

На правах рукописи

ЮКИН АРКАДИЙ ФЕДОРОВИЧ

**УПРАВЛЕНИЕ ТЕПЛОВЫМИ РЕЖИМАМИ ТРАНСПОРТА  
ВЯЗКИХ И ЗАСТЫВАЮЩИХ НЕФТЕЙ И НЕФТЕПРОДУКТОВ**

Специальность 25.00.19 - «Строительство и эксплуатация  
нефтегазопроводов, баз и хранилищ»

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
доктора технических наук

Уфа - 2004

Работа выполнена в Уфимском государственном нефтяном техническом университете.

**Научный консультант** доктор технических наук, профессор  
**Галлямов Абuzар Карамович.**

**Официальные оппоненты:** доктор технических наук, профессор  
**Абузова Фатиха Фиттяховна;**

доктор физико-математических наук,  
профессор  
**Байков Виталий Анварович;**

доктор технических наук, доцент  
**Новоселов Владимир Викторович.**

**Ведущая организация** Центр энергосберегающих технологий Республики Татарстан при Кабинете Министров Республики Татарстан.

Защита состоится « 21 » октября 2004 года в 11-00 на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при Уфимском государственном нефтяном техническом университете по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Автореферат разослан «\_\_15\_\_» сентября 2004 года.

Ученый секретарь  
диссертационного совета

Матвеев Ю.Г.

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### Актуальность проблемы

Нефтяная промышленность является одной из важнейших составных частей топливно-энергетического комплекса. «Энергетическая стратегия России на период до 2020 г.» предусматривает дальнейшее увеличение добычи нефти как для внутреннего потребления, так и на экспорт, интенсивную реализацию организационных и технологических мер по экономии топлива и энергии.

Основной объём российской нефти в настоящее время добывается в Западной Сибири, в удалении от основных потребителей нефти и нефтепродуктов. Поэтому конкурентоспособность российской нефтяной промышленности во многом зависит от эффективности доставки нефти и продуктов ее переработки покупателю.

Себестоимость транспорта существенно возрастает в сложных климатических условиях севера. Это определяется рядом факторов, основными из которых являются низкие температуры и наличие вечной мерзлоты. При низких температурах большинство нефтей и многие нефтепродукты становятся высоковязкими жидкостями с явно выраженными неньютоновскими свойствами. Наиболее распространенным видом транспорта высоковязких, застывающих нефтей был и остается трубопроводный транспорт. В сложных климатических условиях часто приходится отказываться от испытанных традиционных схем сооружения и эксплуатации нефтепроводов. Разработка нетрадиционных проектов трубопроводного транспорта нефти требует более тщательной подготовительной работы, направленной на прогнозирование осложнений при эксплуатации нефтепровода и разработку методов их устранения. В этих условиях обеспечение надежности транспорта требует решения задачи диагностирования, прогнозирования и оптимизации тепловых режимов работы нефтепроводов.

Альтернативные виды транспорта (железнодорожный и автомобильный) также сталкиваются с проблемой текучести нефтепродуктов при низ-

ких температурах окружающей среды. Нехватка либо техническое несовершенство средств подогрева высоковязких нефтепродуктов приводят к сверхнормативным срокам обработки цистерн и неполному сливу нефтепродуктов (в отдельных случаях остаток нефтепродукта в цистерне может достигать одной – полутора тонн). Часть этих остатков безвозвратно теряется из-за невозможности утилизации или реализуется как некондиционный продукт.

Поэтому вопросы оптимизации осложненных тепловых режимов транспорта высоковязких, застывающих нефтей и нефтепродуктов являются актуальными.

**Цель работы** – разработка методов управления и оптимизации тепловых режимов транспорта высоковязких нефтей и нефтепродуктов, позволяющих повысить энергетическую эффективность и надежность работы транспортных систем.

#### **Задачи исследований**

1. Разработка методов расчета и прогнозирования стационарных тепловых режимов работы теплоизолированных трубопроводов с путевым электроподогревом.
2. Моделирование нестационарных тепловых режимов работы теплоизолированных трубопроводов с путевым электроподогревом.
3. Разработка методов оптимального управления системой путевого электроподогрева трубопроводов.
4. Прогнозирование тепловых режимов работы надземных трубопроводов с применением вероятностно – статистических методов и методов имитационного моделирования.
5. Исследование влияния неравновесных характеристик нефти на точность диагностирования осложненных тепловых режимов нефтепроводов.
6. Обеспечение надежности транспорта и хранения застывающих нефтей и нефтепродуктов.

7. Повышение эффективности систем электроподогрева трубопроводов, емкостей хранения и транспортировки нефти и нефтепродуктов.

### **Научная новизна**

1. Разработана методика расчета тепловых режимов теплоизолированных трубопроводов с путевым электроподогревом, учитывающая особенности монтажа электронагревательных элементов на поверхности трубы. Учет особенностей распределения электронагревательных элементов на поверхности трубы имеет особое значение в случае разогрева трубопровода с застывшим нефтепродуктом.
2. Исследованы методы моделирования нестационарных тепловых режимов трубопровода с путевым подогревом. Предложены алгоритмы расчета переходных и периодических режимов работы системы путевого подогрева трубопроводов. Показана эффективность применения теорем сравнения для оценки переходных тепловых режимов трубопровода с путевым электроподогревом.
3. Впервые поставлена задача оптимального управления тепловым режимом трубопровода с путевым электроподогревом. Задача поставлена в рамках математической теории управления. На основе принципа максимума Понтрягина получено оптимальное распределение мощности путевого электроподогрева по длине трубопровода. Исследованы условия существования решения и общие закономерности финитного оптимального управления нестационарным тепловым режимом нефтепровода с путевым электроподогревом.
4. Предложен метод имитационного моделирования для прогнозирования тепловых режимов надземных нефтепроводов. Метод позволяет на этапе проектирования прогнозировать основные параметры энергоэффективности и надежности работы трубопровода.
5. На основе теории катастроф исследованы осложненные тепловые режимы нефтепроводов с нарушенной тепловой изоляцией. Показано, что распреде-

ление по длине трубопровода слоя застывшего нефтепродукта подчиняется общей закономерности, описываемой катастрофой типа «сборки».

6. На основании принципов неравновесной термодинамики, а именно принципа минимума производства энтропии и принципа наименьшего рассеяния энергии, исследовано влияние неравновесных характеристик нефти на тепловые и гидродинамические процессы. Показано, что неравновесные характеристики снижают эффективность применения методов решения обратных задач для диагностирования осложненных режимов работы нефтепроводов.
7. Показано, что при транспорте застывающих нефтей и нефтепродуктов система «аварийного» электроподогрева наиболее эффективна при комбинированной прокладке трубопроводов.

**На защиту выносятся** результаты научных разработок по моделированию, диагностированию, прогнозированию и оптимизации тепловых режимов транспорта и хранения высоковязких нефтей и нефтепродуктов, направленных на повышение эффективности и надежности работы транспортных систем.

#### **Практическая ценность работы**

Результаты работы использованы при разработке нормативных документов: РД-39-3-22-77; РД-39-3-70-78; РД-39-30-475-80; комплексной программы Республики Башкортостан «Энергосбережение на 2003-2005гг.».

Методика расчета и оптимизации параметров тепловых режимов хранения нефтепродуктов использована при проектировании и испытаниях системы электроподогрева резервуаров для хранения темных нефтепродуктов на Иглинской нефтебазе ОАО «Башкирнефтепродукт».

Методика прогнозирования тепловых потерь надземных трубопроводов и резервуаров на основе метода имитационного моделирования используется Центром энергосбережения Республики Башкортостан при проведении энергетических обследований предприятий нефтегазового комплекса РФ. Методика применялась при обследовании ОАО «Башкирнефтепродукт», ОАО «Уренгойгазпром».

Методика определения оптимальных тепловых режимов транспорта высоковязкой нефти использована Региональным инновационным центром энергосбережения Республики Коми при проведении энергетических обследований предприятия «Северные магистральные нефтепроводы» ОАО АК «Транснефть».

Методы расчета и оптимизации параметров системы электроподогрева используются в учебном процессе кафедры транспорта и хранения нефти и газа УГНТУ.

Методы исследования особых режимов оптимального управления используются в учебном процессе кафедры математического моделирования УГНТУ.

**Апробация работы.** Основные положения диссертации доложены и обсуждены на:

- Республиканской конференции «Результаты научных исследований в области повышения качества продукции и эффективности производства предприятий нефтяной, газовой и нефтеперерабатывающей промышленности Башкирии». (Уфа, 1977 г.)

