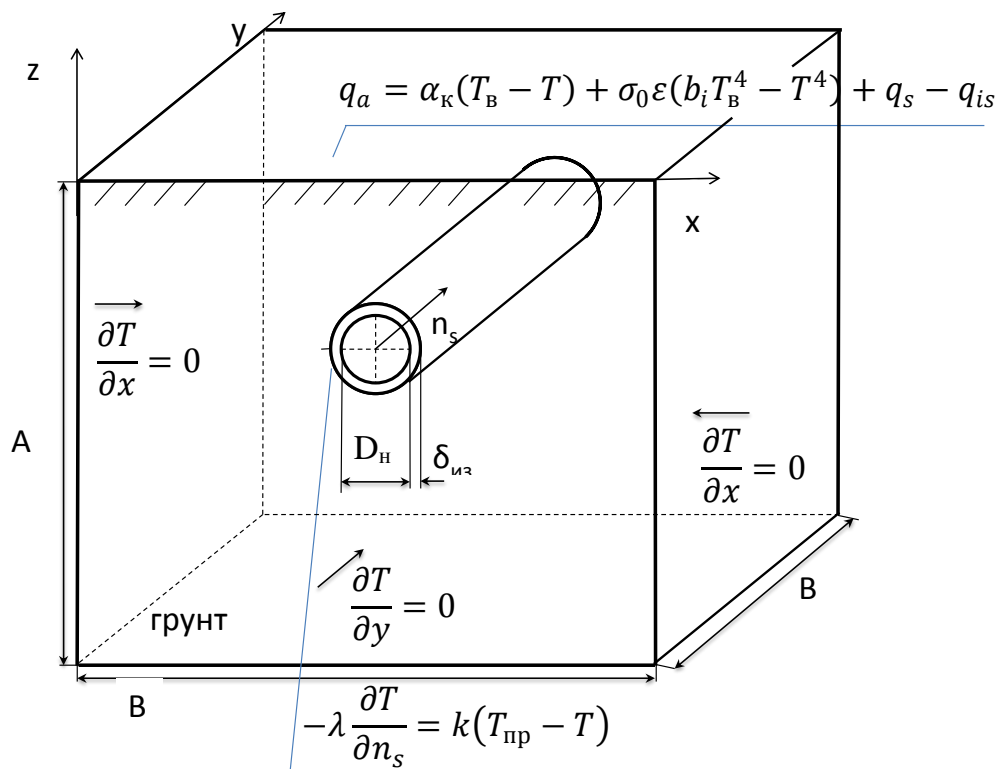


Рисунок 2.3 – Расчетная схема для определения температуры нефти в трубопроводе без СОУ

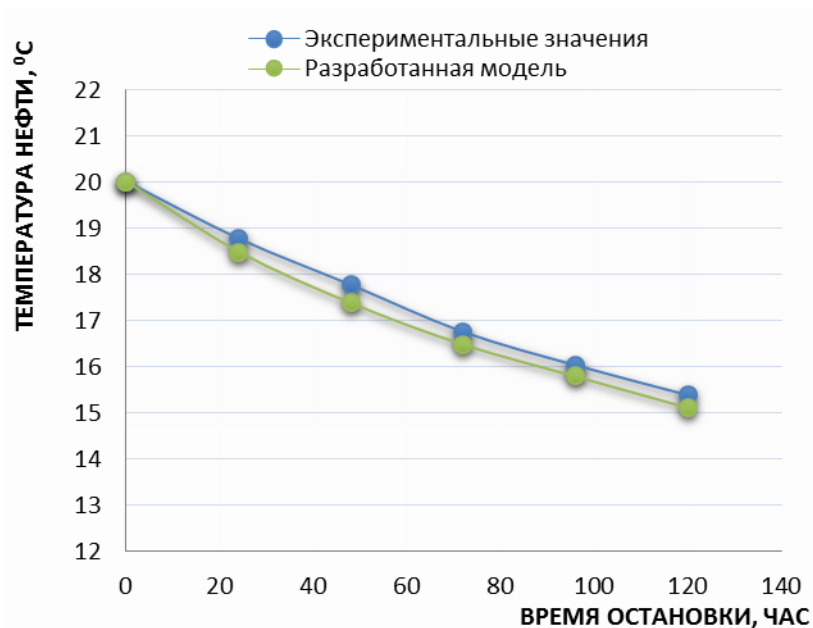


Рисунок 2.4 – Зависимость температуры нефти от продолжительности остановки

Проведено сравнение работы модели термостабилизатора с результатами исследования [68], проведенного на испытательном стенде. В результате исследования были получены распределения температуры по стенке испарительной части термостабилизатора. Распределение температур представлены на рисунке 2.5.

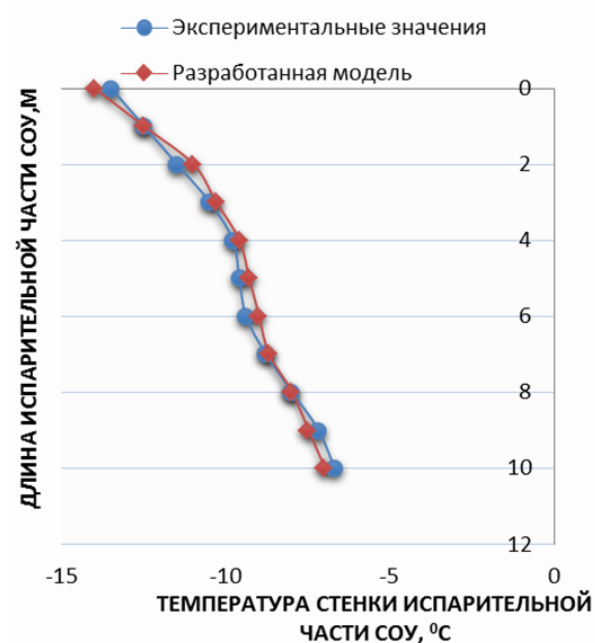


Рисунок 2.5 – Распределение температур по испарителю СОУ

Сходимость результата по разработанной модели с экспериментальными значениями составляет 97%

## Выводы по главе 2

1. Приведена модель теплопереноса в грунте и работы термостабилизатора, которая позволяет решить задачу теплового взаимодействия остановленного магистрального нефтепровода с температурным полем грунта, сформированного с учетом функционирования сезоннодействующих охлаждающих устройств.

2. Выполнена верификация разработанной модели по определению температуры нефти в процессе остановки. Проведено сравнение работы

термостабилизатора по предложенной модели с результатами исследований, которые показали отличие не более 4%, что свидетельствует об адекватности разработанной модели.

3. Разработанная расчетная схема позволяет провести численный эксперимент по определению распределения температуры нефти при остановке подземного нефтепровода в многолетнемерзлых грунтах, оборудованного СОУ. Полученные результаты позволят оценить влияние сезоннодействующих устройств на пусковое давление, необходимое для ввода магистрального нефтепровода в рабочий режим.

## ГЛАВА 3. ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕМПОВ ОХЛАЖДЕНИЯ НЕФТИ В ОСТАНОВЛЕННОМ НЕФТЕПРОВОДЕ

### 3.1 Моделирование остывания нефти при остановке перекачки

Третья глава посвящена анализу результатов численных исследований по определению скорости изменения температуры нефти в остановленном нефтепроводе. Исследован вопрос о степени влияния установленных термостабилизаторов на скорость остывания нефти. Установлена зависимость темпа охлаждения нефти от конструктивных особенностей термостабилизаторов различных производителей.

При помощи математической модели, разработанной во второй главе, определялась температура нефти в зависимости от времени остановки. Скорость изменения температуры зависит от: диаметра нефтепровода, толщины изоляции, разности температур нефти и грунта в начальный момент остывания. Температура грунта в естественном состоянии на заданной глубине зависит от входящего теплового потока на поверхности земли. Степень проникновения воздействий окружающей среды имеет затухающий характер по глубине. Циклическое изменение температуры воздуха в течение суток, сезона и года подразумевает наличие максимумов и минимумов влияния. Можно предположить, что наихудшие условия и самым опасным временным промежутком в году является период с самым холодным месяцем. Но по данным [14, 15] есть значительные изменения в распределении температур на различных глубинах в зависимости от сезонности. Существует запаздывание температуры на глубине грунта от значений на поверхности земли. В [103] автором получены результаты с аналогичным запаздыванием. Наихудшими условиями будут являться те, при которых время остывания нефти до определенной температуры будет наименьшим.

Определим наихудший промежуток времени для разных природно-климатических условий, на примере данных представленных в таблице 3.1.

Данные величины температуры воздуха и скорости ветра приняты из [70]. Рассмотрены четыре примера типовых условий, встречающихся на территориях распространения многолетнемерзлых грунтов. В первом преобладают низкие зимние значения температуры воздуха и средние значения скорости ветра. Во втором примере значения температуры воздуха зимой теплее, чем в первом, однако скорость ветра выше. В третьем варианте низкие значения скорости ветра и средние значения температуры окружающего воздуха. Четвертый случай отличается теплыми значениями температур в зимнее время и высокими значениями скорости ветра.

Таблица 3.1 – Значения температур воздуха и скорости ветра.

	Температура воздуха, °С				Скорость ветра, м/с			
	Вариант исходных данных				Вариант исходных данных			
Месяц №	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4
1	-28,3	-21,7	-31,9	-17,8	4,3	7,6	0,7	6,0
2	-26,7	-22,4	-27,3	-19,2	3,8	7,1	1,1	6,0
3	-18,6	-17,8	-17,6	-17,0	4,0	7,2	1,3	6,0
4	-11,1	-13,5	-4,7	-9,5	4,0	6,8	1,4	6,0
5	-1,9	-5,5	4,8	-3,4	4,3	7,1	1,6	6,0
6	9,1	2,0	12,8	2,8	4,2	6,5	1,1	6,2
7	15,4	7,3	15,7	8,9	3,5	5,9	1,0	5,8
8	12,0	7,0	12,3	8,8	3,5	6,4	1,0	6,1
9	4,8	3,7	4,6	4,9	4,0	6,9	1,0	7,1
10	-6,9	-4,5	-6,6	-2,2	4,4	7,4	1,0	6,0
11	-20,0	-13,0	-19,2	-9,5	3,9	7,6	1,0	6,0
12	-25,4	-18,0	-27,0	-14	4,1	7,5	0,7	6,0

Для предложенных вариантов величины температур окружающей среды и скорости ветра проведены численные расчеты по определению скорости



остывания нефти в подземном нефтепроводе согласно предложенной математической модели в главе 2. Исследования проведены для нефтепровода диаметром 820 мм., толщиной изоляции 150 мм., время определялось при остывании с 30 °С до 10 °С.

Перед остановкой нефтепровод находился в работе продолжительное время, которого достаточно для выхода в практически стационарное состояние и условно установившегося режима окружающего грунта [85]. Время остывания рассчитывалось для остановки в каждый из дней в году. Графические зависимости результатов численных расчетов представлены на рисунке 3.1.

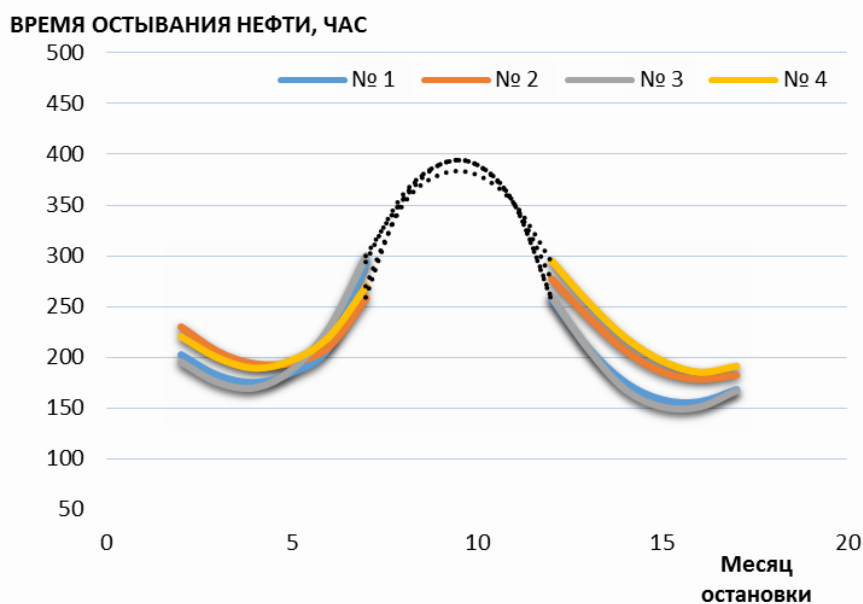


Рисунок 3.1 – Время остывания нефти в зависимости от времени года

Для каждого из рассматриваемых вариантов погодных условий наихудшие промежутки и запаздывания температур в году совпали. Далее в расчетах представлены значения времени остывания для наихудших условий в году.

Термостабилизаторы, установленные вдоль подземного нефтепровода, предназначены для понижения температуры грунта. В сочетании с естественной динамикой изменения температуры грунта добавится дополнительный фактор, влияющий на скорость остывания. Согласно [29], термостабилизаторы имеют различные конструктивные особенности, такие как: размер, материал, площадь оребрения, диаметр термостабилизатора, длину испарительной части. Все

конструктивные особенности оказывают влияние на температурное поле вокруг подземной части СОУ. Необходимо оценить степень влияния параметров на время остывания нефти в остановленном нефтепроводе.

Конструктивные особенности представлены в таблице 3.2

Таблица 3.2 - Термостабилизаторы различных производителей.

№	Основные показатели	ООО «Ньюфрост»	ООО НПФ «Проект-стабилизатор»	ООО НПО «Фундаментстройаркос»	ЗАО «ИнжГеоСервис-Норд»	ООО НПО «Полос»	ОАО «Фундаментпроект»	ООО НПО «Север»	ООО «Таис-С»
1	Размер оребрения, мм	71	61	67	68	65	140	120	100
2	Шаг ребер, мм	3,2	5	2,5	4,5	2,5	15	15	15
3	Толщина ребра, мм	1	1	0,5	1	0,5	2	2	2
4	Материал оребрения	алюминий				сталь			
5	Длина оребрения конденсатора, мм	900	750	784	880	900	900	900	880
6	Диаметр корпуса испарителя, мм	38	32	33,7	32	33,7	38	38	38
7	Длина испарителя, м	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9

В таблице приведены стандартные характеристики термостабилизаторов. Расчет приведен для нефтепровода диаметром 820 мм., толщиной изоляции 150 мм., время определялось при остывании с 30 °С до 10 °С, длина испарительной части термостабилизатора 8,9 м.

На рисунке 3.2 представлены графические зависимости результатов расчетов по определению времени остывания нефти в остановленном подземном нефтепроводе с учетом влияния СОУ.

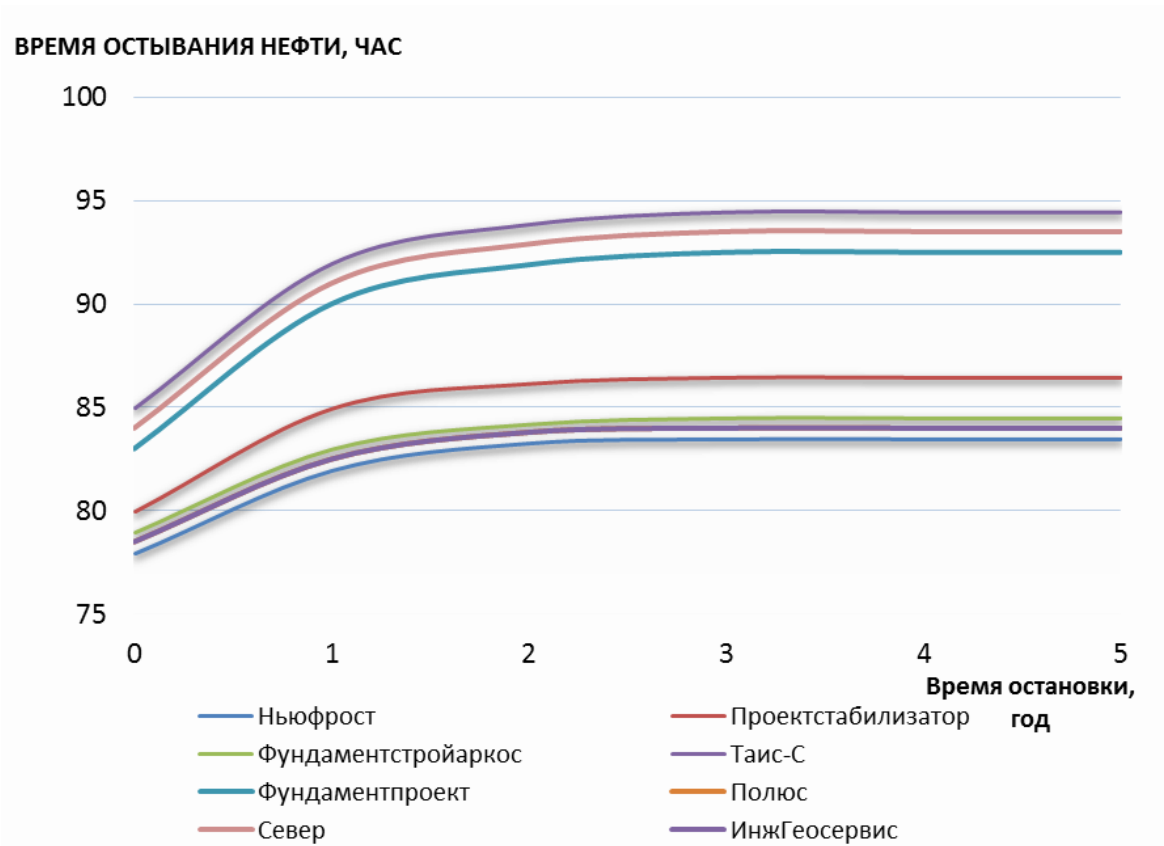


Рисунок 3.2 – Время остывания нефти в нефтепроводе с термостабилизацией грунта

Шаг, толщина и длина ребер, а также длина оребрения конденсатора не оказали существенного влияния на величину времени остывания. Разница в материале разбила результаты на две подгруппы. Сталь имеет теплопроводность в 4 раза меньше, чем алюминий, из-за чего алюминий быстрее передает тепло от хладагента в атмосферу через конденсаторную часть термостабилизатора. По результатам исследования видно, что конструкция из алюминия ускорила процесс теплопереноса внутри устройства и температура грунта у испарительной части была меньше, чем у конструкции из стали. При дальнейших расчетах будет использован материал конструкции конденсатора из алюминия.

По оси x рассчитанные величины времени остывания нефти для наихудшего временного промежутка в соответствующем году. Рост времени остывания из года в год говорит об увеличении температуры грунта вокруг нефтепровода.

Существует несколько типовых вариантов компоновки СОУ, которые отличаются значением длины испарительной части. От длины зависит глубина установки и заморозки грунта. Проведение теплового расчета объекта, помогает установить параметры СОУ, необходимые для обеспечения твердомерзлого состояния грунта на всем периоде эксплуатации. Термостабилизаторы также изготавливаются с различной площадью оребрения конденсаторной части. Проведено исследование по оценке влияния длины испарительной части на время остывания нефти в нефтепроводе. Длина варьировалась от 6 до 11 метров с шагом в 1 метр. Графические зависимости результатов расчета приведены на рисунке 3.3.

