

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

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Тюмень – 2022

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Тюменский индустриальный университет» на кафедре «Транспорт углеводородных ресурсов»

Научный руководитель **Земенков Юрий Дмитриевич**,  
доктор технических наук, профессор,  
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», заведующий кафедрой  
«Транспорт углеводородных ресурсов»

Официальные оппоненты: **Николаев Александр Константинович**,  
доктор технических наук, доцент,  
ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет», профессор кафедры  
«Транспорт и хранение нефти и газа»

**Ташбулатов Радмир Расулевич**,  
кандидат технических наук,  
ФГБОУ ВО «Уфимский государственный  
нефтяной технический университет», доцент  
кафедры «Транспорт и хранение нефти и  
газа»

Ведущая организация ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный  
технический университет», г. Ухта

Защита состоится «15» декабря 2022 года в 14 часов 00 минут  
на заседании диссертационного совета 24.2.419.03, созданного на базе  
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», по адресу:  
625000, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 70, ауд. 312.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотечно-издательском  
комплексе ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» и на  
сайте [www.tyuiu.ru](http://www.tyuiu.ru).

Автореферат диссертации разослан « 09 » ноября 2022 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета



Пономарева Татьяна Георгиевна

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### 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 льготированной добычи из залежей ТРИЗ и ВВН планируется только увеличивать.

Значительная часть объектов нефтегазовой отрасли Российской Федерации располагается в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Объекты отрасли расположены 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 др.

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. Десятрева, Б. Л. Кривошейна, С. Я. Кушнина, Н. А. Малюшина, С. А. Пулькинова, 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÷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.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** обоснована актуальность работы, сформулированы ее цель и задачи, приведены основные положения, выносимые на защиту, научная новизна теоретическая и практическая значимость.

**В первой главе** выполнен обзор литературных источников, посвященных надежной эксплуатации и особенностям транспортирования высоковязкой (ВВН) и застывающей нефти по магистральным нефтепроводам на территории распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ). Особенностью ММГ является потеря несущей способности при растеплении. В связи с этим, необходимо

предусматривать мероприятия для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации.

Повышать надежность работы линейной части нефтепровода, проложенного на территории распространения ММГ, предлагается путем понижения температуры грунтов. В работах Г. В. Аникина, Я. Б. Горелика, Г. М. Долгих, М. Ю. Зотова, С. Н. Окунева, В. В. Павлова В. И. Сурикова, В. Н. Феклистова исследованы способы стабилизации и понижения температуры грунтов с помощью СОУ.

При транспорте по нефтепроводам ВВН должна иметь положительную температуру из-за увеличения вязкости при ее понижении. Нестационарные режимы работы нефтепровода могут привести к значительному снижению температуры нефти. Одним из таких нестационарных процессов является остановка перекачки нефти. При остывании перекачиваемых ВВН ниже критических температур пуск трубопровода в работу будет невозможен. Особую актуальность приобретает задача определения времени безопасной остановки трубопровода.

Методам оценки времени безопасной остановки нефтепровода посвящены работы известных ученых Р. А. Алиева, А. А. Аронса, Р. М. Каменского, С. С. Кутателадзе, В. Ф. Новоселова, Г. В. Порхаева, И. А. Чарного, В. И. Черникина, П. П. Шумилова, В. С. Яблонского, А. Л. Ястребова и др.. Ими разработаны расчетные зависимости, проведены натурные эксперименты. При остановке транспорта в процессе охлаждения нефти выпадение парафина способствует образованию прочной структуры, для сдвига которой необходимо дополнительное начальное напряжение. Работы Л. С. Абрамзона, Ф. Ф. Абузовой, Е. А. Арменского, В. Е. Губина, В. Н. Дегтярева, В. С. Диденко, К. В. Мукук, В. Ф. Новоселова, М. Н. Пиядина, Ю. В. Скрипникова, П. И. Тугунова посвящены определению статических напряжений сдвига. В их трудах исследованы вопросы влияния реологически нестационарных свойств, таких как вязкоупругость, тиксотропия, релаксация на время безопасной остановки.

Фактический уровень развития нефтегазовой отрасли требует применения комплекса мероприятий и технических решений для обеспечения надежной эксплуатации линейной части магистральных нефтепроводов на территории распространения ММГ, для которых требуются новые методы мониторинга процессов. Анализ научных источников и нормативной литературы показал отсутствие методик по расчету времени безопасной остановки нефтепровода, учитывающих влияние установленных СОУ.