- Республиканской научно-технической конференции «Роль ученых в ускорении научно технического прогресса и в подготовке кадров». (Уфа, 1978 г.)

- VI Всесоюзном семинаре по гидравлике промывочных жидкостей и тампонажных растворов. (Астрахань, 1978 г.)

- научно-технической конференции "Состояние научно-исследовательских работ в решении проблем по комплексным программам нефтегазовой промышленности». (Уфа, 1979 г.)

- Республиканской научно-технической конференции "Проблемы нефти и газа". (Уфа, УНИ, 1981 г.)

- Всесоюзном семинаре "Пути повышения нефтеотдачи пластов и интенсификация разработки нефтяных месторождений путем совершенствования технологических процессов". (Ухта, 1983 г.)

- II зональной научно-технической конференции по комплексной программе РСФСР "Нефть и газ Западной Сибири". (Тюмень, 1983 г.)
- Республиканской научно-технической конференции "Актуальные проблемы нефти и газа". (Уфа, 1984 г.)
- IV Всесоюзной конференции "Применение вероятностно-статистических методов в бурении и нефтедобыче". (Баку, 1984 г.)
- VII Всесоюзной конференции по теплообмену. (Минск, 1984 г.)
- Республиканской научно-технической конференции "Вузовская наука – научно-техническому прогрессу". (Уфа, 1986 г.)
- III Международной научно-технической конференции "Управление в технических системах." (Ковров, 2000 г.)
- научно-технической конференции «Региональные проблемы энергосбережения и пути решения». (Нижний Новгород, 2002 г.)
- Международной научно-технической конференции «Трубопроводный транспорт – сегодня и завтра». (Уфа: УГНТУ, 2002 г.)
- IV конгрессе нефтегазопромышленников России. (Уфа: Транстэк, 2003г.)
- III Российском энергетическом форуме. (Уфа: Транстэк, 2003г.)
- II Международной научно-технической конференции «Новоселовские чтения». (Уфа: УГНТУ, 2004г.)

### **Публикации**

По материалам диссертации опубликована 71 работа, в том числе 2 монографии, 1 тематический обзор, 35 статей, 27 тезисов докладов на научно-технических конференциях, 6 нормативных документов. 15 работ опубликовано в ведущих журналах и издательствах РФ, рекомендованных ВАК РФ.

### **Структура и объем работы**

Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, основных выводов, содержит 324 страницы машинописного текста, в том числе 16 таблиц, 69 рисунков, библиографический список использованной литературы из 275 наименований и одного приложения.



## КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** обоснована актуальность работы, сформулированы цель и основные задачи исследования, показана научная новизна и практическая ценность работы, дана общая характеристика диссертационной работы.

**Первая глава** посвящена анализу существующих технологий транспорта и хранения высоковязких нефтей и нефтепродуктов, а также исследованию нерешенных проблем по обеспечению безопасного теплового режима транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов в сложных климатических условиях.

Трубопроводный транспорт был и остается на сегодняшний день наиболее распространенным видом транспорта нефти и нефтепродуктов. Наиболее серьезные технологические осложнения связаны с транспортом высоковязких и застывающих нефтей. Под термином «высоковязкая, застывающая нефть (нефтепродукт)» будем понимать нефть (нефтепродукт), транспорт которой по трубопроводам в заданных условиях невозможен без применения специальных способов улучшения транспортабельных свойств (подогрев, разбавители и т. д.). Улучшение реологических характеристик нефти может быть достигнуто различными способами: смешением с углеводородными разбавителями, применением поверхностно-активных веществ, различных депрессаторов, полимерных добавок, растворенного газа. Однако наибольшее распространение получил транспорт нефти с предварительным подогревом, впервые предложенный В.Г. Шуховым. Дальнейшее развитие теоретических основ технологии транспорта высоковязких нефтей по трубопроводу было сделано в работах Л.С. Лейбензона, В.И. Черникина, В.С. Яблонского. Научными исследованиями по проблемам трубопроводного транспорта высоковязких жидкостей в разное время занимались многие исследователи. Среди трудов, посвященных этому направлению, следует особо выделить работы Л.С. Абрамзона, В.М. Агапкина, Р.Н. Бикчента, А.К. Галлямова, Н.А. Гаррис, В.Е. Губина, В.Н. Дегтярева, Б.Л. Кривошеина, А.Х. Мирзаджанзаде, В.Ф. Новоселова, Ю.А. Сковородникова, Б.А. Тонкошкурова, П.И. Тугунова, В.И. Харламенко, В.А. Юфина и др.

В этих работах затронуты различные вопросы организации транспорта высоковязких нефтей и нефтепродуктов. В целом можно утверждать, что все основные проблемы и особенности эксплуатации «горячих» подземных трубопроводов достаточно хорошо изучены. Основной проблемой расчета и прогнозирования тепловых режимов подземных трубопроводов является точность прогноза теплофизических параметров грунта вдоль трассы трубопровода, особенно в зоне распространения вечномерзлых и увлажненных грунтов. Причем это не связано с недостаточной изученностью физических процессов. Вопросам взаимодействия трубопровода с грунтом всегда уделялось много внимания и посвящено большое количество научных работ. Однако мерзлотные процессы и процессы влагопереноса относятся к неустойчивым физическим явлениям, на которые оказывают влияние многие случайные факторы.

Прогнозирование состояния грунта вблизи трубопровода имеет особое значение для условий севера. В этих условиях не всегда возможна традиционная подземная прокладка трубопровода. Следует отметить, что для многих сортов нефти и нефтепродуктов температура грунта на глубине залегания трубопровода выше температуры застывания. Для надземных участков трубопроводов положение противоположное. Для многих сортов нефти и нефтепродуктов минимальная температура воздуха ниже температуры застывания. Поэтому вопросы обеспечения надежности транспорта нефти в зимнее время приобретают особое значение. В частности, при надземной прокладке трубопроводов в большинстве случаев требуется тепловая изоляция.

Для обеспечения безопасности теплового режима нефтепроводов может применяться путевой электроподогрев. Системы электроподогрева трубопроводов и резервуаров были успешно испытаны в промышленных условиях на многих нефтебазах, нефтепромыслах, нефтехимических производствах в конце 70-х - 80-е годы прошлого столетия. В дальнейшем в нашей стране внедрение технологии электроподогрева, как и других новых технологий, приостановилось в силу известных причин. За последние годы на за-

паде, в частности в США, технология производства греющих кабелей, тепловых пленок, теплоизоляционных покрытий существенно продвинулась вперед.

Внедрению технологии электроподогрева в основном препятствует высокая стоимость электроэнергии. Поэтому вопросы оптимизации параметров работы системы электроподогрева имеют особое значение. Без их решения невозможно оценить экономическую целесообразность внедрения электроподогрева.

В заключительном разделе главы обсуждаются критерии оптимальности работы транспортных систем. Показана существенная неопределенность в прогнозе стоимости основных энергоносителей. Стоимость электроэнергии для систем электроподогрева может быть существенно снижена за счет оптимизации тарифов на электроэнергию.

При проектировании систем транспорта и хранения нефтепродуктов, наряду с экономическими критериями капитальных и эксплуатационных расходов, приходится учитывать также и другие критерии. В частности, при сравнении различных способов транспорта нефти и нефтепродуктов необходимо учитывать ограничения, связанные с обеспечением надежности транспорта застывающей жидкости.

Проведенный анализ позволил сформулировать основные задачи исследования.

**Вторая глава** посвящена разработке методов расчета, прогнозирования и оптимизации режимов работы теплоизолированных трубопроводов с путевым электроподогревом. В начале главы исследуется влияние случайных факторов на точность определения тепловых потерь трубопровода с тепловой изоляцией при различных способах прокладки. Наибольшую неопределенность в расчеты стационарного теплового режима трубопровода вносит погрешность определения коэффициента теплопередачи. Для подземных трубопроводов неопределенность коэффициента теплопередачи от трубопровода в окру-

жающую среду связана с неопределенностью теплофизических характеристик грунта. Однако для теплоизолированных трубопроводов можно получить простые (верхнюю и нижнюю) оценки тепловых потерь.

Для надземной прокладки коэффициент внешней теплоотдачи зависит от скорости ветра и может рассматриваться как случайная величина. В работе на основании теории вероятностей исследуется влияние этого фактора на точность расчета теплового режима трубопровода в зависимости от толщины тепловой изоляции. Для прогнозирования тепловых потерь надземных трубопроводов предложен метод имитационного моделирования с использованием банка данных о среднесуточных температурах воздуха за несколько десятков лет.