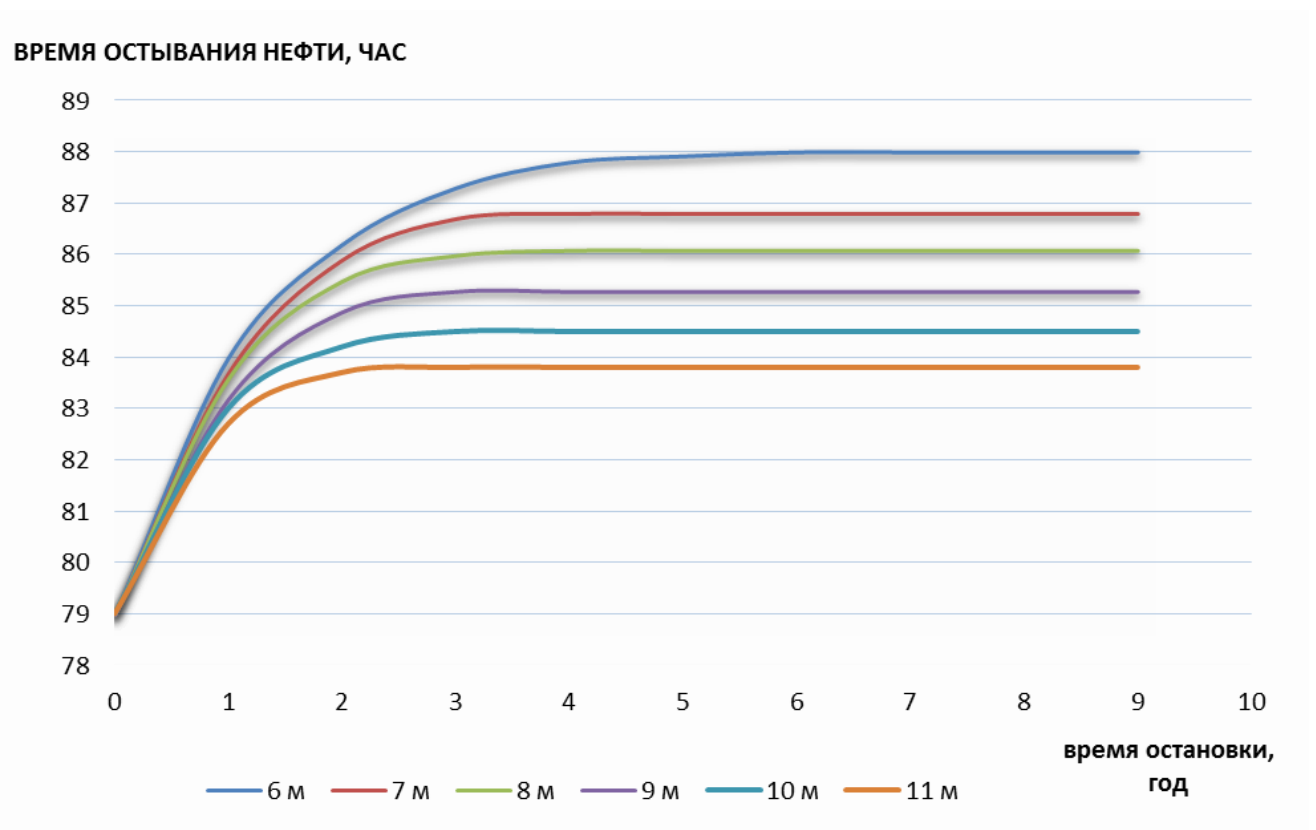


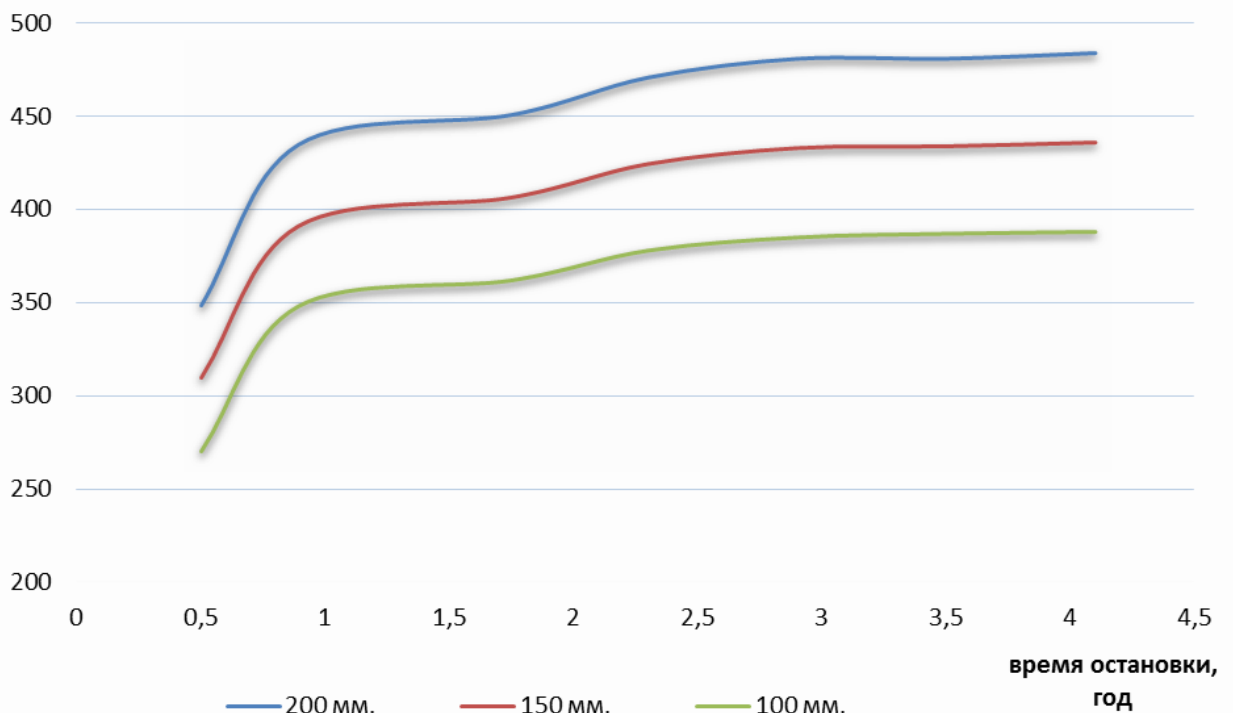
Рисунок 3.3 – Зависимость времени остывание нефти в нефтепроводе от длины испарительной части

Из представленного графика видно, что в первые два года работы нефтепровода с СОУ влияние длины испарительной части минимально.

Происходит стабилизация баланса тепла в грунте в течение первых 4-х лет работы после нарушения. После 3-х лет эксплуатации появляется разница, связанная с увеличением объема грунта аккумулировавшего холод. Данное условие может наблюдаться только при неизменных условиях эксплуатации нефтепровода.

Проведена оценка влияния расстояния установки СОУ от нефтепровода. При увеличении расстояния, уменьшается влияние СОУ на температурное поле грунта вблизи МН, тем самым увеличивается время остывания нефти при остановке транспорта. Получены величины времени остывания для МН с диаметром 820 мм., начальной температурой 30 °С, длиной испарительной части СОУ 11 м., толщиной тепловой изоляции 100, 150, 200 мм. Графическая зависимость представлена на рисунке 3.4.

**ВРЕМЯ ОСТЫВАНИЯ НЕФТИ, ЧАС**



**Рисунок 3.4 – Зависимость времени остывания от расстояния СОУ до МН**

Анализ зависимости показывает, что при удалении СОУ больше чем (2÷2,5) метра, величина скорости остывания перестает изменяться.

Согласно нормативно-техническим документам, допускается производить остановку перекачки по нефтепроводу на 72 часа, но для труднодоступных

участков возможно увеличение времени до 120 часов. В связи с этим практический интерес представляет температура нефти при остановках в рамках регламентированного промежутка времени. Рассмотрены зависимости остывания с установленными СОУ и без них.

Для уменьшения тепловых потерь и растеплений грунта нефтепровод теплоизолируют. Теплоизоляционный слой изготавливают по данным [74] из пенополиуретана. Коэффициент теплопроводности варьируется в диапазоне от 0,024 до 0,035  $\frac{\text{Вт}}{\text{м}\cdot\text{К}}$ . Увеличение толщины изоляции будет способствовать удержанию тепла в нефтепроводе при его остановке. Проведен сравнительный расчет остывания нефти в остановленном нефтепроводе диаметром 820 мм. при различной толщине теплоизоляции без установленных термостабилизаторов грунта. Температура нефти перед остановкой равна 30 °С. Определялись значения температур после 120 часов остановки.

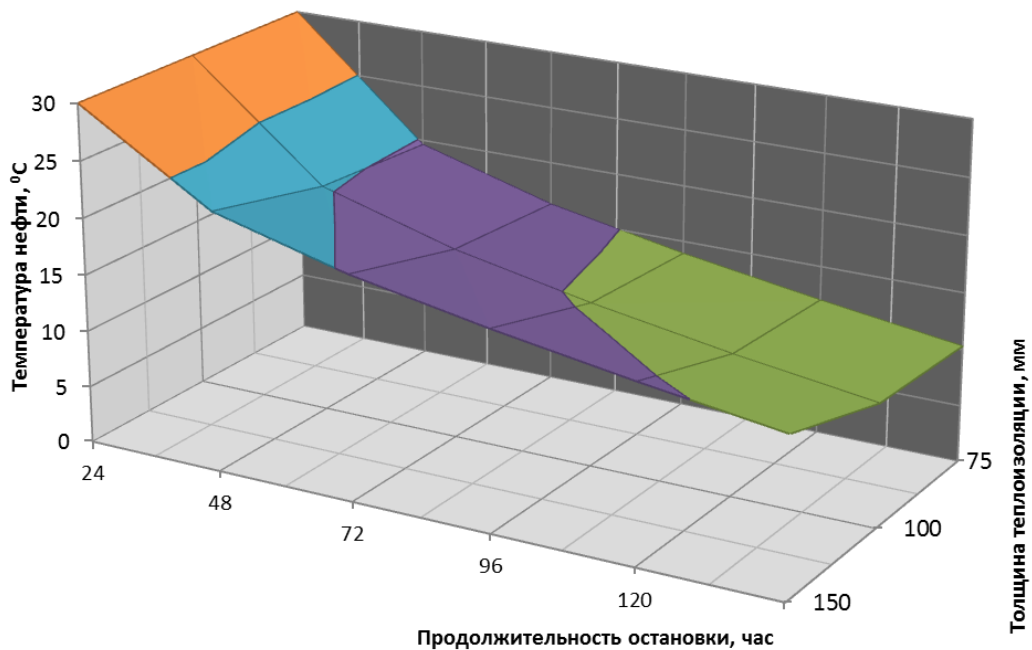


Рисунок 3.5 – Зависимость температуры нефти от продолжительности остановки нефтепровода без СОУ

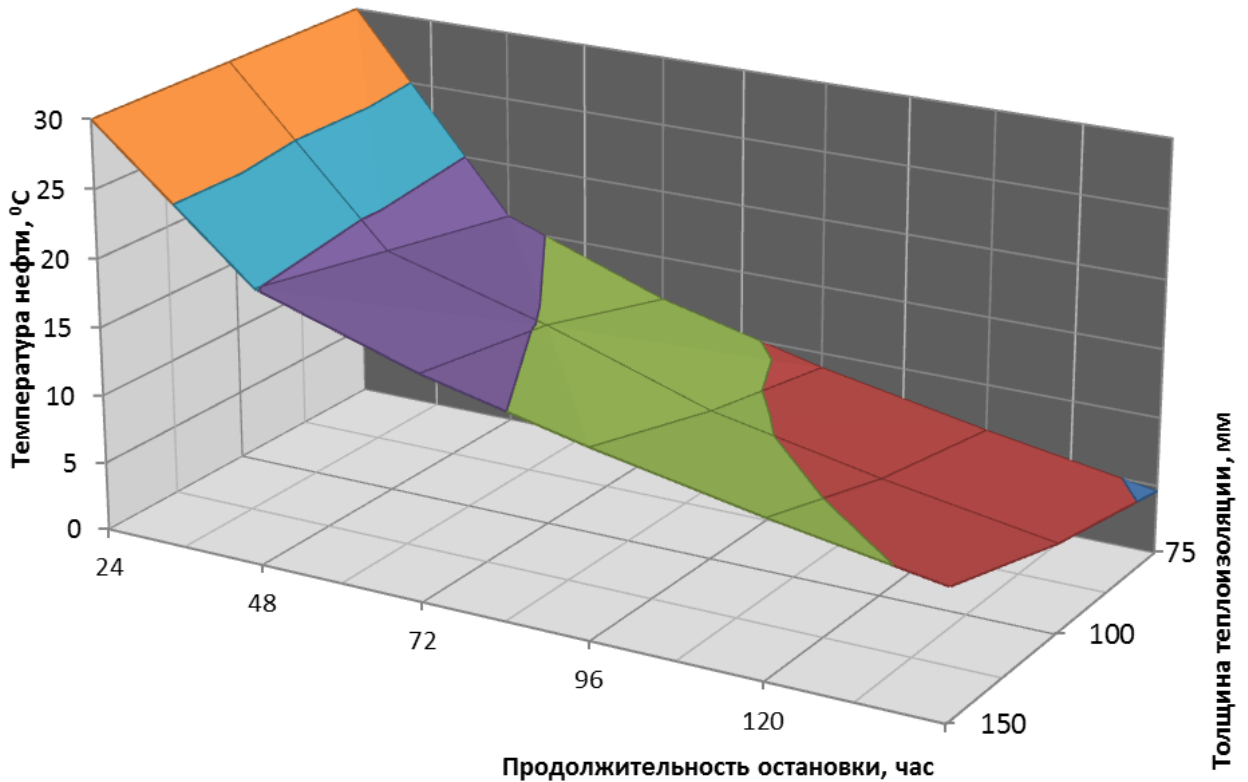


Рисунок 3.6 – Зависимость температуры нефти от продолжительности остановки нефтепровода с СОУ

Разница в значении температур нефти на 3 суток остановки и 5 суток составила  $3,5^{\circ}\text{C}$  и  $4^{\circ}\text{C}$  для толщины изоляции 150 и 100 мм. Из анализа приведенных графических зависимостей установлено, что значения температур нефти уменьшились на  $2\div 3^{\circ}\text{C}$  для нефтепровода с толщиной изоляции 150 мм. и на  $3,5\div 5^{\circ}\text{C}$  для 100 мм, из-за влияния работы термостабилизатора.

При эксплуатации МН необходимо соблюдать режим перекачки. Для его регулирования возможно изменение температуры перекачиваемого продукта. Проведено исследование влияния начальной температуры на темп охлаждения нефти в нефтепроводе после остановке перекачки.

Результаты представлены в виде графической зависимости для различных температур на рисунке 3.7 и 3.8.

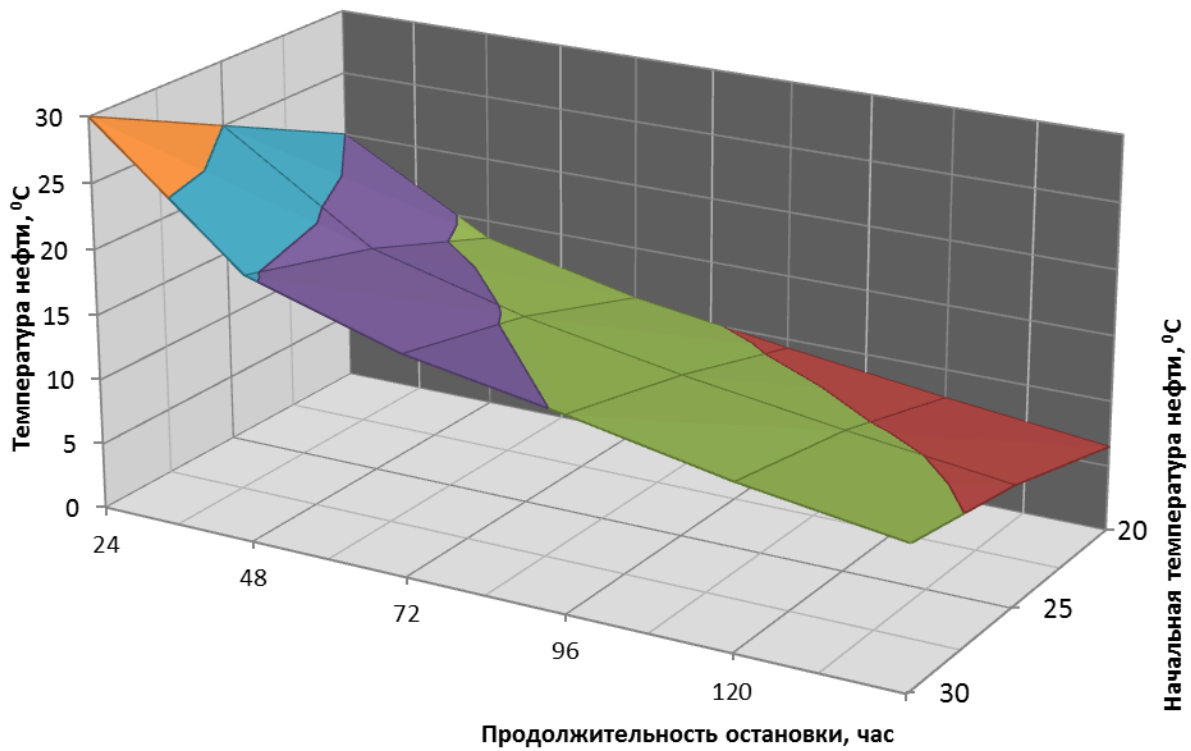


Рисунок 3.7 – Зависимость темпа охлаждения нефти от продолжительности остановки нефтепровода без СОУ и начальной температуры

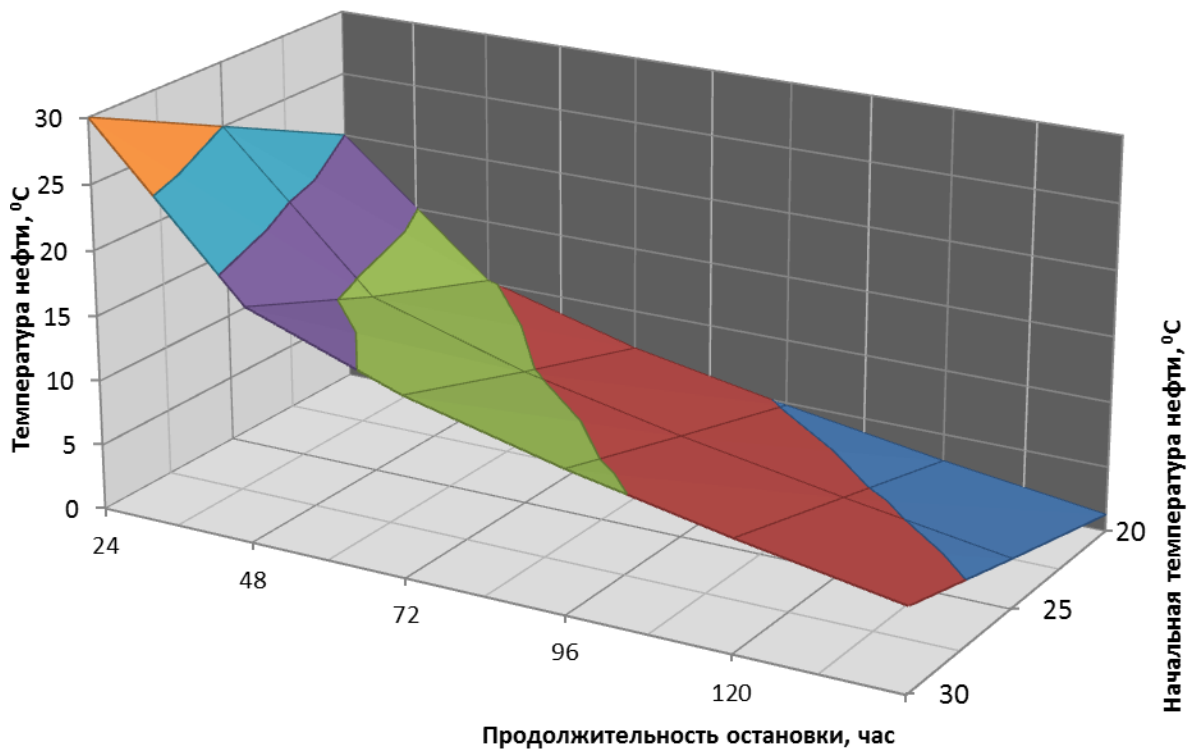


Рисунок 3.8 – Зависимость темпа охлаждения нефти от продолжительности остановки нефтепровода с СОУ и начальной температуры



Анализ результатов показал, что при остановке транспорта на 72 часа установленные СОУ уменьшили температуру в  $1,33 \div 1,94$  раза больше, а при остановке на 120 часов в  $1,66 \div 2,83$  раза.

Согласно [85], высоковязкую нефть необходимо транспортировать по МН большого диаметра для недопущения застывания при остановках. Далее приедены результаты численного эксперимента по определению температуры нефти при остановках в нефтепроводах диаметром от 530 мм. до 1020 мм. Результаты представлены в виде графических зависимостей (см. рисунок 3.9 и 3.10).