Во второй главе представлена математическая модель процесса остывания ВВН в остановленном нефтепроводе в ММГ с учетом СОУ, которая предусматривает поэтапное решение задачи нестационарной теплопередачи. Расчетная схема представлена на рисунке 1.

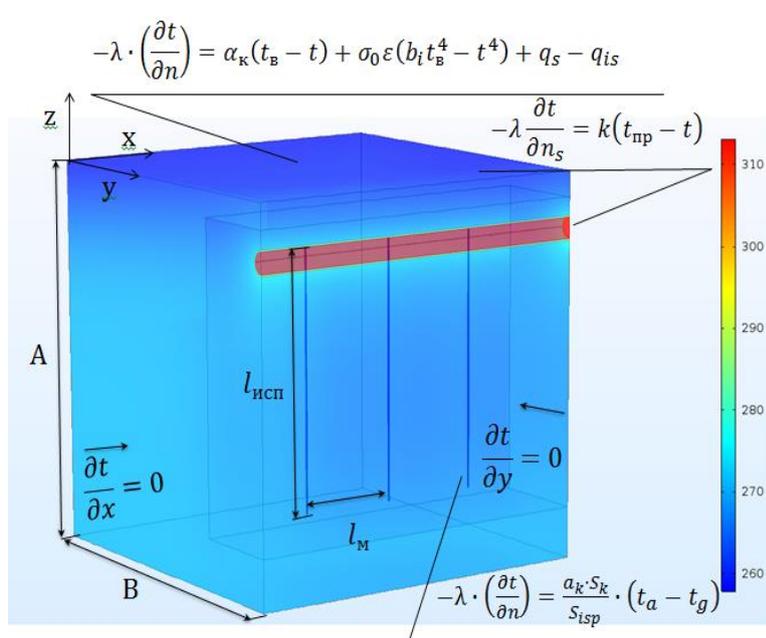


Рисунок 1- Расчетная схема определения температур нефти в процессе остановки

где  $l_k$  – длина конденсаторной части СОУ, м;  $l_{из}$  – длина изолированной части СОУ, м;  $l_{исп}$  – длина испарительной части СОУ, м;  $l_m$  – расстояние между СОУ, м;  $D_n$  – наружный диаметр нефтепровода, м;  $h_0$  – глубина заложения нефтепровода, м;  $\delta_{из}$  – толщина тепловой изоляции, м;  $n_s$  – нормаль к поверхности трубы.

На первом этапе определялось распределение температур в расчетной области без учета нефтепровода и СОУ. Результаты первого этапа являлись начальными условиями для второго этапа. В рамках второго этапа определялось распределение температур в расчетной области с учетом продолжительности времени работающего нефтепровода и СОУ. На третьем этапе рассматривалась остановка нефтепровода, от

длительности которой зависит процесс термостатирования, рассчитывалось распределение температур во всей расчетной области (в т. ч. в ВВН по длине и радиусу трубопровода).

Моделирование нестационарной теплопередачи в грунте осуществлялось с помощью дифференциального уравнения теплопереноса (1):

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

где  $a_{\Gamma}$  – коэффициент температуропроводности грунта,  $\frac{\text{м}^2}{\text{с}}$ ;  $t$  – температура,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $L_{\text{вл}}$  – удельная теплота замерзания жидкости (плавления льда),  $\frac{\text{Дж}}{\text{кг}}$ ;  $u$  – влагосодержание,  $\tau$  – время, с;  $c$  – удельная теплоемкость грунта,  $\frac{\text{Дж}}{\text{кг}^{\circ}\text{C}}$ ;  $\varepsilon_{\text{л}}$  – льдистость;  $a_{\text{мв}}$  – коэффициент диффузии воды,  $\frac{\text{м}^2}{\text{с}}$ ;  $a_{\text{мв}}^t$  – коэффициент термодиффузии воды,  $\frac{\text{м}^2}{\text{с}}$ ;  $c_{\text{в}}$  – теплоемкость воды,  $\frac{\text{Дж}}{\text{кг}^{\circ}\text{C}}$ .

Количество вещества определялось решением дифференциального уравнения массопереноса (2):

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

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

Моделирование распределения температуры нефти в остановленном нефтепроводе выполнено с использованием дифференциального уравнения теплопроводности (3):

$$\frac{\partial t}{\partial \tau} = a_{\text{н}} \left( \frac{\partial^2 t}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 t}{\partial \varphi^2} + \frac{\partial^2 t}{\partial z^2} \right), \quad (3)$$

где  $r$  – радиус нефтепровода, м;  $z$  – длина участка нефтепровода, м;  $a_{\text{н}}$  – коэффициент температуропроводности нефти,  $\frac{\text{м}^2}{\text{с}}$ .