Второй раздел главы посвящен методам расчета теплового режима трубопровода с путевым электроподогревом. Общая постановка задачи стационарного теплового режима трубопровода с путевым электроподогревом включает несколько сопряженных стационарных задач. К ним относятся: задача теплообмена между жидкостью и стенкой трубы; задача распределения тепловых полей в нагревательных элементах, стенке трубопровода, теплоизоляции и грунте (для подземного трубопровода). Строгая постановка этих задач зависит от типа нагревательных элементов, их расположения и геометрии.

Предложенные в настоящее время способы путевого электроподогрева можно разбить условно на два типа. В системах электроподогрева первого типа мощность подогрева равномерно распределена по поверхности трубы. В системах второго типа тепловая мощность выделяется в нагревателях, имеющих достаточно малую площадь контакта со стенкой трубопровода. К этому типу относятся системы, использующие гибкие нагревательные ленты и кабели.

При равномерном распределении мощности подогрева по поверхности трубопровода расчет теплового режима производится на основании теплового баланса. При малой площади контакта нагревательного элемента с поверхностью трубы необходимо решать сопряженную задачу распространения тепла в стенке трубы и теплообмена между нефтепродуктом и стенкой трубы. Для тру-

бопроводов малого диаметра выравнивание температуры стенки трубы обусловлено во многом высокой теплопроводностью стали. Однако для трубопроводов большого диаметра неравномерность распределения температуры по поверхности трубы существенно зависит от коэффициента внутренней теплоотдачи. При снижении коэффициента теплоотдачи эффективность электроподогрева резко падает. Это обстоятельство необходимо учитывать при проектировании систем для поддержания температуры нефтепродукта в остановленном трубопроводе или в емкости хранения. Для таких систем нагреватели целесообразно располагать в нижней части трубы, так как эффективность их использования в этом случае будет значительно выше. Существенное снижение эффективности системы при расположении нагревателей вдоль верхней образующей трубы проверено экспериментально.

При поиске оптимальных тепловых режимов теплоизолированных трубопроводов необходимо учитывать теплоту трения. Выделяемая в потоке жидкости теплота трения в некоторых случаях может компенсировать значительную часть, а иногда и превышать тепловые потери трубопровода в окружающую среду. При этом можно говорить о диссипативном путевом подогреве трубопровода. Для нефтепроводов большого диаметра при хорошей тепловой изоляции теплота трения может компенсировать тепловые потери даже для надземных нефтепроводов в зимних условиях. Однако режимы работы нефтепроводов с диссипативным подогревом очень чувствительны к изменениям внешних условий и производительности нефтепровода. В частности, в зоне квадратичного трения мощность теплоты трения пропорциональна кубу производительности. Поэтому малое снижение производительности существенно уменьшает мощность выделяемой энергии, а следовательно, и температуру перекачки. Снижение на 30% производительности снижает выделяемую теплоту трения примерно в три раза. В результате резко меняется режим работы нефтепровода. Поэтому в работе исследованы особенности работы трубопровода

с диссипативным подогревом. В частности, исследованы осложненные режимы работы таких трубопроводов.

При постановке задачи выбора температуры подогрева нефти естественным критерием оптимальности является критерий минимума суммарных затрат на подогрев и перекачку нефти при условии заданной пропускной способности трубопровода. Этот же критерий остается справедливым и при выборе оптимальных режимов трубопроводов с путевым электроподогревом. Однако в этом случае удельная стоимость энергии подогрева равна стоимости энергии, идущей на перекачку (и в том и в другом случае используется электрическая энергия). Поэтому можно искать минимум суммарных энергозатрат  $\Theta$  в единицу времени, которые определяются соотношением

$$\Theta = \frac{1}{\eta_0} \int_0^L W(x) dx + \frac{Q \Delta p}{\eta_H}, \quad (1)$$

где  $L$  – длина трубопровода (м);  $W$  – полезная мощность электроподогрева (Вт/м);  $\eta$  – коэффициент полезного действия системы путевого электроподогрева;  $Q$  – объем перекачки ( $\text{м}^3/\text{с}$ );  $\Delta p$  – перепад давления (Па);  $\eta_H$  – коэффициент полезного действия насосов.

С учетом тепла трения уравнение теплового баланса имеет вид

$$\rho c Q \frac{d\theta}{dx} + \pi k D (\theta - \theta_0) = \eta_1 W + \left( - \frac{dp}{dx} \right) Q, \quad (2)$$

где  $\rho$ ,  $c$  – соответственно плотность и теплоемкость нефти;  $\theta$  – усредненная по сечению трубопровода температура нефти;  $\theta_0$  – температура окружающей среды;  $k$  – коэффициент теплопередачи от нефти в окружающую среду;  $D$  – внутренний диаметр трубопровода;  $\eta_1$  – коэффициент, учитывающий качество контакта нагревателя с подогреваемой жидкостью.

Энергия, развиваемая насосами, также идет на подогрев нефти в виде теплоты трения. Причем эта энергия выделяется непосредственно в потоке. В работе доказано, что минимум суммарных энергозатрат достигается в случае,

когда перепад давления максимален. На основании этого поставлена задача минимума энергозатрат на работу системы электроподогрева при заданном максимальном перепаде давления. Задача поставлена как задача оптимального управления распределенной по длине трубопровода мощностью электроподогрева.

Найти управление, минимизирующее функционал

$$I = \int_0^L W(x) dx, \quad 0 \leq W \leq \bar{W} \quad (3)$$

при условии

$$\int_0^L \left( -\frac{dp}{dx} \right) dx = \Delta p_{\max} \quad (4)$$

и условия выполнения уравнения (2) с начальным условием  $\theta(0) = \theta_n$ . Здесь  $\bar{W}$  - максимальная мощность электроподогрева,  $\theta_n$  - температура нефти на входе в трубопровод. Для удобства теоретического рассмотрения задачи оптимального управления удобно перейти к безразмерным параметрам. Введем характерную длину изменения температуры в нефтепроводе  $L_\theta = \frac{\rho c Q}{\pi k D}$  и перейдем к

безразмерной координате  $\tau = \frac{x}{L_\theta}$ . Введем безразмерную температуру нефти

$$y_1 = \frac{(\theta - \theta_{от})}{\Delta\theta_{норм}}, \quad \text{безразмерную температуру окружающей среды } y_0 = \frac{(\theta_0 - \theta_{от})}{\Delta\theta_{норм}},$$

безразмерное давление  $p^* = \frac{p}{\Delta p_{норм}}$  (где  $\theta_{от}$  - некоторая выбранная температура,

например,  $\theta_0$ ;  $\Delta\theta_{норм}$ ,  $\Delta p_{норм}$  - нормирующие множители, учитывающие характерный интервал изменения соответствующих параметров). Обозначим безразмерное управление через  $u$ , а градиент давления, зависящий от температуры, через  $\varphi(y_1)$ . Тогда

$$u = \frac{\eta_1 W}{\pi k D \Delta\theta_{норм}}; \quad (5)$$

$$\varphi(y_1) = \frac{L_\theta}{\Delta p_{\text{норм}}} \left( -\frac{dp}{dx} \right). \quad (6)$$

Введем также дополнительные переменные

$$y = \int_0^\tau u d\tau; \quad y_2 = \int_0^\tau \varphi(y_1) d\tau. \quad (7)$$

Тогда

$$y(T) = \frac{I\eta_1}{\pi k D \Delta\theta_{\text{норм}} L_\theta}; \quad y_2(T) = A, \quad (8)$$

$$\text{где } T = \frac{L}{L_\theta}, \quad A = \frac{\Delta p_{\text{max}}}{\Delta p_{\text{норм}}}.$$

Нетрудно заметить, что условие минимума выражения (3) соответствует минимуму  $y(T)$ , а условие (4) - граничному условию на  $y_2(T)$ . Дифференцируя выражение (7) по  $\tau$  и преобразуя равенство (2), получаем следующую систему дифференциальных уравнений:

$$\begin{aligned} \frac{dy}{d\tau} &= u; \\ \frac{dy_1}{d\tau} &= y_0 - y_1 + u + b\varphi(y_1); \\ \frac{dy_2}{d\tau} &= \varphi(y_1), \end{aligned} \quad (9)$$

$$\text{где } b = \frac{\Delta p_{\text{норм}}}{\rho c \Delta\theta_{\text{норм}}}.$$

Граничные условия для системы (9) будут иметь вид

$$y_1(0) = y_{\text{н}}; \quad y(0) = 0; \quad y_2(0) = 0; \quad y_2(T) = A. \quad (10)$$