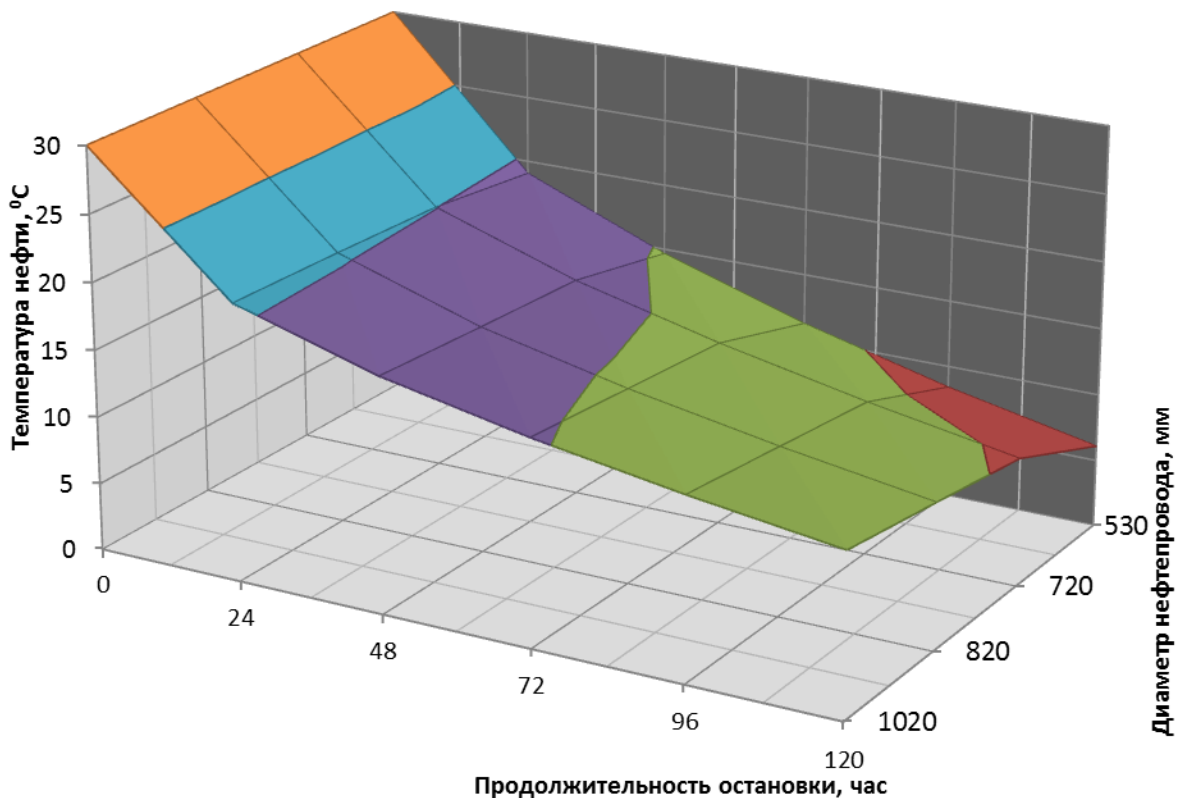


Рисунок 3.9 – Зависимость темпа охлаждения нефти от продолжительности остановки и диаметра нефтепровода без СОУ

Установлено, что увеличение диаметра способствует длительному остыванию. При этом значения температур нефти в 1,36 раза больше при остановке на 72 часа, и в 1,98 раза при остановке на 120 часов. Использование СОУ ускоряет остывание, а разница в значениях получается 1,72 и 8,1 раза для диаметра 530 и 1020 мм при остановке на 72 и 120 часов соответственно.

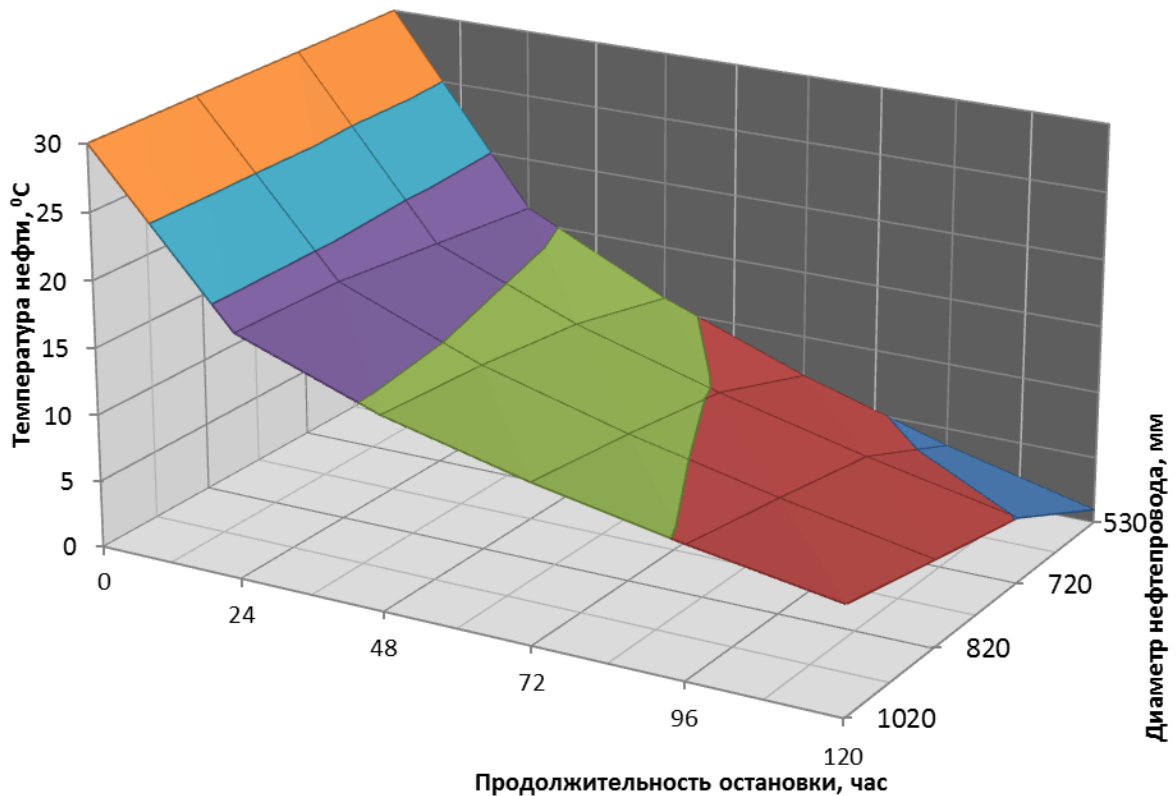


Рисунок 3.10 – Зависимость темпа охлаждения нефти от продолжительности остановки и диаметра нефтепровода с СОУ

Исследования по определению темпов охлаждения нефти при остановках перекачки показали необходимость учета влияния установленных СОУ вдоль подземного нефтепровода. Выявлены зависимости степени понижения температуры нефти от действия работы термостабилизаторов. Установлено, что СОУ ускоряют процесс охлаждения в  $1,2 \div 2$  раза.

### 3.2 Результаты численного эксперимента, обработка результатов

В настоящем параграфе приведены результаты многофакторного численного исследования по изменению температуры нефти в подземном нефтепроводе на участке многолетнемерзлых грунтов с СОУ при остановке перекачки [95]. Полученные значения температур позволили определить реологические характеристики нефти и рассчитать минимальную величину давления, необходимую для запуска транспорта после длительной остановки.

Рассмотрены диапазоны изменения основных влияющих факторов. Толщина тепловой изоляции  $\delta_{из}$  величины 75, 100, 125 мм. Температура нефти перед остановкой  $T_n$  варьировались в проведенном эксперименте от 20 до 40 °С. Длина испарительной части СОУ  $L_{исп}$ , длина конденсаторной части СОУ  $L_{кон}$  согласно [33, 34] принимали значения 6, 8, 10 м. и 780, 1180, 2400 мм. соответственно. Коэффициент температуропроводности  $a_T$ , при расчете теплопроводности, теплоемкости и плотности грунта варьировался в диапазоне от  $3,61 \cdot 10^{-3}$  до  $4,58 \cdot 10^{-3}$ . Вычисление коэффициента температуропроводности производилось по формуле (3.1)

$$a_T = \frac{\lambda_{гр}}{c_{гр}\rho_{гр}}, \quad (3.1)$$

где  $\lambda_{гр}$  - коэффициент теплопроводности грунта,  $\frac{Вт}{м \cdot ^\circ C}$ ;  $c_{гр}$  - теплоемкость грунта,  $\frac{Дж}{кг \cdot ^\circ C}$ ;  $\rho_{гр}$  - плотность грунта,  $\frac{кг}{м^3}$ .

Для проведения полнофакторного эксперимента дано провести 243 вычисления. Согласно [5] перейдем от размерных величин к безразмерным используя формулу (3.2)

$$\bar{x}_i = \frac{2 \cdot x_i - (x_{max} + x_{min})}{x_{max} - x_{min}}, \quad (3.2)$$

где  $x_{max}$ ,  $x_{min}$  - максимальная и минимальная величина фактора;  $x_i$  - параметр, который будет варьироваться на трех уровнях;  $\bar{x}_i = (-1; 0; +1)$ .

Проведем обработку численного эксперимента и получим эмпирическую формулу вида (3.3):

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_n), \quad (3.3)$$

где  $y$  — значение функции;  $x_n$  — значения аргументов.

Рассмотрены наиболее популярные модели задач регрессии [92, 106, 107] для воспроизведения и применения результатов исследования при расчете времени безопасной остановки и величины пусковых давлений. Далее были

рассмотрены модели: линейная, полиномиальная регрессия, дерево решений, полносвязная нейронная сеть.

Процесс обучения моделей происходил на Python с использованием популярных библиотек машинного обучения: sklearn, keras, pytorch, catboost и пр. Гиперпараметры моделей, обеспечивающие наилучшие метрики качества, определялись с помощью кросс-валидации.

*Линейная регрессия.* В процессе обучения определяли коэффициенты линейной функции, минимизирующие функцию потерь (обеспечивается минимальное отклонение от значений в заданных точках). Рассмотрено несколько вариантов эмпирических уравнений [95].

Весовые коэффициенты регрессии были найдены с применением метода наименьших квадратов согласно [5] по формулам:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n y_i \sum_{i=1}^n x_i^2 - \sum_{i=1}^n y_i \cdot x_i \sum_{i=1}^n x_i}{n \sum_{i=1}^n x_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n x_i\right)^2}, \quad (3.4)$$

$$x_i = \frac{n \cdot \sum_{i=1}^n y_i \cdot x_i - \sum_{i=1}^n y_i \sum_{i=1}^n x_i}{n \sum_{i=1}^n x_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n x_i\right)^2}, \quad (3.5)$$

Проверку адекватности модели провели с помощью критерия Фишера по формуле из [5]:

$$F = \frac{s_{ад}^2}{s_y^2}, \quad (3.6)$$

где  $s_{ад}^2$  – дисперсия адекватности рассчитывается по формуле:

$$s_{ад}^2 = \frac{\sum_{i=1}^N (\bar{x}_i - \tilde{x}_i)^2}{f_{ад}}, \quad (3.7)$$

где  $f_{ад}$  – число степеней свободы дисперсии адекватности вычисляется по формуле:

$$f_{ад} = N - (k + 1), \quad (3.8)$$

где  $k$  – количество факторов.

Согласно [5] проведена оценка значимости коэффициентов регрессии по формуле:

$$\Delta b_j = \pm t \cdot s_b, \quad (3.9)$$

где  $t$  – критерий Стьюдента;  $s_b$  – дисперсия.

Значение коэффициента Стьюдента определяется в зависимости от величины числа степени свободы дисперсии рассчитываемой по формуле:

$$f = N(n - 1), \quad (3.10)$$

где  $N$  – количество проведенных опытов;  $n$  – количество параллельных опытов.

Для нахождения дисперсии используем формулу:

$$s_y^2 = \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x}_i)^2}{N \cdot n(n-1)}, \quad (3.11)$$

где  $\bar{x}_i$  – среднее значение по экспериментальным данным.

Линейное взаимодействие факторов учтем по формуле:

$$t = x_0 + x_1 \cdot \bar{l}_{исп} + x_2 \cdot \bar{l}_к + x_3 \cdot \bar{a}_т + x_4 \cdot \bar{\delta} + x_5 \cdot \bar{d} + x_6 \cdot \bar{t}_{ст} + x_7 \cdot \bar{l}_м + x_8 \cdot \bar{\tau}, \quad (3.12)$$

где  $x_i$  – коэффициенты регрессии, которые характеризовали влияние соответствующего фактора на функцию;  $l_{исп}$  – длина испарительной части СОУ, м;  $l_k$  – длина конденсаторной части СОУ, м;  $a_t$  – коэффициент температуропроводности,  $\frac{м^2}{с}$ ;  $\delta$  – толщина теплоизоляции, м;  $d$  – диаметр нефтепровода, м;  $t_{ст}$  – начальная температура нефти,  $^{\circ}C$ ;  $l_m$  – расстояние между СОУ, м;  $\tau$  – продолжительность останковки, час.

Для уравнения 3.12 весовые коэффициенты представлены в таблице 3.3

Таблица 3.3 – Величины факторов уравнения

$x_0$	$x_1$	$x_2$	$x_3$	$x_4$	$x_5$	$x_6$	$x_7$	$x_8$
12,25	-0,086	-0,258	-0,624	1,424	1,768	6,299	0,425	-5,37

Для уравнения 3.12 значение коэффициента Стьюдента 1,96 и доверительный интервал равен  $\pm 0,1414$ . Анализируя полученные веса, можно сделать вывод, что фактор длины испарительной части оказывает несущественное влияние и его можно не учитывать. При повторном расчете значений, без учета данного фактора, все оставшиеся коэффициенты входят в доверительный интервал.

Рассмотрен вариант с взаимовлиянием факторов:

$$\begin{aligned}
 t = & x_0 + x_1 \cdot l_{\text{исп}} + x_2 \cdot l_{\text{кон}} + x_3 \cdot a_{\text{т}} + x_4 \cdot \delta + x_5 \cdot d + x_6 \cdot t_{\text{ст}} + x_7 \cdot l_{\text{м}} + x_8 \cdot \tau + \\
 & + x_9 \cdot l_{\text{исп}} \cdot l_{\text{кон}} + x_{10} \cdot a_{\text{т}} \cdot l_{\text{исп}} + x_{11} \cdot \delta \cdot l_{\text{исп}} + x_{12} \cdot d \cdot l_{\text{исп}} + x_{13} \cdot t_{\text{ст}} \cdot l_{\text{исп}} + \\
 & + x_{14} \cdot l_{\text{м}} \cdot l_{\text{исп}} + x_{15} \cdot \tau \cdot l_{\text{исп}} + x_{16} \cdot a_{\text{т}} \cdot l_{\text{кон}} + x_{17} \cdot \delta \cdot l_{\text{кон}} + x_{18} \cdot d \cdot l_{\text{кон}} + \\
 & + x_{19} \cdot t_{\text{ст}} \cdot l_{\text{кон}} + x_{20} \cdot l_{\text{м}} \cdot l_{\text{кон}} + x_{21} \cdot \tau \cdot l_{\text{кон}} + x_{22} \cdot \delta \cdot a_{\text{т}} + x_{23} \cdot d \cdot a_{\text{т}} + \\
 & + x_{24} \cdot t_{\text{ст}} \cdot a_{\text{т}} + x_{25} \cdot l_{\text{м}} \cdot a_{\text{т}} + x_{26} \cdot \tau \cdot a_{\text{т}} + x_{27} \cdot d \cdot \delta + x_{28} \cdot t_{\text{ст}} \cdot \delta + x_{29} \cdot l_{\text{м}} \cdot \delta + \\
 & + x_{30} \cdot \tau \cdot \delta + x_{31} \cdot t_{\text{ст}} \cdot d + x_{32} \cdot l_{\text{м}} \cdot d + x_{33} \cdot \tau \cdot d + x_{34} \cdot l_{\text{м}} \cdot t_{\text{ст}} + x_{35} \cdot \tau \cdot t_{\text{ст}} + \\
 & + x_{36} \cdot \tau \cdot l_{\text{м}}, \tag{3.13}
 \end{aligned}$$

Таблица 3.4 – Величины факторов уравнения

$x_0$	$x_1$	$x_2$	$x_3$	$x_4$	$x_5$	$x_6$	$x_7$	$x_8$
502,101	-491,553	48,63625	35,18994	12,78818	-337,991	-9,71665	25,1695	-6,02451
$x_9$	$x_{10}$	$x_{11}$	$x_{12}$	$x_{13}$	$x_{14}$	$x_{15}$	$x_{16}$	$x_{17}$
-0,02975	-0,02717	-0,05469	4,835254	0,024196	-114,033	-0,02181	-0,08113	-0,01057
$x_{18}$	$x_{19}$	$x_{20}$	$x_{21}$	$x_{22}$	$x_{23}$	$x_{24}$	$x_{25}$	$x_{26}$
27,81896	0,037472	-114,612	-0,07181	0,109222	97,95991	-0,09285	-85,6291	-0,14774
$x_{27}$	$x_{28}$	$x_{29}$	$x_{30}$	$x_{31}$	$x_{32}$	$x_{33}$	$x_{34}$	$x_{35}$
15,76507	0,367318	0,054065	0,096503	107,3809	59,65403	0,779216	-0,06219	-1,22293

Для рассмотренного уравнения регрессии экспериментальная величина критерия 7,1489, а табличное значение критерия Фишера для степеней свободы числителя 47 и знаменателя 84 равно 1,5. Рассчитанная величина критерия превышает табличное значение, гипотеза об адекватности модели отвергается.

Рассмотрели полиномиальную регрессию. Анализ вариантов уравнений показал, что наилучшим является:

$$t = x_0 + x_1 \cdot l_{\text{кон}} + x_2 \cdot a_{\text{т}} + x_3 \cdot \delta + x_4 \cdot d + x_5 \cdot t_{\text{ст}} + x_6 \cdot l_{\text{м}} + x_7 \cdot \tau + x_8 \cdot \delta^2, \tag{3.14}$$

Таблица 3.5 – Величины факторов уравнения

$x_0$	$x_1$	$x_2$	$x_3$	$x_4$	$x_5$	$x_6$	$x_7$	$x_8$
8,36394	-0,21985	-0,58566	-5,29978	0,7575	6,247998794	0,324899	-5,3705	0,846839

Подставляя формулу 3.2 в 3.14 и внося величины факторов получим

$$t = 12,2 - 0,3 \cdot \bar{l}_k - 0,6 \cdot \bar{a}_T + 1,4 \cdot \bar{\delta} + 1,8 \cdot \bar{d} + 6,3 \cdot \bar{t}_H + 0,4 \cdot \bar{l}_M - 5,4 \cdot \bar{r}, \quad (3.15)$$

Для приведенного уравнения регрессии значение коэффициента Стьюдента при 5% уровне значимости 1,96 и доверительный интервал равен  $\pm 0,000046696$ . Все рассмотренные веса факторов входят в доверительный интервал.

*Дерево решений.* Данная модель представляет собой объединение логических правил в структуру данных типа «дерево».

Определены гиперпараметры, полученные при наилучшей оценке качества модели в результате кросс-валидации. Максимальная глубина дерева составила – 283, максимальное число признаков, по которым ищется лучшее разбиение в дереве – 7, минимальное число объектов в листе – 1.

*Полносвязная нейронная сеть.* Представляет собой полносвязную сеть (двухслойный персептрон) с одним скрытым слоем (рисунок 3.11) [85, 94].

В качестве функций активации на скрытом слое принята сигмоида, на выходе – линейная функция. Сравнительная оценка алгоритмов обучения ИНС показала, что наибольшую скорость обучения имеет алгоритм Лавенберга – Маквардта. При обучении ИНС производился контроль величины квадратичной ошибки тестовой выборки для прекращения действия.

Количество нейронов на скрытом слое определялось из следствия теоремы Арнольда-Колмогорова-Хехт-Нильсена:

$$\frac{N_y \cdot Q}{1 + \log_2 Q} \leq N_w \leq N_y \cdot \left( \frac{Q}{N_x} + 1 \right) \cdot (N_x + N_y + 1) + N_y, \quad (3.16)$$

где  $N_y$  - величина выходного сигнала;  $Q$  - число элементов множества обучающихся примеров;  $N_w$  - необходимое число синаптических связей;  $N_x$  - размерность входного сигнала.