Граничные условия заданы следующим образом:

- на «подземных» границах грунта (слева, справа и внизу расчетной области):  $-\lambda \cdot \left( \frac{\partial t}{\partial n} \right) = 0$ ;
- на границе грунта при взаимодействии с атмосферой (сверху расчетной области):  $-\lambda \cdot \left( \frac{\partial t}{\partial n} \right) = \alpha_{\text{к}} (t_{\text{в}} - t) + \sigma_0 \varepsilon (b_i t_{\text{в}}^4 - t^4) + q_s - q_{\text{is}}$ ;

- на внешней границе стенки условие равенства тепловых потоков, проходящих через поверхность:  $\lambda_n \frac{\partial t_n}{\partial r} = \lambda_{гр} \frac{\partial t_{гр}}{\partial r}$ ;
- на внешней стенке испарительной (подземной) части СОУ:  $-\lambda \cdot \left(\frac{\partial t}{\partial n}\right) = \frac{\alpha_k \cdot S_k}{S_{isp}} \cdot (t_a - t_g)$ ,

где  $q_a$  – тепловой поток из атмосферы,  $\frac{Вт}{м^2}$ ;  $q_{тс}$  – тепловой поток на внешней стенке испарительной части СОУ,  $\frac{Вт}{м^2}$ ;  $\alpha_k$  – коэффициент конвективного теплообмена,  $\frac{Вт}{м^2 \cdot ^\circ C}$ ;  $t_b, t$  – температуры воздуха и поверхности грунта,  $^\circ C$ ;  $\sigma_0 = 5,67 \cdot 10^{-8}$  – постоянная Стефана-Больцмана,  $\frac{Вт}{м^2 \cdot K^4}$ ;  $\varepsilon$  – степень черноты поверхности в инфракрасной области спектра;  $b_i$  – коэффициент противоизлучения атмосферы;  $q_s, q_{is}$  – тепловой поток от солнечной радиации и испарения,  $\frac{Вт}{м^2}$ ;  $\alpha_k$  – коэффициент теплопередачи от конденсаторной части,  $\frac{Вт}{м \cdot ^\circ C}$ ;  $S_k$  – площадь конденсаторной части,  $м^2$ ;  $S_{isp}$  – площадь испарительной части,  $м^2$ ;  $t_a$  – температура воздуха,  $^\circ C$ ;  $t_g$  – температура на внешней стенке испарителя,  $^\circ C$ .

Уравнения (1), (2) и (3) решались численным методом. Область решения покрывалась равномерной сеткой с шагами по координатным осям, частные производные заменялись их дискретными аналогами, связывающими значения в элементах сетки. Уравнения дополнялись теплофизическими параметрами нефти, грунта и воды, а также начальными и граничными условиями.

Условие сопряжения на границе нефтепровода и грунта определялось по методике, представленной в работе А. Ан. Вакулина, А. Б. Шабарова, А. Ал. Вакулина.

Достоверность разработанной численной модели установлена путем решения верификационной задачи остывания подземного нефтепровода без СОУ. Проведено сравнение значений, полученных в эксперименте, с результатами моделирования по численной модели. Зависимости температуры нефти от продолжительной остановки (см. рисунок 2). Проведено сравнение работы термостабилизатора по численной модели с результатами исследования И. П. Рило, К. А. Желудкова, Д. А. Клещина.

Работа сезоннодействующего устройства оценивалась по распределению температуры на испарительной части. Зависимость распределения температуры по длине испарительной части СОУ (см. рисунок 3).