Таким образом, задача управления формулируется следующим образом: найти такое управление  $u(\tau)$  и фазовые переменные  $y_1(\tau)$ ,  $y_2(\tau)$ , которые удовлетворяют системе (9) и граничным условиям (10) и обращают в минимум величину  $y(T)$ . При этом на управление накладывается ограничение



$$0 \leq u \leq \bar{u}, \text{ где } \bar{u} = \frac{\eta_1 \bar{W}}{\pi k D \Delta \theta_{\text{норм}}}.$$

Задача (9) - (10) решается на основе принципа максимума Понтрягина. Для сопряженных переменных  $\lambda_1(\tau)$  и  $\lambda_2(\tau)$  (множителей Лагранжа) получена система уравнений

$$\begin{aligned} \frac{d\lambda_1}{d\tau} &= \lambda_1 \left( 1 - b \frac{\partial \varphi}{\partial y_1} \right) - \lambda_2 \frac{\partial \varphi}{\partial y_1}, \\ \frac{d\lambda_2}{d\tau} &= 0. \end{aligned} \quad (11)$$

Так как в поставленной задаче (9) - (10)  $y_1(0)$ ;  $y_2(0)$ ;  $y_2(T)$  заданы, то соответствующие вариации равны нулю. Следовательно,  $\lambda_1(0)$ ,  $\lambda_2(0)$ ,  $\lambda_2(T)$  произвольны. Так как  $y_1(T)$  не задано, т.е. вариация  $\delta y_1 \neq 0$ , то получаем граничное условие

$$\lambda_1(T) = 0. \quad (12)$$

Задача (9) - (12) - замкнутая задача для определения  $u$ ,  $y_1$ ,  $y_2$ ,  $\lambda_1$ ,  $\lambda_2$  при заданном управлении  $u$ . Оптимальному управлению соответствует максимум по  $u$  функции Гамильтона. С учетом ограничений на  $u$  сверху и снизу получаем зависимость оптимального управления от  $\lambda_1$

$$u = \begin{cases} 0, & \text{если } \lambda_1 < 1; \\ u^*, & \text{если } \lambda_1 = 1; \\ \bar{u}, & \text{если } \lambda_1 > 1, \end{cases} \quad (13)$$

где  $u^*$  - управление, соответствующее равенству нулю производной функции Гамильтона. Режим управления  $u = u^*$  в теории оптимального управления называется особым режимом. Особые режимы оптимального управления возникают, когда функционал линейно зависит от управления.  $u^*$  - постоянное по длине управление, соответствующее поддержанию некоторой постоянной по длине температуры  $y_1^*$ . Характерные графики изменения температуры  $y_1$  приведены на рис. 1 – 3. Следует отметить, что в случае

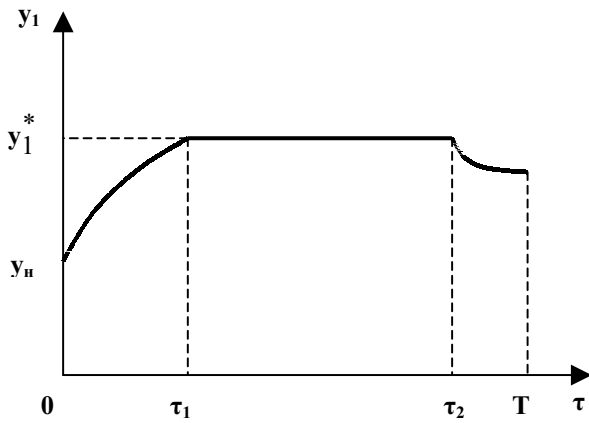


Рис. 1. Распределение оптимальной температуры по длине нефтепровода  $y_n < y_1^*$

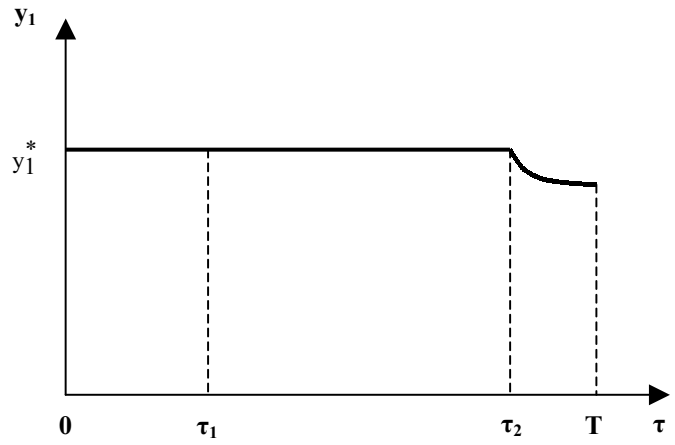


Рис. 2. Распределение оптимальной температуры по длине нефтепровода  $y_n = y_1^*$

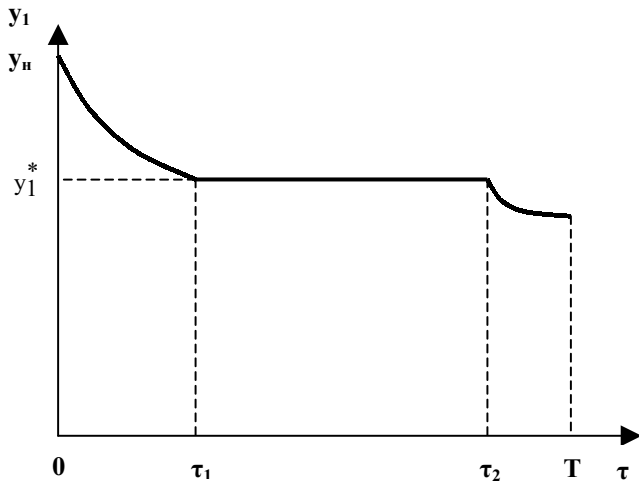


Рис. 3. Распределение оптимальной температуры по длине нефтепровода  $y_n > y_1^*$

$y_n < y_1^*$  решение может не существовать, так как мощности подогрева недостаточно для выполнения условий работы трубопровода.

Таким образом, задача минимизации функционала сводится к задаче поиска минимума функции трех переменных. Следует отметить, что при  $y_n < y_1^*$  (рис. 1) длина первого участка  $\tau_1$  определяется ограничением на установленную мощность электроподогрева.

При отсутствии указанного ограничения  $\tau_1 = 0$ , а управление имеет вид

$$u_1 = (y_1^* - y_n) \delta(\tau) + \Delta u(\tau), \quad (14)$$

где

$$\Delta u(\tau) = \begin{cases} u^*, & 0 < \tau < \tau_2; \\ 0, & \tau_2 < \tau < T. \end{cases}$$

$\delta$ -функция в выражении (14) определяет наличие в начале трубопровода пункта подогрева. В рассматриваемом случае подогрев в начальном пункте трубопровода более экономичен, чем путевой. Причем управление (14) получено при условии, что стоимость подогрева в начальном пункте совпадает со стои-

мостью путевого подогрева, т. е. определяется стоимостью электроэнергии. Однако известно, что существуют более дешевые источники энергии, которые реализуются в пунктах подогрева. В этом случае  $\delta$ -управление при  $\tau = 0$  будет больше, чем  $(y_1^* - y_n)$  и должно быть определено из решения общей задачи минимизации затрат на подогрев в начальном пункте и путевого подогрева. Критерием оптимальности в этом случае будут суммарные затраты на подогрев и перекачку нефти. Этот критерий может быть приведен к критерию (1) добавлением члена

$$\Delta \mathcal{E} = \frac{S_\theta}{\eta_\theta} c_p Q (\theta_n - \theta_n^0), \quad (15)$$

где  $S_\theta$  - относительная стоимость единицы тепловой энергии по отношению к стоимости электроэнергии;  $\eta_\theta$  - коэффициент полезного действия пункта подогрева;  $\theta_n$  - оптимальная температура подогрева;  $\theta_n^0$  - температура нефти на входе в пункт подогрева.