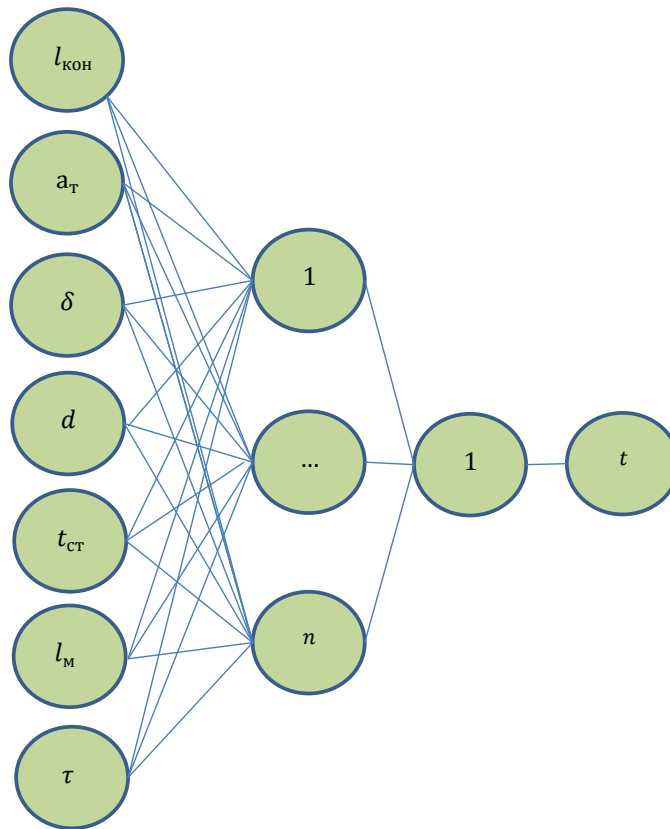


Рисунок 3.11 – Нейронная сеть для определения температуры нефти

Определено количество нейронов на скрытом слое, обеспечивающих наилучшую точность - 120 штук.

Для определения модели с наилучшей способностью определения температуры, рассчитаем метрики качества: средняя квадратическая ошибка (MSE), средняя абсолютная ошибка (MAE) и коэффициент детерминации  $R^2$ .

При оценке средней квадратической ошибки вычислялась разница между прогнозными значениями и целью, после этого возводили в квадрат и полученные значения усредняли.

Среднюю квадратическую ошибку рассчитывали по формуле (3.17):

$$MSE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - \tilde{y}_i)^2, \quad (3.17)$$



В средней абсолютной ошибке рассчитывали разницу между прогнозными и целевыми значениями по модулю.

Среднюю абсолютную ошибку рассчитывали по формуле (3.18):

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |y_i - \tilde{y}_i|, \quad (3.18)$$

Коэффициент детерминации вычисляли по формуле (3.19):

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^N (y_i - \tilde{y}_i)^2}{\sum_{i=1}^N (y_i - \bar{y})^2}, \quad (3.19)$$

где  $\tilde{y}_i$  – модельные значения, построенные по оцененным параметрам.

В таблице 3.6 представлены значения метрик качества рассмотренных моделей.

Таблица 3.6 – Метрики качества моделей

№	Аналитическая модель	MAE	MSE	R <sup>2</sup>
1	Линейная регрессия	1,152	1,649	0,975
2	Полиномиальная регрессия	1,201	1,640	0,977
3	Дерево решений	0,417	0,304	0,995
4	Полносвязная нейронная сеть	0,511	0,401	0,982

Анализируя полученные результаты, получили, что наиболее точно показывает результаты модель дерева решений, но для использования в инженерных расчетах наиболее удобным вариантом является полиномиальное уравнение регрессии. Для расчета температуры нефти в процессе остановки нефтепровода с термостабилизаторами в многолетнемерзлых грунтах можно использовать уравнение 3.15.

Аналогично формуле 3.15 рассмотрен добавочный коэффициент в формулу Черникина, учитывающий влияния используемых СОУ при расчете темпов охлаждения.

$$\theta = 1 - \frac{E_i\left(-\frac{h_0^2}{R_2^2} \cdot \frac{1}{F_0}\right) - E_i\left(-\frac{1}{4 \cdot F_0}\right)}{2 \ln\left(\frac{2 \cdot h_0}{R_2}\right)} - a_{\text{COY}}, \quad (3.18)$$

где  $F_0$  – параметр Фурье, определяющий зависимость динамики охлаждения нефти в трубопроводе от времени;  $h_0$  – глубина заложения нефтепровода, м;  $E_i$  – интегрально показательная функция с отрицательно вещественным аргументом;  $R_2$  – внешний радиус трубы с учетом всех покрытий,  $a_{\text{COY}}$  – коэффициент, учитывающий влияние установленных СОУ.

Безразмерный коэффициент рассчитали по формуле (3.19)

$$\theta = \frac{t - t_0}{t_{\text{CT}} - t_0}, \quad (3.19)$$

где  $t_0$  – заданное значение температуры массива грунта, вмещающего трубопровод, °С;  $t_{\text{CT}}$  – начальная температура стенки трубы до момента остановки в рассмотренном сечении, °С;  $t$  – средняя величина допустимой, для возобновления перекачки нефти, температуры стенки трубы, °С.

Коэффициент, учитывающий влияние установленных СОУ рассчитывался по формуле:

$$a_{\text{COY}} = 0,348 - 1,377 \cdot \overline{\delta_{\text{из}}} + 0,006 \cdot \overline{l_{\text{к}}} + 38,84 \cdot \overline{a_{\text{т}}} - 0,002 \cdot \overline{t_{\text{н}}} + 0,002 \cdot \overline{t}, \quad (3.20)$$

Таким образом, в данном параграфе рассчитаны температуры нефти в процессе остывания при остановке перекачки по магистральному нефтепроводу с термостабилизаторами в многолетнемерзлых грунтах.

### Выводы по главе 3

1. Установлена зависимость температур нефти в остановленном подземном нефтепроводе, проложенном в многолетнемерзлых грунтах с использованием СОУ от времени остановки. При охлаждении температура изменилась в 1,2÷2,0 раза больше, что свидетельствует о необходимости учитывать при расчете величины пускового давления влияние установленных термостабилизаторов.

2. Получено уравнение для расчета температуры нефти в процессе остановки нефтепровода. Приведенная зависимость может быть использована проектными и эксплуатирующими нефтепроводы организациями для определения времени безопасной остановки подземного нефтепровода, транспортирующего высоковязкие и высокозастывающие нефти, с учетом влияния сезоннодействующих охлаждающих устройств.

## ГЛАВА 4. ИССЛЕДОВАНИЕ ПУСКОВЫХ ДАВЛЕНИЙ В ОСТАНОВЛЕННОМ НЕФТЕПРОВОДЕ

### 4.1 Алгоритм расчета величины пускового давления

Расчет величин пусковых давлений проведем по методике, представленной в работах [18, 85]. В представленных методиках определяют рабочую точку при возобновлении перекачки через время  $t$  и давление, необходимое для преодоления потерь на участке нефтепровода. Для нахождения потерь напора необходимо знать температуру жидкости в процессе охлаждения нефтепровода. Изменение температуры нефти по длине трубопровода рассчитали по предложенной автором методике, представленной во второй главе.

Потери напора участка нефтепровода определяются из [36]:

$$h = h_l + h_\tau, \quad (4.1)$$

где  $h_l$  – потери напора на трение по длине участка с учетом вязкостно-температурной зависимости Рейнольдса-Филонова, осевого градиента температур по В. Г. Шухову и радиального по М. А. Михееву, м;  $h_\tau$  – потери напора на преодоление предельного напряжения сдвига, м.

Потери напора на трение нашли по формуле:

$$h_l = \beta \frac{Q^{2-m} \cdot v_H^m e^{um(t-t_0)}}{d^{5-m} \alpha_\infty} \left( Ei \left( -u \left( m - \frac{1}{3} \frac{k}{\alpha_1} \right) (t_H - t_0) \right) - \right. \\ \left. - Ei \left( -u \left( m - \frac{1}{3} \frac{k}{\alpha_1} \right) (t_K - -t_0) \right) \right), \quad (4.2)$$

где  $\alpha_\infty$  – коэффициент теплоотдачи,  $\frac{Вт}{МК}$ ;  $\beta, m$  – коэффициенты в формуле Лейбензона;  $Ei(-x)$  – интегральная показательная функция;  $k$  – коэффициент

теплопередачи,  $\frac{\text{Вт}}{\text{МК}}$ ;  $l$  – длина нефтепровода, м;  $Q$  – производительность нефтепровода,  $\frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ ;  $t_0$  – температура грунта на глубине заложения нефтепровода,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $t_{\text{H}}$  – температура нефти в начальном сечении нефтепровода,  $^{\circ}\text{C}$ .

Коэффициент теплоотдачи нашли по формуле  $\alpha_{\infty}$ :

$$\alpha_{\infty} = \frac{k\pi d_1}{Q\rho_{\text{H}}c_{\text{H}}}, \quad (4.3)$$

где  $\rho_{\text{H}}$  – плотность нефти,  $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ ;  $c_{\text{H}}$  – теплоемкость нефти,  $\frac{\text{Дж}}{\text{кг}\cdot\text{К}}$ .

Потери напора на преодоление предельного напряжения сдвига определили по формуле:

$$h_{\tau} = \frac{16}{3\rho_{\text{H}}gd_1\alpha_{\infty}} \left( \tau'_0 e^{-st_0} \left( Ei(-S(t_y - t_0)) - Ei(-S(t_{\text{K}} - t_0)) \right) - y \cdot \ln \frac{t_y - t_0}{t_{\text{K}} - t_0} \right), \quad (4.4)$$

Так же потери напора на преодоление предельного напряжения сдвига можно найти по формуле из [17]:

$$h_{\tau\tau} = \frac{16\tau'_0}{3d_1} \frac{l}{Su} \left( \ln \left( \frac{t_y - t_0}{t_{\text{K}} - t_0} + \frac{t_{\text{H}} - t_0}{t_y - t_0} - 1 \right) \right), \quad (4.5)$$

где  $t_y$  – температура появления предельного напряжения сдвига,  $^{\circ}\text{C}$ .

Величина коэффициента теплопередачи  $k$  определялась по формуле теплопередачи для трубы с многослойной изоляцией:

$$\frac{1}{kd_1} = \frac{1}{\alpha_1 d_1} + \frac{1}{2\lambda_1} \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{1}{2\lambda_2} \ln \frac{d_3}{d_2} + \frac{1}{\alpha_2 d_3}, \quad (4.6)$$

где  $d_1, d_2$ , – внутренний, наружный диаметры нефтепровода, м;  $d_3$ , – наружный диаметр изоляционного покрытия, м;  $\lambda_1, \lambda_2$ , – коэффициенты теплопроводности

металла и изоляционного покрытия,  $\frac{\text{Вт}}{\text{м}\cdot\text{К}}$   $\alpha_1$  и  $\alpha_2$  – внутренний и внешний коэффициенты теплоотдачи,  $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2\cdot\text{К}}$ .

Коэффициент теплоотдачи для участка нефтепровода определяли по формуле М. А. Михеева [77]:

$$\alpha_1 = \frac{Nu\lambda_n}{d_1}, \quad (4.7)$$

где  $Nu$  – число Нуссельта;  $\lambda_n$  – коэффициент теплопроводности нефти,  $\frac{\text{Вт}}{\text{м}\cdot\text{К}}$ .

Для значений числа Рейнольдса меньше 2000 числа Нуссельта определяется по формулам:

$$Nu = 0,17 Re_n^{0,33} Pr_n^{0,43} Gr_n^{0,1} \left( \frac{Pr_n}{Pr_c} \right)^{0,25}, \quad (4.8)$$

Для значений числа Рейнольдса больше 10000 числа Нуссельта определяется по формулам:

$$Nu = 0,021 Re_n^{0,8} Pr_n^{0,43} \left( \frac{Pr_n}{Pr_c} \right)^{0,25}, \quad (4.9)$$

где  $Re$  – число Рейнольдса;  $Pr$  – число Прандтля;  $Gr$  – число Грасгофа; индекс «п» и «с» обозначают величины, определенные при значениях температуры потока и стенки нефтепровода соответственно.

Число Рейнольдса нашли по формуле:

$$Re = \frac{4Q}{\pi d_1 v_n}, \quad (4.10)$$

где  $v_n$  – кинематическая вязкость нефти,  $\frac{\text{м}^2}{\text{с}}$

Число Прандтля находили по формуле:

$$Pr = \frac{v_n c_n \rho_n}{\lambda_n}, \quad (4.11)$$

Число Прандтля находили по формуле:

$$Gr = \frac{d_1^3 g \beta (t_{\text{п}} - t_c)}{v_{\text{н}}}, \quad (4.12)$$

где  $g$  – ускорение свободного падения,  $\frac{\text{м}}{\text{с}^2}$ ;  $\beta$  – коэффициент температурного расширения,  $\frac{1}{\text{К}}$ .

Температура потока определяется среднеинтегральной величиной на участке:

$$t_{\text{п}} = t_0 + \frac{t_{\text{н}} - t_{\text{к}}}{\ln \frac{t_{\text{н}} + t_0}{t_{\text{к}} - t_0}}, \quad (4.13)$$

Плотность при изменении температуры находили по формуле:

$$\rho_{\text{н}} = \frac{\rho_{20}}{1 + \beta_t (t - 20)}, \quad (4.14)$$

где  $\rho_{20}$  – плотность нефти при  $20 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ ;  $t$  – температура при которой необходимо определить плотность нефти,  $^{\circ}\text{C}$ .

Теплопроводность нефти определили по формуле:

$$\lambda_{\text{н}} = \frac{0,101}{\rho_{15}} (1 - 0,00054 \cdot t) \cdot 1163, \quad (4.15)$$

где  $\rho_{15}$  – плотность нефти при  $15 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Теплоемкость  $\frac{\text{Дж}}{\text{кг } ^{\circ}\text{C}}$  нефти найдем по формуле:

$$c_{\text{н}} = \frac{1}{\sqrt{\rho_{15}}} (53357 + 107,2 \cdot t), \quad (4.16)$$

Вязкость рассчитали по формуле Рейнольдса-Филонова:

$$v_{\text{н}} = v_1 e^{(-u(t-t_1))} \quad (4.17)$$

Показатель крутизны вискограммы:

$$u = \frac{1}{(t_2 - t_1)} \ln \left( \frac{v_1}{v_2} \right) \quad (4.18)$$

Внешний коэффициент теплоотдачи для подземного участка нефтепровода определяется по формуле П. И. Тугунова – В. С. Яблонского:

$$\alpha_2 = \frac{2\lambda_{гр}}{d_3 \ln \left( \frac{4H}{d_2} + \frac{\lambda_{гр}}{\lambda_в H} \right)}, \quad (4.19)$$

где  $H$  находим по формуле:

$$H = H_0 + \delta_{сн} \frac{\lambda_{гр}}{\lambda_{сн}}, \quad (4.20)$$

где  $H_0$  – глубина заложения нефтепровода до оси, м;  $\lambda_{гр}$  – расчетное значение коэффициента теплопроводности грунта,  $\frac{Вт}{м \cdot К}$ ;  $\delta_{сн}$  и  $\lambda_{сн}$  – толщина снежного покрова и коэффициент теплопроводности снега, м и  $\frac{Вт}{м \cdot К}$ ;  $\lambda_в$  – теплопроводность воздуха,  $\frac{Вт}{м \cdot К}$ .

Входящее в формулу 4.22 и 4.23 значение  $\tau'_0$  предельного напряжения сдвига определили по эмпирической формуле, предложенной в [41, 61] В. Г. Котена:

$$\tau = \tau'_0 \cdot e^{-s \cdot t} - y, \quad (4.21)$$

где  $\tau'_0$  и  $s$  – коэффициенты, постоянные для отдельной взятой нефти, определяемые методом наименьших квадратов;  $y$  – коэффициент определяется полуграфическим методом;  $t$  – температура нефти,  $^{\circ}C$ .

Решение уравнений 4.1, 4.2 и 4.4 или 4.5 позволит установить минимальные величины давлений вводимого в рабочий режим нефтепровода.

## 4.2 Исследование пускового режима нефтепровода



С целью оценки влияния сезоннодействующих устройств на пусковое давление вводимого в рабочий режим магистрального нефтепровода, рассмотрели результаты для условий транспорта высоковязкой и высокозастывающей нефти.

Оценочный расчет производился для высоковязкой нефти, зависимость значений плотности и вязкости которой представлена на рисунке 4.1. Значения зависимости предела текучести высоковязкой нефти от температуры из [42] представлена на рисунке 4.2.

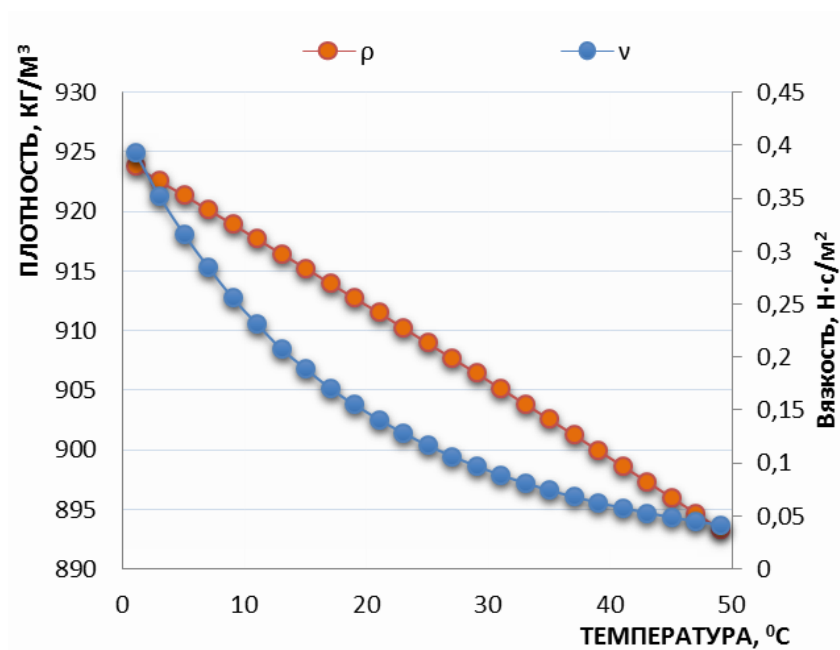


Рисунок 4.1 – Зависимость плотности и вязкости нефти от температуры

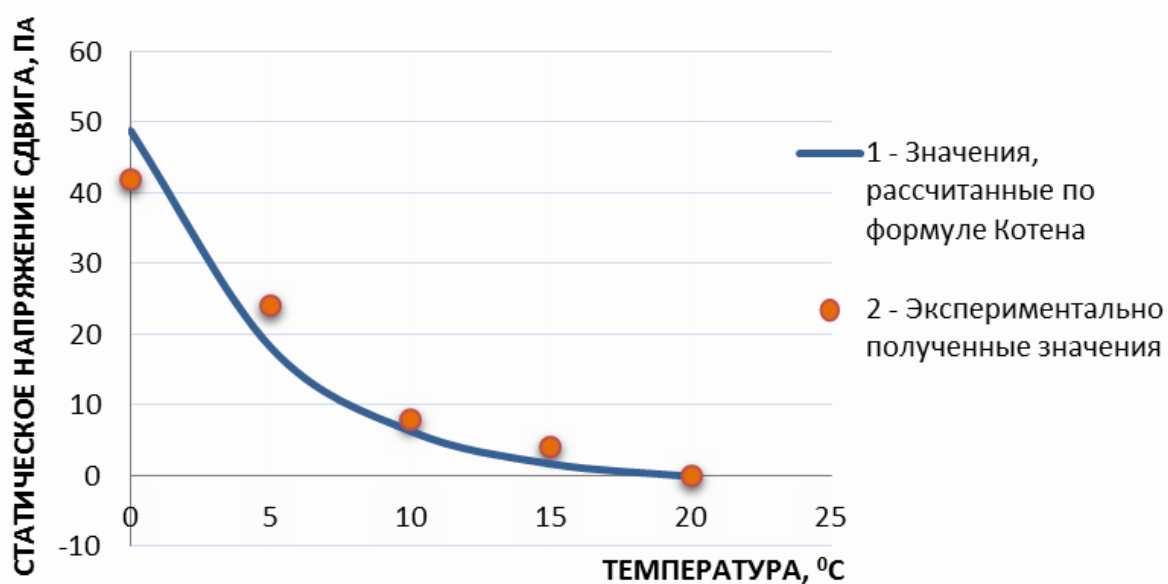


Рисунок 4.2 – Зависимость предела текучести нефти от температуры нефти при скорости сдвига  $0,01 \text{ с}^{-1}$

Получено уравнение после аппроксимации зависимости, представленной на рисунке 4.3  $\tau = 50,03325 \cdot e^{-0,1902 \cdot t} - 1,14$ .

Исходные данные для расчета представлены в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Исходные данные для расчета давления

№	Параметр	Обозначение	Величина	Ед. изм.
1	Диаметр трубопровода	d	0,82	м
2	Толщина теплоизоляционного слоя	$\delta$	0,1	м
3	Перепад высот	z	0	м
4	Теплоемкость нефти	$c_n$	1900	Дж/(кг·К)
5	Глубина заложения трубопровода	$H_0$	1,68	м
6	Теплопроводность грунта (мерзлого)	$\lambda_{гр(м)}$	1,1	Вт/(м·К)
7	Теплопроводность грунта (талого)	$\lambda_{гр(т)}$	1,35	Вт/(м·К)
8	Теплоемкость грунта (мерзлого)	$c_{г(м)}$	1129	Дж/(кг·К)
9	Теплоемкость грунта (талого)	$c_{г(т)}$	1227	Дж/(кг·К)

Распределение температуры нефти в трубопроводе в зависимости от продолжительности остановки получены по методике, представленной в главе 2 работы. Расчеты проводились для нефтепровода без СОУ и с СОУ.