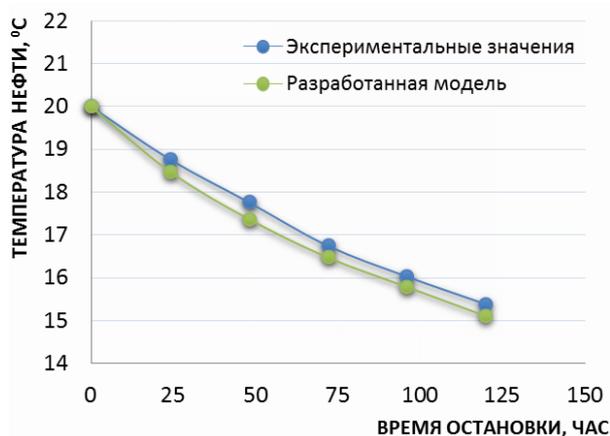


Рисунок 2 – Зависимость температуры нефти от продолжительности остановки

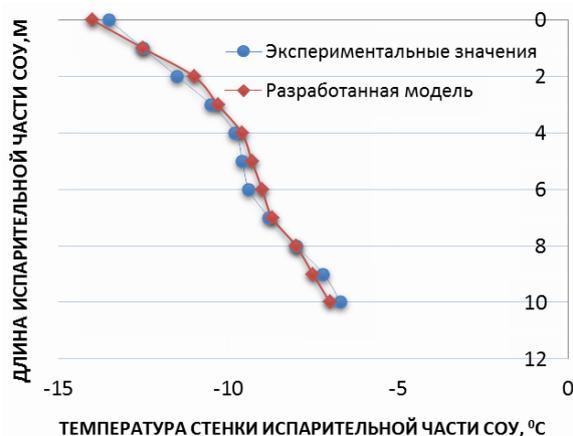


Рисунок 3 – Распределение температуры по испарителю

Сходимость полученных значений температуры на стенке испарительной части СОУ по разработанной модели с экспериментальными данными составляет 97%. Полученная оценка свидетельствует о достоверности результатов, получаемых по разработанной модели при расчете температуры нефти в процессе остановки перекачки с СОУ.

Таким образом, математическая модель нестационарного теплопереноса в многолетнемерзлых грунтах была использована для расчета скорости остывания и определении значений температур нефти. Полученные значения температур должны быть учтены в расчете реологически нестационарных характеристик нефти, при определении времени безопасной остановки перекачки и в расчете величины давления, необходимого для ввода в стационарный режим перекачки ВВН по подземному магистральному нефтепроводу в ММГ с СОУ.

**В третьей главе** выполнено моделирование остывания нефти в остановленном нефтепроводе; разработана расчетная схема для проведения численного эксперимента; проведено планирование численного эксперимента; определены темпы охлаждения нефти при наличии и отсутствии СОУ; получены распределения значений температур нефти по радиусу и длине нефтепровода в зависимости от

продолжительности остановки; установлены зависимости влияния природно-климатических условий, конструкций СОУ различных производителей, длины испарительной части СОУ на скорость остывания нефти.

Известно, что в процессе остывания тепло от нефти стремится распределиться в грунте, а темп охлаждения зависит от интенсивности теплообмена и пропорционален разности температур нефти и грунта. Установленные СОУ охлаждают грунт вокруг нефтепровода (рисунок 4), что сказывается на скорости остывания и конечной температуре нефти.

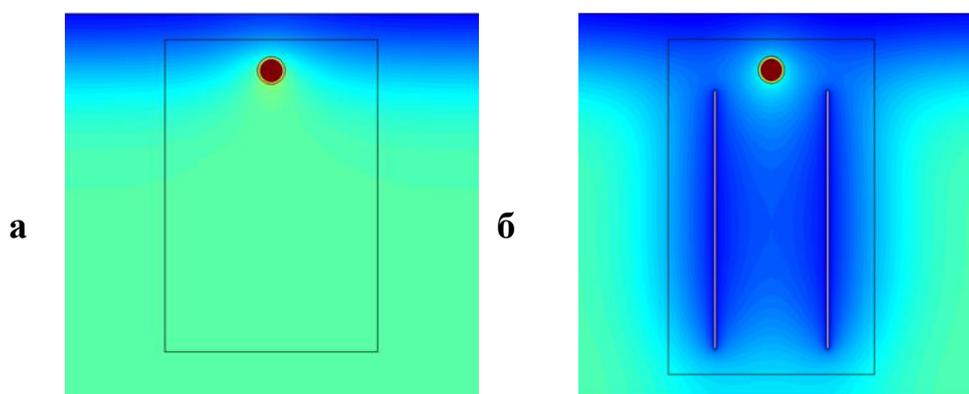


Рисунок 4 – Температурное поле грунта:

**а** – нефтепровод без СОУ; **б** – нефтепровод с СОУ

В связи с этим, факторы, влияющие на формирование температурных полей грунта вокруг нефтепровода, окажут влияние на скорость остывания нефти. Численные исследования проведены для 4 вариантов природно-климатических условий. Температура воздуха и скорость ветра при проведении численного эксперимента принимали различные значения и соответствовали данным из СП 131.13330.2020 «Строительная климатология» для 4 территорий Крайнего Севера. Полученная графическая зависимость скорости остывания нефти с 30 °С до 10 °С от месяца остановки представлена на рисунке 5а. Анализ графических зависимостей показал, что для всех рассмотренных условий наиболее опасным в году для остановки перекачки является временной промежуток с ноября по конец апреля с экстремумом в феврале-марте. Дальнейшие результаты исследований представлены для наихудших условий.