Случай, когда путевого подогрева отсутствует, достаточно хорошо изучен. Поэтому, в первую очередь, интересен случай ненулевого путевого подогрева. Однако в этом случае перепад давления должен быть максимальным. В результате мы получаем обобщение описанной выше задачи. Отличие рассматриваемой задачи от задачи (8) - (10) будет сводиться к граничным условиям при  $\tau = 0$  на величину, пропорциональную стоимости подогрева. В данном случае

$$y(0) = a (y_n - y_n^0), \quad (16)$$

где  $a = S_\theta \frac{\eta_1}{\eta_\theta}$ . Решение поставленной задачи определяет область эффективности электроподогрева. Эффективность применения электроподогрева зависит от свойств транспортируемого продукта, температуры окружающего воздуха, соотношения цен на тепловую и электрическую энергию, а также от ограничений на допустимые температуры нефтепродукта. Причем существенное значе-

ние имеет как максимально допустимая температура нагрева нефтепродукта, так и минимально допустимая температура нефтепродукта. Рассмотрим конкретный пример для надземного теплоизолированного трубопровода производительностью 2 млн т в год, диаметром 325 мм и длиной 180 км. Максимальный перепад давления 5,5 МПа. Тепловая изоляция толщиной 2,5 см с коэффициентом теплопроводности 0,04 Вт/м $\cdot$ °С. Характеристики транспортируемой нефти: плотность - 900 кг/м<sup>3</sup>, теплоемкость - 2,1 кДж/кг $\cdot$ °С, кинематическая вязкость при 20°С  $\nu_{20} = 1,22$  см<sup>2</sup>/с. Температура нефти на входе в трубопровод 40°С. Температура воздуха  $\theta_0 = -30$ °С. Оптимальное распределение температуры по длине трубопровода соответствует случаю, изображенному на рис. 2. Электроподогрев с удельной мощностью 114 Вт/м включен на участке (0–126 км). Общая мощность электроподогрева - 14 МВт. Температура нефти на выходе из трубопровода - 6°С.

Следует отметить, что система электроподогрева наиболее эффективна, когда имеется ограничение на минимальную температуру транспортируемой жидкости, в частности, при транспортировке застывающих нефтей и нефтепродуктов. При наличии ограничения на температуру нефти на выходе из тру-

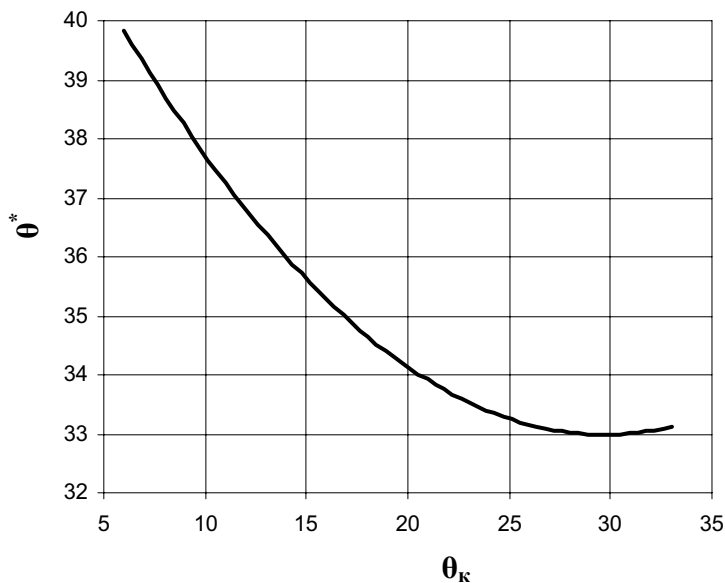


Рис. 4. Зависимость температуры  $\theta^*$  от ограничения  $\theta_k$

бопровода ( $\theta_k$ ) мощность электроподогрева линейно растет с увеличением  $\theta_k$ . При этом режим оптимального управления соответствует рис. 3. Для рассмотренного выше примера на рис. 4 представлена зависимость температуры  $\theta^*$  от ограничения  $\theta_k$ .

Представляет интерес рассмотреть задачу равномерного распределения мощности по

длине трубопровода. Из решения этой задачи можно сделать вывод об эффективности оптимального распределения мощности путевого подогрева и на его основе оценить целесообразность технической реализации оптимального управления. Как показывают расчеты, эффективность оптимального управления по сравнению с равномерно распределенным подогревом существенно зависит от конкретных условий работы трубопровода. На рис. 5 представлена зависимость

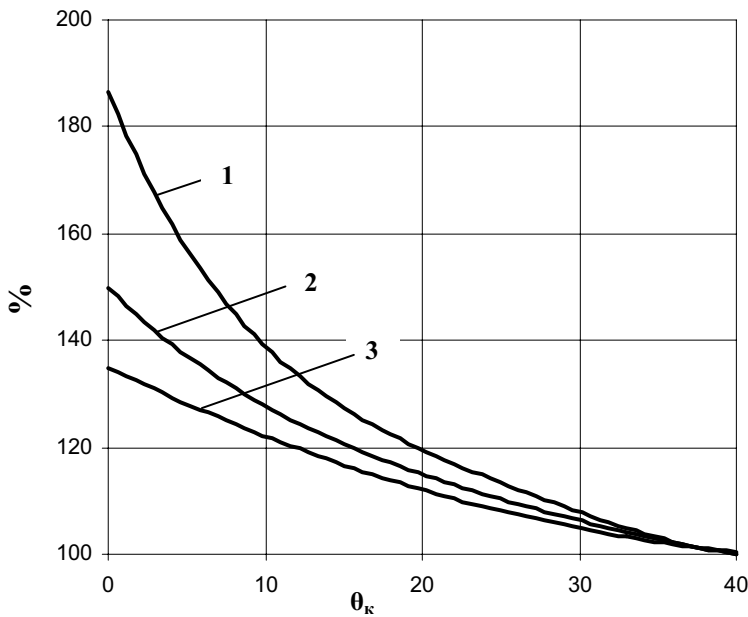


Рис. 5. Зависимость энергозатрат при равномерном распределении мощности электроподогрева (в процентах от оптимального) от ограничения  $\theta_k$ . (1 —  $\theta_0 = -10^\circ\text{C}$ , 2 —  $\theta_0 = -20^\circ\text{C}$ , 3 —  $\theta_0 = -30^\circ\text{C}$ )

энергозатрат при равномерном распределении мощности электроподогрева (в процентах от оптимального) от ограничения на конечную температуру нефти  $\theta_k$  для различных значений температуры воздуха  $\theta_0$ . Как видно из рисунка, эффективность оптимального управления существенно возрастает с уменьшением разности ( $\theta_k - \theta_0$ ).

Традиционным способом транспорта высоковязких, застывающих нефтей и нефтепродуктов

является предварительный подогрев в начальном пункте трубопровода. Т.к. стоимость тепловой энергии существенно ниже стоимости электроэнергии, подогрев в начальном пункте трубопровода может быть эффективнее путевого электроподогрева. На рис. 6 представлена зависимость затрат при подогреве в начальном пункте трубопровода (в процентах от стоимости оптимального электроподогрева) от ограничения на конечную температуру нефти  $\theta_k$  для различных значений температуры воздуха  $\theta_0$ . При расчете принято, что стоимость тепловой энергии составляет 20 % от стоимости электроэнергии. Как видно из рисунка, эффективность электроподогрева снижается с понижением тем-

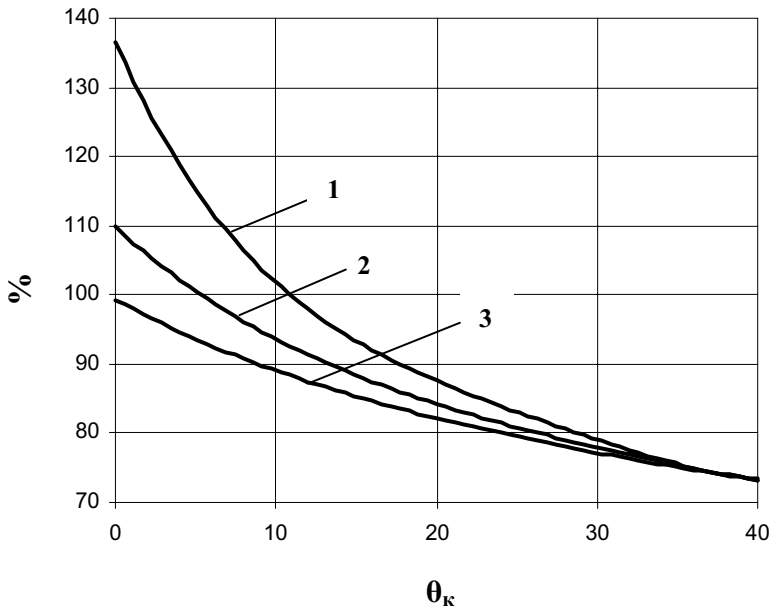


Рис. 6. Зависимость затрат при подогреве в начальном пункте трубопровода (в процентах от стоимости оптимального электроподогрева) от ограничения на конечную температуру нефти  $\theta_k$ . (1 –  $\theta_0 = -10^\circ\text{C}$ , 2 –  $\theta_0 = -20^\circ\text{C}$ , 3 –  $\theta_0 = -30^\circ\text{C}$ )

$\theta_0 = -30^\circ\text{C}$ .