Результаты расчетов давлений для высоковязкой нефти представлены на рисунках 4.3 и 4.4., а для высокозастывающей на рисунках 4.5 и 4.6.

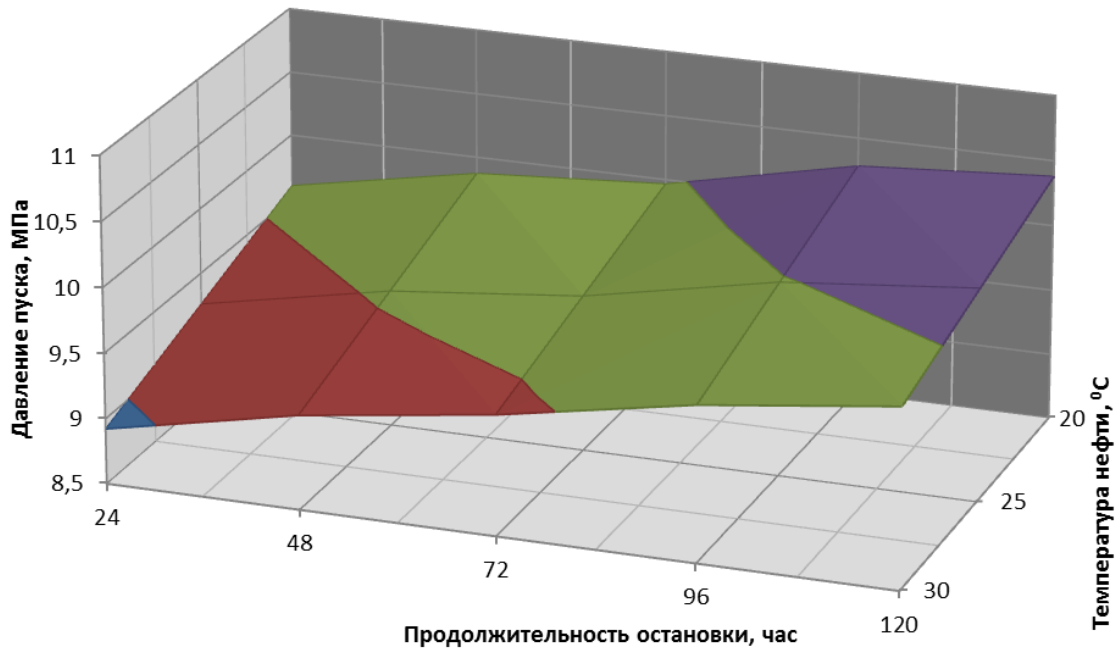


Рисунок 4.3 – Зависимость давления запуска нефтепровода без СОУ от продолжительности остановки и температуры ВВН

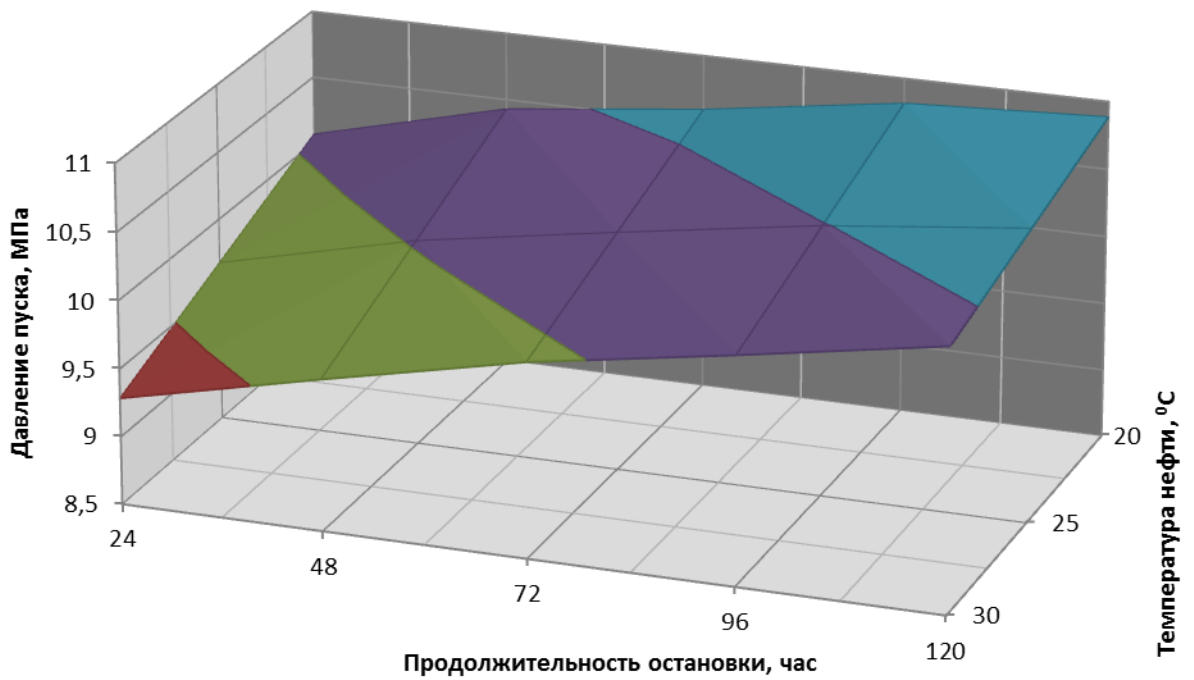


Рисунок 4.4 – Зависимость давления запуска нефтепровода с СОУ от продолжительности остановки и температуры ВВН

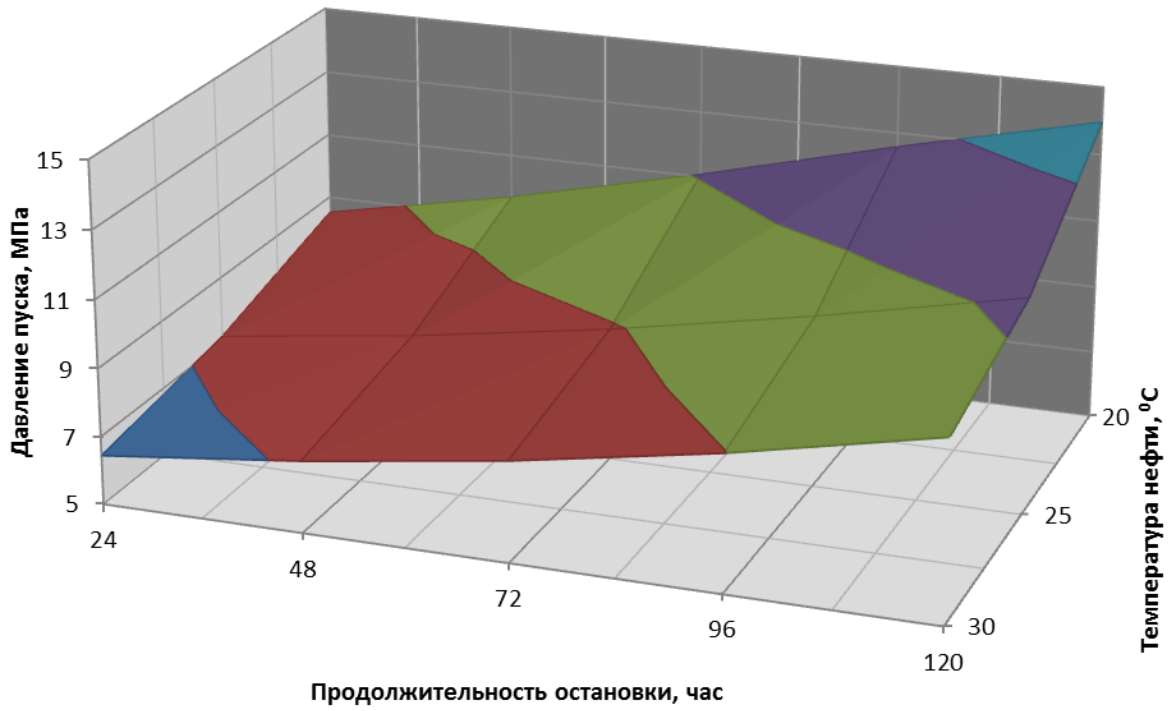


Рисунок 4.5 – Зависимость давления запуска нефтепровода без СОУ от продолжительности остановки и температуры ВЗН

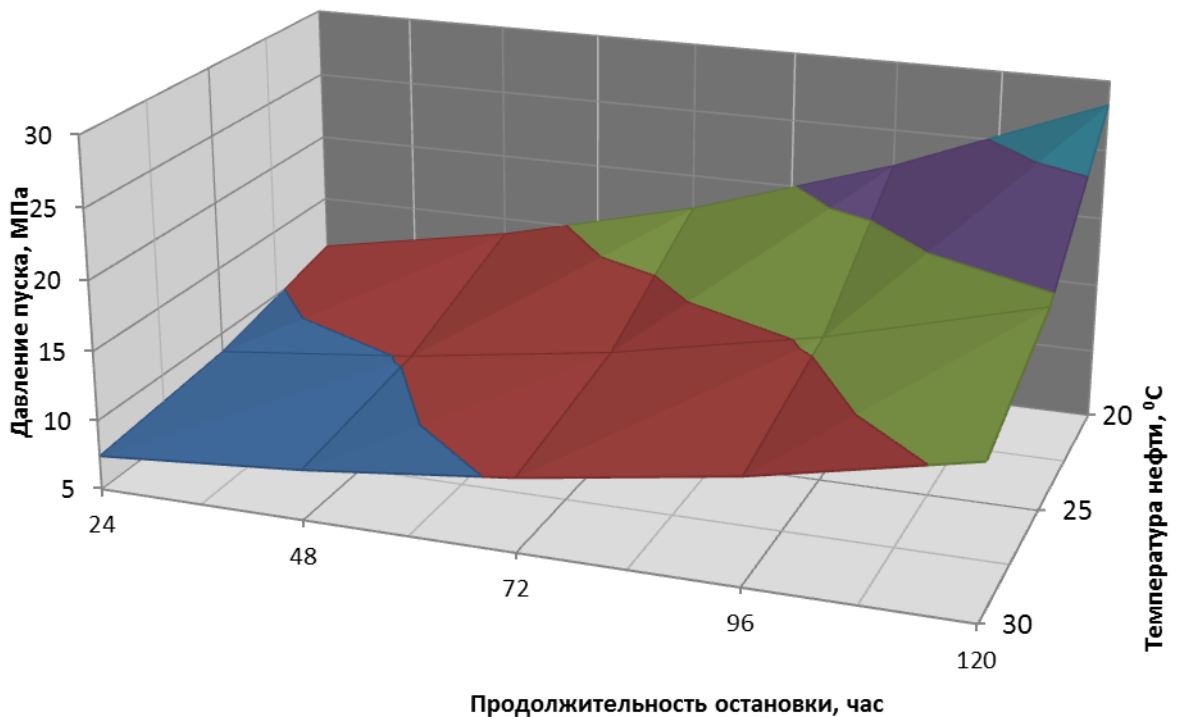


Рисунок 4.6 – Зависимость давления запуска нефтепровода с СОУ от продолжительности остановки и температуры ВЗН

Результаты расчетов показали, что для ввода в рабочий режим нефтепровода без СОУ с высоковязкой нефтью после 72 часов остановки необходимо давление на 47% больше рабочего, а для аналогичного нефтепровода с СОУ потребуется давление на 55% больше рабочего.

Для ввода в рабочий режим нефтепровода, перекачивающего высокозастывающую нефть, после остановки перекачки на 72 часа потребуется давление, превышающее рабочее на 26%, а для аналогичного нефтепровода в СОУ на 76%.

Рассмотрим влияние длины нефтепровода при определении требуемого давления для ввода в рабочий режим по формулам (4.20) и (4.23). Анализ протяженности различных МН показал, что в основном длина между НС варьируется в диапазоне (70 ÷ 100) км. На рисунках 4.7 – 4.10 представлены графические зависимости давления от продолжительности остановки и длины участка для случая с ВВН и ВЗН, а также с установленными термостабилизаторами и без них.

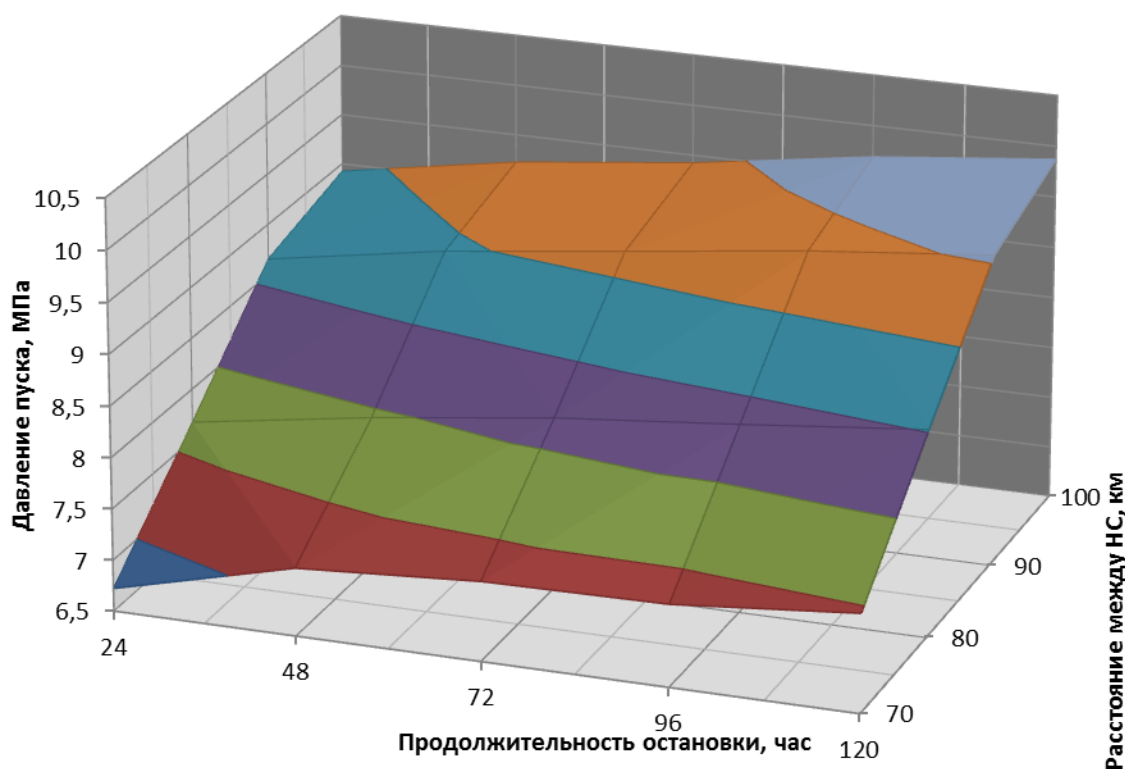


Рисунок 4.7 – Зависимость давления запуска нефтепровода с ВВН без СОУ от продолжительности остановки и длины

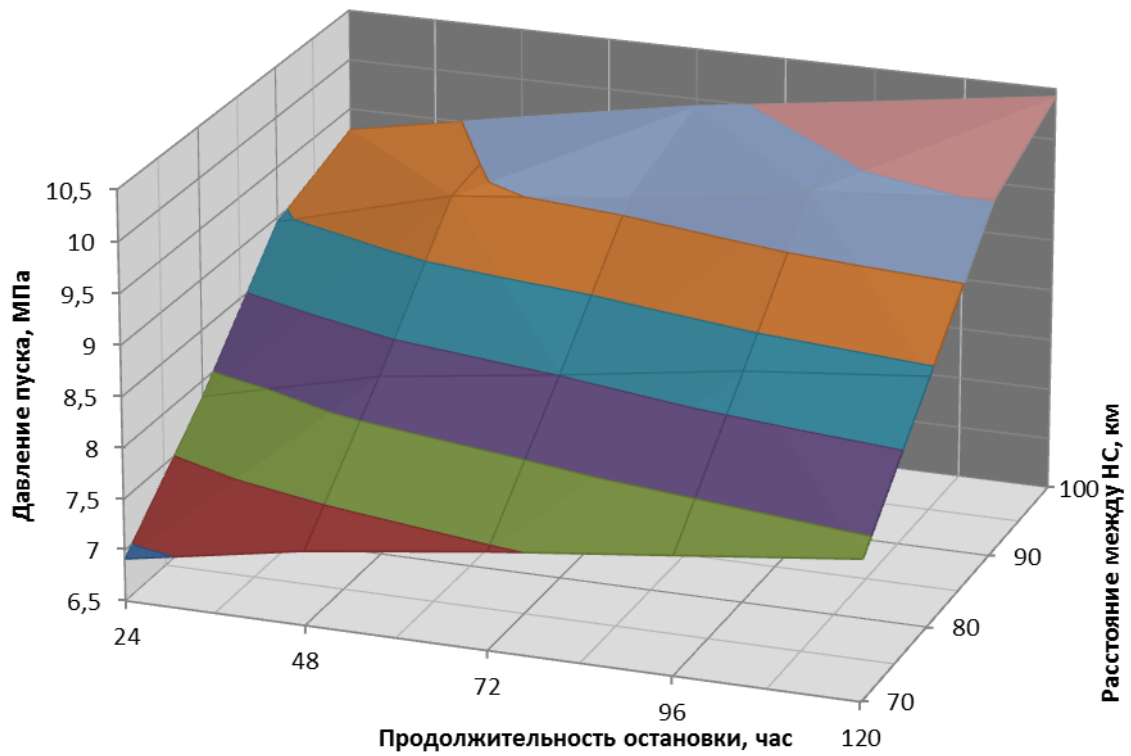


Рисунок 4.8 – Зависимость давления запуска нефтепровода с ВВН и с СОУ от продолжительности остановки и протяженности участка

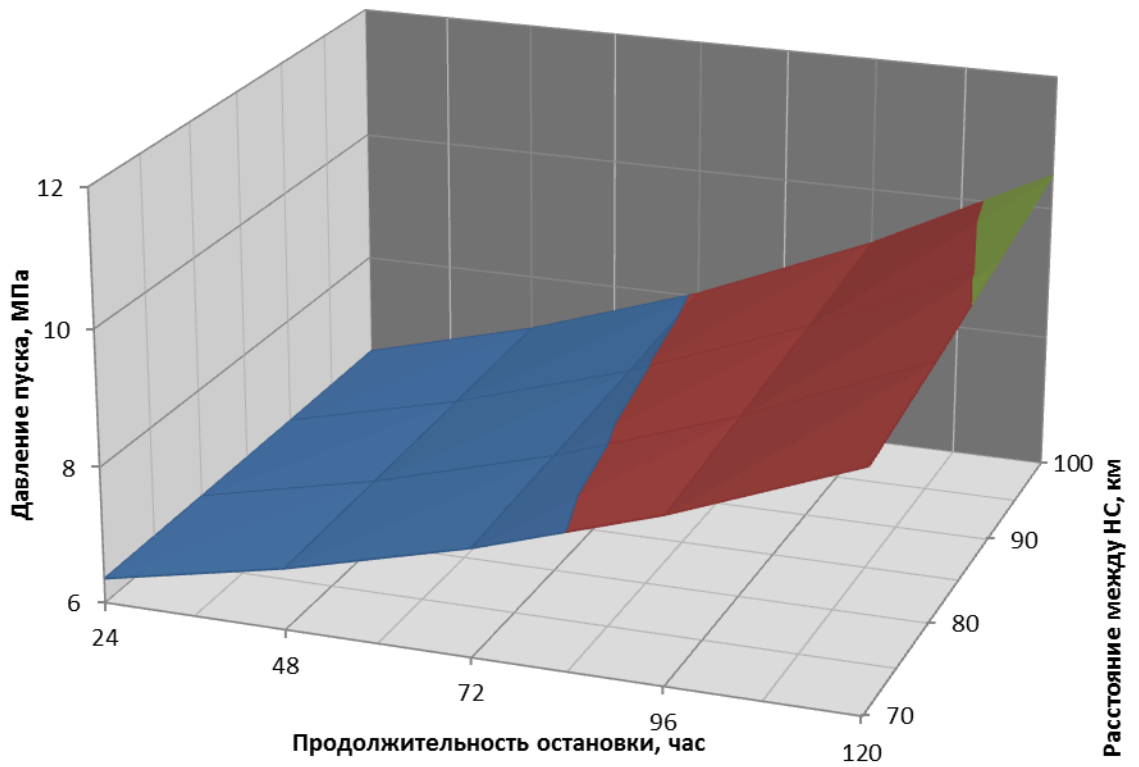


Рисунок 4.9 – Зависимость давления запуска нефтепровода с ВЗН, без СОУ от продолжительности остановки и протяженности участка