Согласно нормативно-техническим документам, допускается производить остановку перекачки по нефтепроводу на 72 часа, но для труднодоступных участков возможно увеличивать время до 120 часов. Проведен численный эксперимент и рассчитаны темпы охлаждения нефти для нефтепроводов диаметром от 530 мм до 1020 мм (см. рисунок 5б) с толщиной теплоизоляции от 75 мм до 125 мм и начальной температурой от 20 °С до 30 °С (см. рисунок 6).

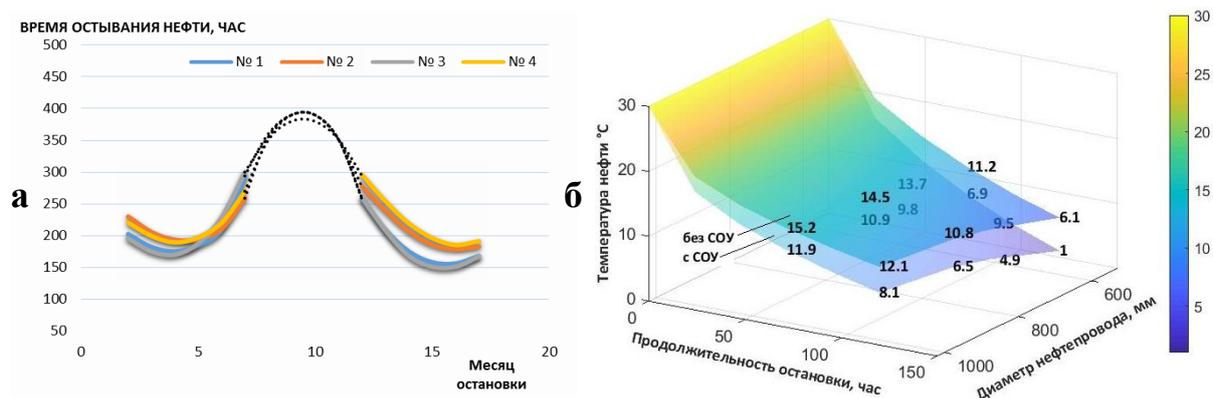


Рисунок 5 – Зависимость времени остывания нефти:

**а** – от месяца остановки при различных погодных условиях;

**б** – от продолжительности остановки и диаметра нефтепровода

Впервые получены графические зависимости, позволяющие определить температуру нефти в нефтепроводе с установленными сезоннодействующими охлаждающими устройствами при остановке в процессе остывания (см. рисунок 6).

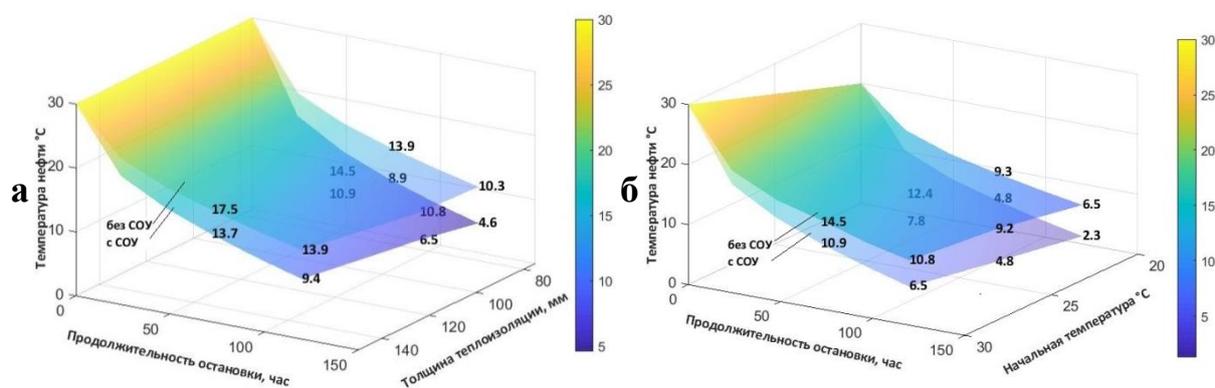


Рисунок 6 – Зависимость температуры нефти в нефтепроводе 820 мм:

**а** – от толщины теплоизоляции; **б** – от начальной температура нефти

Установлено, что термостабилизаторы ускоряют темп охлаждения. Полученные значения температур могут быть использованы для определения величин пусковых давлений и времени безопасной остановки нефтепровода.