**В третьей главе** рассматриваются вопросы моделирования нестационарных тепловых процессов в теплоизолированных трубопроводах. Строгая математическая постановка задачи содержит в себе уравнение теплообмена в нефтепродукте, стенке трубы, тепловой изоляции и грунте (для подземных трубопроводов). В стенке трубы и тепловой изоляции процесс распространения тепла однозначно описывается уравнением теплопроводности:

$$c_1 \rho_1 \frac{\partial \theta_1}{\partial t} = \lambda_1 \Delta \theta_1; \quad (17)$$

$$c_2 \rho_2 \frac{\partial \theta_2}{\partial t} = \lambda_2 \Delta \theta_2, \quad (18)$$

где  $c_i$ ,  $\rho_i$ ,  $\lambda_i$ ,  $\theta_i$  – удельная теплоемкость, плотность, коэффициент теплопроводности и температура стенки трубы ( $i = 1$ ) и изоляции ( $i = 2$ );  $\Delta$  – оператор Лапласа.

Распространение тепла в грунте также может быть описано уравнением теплопроводности. Однако на распространение тепла в грунте большое влияние

температуры воздуха. Однако в рассмотренном примере осуществление подогрева в начальном пункте трубопровода невозможно из-за ограничений на допустимую температуру подогрева. В частности, в рассмотренном примере, когда электроподогрев экономически неэффективен, температура подогрева в начальном пункте должна быть выше  $175^\circ\text{C}$  при температуре воздуха  $\theta_0 = -10^\circ\text{C}$ ; и выше  $240^\circ\text{C}$  при

оказывают процессы влагопереноса и процессы замерзания и оттаивания грунта. Процессы распространения тепла в грунте происходят очень медленно, поэтому при рассмотрении нестационарных тепловых режимов с характерными временами в пределах нескольких суток температурный режим грунта можно считать неизменным.

Условия теплообмена в нефтепроводе существенно зависят от скорости движения нефтепродукта. Поэтому принципиально различаются задачи теплообмена в остановленном трубопроводе и в действующем трубопроводе.

Гидравлический режим действующих трубопроводов, как правило, турбулентный. При турбулентном режиме течения происходит интенсивное перемешивание нефтепродукта по сечению трубы. Поэтому в данном случае можно пренебречь неравномерностью распределения температуры и скорости потока по сечению трубы и в качестве температуры и скорости нефтепродукта принять средние по сечению величины. Это является основным приближением в постановке задачи. Кроме того, будем предполагать, что характерные времена гидродинамической нестационарности значительно меньше характерного времени тепловой нестационарности.

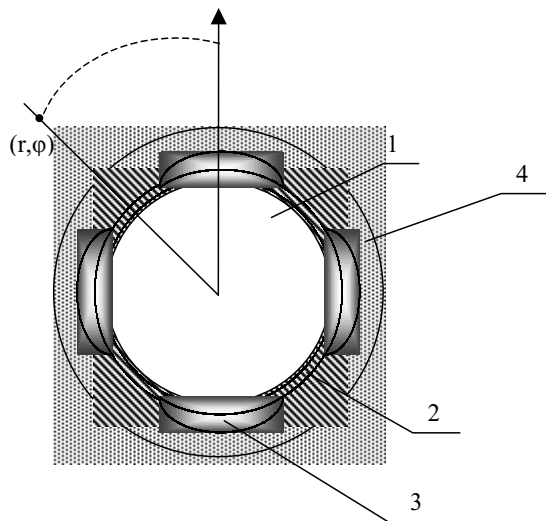


Рис. 7. Теплоизолированный трубопровод:  
1 – нефтепродукт, 2 – труба, 3 – нагревательный элемент, 4 – тепловая изоляция,  $r$ ,  $\varphi$  – полярные координаты

Рассмотрим теплоизолированный участок трубопровода с путевым электроподогревом, на вход которого ( $x = 0$ ) подают нефтепродукт с температурой  $\theta_n(t)$  и расходом  $Q(t)$ . Задачу будем рассматривать в цилиндрической системе координат, с полярной осью, направленной вверх (рис. 7) и осью  $x$ , перпендикулярной плоскости рисунка. Из условий теплового баланса получаем уравнение для усредненной по сечению

температуры потока:

$$\frac{\rho c \pi D^2}{4} \left( \frac{\partial \theta}{\partial t} + v \frac{\partial \theta}{\partial x} \right) = w_1 + w_0, \quad (19)$$

где  $c$ ,  $\rho$ ,  $\theta$ ,  $v$  – соответственно теплоемкость, плотность, температура и скорость нефтепродукта;  $D$  – внутренний диаметр трубопровода;  $w_1$  – мощность теплового потока от стенки трубы к нефтепродукту, приходящаяся на единицу длины трубопровода;  $w_0$  – теплота трения, выделяющаяся в единицу времени на единицу длины трубопровода. Для замыкания системы (16) – (19) необходимо задать граничные условия и условия сопряжения. В результате получается достаточно сложная система уравнений. Однако во многих случаях задача может быть существенно упрощена за счет применения теорем сравнения и масштабного разделения по характерным временам процессов теплообмена в стенке трубы, тепловой изоляции и т.д.

В случае, когда электронагревательные элементы равномерно распределены по поверхности трубопровода, система уравнений существенно упрощается. Во-первых, в операторах Лапласа  $\Delta \theta_1$  и  $\Delta \theta_2$  обращаются в нуль вторые производные по  $x$  и  $\varphi$ . Во-вторых, так как теплопроводность стали достаточно велика, то изменение температуры по сечению трубы достаточно мало. В результате в (17) можно перейти к усредненной по сечению температуре стенки трубы. В указанных предположениях систему (17)-(19) можно привести к виду

$$\begin{aligned} \frac{\partial \theta}{\partial t} + v \frac{\partial \theta}{\partial x} + \alpha_1 (\theta - \theta_1) &= q_0; \\ T_1 \frac{\partial \theta_1}{\partial t} + \alpha_1 (\theta_1 - \theta) - \beta_2 \frac{\partial \theta_2}{\partial r} \Big|_{r=r_1} &= q; \\ \frac{\partial \theta_2}{\partial t} &= \frac{\chi_2}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \cdot \frac{\partial \theta}{\partial r} \right); \\ \left( \theta_2 + \frac{\lambda_2}{k_{\text{BH}}} \frac{\partial \theta_2}{\partial r} \right) \Big|_{r=r_2} &= \theta_0; \quad \theta_2 \Big|_{r=r_1} = \theta_1; \end{aligned} \quad (20)$$

где  $\alpha_1 = \frac{4k_1}{c\rho D}$ ,  $\beta_2 = \frac{4\lambda_2 D_1}{c\rho D^2}$ ,  $T_1 = \frac{4\rho_1 c_1 \delta_1 D_1}{c\rho D^2}$ ,  $\chi_2 = \frac{\lambda_2}{\rho_2 c_2}$ ,  $q_0 = \frac{4w_0}{\pi D^2 c\rho}$ ,  $q = \frac{4w}{\pi D^2 c\rho}$ ,



$w$  – мощность путевого подогрева, приходящаяся на 1 метр трубопровода.

В предположении квазистационарного распределения температуры в слое тепловой изоляции система (20) превращается в систему двух дифференциальных уравнений гиперболического типа.

В работе исследованы аналитические методы расчета переходных и периодических режимов работы системы путевого электроподогрева. Разработаны численные алгоритмы расчета переходных режимов. Рассмотрена методика оценки неравномерности распределения температуры стенки трубы, в зависимости от неравномерности распределения мощности электроподогрева по поверхности трубопровода.

Следует отметить, что предположение о квазистационарном распределении температуры в слое тепловой изоляции во многих случаях несправедливо. Однако в работе сформулированы и доказаны теоремы сравнения для оценки переходных тепловых режимов трубопровода с путевым электроподогревом. Применение теорем сравнения позволяет получить оценку сверху и оценку снизу для распределения по длине трубопровода и по времени температуры нефтепродукта и стенки трубы.

Тепловой режим надземных трубопроводов всегда нестационарный из-за случайных колебаний температуры воздуха. Влияние случайных колебаний температуры воздуха на тепловой режим трубопровода можно характеризовать тепловой восприимчивостью трубопровода, определяемой как отношение амплитуды колебаний температуры нефтепродукта к амплитуде колебаний температуры воздуха. Получено распределение по длине трубопровода тепловой восприимчивости в зависимости от частоты колебаний температуры воздуха. В случае, когда температура нефтепродукта, поступающего в трубопровод, не зависит от температуры воздуха, максимальная тепловая восприимчивость наблюдается в конечном сечении трубопровода. Верхнюю оценку тепловой восприимчивости можно получить для трубопровода «бесконечной» длины. Зависимость тепловой восприимчивости от частоты колебаний температуры возду-

ха позволяет выбрать интервал усреднения температуры воздуха при рассмотрении задач расчета и прогноза тепловых режимов надземных трубопроводов. В практических расчетах наиболее удобным является использование среднесуточной температуры воздуха. В табл. 1 дана верхняя оценка величины тепловой восприимчивости к суточным колебаниям температуры воздуха. Расчеты проведены для теплоизоляции с коэффициентом теплопроводности  $\lambda_2 = 0,04$  Вт/(м $\times$ °С) в предположении, что коэффициенты теплоотдачи от нефти к стенке трубы  $k_1$  и от теплоизоляции в воздух достаточно большие.