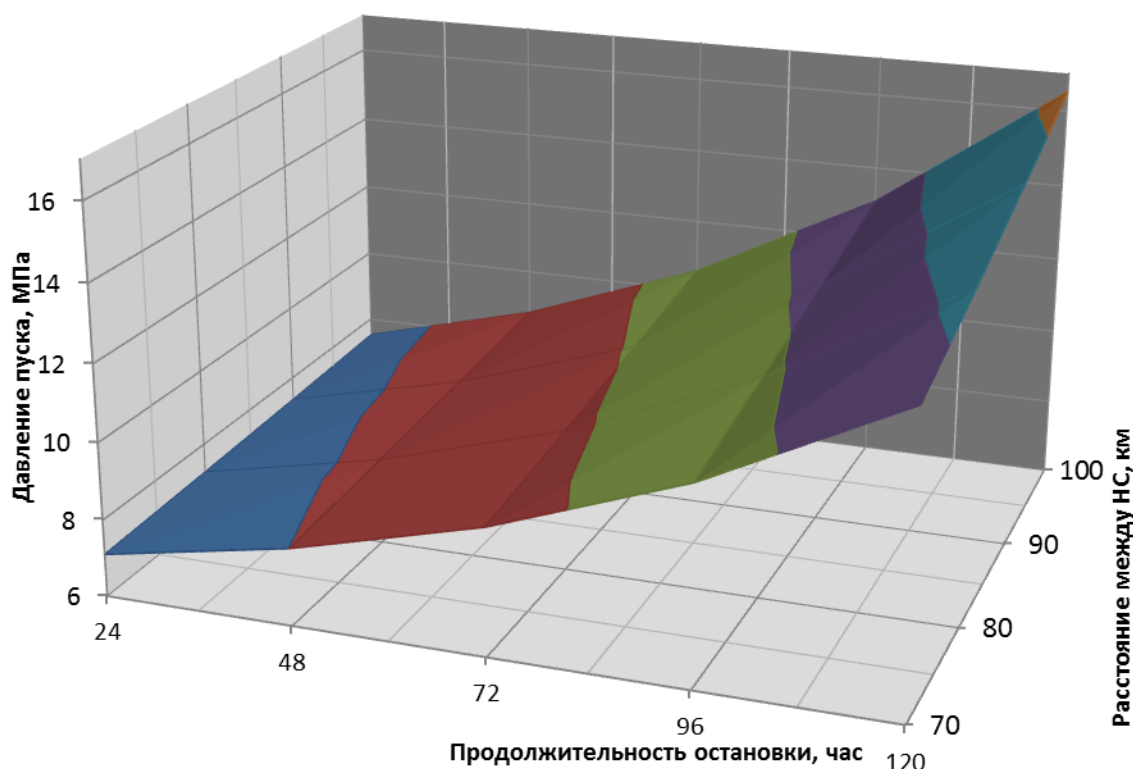


Рисунок 4.10 – Зависимость давления запуска нефтепровода с ВЗН, с СОУ от продолжительности остановки и протяженности участка

Для высоковязкой нефти с увеличением длины нефтепровода требуемое давление увеличилось с 13÷16 % до 47÷55 % относительно рабочего давления. Для МН без термостабилизаторов и высокозастывающей нефтью при увеличении расстояния между НС требуется давления на 18÷25 % больше рабочего. А для нефтепровода с СОУ потребуется на 45÷66 % больше рабочего давления.

Анализ полученных результатов показал, что для нефтепровода, оборудованного СОУ, требуется большее пусковое давление для ввода в рабочий режим, чем для аналогичного МН без термостабилизаторов.

#### 4.3 Методика расчета величины пускового давления для определения времени безопасной остановки

В текущем параграфе изложен алгоритм расчета величины пускового давления и определения времени безопасной остановки нефтепровода. Для этого

должны учитываться все факторы, влияющие на давление, которое потребуется для ввода в рабочий режим после остановки.

Алгоритм представлен на рисунке 4.11.

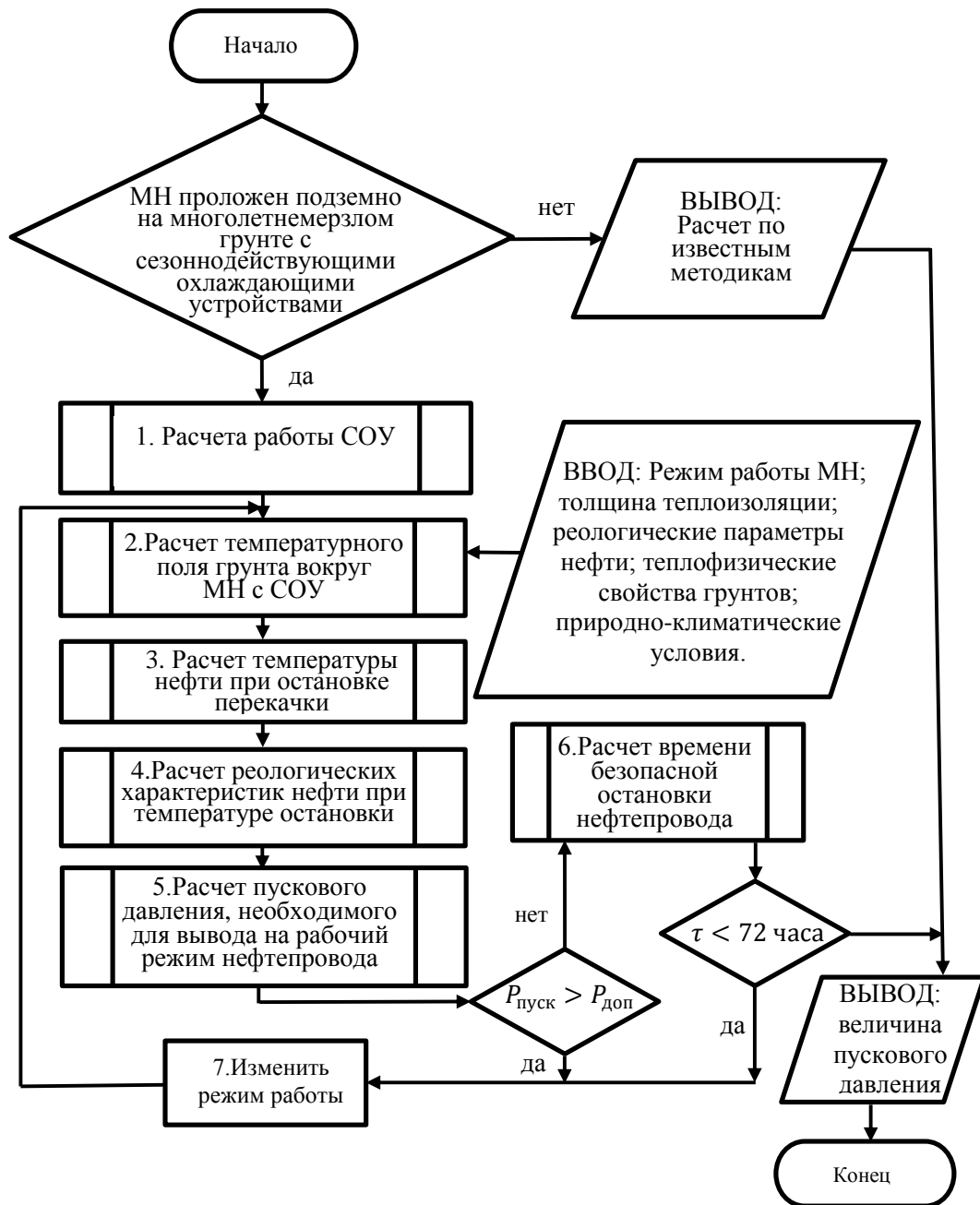


Рисунок 4.11 – Алгоритм расчета пускового давления нефтепровода

Алгоритм расчета работы СОУ заключается в определении количества тепла, которое передается от грунта в атмосферу через термостабилизатор. Данное значение зависит от процесса кипения хладагента внутри, которое в свою очередь зависит от интенсивности теплообмена на испарительной и конденсаторной части. Для определения потока тепла на конденсаторной части необходимо



рассчитать площадь оребрения, которая зависит от конструктивных особенностей, и коэффициент теплоотдачи от внешней поверхности корпуса в атмосферу.

На данном этапе необходимо задать значения скорости ветра и температуры окружающей среды района расположения объекта. Аналогично значение потока тепла рассчитывается и для подземной части СОУ, но остаются неизвестными значения толщины хладагента в конденсаторной, испарительной части и температура грунта вокруг термостабилизатора.

Для определения толщины пленки хладагента решается приближенное уравнение Навье-Стокса. Значения температуры грунта определяются на следующем этапе алгоритма.

Алгоритм расчета температурного поля включает в себя несколько этапов, представлены они на рисунке 4.12.

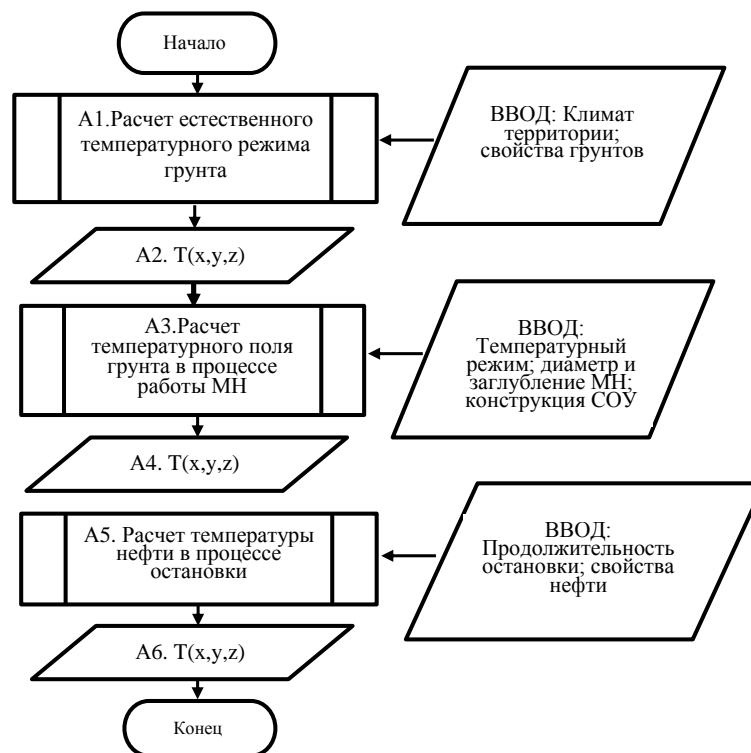


Рисунок 4.12 – Алгоритм расчета температурного поля

На этапе №А1 решается уравнение теплопроводности (2.1) для воспроизведения естественного распределения температуры в грунте по глубине. Моделируется только грунт, без учета нефтепровода и термостабилизаторов. Задаются свойства грунта, температура окружающего воздуха, скорость ветра,

количество осадков и солнечная активность, после чего решается уравнение (2.30), которое является граничным условием на поверхности земли. На нижней и боковых поверхностях расчетной области задаются граничные условия, которые характеризуют нулевой тепловой поток. Согласно [49], продолжительность такого расчета не менее, чем в 50 лет должна обеспечивать стабилизацию температурного режима моделируемого грунта. Полученное распределение температуры будет являться исходными данными для следующего этапа.

В этапе №А3 при расчете температурного поля происходит подключение к моделированию магистрального нефтепровода и термостабилизаторов. На внешней поверхности нефтепровода задается тепловой поток, который зависит от производительности, температуры перекачиваемого продукта, диаметра и толщины тепловой изоляции. В зависимости от характеристик грунта местности выполняется моделирование и определяется температурное распределение. Рассчитываются допуски по растеплению грунта, при превышении значений принимают одно или несколько решений: уменьшают шаг расстановки СОУ, увеличивают длину испарительной части, конденсаторной части, уменьшают температуру перекачиваемого продукта, увеличивают толщину тепловой изоляции. После обеспечения заданных значений выполняется моделирование работы нефтепровода с СОУ до момента остановки перекачки. Полученное температурное распределение в грунте на этапе №А3 является исходными данными для этапа №А5.

На этапе №А5 моделируется остановка перекачки по нефтепроводу. Продолжается работа термостабилизаторов и теплообмен на поверхности земли. Решается уравнение теплопроводности (2.1). При отключении МН, передача тепла от продукта в грунт прекращается, начинается охлаждение нефти. В основном это происходит в следующей последовательности: сначала остывают наиболее нагретые слои грунта вблизи нефтепровода, затем процесс замедляется из-за влияния более удаленных слоев. Но в случае с СОУ процесс охлаждения нефти в МН продолжается, не теряя своей интенсивности. В завершении алгоритма определяется распределение температуры нефти в нефтепроводе в

зависимости от продолжительности остановки. Полученные значения будут, является исходными значениями для следующего этапа.

На этапе №6 алгоритма расчета пускового давления разбиваем нефтепровод на участки, по длине которых изменение температуры нефти незначительно. Для каждого участка находим значения плотности и вязкости по формулам (4.32), (4.35) и для случая с высокозастывающей нефтью начальное напряжение сдвига по формуле (4.39). Для каждого значения продолжительности остановки определяем реологические характеристики нефти.

На этапе №7 рассчитывается минимальная величина пускового давления, необходимая для выхода на рабочий режим нефтепровода. Для высоковязкой нефти необходимо использовать формулы (4.19) и (4.20), а для высокозастывающей еще и формулу (4.23).

Полученное значение давления проверяется на сходимость с условием: если величина окажется меньше допустимого давления, то нефтепровод можно будет вывести в рабочий режим после остановки. Допустимое давление рассчитывается из условия механической прочности трубы, которая зависит от предела прочности материала и толщины стенки нефтепровода.

При превышении допустимого давления необходимо определить либо время безопасной остановки, либо изменить параметры работы нефтепровода. Для плановой остановки возможно замещение транспортируемого продукта на менее вязкий, чтобы уменьшить необходимое давление при запуске.

Проведено исследование по определению величины давления для нефти с тремя различными характеристиками вязкости, представленными на рисунке 4.13.

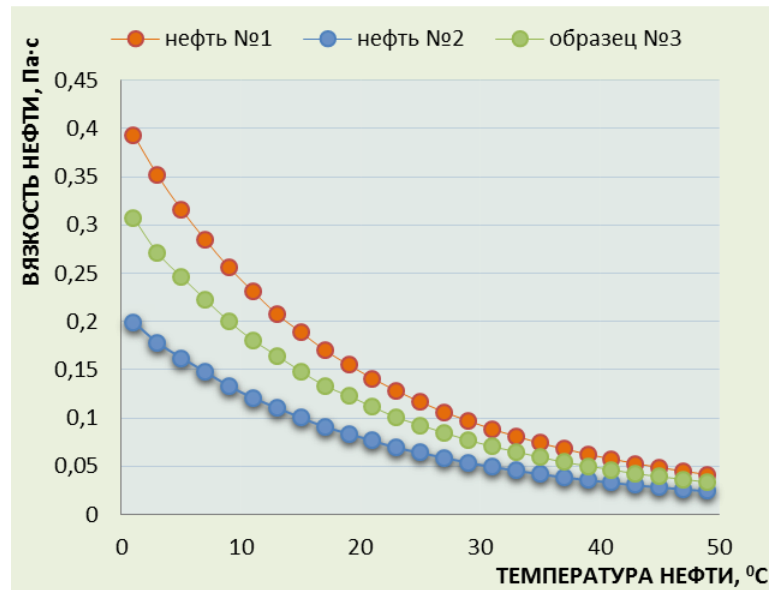


Рисунок 4.13 – Зависимость вязкости нефти от температуры

Уменьшение значений вязкости может быть достигнуто: полной заменой нефти на менее вязкую; образованием смеси с маловязкой нефтью; добавлением реагентов (депрессорных присадок) для снижения вязкости.

Результаты представлены в виде графических зависимостей на рисунках 4.14 – 4.15.

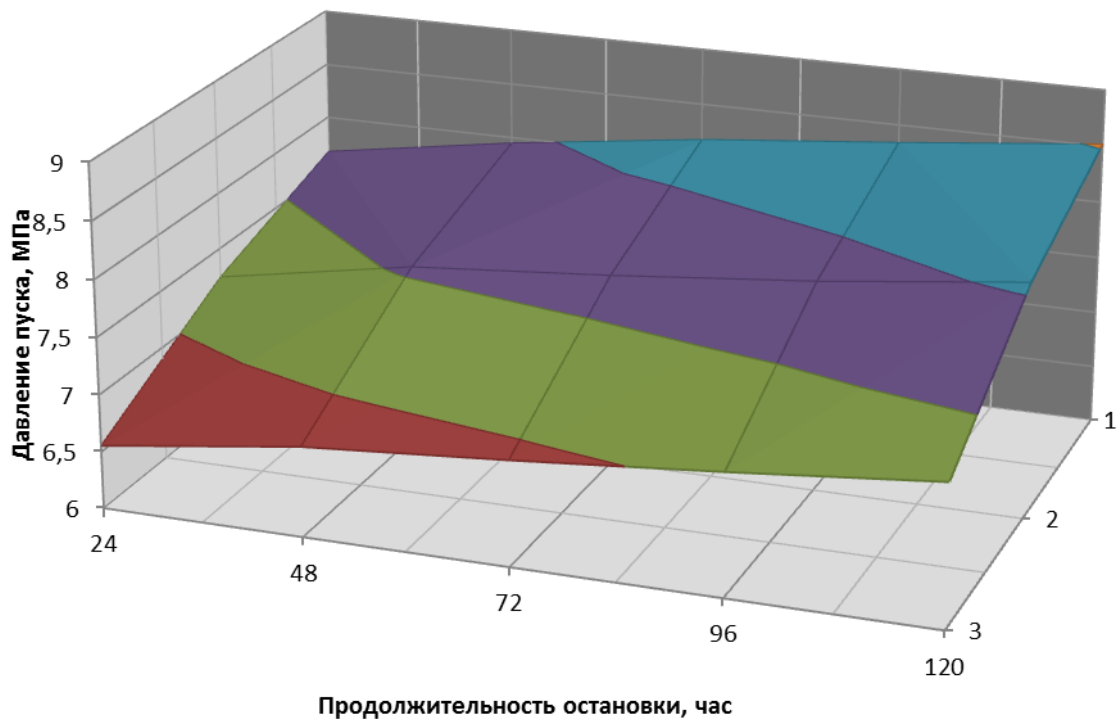


Рисунок 4.14 – Зависимость давления от вида ВВН и продолжительности остановки для нефтепровода без СОУ

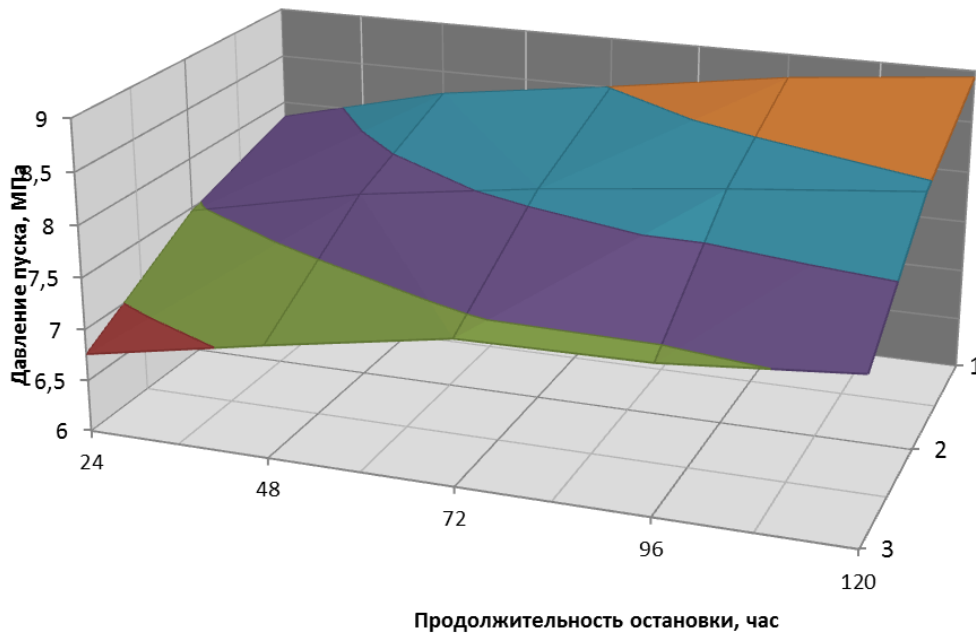


Рисунок 4.15 – Зависимость давления от вида ВВН и продолжительности остановки для нефтепровода с СОУ

С уменьшением вязкости нефти снижается и пусковое давление. Для рассматриваемого случая достигнуто понижение с  $8,1 \div 8,5$  МПа до  $6,9 \div 7,4$  МПа для МН без и с наличием СОУ.