В результате обработки результатов численного эксперимента получена зависимость, позволяющая рассчитать температуру нефти в процессе остывания остановленного нефтепровода с учетом влияния работы СОУ. Уравнение для расчета температуры нефти в процессе охлаждения представлено в виде формулы (4):

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

где  $\bar{l}_k, \bar{a}_T, \bar{\delta}, \bar{d}, \bar{t}_H, \bar{l}_M, \bar{\tau}$  – безразмерные величины факторов:  $l_k$  – длина конденсаторной части СОУ, м;  $a_T$  – коэффициент температуропроводности,  $\frac{m^2}{c}$ ;  $\delta$  – толщина теплоизоляции, м;  $d$  – диаметр нефтепровода, м;  $t_{ст}$  – начальная температура нефти,  $^{\circ}C$ ;  $l_M$  – расстояние между СОУ, м;  $\tau$  – продолжительность остановки, час.

Согласно методам планирования эксперимента, перевод от размерных величин к безразмерным предусмотрен с использованием формулы (5):

$$\bar{j} = \frac{2j - (j_{max} + j_{min})}{j_{max} - j_{min}}, \quad (5)$$

где  $\bar{j}$  – безразмерная величина фактора;  $j_{max}$  – максимальное значение варьирования фактора;  $j_{min}$  – минимальное значение варьирования фактора.

Для полученного уравнения (4) проведена оценка погрешности аппроксимации, которая составляет 2%. Расчетные значения критериев Фишера не превышают табличные при доверительной вероятности 95%. Разработанная зависимость может быть использована проектными и эксплуатирующими нефтепроводы организациями для определения времени безопасной остановки подземного нефтепровода, транспортирующего высоковязкие и высокозастывающие нефти, с учетом влияния СОУ.

Таким образом, установлено, что при остановке транспорта по нефтепроводу, проложенному в ММГ, на скорость охлаждения нефти оказывают влияние установленные для защиты от растепления грунтов СОУ. При транспорте ВВН и ВЗН и расчете пусковых давлений для определения времени безопасной остановки необходимо учитывать влияние установленных термостабилизаторов.

**В четвертой главе** представлена математическая модель расчета минимального давления, необходимого для пуска в работу магистрального нефтепровода, расположенного в многолетнемерзлых грунтах, с СОУ и методика расчета времени безопасной остановки. Установлено: учет температурного поля грунта, сформированного в процессе совместной работы нефтепровода с термостабилизаторами, увеличивает величину минимального давления, необходимого для запуска перекачки.

Величина пускового давления, вводимого в рабочий режим нефтепровода, складывается из потерь на трение и на преодоление предельного напряжения сдвига:

$$p = (h_l + h_\tau) \cdot \rho_H \cdot g, \quad (6)$$

где  $h_l$  – потери напора на трение по длине нефтепровода, м;  $h_\tau$  – напор на преодоление предельного напряжения сдвига, м;  $\rho_H$  – плотность,  $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ .

Потери напора на трение:

$$h_l = \beta \frac{Q^{2-m} \cdot v_H^m}{d^{5-m}} \frac{e^{um(t-t_0)}}{\alpha_\infty} \left( Ei \left( -u \left( m - \frac{1}{3} \frac{k}{\alpha_1} \right) (t_H - t_0) \right) - Ei \left( -u \left( m - \frac{1}{3} \frac{k}{\alpha_1} \right) (t_K - t_0) \right) \right), \quad (7)$$

где  $\beta$  и  $m$  – коэффициенты в формуле Лейбензона;  $u$  – коэффициент крутизны вискограммы;  $-Ei(-x)$  – интегрально-показательная функция от отрицательного аргумента.

Потери напора на преодоление предельного напряжения сдвига определяются по формуле, представленной в работе Н. А. Гаррис, Ю. О. Гаррис:

$$h_\tau = \frac{16\tau_0}{3d_1} \frac{l}{Su} \left( \ln \left( \frac{t_y - t_0}{t_K - t_0} + \frac{t_H - t_0}{t_y - t_0} - 1 \right) \right), \quad (8)$$

где  $Su = \ln \frac{t_H - t_0}{t_K - t_0}$ ;  $\tau_0$  - предельное напряжение сдвига при температуре, Па.

Величину напряжения сдвига найдем по формуле В. Г. Котена:

$$\tau_0 = \tau'_0 \cdot e^{-s \cdot t_*} - y, \quad (9)$$

где  $\tau'_0$  и  $s$  – коэффициенты, постоянные для отдельной взятой нефти, определяемые методом наименьших квадратов;  $y$  – коэффициент (определяется полуграфическим методом);  $t_*$  – температура нефти,  $^{\circ}\text{C}$ .