При толщине теплоизоляции  $\delta = 0,05$  м тепловая восприимчивость к суточным колебаниям температуры для всех диаметров не превышает 10%, для трубопроводов большого диаметра - 3%. Характерные амплитуды суточных колебаний температуры воздуха обычно не превышают 30°С.

Таблица 1

**Верхняя оценка тепловой восприимчивости к суточным колебаниям воздуха в зависимости от диаметра  $D$  трубопровода и толщины тепловой изоляции  $\delta$**

<b>D, м</b>	<b>Тепловая восприимчивость</b>		<b>D, м</b>	<b>Тепловая восприимчивость</b>	
	<b><math>\delta=0,01</math> м</b>	<b><math>\delta=0,05</math> м</b>		<b><math>\delta=0,01</math> м</b>	<b><math>\delta=0,05</math> м</b>
0,219	0,484	0,096	0,63	0,182	0,036
0,273	0,399	0,08	0,72	0,161	0,032
0,325	0,341	0,068	0,82	0,14	0,028
0,377	0,297	0,059	0,92	0,124	0,025
0,426	0,267	0,053	1,02	0,112	0,022
0,529	0,217	0,043	1,22	0,093	0,019

Следовательно, колебания температуры нефти, вызванные этими колебаниями, будут порядка 3°С для трубопроводов малого диаметра (0,219 - 0,325 м) и 1°С для трубопроводов большого диаметра (0,72 - 1,22 м). Указанные колебания температуры нефти не оказывают существенного влияния на технологические режимы работы нефтепроводов. Поэтому среднесуточное усреднение температуры воздуха для магистральных нефтепроводов с теплоизо-

ляцией толщиной  $\delta=0,05$  м можно считать вполне обоснованным. Полученный результат использовался при определении параметров имитационного моделирования в задачах прогнозирования тепловых режимов надземных трубопроводов. Отметим, что для трубопроводов малого диаметра ( $D < 0,219$  м) указанный вывод несправедлив. Так, например, для трубопровода диаметром  $D=0,1$  м даже при толщине теплоизоляции  $\delta = 0,05$  м, тепловая восприимчивость - 0,35, т.е. колебания температуры нефти составят 35% от колебаний температуры воздуха. Поэтому расчеты на основе среднесуточных температур воздуха в данном случае приведут к достаточно большой погрешности оценки теплового режима нефтепровода.

Необходимость рассмотрения теплообмена в остановленном трубопроводе связана с рядом практических задач транспорта высоковязких и застывающих нефтепродуктов и нефти. Наиболее важными из них являются задача остывания горячего трубопровода при временной остановке перекачки и задача разогрева трубопровода (емкости хранения) с застывшим нефтепродуктом. Предполагается, что разогрев осуществляется с помощью электроподогрева. В остановленном трубопроводе основными механизмами переноса тепла являются свободная конвекция, обусловленная градиентом температуры и силой тяжести (для нефтепродукта в жидком состоянии) и теплопроводность (для застывшего нефтепродукта). Процессы конвективного теплообмена в данном случае имеют явную анизотропию. При застывании нефтепродукта конвективный механизм теплообмена уступает место механизму теплопроводности. При разогреве застывших нефтепродуктов возникает задача учета фазового перехода из твердой фазы в жидкость. Для большинства нефтепродуктов указанный переход недостаточно четко выражен.

Исследованы различные модели для описания процесса разогрева трубопровода с застывшим нефтепродуктом: модели конвективного теплообмена; модели теплопроводности; модели конвективного теплообмена с учетом фазового перехода. Сопоставление рассматриваемых моделей с эксперименталь-

ными данными по разогреву трубопроводов с помощью электроподогрева показало, что для трубопроводов малого диаметра применимы как модели конвективного теплообмена, так и модели теплопроводности. Хорошее согласие получается, если коэффициенты соответствующих моделей определять из решения обратных задач. Однако проведенные эксперименты показали, что при интенсивном разогреве трубопроводов большого диаметра процесс разогрева застывшего нефтепродукта не может быть описан с помощью моделей теплопроводности и простейших моделей конвективного теплообмена. Поэтому можно утверждать, что не существует детерминированной модели, описывающей процесс разогрева трубопроводов большого диаметра с застывшим нефтепродуктом. При внедрении систем электроподогрева трубопроводов и емкостей хранения необходимо проведение натуральных экспериментов. Проведенные эксперименты показали, что эффективность работы системы электроподогрева существенно снижается при расположении электронагревательных элементов вдоль верхней образующей трубы.

Сложность описания процесса разогрева трубопроводов с застывшим нефтепродуктом не позволяет рассмотреть задачу оптимального управления нестационарными тепловыми процессами в общем виде. Поэтому задача управления рассмотрена только для случая, когда теплообмен между стенкой трубы и нефтепродуктом осуществляется за счет свободной, или вынужденной конвекции. Рассмотрение задачи разогрева нефтепровода до заданной температуры показало, что оптимальное управление, соответствующее минимуму энергозатрат, является кусочно-постоянной функцией времени и определяется заданным временем разогрева, а также ограничениями на температуру и мощность электроподогрева. Оптимальное управление аналогично управлению (13), если под  $\tau$  понимать безразмерное время. Формальное отличие заключается в условии переключения. В данном случае внутренняя дуга  $u=u^*$  определяется ограничением на температуру стенки трубы и достигается при  $\lambda_1=T_1$ , где  $T_1$  – коэффициент во втором уравнении системы (20). На рис. 8 представлен ха-

ракетный вид температуры нефти и стенки трубы при оптимальном управлении при начальных условиях  $\theta(0) = \theta_1(0) = \theta_0$ .

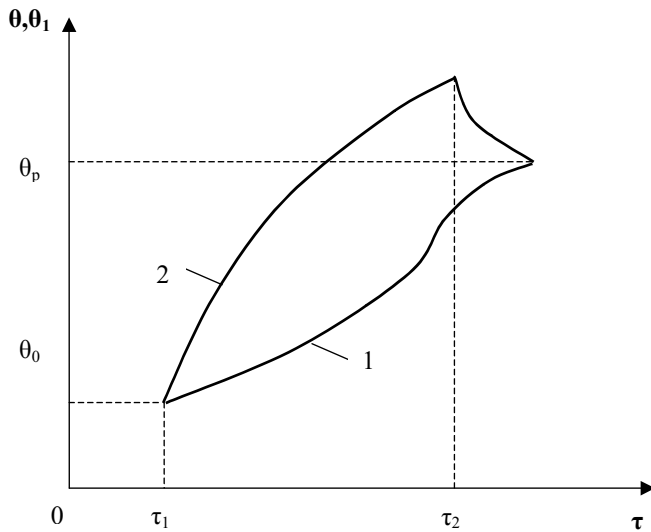


Рис. 8. Характерный вид зависимостей  $\theta(\tau)$  (кривая 1) и  $\theta_1(\tau)$  (кривая 2) при оптимальном управлении.

В общем случае задача оптимального управления тепловым режимом действующего трубопровода ставится как задача финитного управления. Необходимо за заданное время перевести трубопровод из одного стационарного теплового режима в другое стационарное состояние с минимальными энергетическими затратами. Эта задача особенно актуальна с учетом особенностей тарифов на

электроэнергию. Оптимальное управление включает в себя как особенности управления стационарным распределением мощности электроподогрева по длине трубопровода, так и особенности оптимального управления процессом разогрева нефтепровода. В частности, управление включает в себя особый режим.

Следует отметить, что задача финитного управления не всегда имеет решение. Поэтому представляет интерес оценка быстродействия системы электроподогрева. Задача определения минимального времени разогрева трубопровода с учетом температурных ограничений и установленной мощности электроподогрева рассмотрена в заключительном разделе главы.