Проведены исследования для высокозастывающей нефти с характеристиками, представленными на рисунке 4.16.

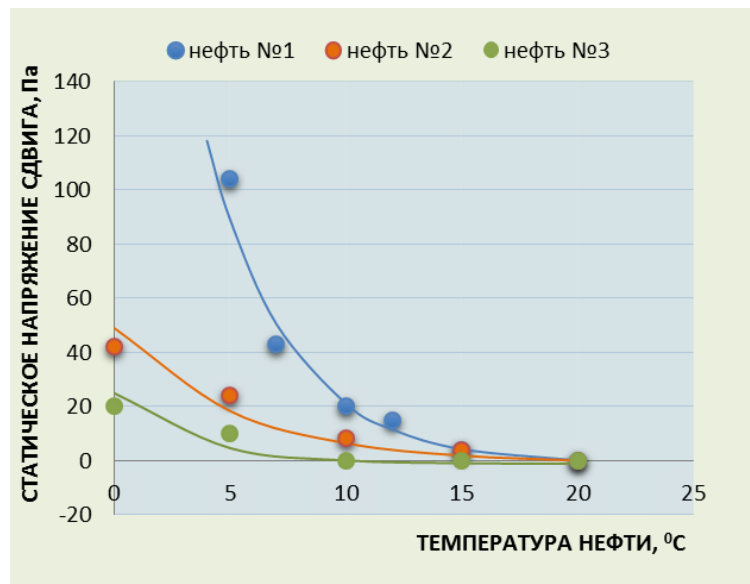


Рисунок 4.16 – Зависимость предела текучести от температуры нефти

- - Экспериментально полученные значения;
- - Значения, полученные по формуле Котена.

Результаты исследований представлены на рисунках 4.17 и 4.18.

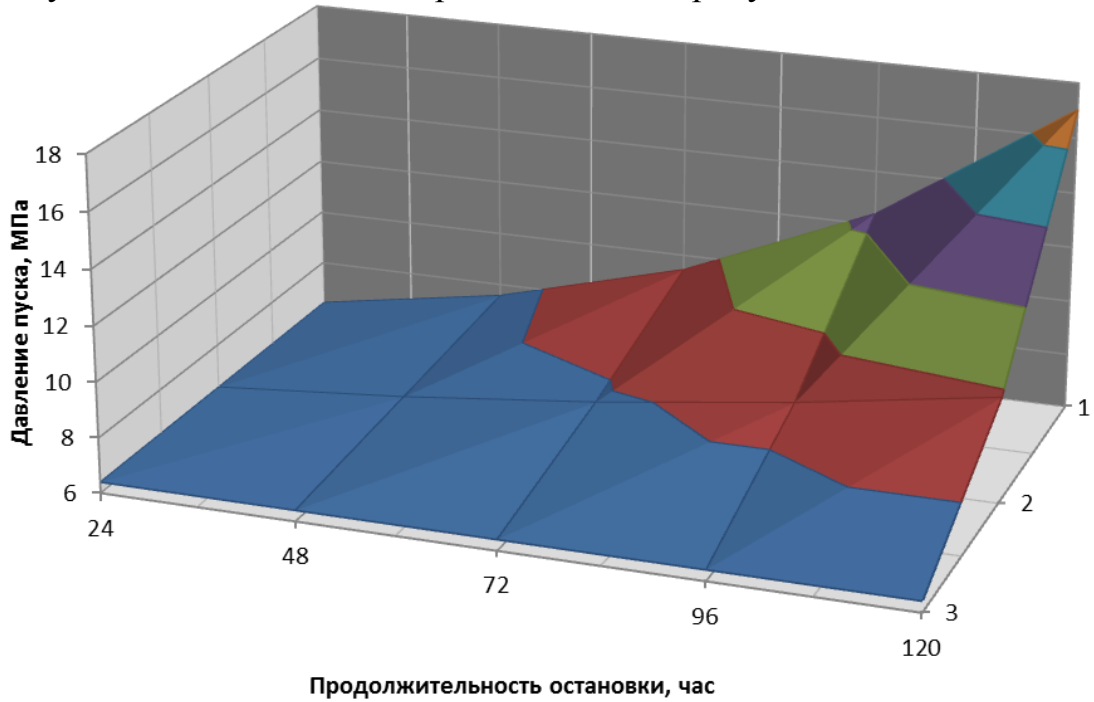


Рисунок 4.17 - Зависимость давления от вида ВЗН и продолжительности остановки для нефтепровода без СОУ

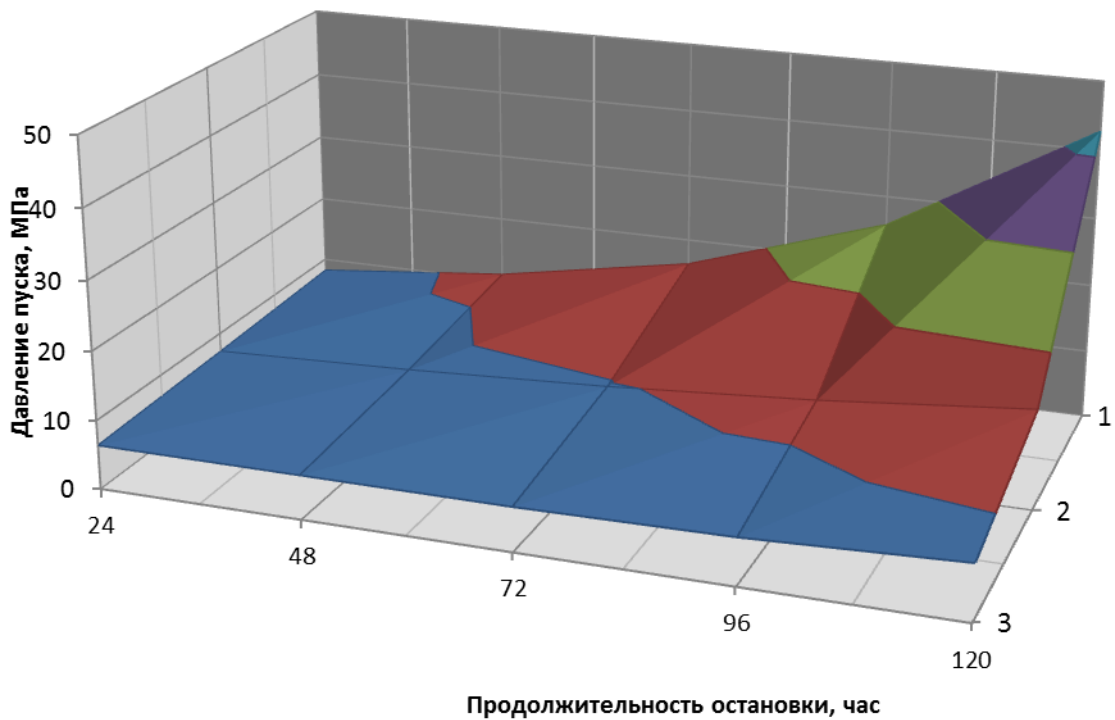


Рисунок 4.18 – Зависимость давления от вида ВЗН и продолжительности остановки для нефтепровода с СОУ

Уменьшение начального напряжения сдвига способствует снижению требуемого давления для ввода в рабочий режим из нестационарного.

В рамках методики был разработан алгоритм, представленный на рисунке 4.11. Его назначение – позволить оперативно определить время безопасной остановки нефтепровода, транспортирующего высоковязкую и высокозастывающую нефть. А в случае, когда пусковое давление выше допустимого, принять решение по изменению режима работы трубопровода. Алгоритм позволяет рассчитать минимальное необходимое давление для запуска в работу нефтепровода. Ценность методики заключается в учете влияния термостабилизатора при определении температуры нефти на процесс остывания после остановки перекачки. Также ее значимость состоит в возможности определения граничных значений реологических характеристик нефти для предиктивного предупреждения аварий и инцидентов, а также аварийного прекращения транспорта, при котором будет обеспечен безопасный пуск и ввод в рабочий режим.

Разработанная методика расчета пусковых давлений при нестационарном режиме работы магистрального нефтепровода учитывающая работу устаревших термостабилизаторов внедрена на нефтяных предприятиях (см. Приложение А, Приложение Б).

#### Выводы по главе 4

1. Рассмотрена модель для расчета давления, необходимого для ввода в рабочий режим нефтепровода. Модель позволяет учитывать нефтепровод, оборудованный термостабилизаторами.

2. Установлены минимальные величины пусковых давлений вводимого в рабочий режим нефтепровода с сезоннодействующими охлаждающими устройствами.

3. Разработана методика расчета величины пускового давления с учетом влияния термостабилизатора на теплофизические характеристики нефти, позволяющая определять время безопасной остановки нефтепровода, проложенного в многолетнемерзлых грунтах.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Разработана математическая модель теплового взаимодействия остановленного магистрального нефтепровода с температурным полем грунта, сформированным работой термостабилизатора. Модель учитывает температурный режим, диаметр, глубину заложения трубопровода, толщину теплоизоляции, физические характеристики нефти, теплофизические характеристики грунта, конструктивные особенности и шаг расстановки сезоннодействующих охлаждающих устройств.

2. По результатам численного моделирования получена зависимость времени остывания нефти в подземном магистральном нефтепроводе, проложенном в многолетнемерзлых грунтах с СОУ, от продолжительности остановки перекачки. При охлаждении температура нефти изменилась в  $1,2 \div 2,0$  раза больше, что свидетельствует о необходимости учитывать при расчете величины пускового давления влияние установленных термостабилизаторов.

3. Показано, что для запуска в работу неизотермического нефтепровода диаметром 820 мм с СОУ при остановке перекачки на 72 часа в случае транспортировки высоковязкой и высокозастывающей нефти требуется создавать давление, превышающее рабочее более чем в 1.5 раза.

4. Разработана методика расчета минимальной величины давления, необходимого для ввода в рабочий режим магистрального нефтепровода в многолетнемерзлых грунтах с сезоннодействующими охлаждающими устройствами. Предложена эмпирическая формула расчета температуры нефти с учетом влияния СОУ и динамики охлаждения.

5. Разработанная методика расчета позволяет определять время безопасной остановки подземного магистрального нефтепровода при транспортировке ВВН и ВЗН. Установленные допустимые границы реологических характеристик нефти, позволяют обеспечить надежную эксплуатацию нефтепровода в нестационарных термодинамических условиях возобновления перекачки.



**СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ**

НК – нефтяная компания;

ТРИЗ – трудноизвлекаемые запасы;

ВВН – высоковязкая нефть;

СОУ – сезоннодействующие охлаждающие устройства;

ТС – термостабилизатор;

ММГ – многолетнемерзлые грунты;

ВЗН – высокозастывающая нефть;

API - American Petroleum Institute;

ИНС – искусственная нейронная сеть;

MSE - средняя квадратическая ошибка;

MAE - средняя абсолютная ошибка;

$R^2$  - коэффициент детерминации;

МН – магистральный нефтепровод;

НС – насосная станция.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Абрамзон Л. С. Оптимальные параметры работы горячих трубопроводов / Л. С. Абрамзон // Нефтяное хозяйство. – 1979. - №2. – С. 53-54
2. Абрамзон Л. С. Повышение эффективности трубопроводного транспорта вязких и застывающих нефтей и нефтепродуктов: дис. ...д-ра технич.наук: 05.15.13 / Абрамзон Леонид Семенович. – Уфа, 1984. – 251с.
3. Абрамзон Л.С. Рациональная перекачка вязких и застывающих нефтей совместно с разбавителем / Л.С. Абрамзон, Р.Г. Исхаков, П.И. Тугунов // Тематические научно-технические обзоры. – М.: ВНИИОЭНГ. 1977. – 55 с.
4. Абрамзон Л. С. Экспериментальные исследования теплоотдачи и гидравлики на «горячем» промышленном нефтепроводе. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов / Л. С. Абрамзон, М. А. Галлямов, Е. П. Михновский. – М.: ВНИИОЭНГ. 1968. - №3. – С. 125-130
5. Адлер Ю. П. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий/ Ю. П. Адлер, Е. В. Маркова, Ю. В. Грановский // АН СССР. Науч. совет по комплексной проблеме "Кибернетика". Секция "Мат. теория эксперимента" - 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Наука, 1976. - 279 с.
6. Алиев Р. А. Трубопроводный транспорт высокозастывающих нефтей с жидкими углеводородными разбавителями / Р. А. Алиев, Э. М. Блейхер. М.: ВНИИОЭНГ, 1970. – 88 с.
7. Алиев Р. А. Трубопроводный транспорт нефти и газа: Учеб. Для вузов / Р. А. Алиев, В. Д. Белоусов, А. Г. Нумедов и др. – 2-е изд., перераб. и доп.- Москва: Недра, 1988. – 368 с.
8. Антонов А. Ф. Справочник по строительству на вечномёрзлых грунтах / А. Ф. Антонов, Ю. Я. Велли, В. В. Гальперин [и др.] ; ред. Ю. Я. Велли, В. И. Докучаева, Н. Ф. Федорова. – Ленинград : Стройиздат, 1977. – 552 с.
9. Арнольд Л. В. Техническая термодинамика и теплопередача : Учебник для судомех. спец. ин-тов вод. Трансп. / Л. В. Арнольд, Г. А. Михайловский, В. М. Селиверстов. – М.: Высш.школа, 1979. – 444 с.

10. Ахатов Ш. Н. Рациональная формула для определения вязкости смеси нефтей и нефтепродуктов / Ш. Н. Ахатов и др. // РНТС Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. М.: ВНИИОЭНГ, 1972. – № 4.
11. Ахатов Ш. Н. Транспорт и хранение нефти и газа: Учебное пособие / Ш. Н. Ахатов, Е. А. Арменский. Уфа.: УНИ, 1976. – 108 с.
12. Бахтизин Р. Н. Экспериментальные исследования сопротивления мерзлого грунта продольным перемещениям трубопровода при изменении температуры и влажности / Р. Н. Бахтизин, С. М. Султанмагомедов, Т. С. Султанмагомедов [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – Т. 10. – № 3. – С. 243-251. – DOI 10.28999/2541-9595-2020-10-3-243-251
13. Вакулин А. А. Остывание нефти при останове нефтепровода в замороженном грунте / А. А. Вакулин, А. Б. Шабаров, А. А. Вакулин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Том 7. № 4 (28). – С. 27-45. DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-27-45
14. Владова, А. Ю. Гармонический анализ температур мерзлого грунта трассы нефтепровода / А. Ю. Владова // Цифровая обработка сигналов и ее применение. DSPA - 2020 : Доклады на 22-ой Международной конференции, Москва, 14–15 апреля 2020 года. – Москва: Российское научно-техническое общество радиотехники, электроники и связи им. А. С. Попова, 2020. – С. 417-423.
15. Владова, А. Ю. Гармонический анализ температур мерзлого грунта полосы отведения линейного объекта / А. Ю. Владова // Безопасность труда в промышленности. – 2017. – № 7. – С. 25-30. – DOI 10.24000/0409-2961-2017-7-25-30E.
16. Временное методическое руководство по гидравлическому расчету транспорта неньютоновских нефтей / МНП СССР. – Уфа.: 1978. – 103 с.
17. Гаррис Н. А. Расчет пускового режима теплоизолированного трубопровода с использованием динамической характеристики / Н. А. Гаррис, П.

И. Тугунов, Л. П. Заболотникова // РНТС ВНИИОЭНГ. Сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - 1977. - №9. – С. 19-21.

18. Гаррис Н. А. Эксплуатация нефтепродуктопроводов в различных температурных режимах и нагрузках при условии сохранности экологической среды / Н. А. Гаррис: дисс. ... д - ра техн. наук: / Гаррис Нина Александровна – Уфа, 1998. - 385 с.

19. Годовой отчет ПАО «НК «Роснефть» за 2018 год [Электронный ресурс] // - режим доступ [https://www.rosneft.ru/upload/site1/document\\_file/a\\_report\\_2018.pdf](https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/a_report_2018.pdf) (дата обращения 09.01.2022).

20. Годовой отчет ПАО «НК «Роснефть» за 2019 год [Электронный ресурс] // - режим доступа [https://www.rosneft.ru/upload/site1/document\\_file/a\\_report\\_2019.pdf](https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/a_report_2019.pdf) (дата обращения 09.01.2022).

21. Годовой отчет ПАО «НК «Роснефть» за 2020 год [Электронный ресурс] // - режим доступа [https://www.rosneft.ru/upload/site1/document\\_file/a\\_report\\_2020.pdf](https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/a_report_2020.pdf) (дата обращения 09.01.2022).

22. Годунов С. К. Разностные схемы. Введение в теорию / С. К. Годунов, В. С. Рябенский. – Узд. 2-у, перераб. и доп.- М.: Наука, 1977. – 440 с.

23. Голофаст С. Л. Влияние температурного поля трассы магистрального нефтепровода на прочностную надежность линейных участков / С. Л. Голофаст, А. Ю. Владова // Безопасность труда в промышленности. – 2019. – № 11. – С. 24-33. – DOI 10.24000/0409-2961-2019-11-24-33.

24. Горелик Я. Б., Шабаров А. Б., Сысоев Ю. С. Динамика протаивания мерзлых пород в зоне влияния двух скважин//Криосфера Земли. – 2008. – Т. XII. – № 1. – С. 59-65.

25. ГОСТ Р 51858-2002 Общие технические условия Дата введения 2002-07-01 / ИПТЭР, ОАО "ВНИИНП" – М.: 2002. – 16 с.

26. Губин В. Е. О тиксотропных характеристиках парафинистой нефти / В. Е. Губин, М. Н. Пиядин, Ю. В. Скрипников // Труды ВНИИСПТнефть, вып. XI. Уфа, 1973, – С. 3-6.

27. Дегтярев В. Н. Вопросы пуска нефтепровода в парафинистой нефтью после его длительной остановки. Серия «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов» / В. Н. Дегтярев. М.: РНТС, ВНИИОЭНГ, 1982. - 61 с.

28. Дергунов В. С. Повышение эффективности трубопроводного транспорта тяжелых нефтей / В. С. Дергунов, С. Н. Челинцев // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов : Материалы всероссийской научно-технической конференции (с международным участием), Ухта, 05–06 ноября 2020 года. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2021. – С. 156-161.

29. Долгих, Г. М. Пути совершенствования термостабилизации подземных трубопроводов/ Г. М. Долгих, С. Н. Окунев, Н. А. Скорбилин, С. М. Федосеенков // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2018. – № 3(67). – С. 27-33.

30. Долгосрочная программа развития [Интернет ресурс] – Режим доступа : <https://ar2020.transneft.ru/development-strategy/long-term-development-programme> (дата обращения 01.01.2021).

31. Жолобов, В. В. К вопросу определения давления на начальном этапе запуска остановленного "горячего" нефтепровода / В. В. Жолобов, В. Ю. Морецкий, Р. Ф. Талипов // Трубопроводный транспорт углеводородов : Материалы IV Всероссийской научно-практической конференции, Омск, 30 октября 2020 года. – Омск: Омский государственный технический университет, 2020. – С. 83-86.

32. Закиров А. И. Обоснование режимов трубопроводного транспорта битуминозной нефти/ А. И. Закиров: дисс. ... канд. техн. наук: / Закиров Айдар Ильдусович - Санкт-Петербург, 2016. - 170 с.

33. Индивидуальный СОУ термостабилизатор [Интернет ресурс] – Режим доступа: <https://www.npo-fsa.ru/individualnye-termostabilizatory> (дата обращения 01.01.2021).