Величина давления, необходимая для ввода в рабочий режим нефтепровода с СОУ, получена с учетом зависимости предела текучести нефти от температуры (см. рисунок 7) и зависимости плотности и вязкости от температуры (см. рисунок 8), которые представлены в работе П. А. Кырнышева, В. О. Некучаева, П. В. Федорова.

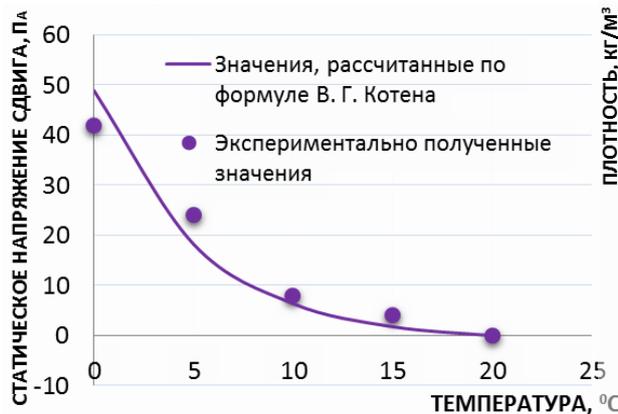


Рисунок 7 - Зависимость статического напряжения сдвига от температуры

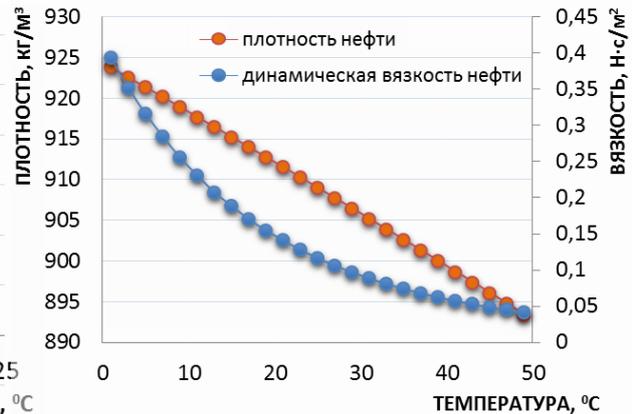


Рисунок 8 - Зависимость плотности и вязкости от температуры

На рисунке 9 представлена полученная графическая зависимость давления, необходимого для ввода в рабочий режим нефтепровода, от продолжительности остановки для ВВН и ВЗН.