34. Индивидуальный термостабилизатор [Интернет ресурс] – Режим доступа: [https://www.npo-fsa.ru/sites/default/files/individualnyy\\_thermostabilizator.pdf](https://www.npo-fsa.ru/sites/default/files/individualnyy_thermostabilizator.pdf) (дата обращения 01.01.2021)
35. Исаченко В. П. Теплопередача : Учебник для вузов. Изд. 3-е, перераб. и доп. / В. П. Исаченко, В. А. Осипова, А. С. Сукомел. – М.: «Энергия», 1975. – 478 с.
36. Казубов, А. И. Перекачка вязкопластичных высокозастывающих нефтей с подогревом / А. И. Казубов, С. Г. Щербаков, В. И. Черников // НТС "Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов", ВНИИОЭНГ. 1965. -№7. – С. 3-7.
37. Каменский Р. М. Исследование теплового взаимодействия периодически работающих трубопроводов с мерзлыми грунтами Красноярск, 1964
38. Клименко В. В. Энергия, природа и климат / В. В. Клименко, А. В. Клименко, Т. Н. Андрейченко. – Москва : МЭИ, 1977. – 2016 с.
39. Коршак А. А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебник для вузов / А. А. Коршак, А. М. Нечваль. – СПб: Недра, 2008. – 488 с.
40. Коршак А. А. Специальные методы перекачки/ А. А.Коршак. – Уфа: ООО «Дизайн-ПолиграфСервис», 2001. – 2008 с.
41. Котен В. Г. Реологические свойства туркменских нефтей / В. Г. Котен // Транспорт и хранение нефти. М.: ВНИИОЭНГ, 1963. - №12. – С.10-16
42. Кырнышева, П. А. Оценка времени безопасной остановки и пускового давления для магистрального нефтепровода «Уса-Ухта» / П. А. Карнышева, В. О. Некучаев, П. В. Федоров // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов. – Ухта : УГТУ, 2016. – С. 157–163
43. Лисин Ю. В. Выбор оптимальных технических решений по прокладке нефтепровода для обеспечения надежной эксплуатации трубопроводной системы «Заполярье-НПС Пурпе» на основе прогнозных теплотехнических расчетов /

Ю. В. Лисин, А. Н. Сапсай, В. В. Павлов, М. Ю. Зотов, В. Д. Кауркин // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2014. № 1. – С. 3-7

44. Лисин Ю. В., Сощенко А. Е., Павлов В. В., Коргин А. В., Суриков В. И. Технические решения по температурной стабилизации многолетнемерзлых грунтов оснований объектов трубопроводной системы «Заполярье-НПС «Пур-Пе»//Промышленное и гражданское строительство. 2014. № 1. – С. 65-68.

45. Лурье, М. В. Метод расчета времени безопасной остановки "горячего" нефтепровода / М. В. Лурье, Н. П. Чупракова // Территория Нефтегаз. – 2019. – № 7-8. – С. 68-74.

46. Лыков А. В. Теория сушки / А. В. Лыков. – Москва : «Энергия», 1968. – 472 с.

47. Ляпин А. Ю. Исследование причин снижения эффективности депрессорной присадки при перекачке парафинистых нефтей / А. Ю. Ляпин, В. О. Некучаев, С. К. Овчинников, М. М. Михеев // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – Т. 10. – № 2. – С. 157-163. – DOI 10.28999/2541-9595-2020-10-2-157-163.

48. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\* : СП 36.13330.2012. Утвержден приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 25 декабря 2012 г. №108/ГС : ввод в действие с 2013-07-01. М.: Издательство стандартов, - 2013. - 97 с.

49. Марков Е. В. Обеспечение проектного положения магистральных трубопроводов в условиях пучинистых грунтов. / Е. В. Марков: дисс. ... д-ра техн.наук: // Марков Евгений Викторович - Тюмень. 2020. – 133 с.

50. Малкин А. Я. О реологии нефти (обзор) / А. Я. Малкин, С. Н. Хаджиев // Нефтехимия. – 2016. – Т. 56. – № 4. – С. 303. – DOI 10.7868/S0028242116040109.

51. Матвеев Л. Т. Курс общей метеорологии. Физика атмосферы / Л. Т. Матвеев. – Ленинград : Гидрометеоздат, 1984. – 752 с.

52. Мирзаджанзаде А. Х. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа / А. Х. Мирзаджанзаде, Г. С. Степанова. - Москва : Недра, 1977. – 229 с.
53. Мирзаджанзаде А. Х. О некоторых проявлениях наравновесных эффектов в реологии мангышлакской нефти. / А. Х. Мирзаджанзаде, Н. Г. Булина, А. О. Караев // Всесоюзный симпозиум по применению неньютоновских систем в нефтедобыче. М., 1974
54. Мирзаджанзаде А. Х. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравномерность, неоднородность / А. Х. Мирзаджанзаде, М. М. Хасанов, Р. Н. Бахтизин. – Уфа: Гилем, 1999. – 464 с.
55. Михайлов Н. В. О текучести и прочности структурированных жидкостей / Н. В. Михайлов // «Коллоидный журнал» т. XVII, 1955, - №1. – С. 4-8.
56. Михеев М. А. Основы теплопередачи / М. А. Михеев, И. М. Михеева. – М.: Энергия, 1973. – 320 с.
57. Мукук К. В. [и др.] О необходимости учета тиксотропии при перекачке парафинистых нефтей. Труды СредазНИПИнефть, вып.3, 1976
58. Мукук К. В. О вязкоупругих свойствах нефтей. «Изв. Ан УзССР», серия техн. наук, 1977, № 1.
59. Мукук К. В. Элементы гидравлики релаксирующих аномальных систем. / К. В. Мукук; Отв. ред. А. Х. Мирзаджанзаде. - Ташкент : Фан, 1980. - 115 с.
60. Мусакаев, Н. Г. Расчет термодинамических параметров опускного течения теплоносителя в скважине с учетом протаивания многолетнемерзлых пород / Н. Г. Мусакаев, С. Л. Бородин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 3. – С. 135-144. – DOI 10.18799/24131830/2020/3/2556.
61. Некучаев В. О. Методика и результаты исследования статического напряжения сдвига парафинистых нефтей Тимано-Печорской провинции с помощью реометра с контролируемой скоростью сдвига / В. О. Некучаев,



А. Ю. Ляпин, М. М. Михеев // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2018. – № 4. – С. 18-25. – DOI 10.5510/OGP20180400367.

62. 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. Орлов А.И. Прикладная статистика: Учебник. – М.: экзамен, 2044. – 656 с.

63. Основы геокриологии. Ч. 4. Динамическая геокриология / Под ред. Э. Д. Ершова. – Москва : МГУ, 2001. – 688 с.

64. Павлов А. В. Теплообмен почвы с атмосферой в северных и умеренных широтах территории СССР / А. В. Павлов. – Якутск : ЯКН, 1975. – 304 с.

65. Паздерин Д. С. Тепловое взаимодействие горячего подземного трубопровода с грунтом и сезонно-действующими охлаждающими устройствами / Д. С. Паздерин // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 5. – С. 102-104.

66. Паздерин Д. С. Расчет ореола промерзания грунта вблизи двух сезоннодействующих охлаждающих устройств / Д. С. Паздерин // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 2. – С. 20-22.

67. РД 39-30-139-79 Методика теплового и гидравлического расчета магистральных трубопроводов при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условия/ Б. А. Тонкошуров, Н. М. Гостев, А. А. Шутов. – Уфа, 1979. – 57 с.

68. Рило И. П. Влияние внутренних устройств термостабилизатора на процессы теплопереноса в двухфазных системах / И. П. Рило, К. А. Желудкова, Д. А. Клещин // Арктика, Субарктика: мозаичность, контрастность, вариативность криосферы. Труды международной конференции / под ред. В. П. Мельникова и Д. С. Дроздова. Тюмень: Изд-во Эпоха, 2015. – 472 с.

69. Роуч П. Вычислительная гидродинамика / П. Роуч. – М.: Мир, 1980. – 618 с.

70. СП 131.13330.2020 Строительная климатология / НИИСФ РААСН – М.: 2021. – 82 с.

71. СП 25.13330.2020. Основания и фундаменты на вечномёрзлых грунтах / НИИОСП им. Н. М. Герсванова. – М.: 2021. – 61 с.
72. Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года [Интернет ресурс] – Режим доступа : [https://www.mnr.gov.ru/docs/strategiya\\_razvitiya\\_mineralno\\_syrevoy\\_bazy\\_rossiyskoy\\_federatsii\\_do\\_2035\\_goda/strategiya\\_razvitiya\\_mineralno\\_syrevoy\\_bazy\\_rossiyskoy\\_federatsii\\_do\\_2035\\_goda/](https://www.mnr.gov.ru/docs/strategiya_razvitiya_mineralno_syrevoy_bazy_rossiyskoy_federatsii_do_2035_goda/strategiya_razvitiya_mineralno_syrevoy_bazy_rossiyskoy_federatsii_do_2035_goda/) (дата обращения 01.01.2021)
73. Сулейманов В. А. Время безопасной остановки подземного трубопровода при перекачке застывающих парафинистых жидких углеводородов / В. А. Сулейманов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2018. – № 3(67). – С. 52-61
74. 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.
75. Тарсин А. В. Расчет минимального давления сдвига застывшей нефти в трубопроводе при неоднородном распределении температуры по радиусу / А. В. Тарсин, В. О. Некучаев, В. В. Люосев // Севергеоэкотех-2021 : доклады XXII Международной молодежной научной конференции, Ухта, 17–19 марта 2021 года. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2021. – С. 684-687.
76. Тугунов П. И. Неустановившийся режим работы «горячих» трубопроводов / П. И. Тугунов: дис. ... д-ра техн. Наук: 316 / Тугунов Павел Иванович. – Уфа, 1970. – 490 с.
77. Тугунов П. И. Тепловая изоляция нефтепродуктопроводов и резервуаров / П. И. Тугунов. – М.: Недра, 1985. – 152 с.
78. Тугунов П. И. Транспорт и хранение нефти и газа / П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов, Ф. Ф. Абузова. – М.: Недра, 1975. – 248 с.
79. Тянь В. К. Комплексное исследование процессов сдвига застывшей парафиновой нефти в трубопроводе / В. К. Тянь, А. В. Пименов // Вестник

Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. – 2013. – № 4(40). – С. 218-221.

80. Тян В. К. Математическое моделирование застывающей парафиновой нефти при транспортировке по трубам / В. К. Тян, В. Н. Дегтярев, П. В. Тян, А. В. Пименов // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2009. – Т. 11. – № 5-2. – С. 358-361

81. Тян В. К. Графоаналитический метод декомпозиции температурного поля грунта с магистральным трубопроводом на естественную и деформационную составляющие / В. К. Тян, Т. Н. Дрынкина // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. – 2011. – № 4(32). – С. 205-210.

82. Уилкинсон У. Л. Неньютоновские жидкости : Гидромеханика, перемешивание и теплообмен / У. Л. Уилкинсон. – М.: Мир, 1964 – 216 с.

83. Федоров П. В. Идентификация фактических характеристик насосных агрегатов при перекачке высоковязких неньютоновских нефтей по нефтепроводам Уса - Ухта и Ухта - Ярославль / П. В. Федоров, С. Г. Бажайкин, К. Ю. Штукатуров // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2010. – № 3(81). – С. 85-94.

84. Химмельблау Д. Анализ процессов статистическими методами / Д. Химмельблау - М.: Мир, 1973. – 957 с.

85. Черенцов Д. А. Применение моделей машинного обучения для интеллектуального управления эффективностью транспорта нефти / Д. А. Черенцов, А. У. Якупов, К. С. Воронин, Ю. Д. Земенков, Е. Л. Чижевская // Нефтяное хозяйство. – 2021. - № 12. – С. 136 – 140.

86. Черников, В. И. Перекачка вязких и застывающих нефтей / В. И. Черников. – Москва : Гостоптехиздат, 1958. – 163 с.

87. Шабаров А. Б. Физико-математическое моделирование полей температуры и льдистости в мерзлых грунтах вокруг заглубленного трубопровода / А. Б. Шабаров, П. Ю. Михайлов, Л. А. Пульдас, А. А. Вакулин // Вестник

Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2010. – № 6. – С. 14-19

88. Шамилов, Х. Ш. Обеспечение устойчивости подземных магистральных трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах / Х. Ш. Шамилов, Р. Р. Хасанов, С. М. Султанмагомедов // Трубопроводный транспорт - 2015 : Материалы X Международной учебно-научно-практической конференции, Уфа, 21–22 мая 2015 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2015. – С. 336-337

89. Ширяев А. М. Определение времени безопасной остановки «горячего» нефтепровода, транспортирующего смеси высоковязких нефтей, на примере МН «Уса-Ухта», МН «Ухта-Ярославль» / А. М. Ширяев, П. В. Федоров // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов : материалы межрегиональной научно-технической конференции / Ухта: УГТУ, – 2016. – С. 157-163

90. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения 01.01.2021)

91. Якупов А. У. Влияние особенностей конструкций термостабилизаторов на время остывания нефти в остановленном нефтепроводе / А. У. Якупов, Д. А. Черенцов, К. С. Воронин, Ю. Д. Земенков // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 6. – С. 140–148.

92. Якупов А. У. Оценка влияния работы термостабилизатора на пусковое давление магистрального нефтепровода / А. У. Якупов, Ю. Д. Земенков // «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений, транспорта и переработки трудноизвлекаемых запасов тяжелых нефтей»: материалы межрегиональной научно-технической конференции / Ухта: УГТУ, – 2022. – С. 166-169.

93. Якупов А. У. Оценка влияния сезонно-действующих охлаждающих устройств на время безопасной остановки нефтепровода / А. У. Якупов,

Д. А. Черенцов, К. С. Воронин, Ю. Д. Земенков // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 3. – С. 120–126.

94. Якупов А. У. Предиктивное управление пусковым давлением магистрального нефтепровода / А. У. Якупов, Д. А. Черенцов, С. Ю. Торопов, М. Ю. Земенкова, А. Б. Шабаров, Е. Л. Чижевская, Т. Г. Пономарева // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2021. - № 6. – С. 125 – 133.

95. Якупов А. У. Регрессионный анализ показателей численного эксперимента по определению времени остывания нефти / А. У. Якупов, Д. А. Черенцов, К. С. Воронин, Ю. Д. Земенков // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 2. – С. 89–97.

96. Ястребов, А. Л. Инженерные коммуникации на вечномерзлых грунтах / А. Л. Ястребов – Ленинград : Издательство литературы по строительству, 1972. – 175 с. 50 CAN/CSA-S500-14 Thermosyphon foundations for buildings in permafrost regions // National Standart of Cenada. – 2014. – 44 p.6

97. CatBoost is a high-performance open source library for gradient boosting on decision trees URL: <https://catboost.ai/> (дата обращения: 27.05.2021).

98. Conaway C.F. The Petroleum Industry: A Nomenclature Guide , Tulsa, Pennwell Publ. Co. 1999. – p. 28964

99. Haan, V. O., Knudsen, K.D. (2019) Application of a two-phase thermosyphon loop calculation method to a cold neutron source, Cryogenics, 97, 55-62

100. Haan, V. O., René, G., Rowe J, M. (2017) Thermodynamic calculations of a two-phase thermosyphon loop for cold neutron sources, Cryogenics, 85, 30–43

101. Jadhav A. S. Two phase thermosyphon - a review of studies / A. S. Jadhav, S. A. Patil // International Journal of Engineering Sciences & Research Technology. – 2016. - 5(1). – p.193-205

102. Jafari, D. Two-phase closed thermosyphons: A review of studies and solar applications / Jafari D., Franco A., Filippeschi S., Di Marco P. // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2016. -53. - p.575-593

103. Markov E.V. Methodology for calculating the safe stop time of underground pipeline with high pour point oil / E. V. Markov, S. A. Pulnikov, Y. S.

Sysoev // International Journal of Civil Engineering and Technology. – 2018. – Vol. 9. – No 8. – P. 1699-1705

104. McFadden T. T. Construction in Cold Regions / T. T. McFadden, L. F. Bennett // A Guide for Planners, Engineers, Contractors, and Managers (Wiley Series of Practical Construction Guides). Wiley-Interscience; 1 edition. – 1991. – 640 p.5

105. Oldroyd J. G. On the formulation of rheological equations of state. Proc. Roy. Soc., 1950. – p. 523-541.

106. Open Data Science. URL: <https://habr.com/ru/company/ods/blog/322626/> (дата обращения: 27.05.2021).

107. Open Data Science. URL: <https://habr.com/ru/company/ods/blog/424781/> (дата обращения: 27.05.2021).

108. Özbaş, E. (2019), Experimental study of thermal performance and pressure differences of different working fluids in two-phase closed thermosyphons using solar energy, Journal of Polytechnic, 22 (1), 121-128

109. P.R.de Souza Mendes Startup flow of gelled crudes in pipelines / P.R.de Souza Mendes, F.S-M.de Abreu Soares, C.M.Ziglio, M.Goncalves // Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics. – 2012. – Vol. 179-180. – p.23-31

110. Yakupov A. U. Conditions choice for conducting experiments to determine the oil cooling time / A. U. Yakupov, K. S. Voronin, D. A. Cherentsov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering – 2020. Vol. 952. P.012006. doi:10.1088/1757-899X/952/1/012006

111. Yakupov A. U. Temperature condition of a stopped underground oil pipeline / A. U. Yakupov, K. S. Voronin, D. A. Cherentsov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 663. P. 012013. doi:10.1088/1757-899X/663/1/012013

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### А.1. Справка об использовании результатов исследования в производственной деятельности.



ООО «Интегра-Сервисы»

**ООО «Интегра-Сервисы»**

юр. адрес: 115114, г. Москва, ул. Летниковская, дом 9, стр. 1.

почтовый адрес: 625019, г. Тюмень, ул. Республики 211,  
Бизнес пространство «Шесть/Девять»

[www.integra.ru](http://www.integra.ru)  
[OfficeTis@integra.ru](mailto:OfficeTis@integra.ru)

тел. +7 (495) 795 24 72 доб.11114

30.12.2021 № 2051

на № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

#### СПРАВКА

#### о внедрении результатов исследования в производственную деятельность

Разработанные в результате научных исследований Земенковой М.Ю., Подорожниковым С.Ю., Чижевской Е.Л., Якуповым А.У. инструменты интеллектуального управления современной нефтегазовой компанией нашли свое успешное применение в практике управления производственными подразделениями ООО «Интегра-Сервисы».

В частности, разработанное авторским коллективом методологическое обеспечение с применением теории вероятностей и статистики, машинного обучения и нейросетевых технологий использовано для выбора технологии эксплуатации производственных объектов в сложных природно-климатических условиях, мониторинга показателей технического состояния, безопасности и надежности производственных объектов, результаты которого свидетельствуют о высокой достоверности полученных оценок. Бесспорным преимуществом авторских разработок является возможность в режиме реального времени корректно осуществлять оценку надёжности, прогнозирование и предупреждение возможных рисков нарушения работы объектов, в т.ч. техногенных опасностей. Использование в системе управления производственными объектами оболочки интеллектуального мониторинга способствует поиску путей снижения рисков возникновения чрезвычайных ситуаций с учетом анализа динамики технологических процессов и их возможных последствий.

Предложенные авторами универсальные модели и алгоритмы анализа данных с применением параметрических, вероятностных моделей и нейросетевых технологий

успешно апробированы на производственных данных, могут быть реализованы на промышленных объектах в архитектуре АСУ ТП. Управленческие модули разработанной системы поддержки принятия управленческих решений позволяют обеспечить комплексный подход к управлению сложными производственными объектами с учетом большого массива факторов влияния, определяющих специфику реальных объектов.

Результаты и тематика научных исследований соответствуют положениям и приоритетным направлениям Национальной программы «Цифровая экономика Российской Федерации до 2025г.», Стратегии экологической безопасности России на период до 2025 года Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации и другим нормативным документам федерального и отраслевого уровня.

Заместитель управляющего  
директора по производству



A handwritten signature in blue ink, consisting of stylized letters and a long horizontal stroke.

С.И.Морозов



## А.2 Акт внедрения результатов научного исследования



ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
«ТЮМЕНСКИЙ ПРОЕКТНЫЙ И НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ  
НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ИМ. В.И. МУРАВЛЕНКО»

УТВЕРЖДАЮ  
Главный инженер проектов

«*Эльзессер*»  
Эльзессер Е.В.  
2022 г.



### АКТ

#### об использовании результатов

Результаты исследований соискателя Якупова Азамата Ульфатовича, представленные в диссертационной работе «Разработка методики оценки пусковых давлений при нестационарном режиме работы магистрального нефтепровода с термостабилизаторами» используются специалистами в проектной деятельности:

1. Математическая модель теплового взаимодействия остановленного нефтепровода с температурным полем грунта, сформированным с учетом работы сезонно-действующих охлаждающих устройств.
2. Методика расчета для определения времени безопасной остановки подземного нефтепровода, транспортирующего высоковязкие и застывающие нефти.
3. Методика расчета величины пускового давления, выводимого в рабочий режим подземного нефтепровода, оборудованного сезонно-действующими устройствами.

Инженер 2 категории

П.А. Королева