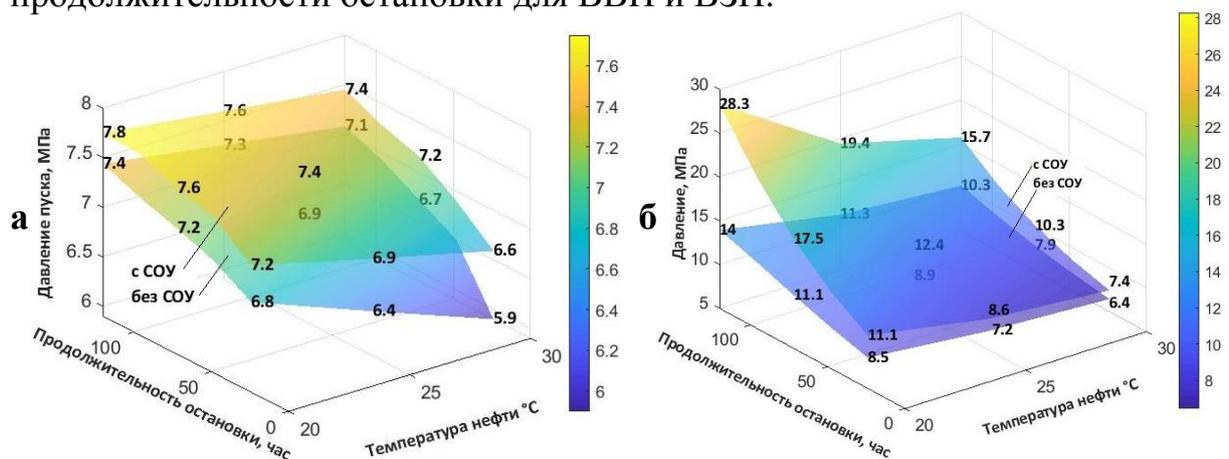


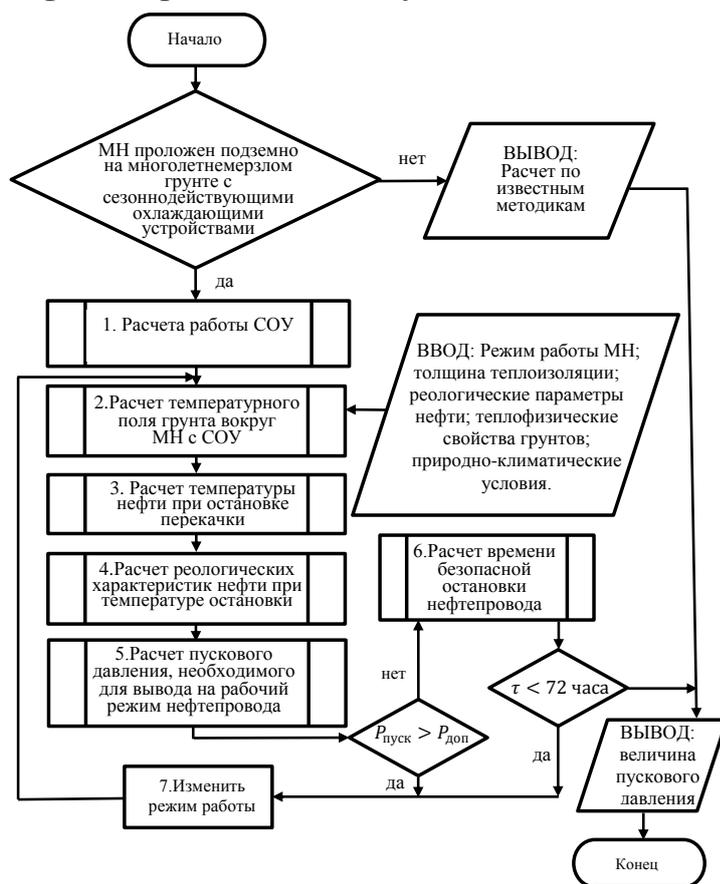
Рисунок 9 – Зависимость величины пускового давления от продолжительности остановки нефтепровода 820 мм:

**а** – для высоковязкой нефти; **б** – для высокозастывающей нефти

Установлено, что для запуска в работу остановленного нефтепровода в многолетнемерзлых грунтах с термостабилизаторами требуется на 10÷60 % больше давления относительно рабочего при остановке на 72 часа и 120 часов соответственно. Полученные величины давления превышают допустимые значения, что не позволит произвести пуск и ввод в рабочий режим нефтепровода с СОУ.

Полученные результаты выполненных исследований позволили разработать методику определения времени безопасной остановки нефтепровода и расчета давления для успешного запуска в работу магистрального нефтепровода.

В рамках методики был предложен алгоритм (рисунок 10), который позволит оперативно определить время безопасной остановки нефтепровода, транспортирующего высоковязкую и высокозастывающую нефть, а при значениях пусковых давлений выше допустимых принять



решение по изменению режима работы трубопровода. Алгоритм позволяет рассчитать минимально необходимое давление для запуска в работу нефтепровода. Ценность методики заключается в учете влияния термостабилизатора при определении температуры нефти в процессе остывания при остановке перекачки. Значимость состоит в возможности определения граничных значений

Рисунок 10 – Алгоритм расчета пускового давления нефтепровода

реологических характеристик нефти для предиктивного

предупреждения аварий и инцидентов и аварийного прекращения транспорта, при котором будет обеспечен безопасный ввод в рабочий режим.

По результатам численных исследований установлено, что учет температурного поля грунта, сформированного в процессе совместной работы нефтепровода с СОУ, увеличит величину минимального давления, необходимого для запуска перекачки нефти. В связи с этим, для более точного определения пусковых давлений необходимо использовать разработанную методику, которая учитывает влияние установленных вдоль подземного магистрального нефтепровода СОУ. Разработанная методика позволяет рассчитать величину давления, необходимого для запуска в работу магистрального нефтепровода.

## **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 ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ**

### **Публикации в изданиях из перечня ВАК**

#### **при Министерстве науки и высшего образования РФ:**

1. 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.
2. 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.
3. 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.
4. 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.

5. Якупов А. У. 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.

#### **В других изданиях**

6. Якупов А. У. Математическая модель остывания нефти в нефтепроводе / А. У. Якупов, Ю. Д. Земенков // Проблемы функционирования систем транспорта: материалы Всероссийской (национальной) научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Тюмень, 2020. – С. 206-208.

7. Якупов А. У. Анализ методик времени безопасной остановки подземного нефтепровода / А. З Кулахметова, А. У. Якупов, О. В. Тарасова // Нефтегазовый терминал: материалы международной научно-практической конференции «Транспорт и хранение углеводородного сырья». – Тюмень, 2019. – Т.1. – С. 346-350.

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

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

10. 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.