**Четвертая глава** посвящена вопросам диагностирования и прогнозирования осложненных тепловых режимов работы трубопроводов. При транспорте нефти с большим содержанием парафина и асфальтосмолистых веществ, а также при температуре окружающей среды ниже температуры застывания нефти в трубопроводе могут происходить фазовые переходы. При этом на внут-

ренной поверхности трубы образуется слой парафиновых отложений или застывшей нефти. Указанные процессы, в основном определяемые тепловым режимом трубопровода, приводят к осложнениям в его работе. Поэтому наличие смол, парафиновых отложений или застывшей нефти на внутренней поверхности трубы можно рассматривать как осложненные тепловые режимы работы трубопровода.

В первом разделе главы рассматривается задача образования слоя застывшей нефти на коротком участке трубопровода. Под «коротким» понимается участок, для которого выполняется неравенство

$$\frac{\pi k_1 D L_1}{Q_{\text{ср}}} \ll 1, \quad (21)$$

где  $L_1$  - длина участка. В предположении квазистационарного распространения тепла в слое застывшей нефти получено уравнение для изменения относительного радиуса  $\eta$  ( $0 \leq \eta \leq 1$ ) застывшего слоя на поверхности трубы от времени

$$\frac{d\eta}{d\tau} = \alpha_1 + \frac{\alpha_2 \cdot (\theta_* - \theta_0)}{(\theta - \theta_*) \cdot \eta_* \cdot (\alpha_2 \ln \eta_* - 1)} \equiv f(\eta), \quad (22)$$

где  $\tau = \frac{4\lambda t}{\text{ср}D^2}$ ;  $\alpha_i = \frac{k_i R}{\lambda}$ , ( $i = 1, 2$ ),  $\lambda$  - коэффициент теплопроводности нефти;

$k_1$  - коэффициент внутренней теплоотдачи,  $k_2$  - коэффициент внешней теплоотдачи;  $\theta_*$  - температура застывания нефти;  $\theta$  - температура нефти, поступающей в нефтепровод;  $\theta_0$  - температура окружающей среды. Функция  $f(\eta)$

достигает экстремума при  $\eta_* = \exp\left(\frac{1}{\alpha_2} - 1\right)$ ;  $f_{\text{max}} = \alpha_1 + \frac{u_0}{u} \exp\left(1 - \frac{1}{\alpha_2}\right)$ . В интервале  $0 < \eta < 1$  график  $f(\eta)$  направлен выпуклостью вверх.

Характерное поведение функции (рис. 9). можно разбить на три случая.

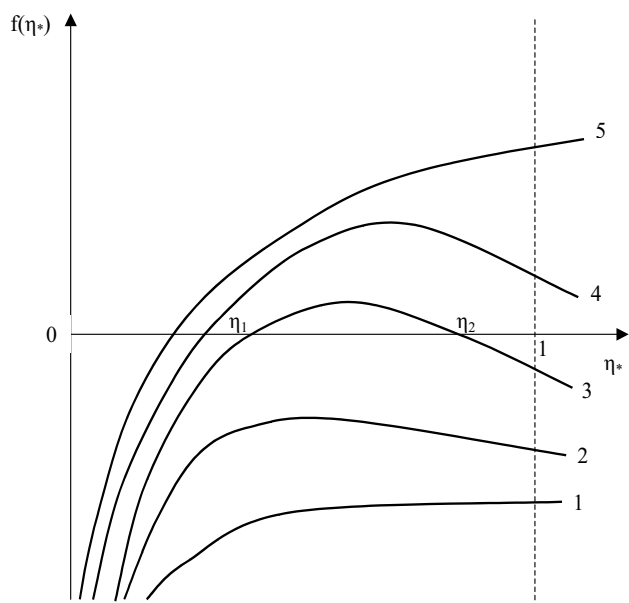


Рис. 9. Зависимость  $f(\eta)$  для различных соотношений параметров:

1 –  $\alpha_1 < -\alpha_2 u_0/u$ ;  $\alpha_2 < 1$ ; 2 –  $\alpha_1 < -\alpha_2 u_0/u$ ;  $\alpha_2 > 1$ ;  
 $f[\exp(-1+1/\alpha_2)] < 0$ ; 3 –  $\alpha_1 < -\alpha_2 u_0/u$ ;  $\alpha_2 > 1$ ;  
 $f[\exp(-1+1/\alpha_2)] > 0$ ; 4, 5 –  $\alpha_1 < -\alpha_2 u_0/u$ ;  $\alpha_2 > 1$

1.  $f(\eta) < 0$  при  $0 < \eta < 1$  (кривые 1,2). В этом случае из выражения (22) видно, что  $\frac{d\eta}{d\tau}$  всегда отрицательно, т. е. длительная эксплуатация нефтепровода в данном режиме невозможна из-за неизбежного застывания нефти по всему сечению.

2.  $f(\eta)$  имеет два корня  $\eta_1$  и  $\eta_2$  (кривая 3). Указанные значения соответствуют стационарному решению уравнения (22). Причем анализ на устойчивость состояния показывает,

что значению  $\eta = \eta_2$  соответствует устойчивое стационарное состояние, а значению  $\eta = \eta_1$  - неустойчивое. При этом, если начальное значение  $\eta < \eta_1$ , то процесс застывания будет необратимым, а при  $\eta > \eta_1$  система придет в устойчивое состояние  $\eta = \eta_2$ .

3.  $f(\eta)$  имеет один корень, соответствующий единственному неустойчивому стационарному решению уравнения (22) (кривые 4, 5). При этом устойчивое стационарное состояние соответствует полностью чистой трубе с температурой стенки, превышающей температуру застывания нефти.

Таким образом, знание графика  $f(\eta)$  позволяет найти возможность длительной эксплуатации нефтепровода, а также качественно определить поведение системы при различных начальных условиях. Количественная оценка зависимости  $\eta(t)$  при различных начальных условиях, например, после остановки трубопровода или при изменении внешних условий, определяется из решения уравнения (22).

При неполной загрузке трубопровода часто применяется циклическая эксплуатация нефтепроводов. В условиях осложненных тепловых режимов вопросы допустимости циклической эксплуатации нефтепроводов имеют особенно важное значение. При исследовании тепловых режимов при циклической эксплуатации необходимо решать нестационарную тепловую задачу. Предположим, что циклическая эксплуатация определяется периодическими остановками перекачки, т. е. в течение времени  $\tau_1$  нефтепровод остановлен, а в течение времени  $\tau_2$  работает. Эксплуатация нефтепровода в периодическом режиме возможна только при выполнении следующих неравенств:  $\tau_1 < \tau_{кр}$ ,  $\tau_2 > \varphi(\tau_1)$ , где  $\varphi(\tau_1)$  - некоторая функция, определяемая численно. При соотношении времен  $\tau_1$  и  $\tau_2$ , попадающем в зону выше кривой  $\varphi(\tau_1)$  (рис. 10), эксплуатация в периодическом

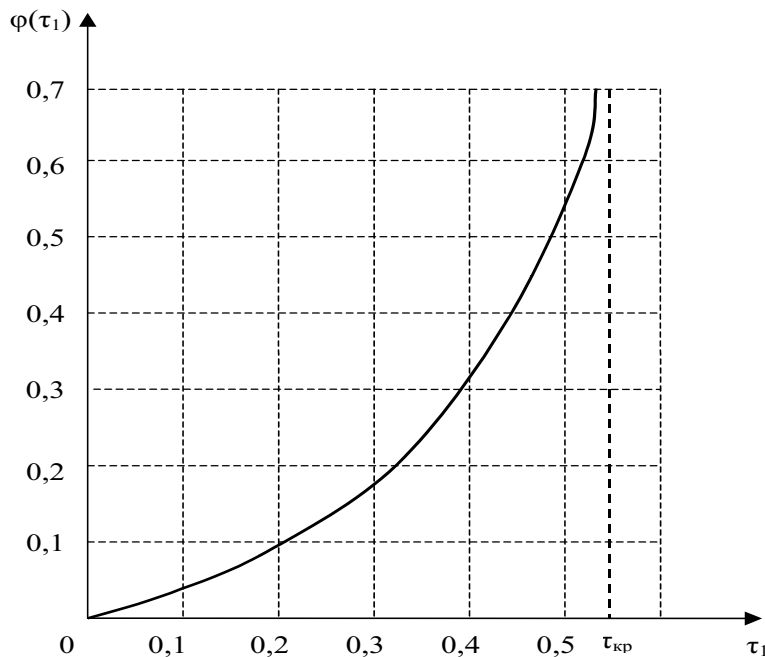


Рис. 10. Зависимость  $\varphi(\tau_1)$

режиме возможна. Функция  $\varphi(\tau_1)$  рассчитана для соотношения параметров

$$\frac{\theta_* - \theta_0}{\theta - \theta_*} = 9; \quad \frac{k_1}{k_2} = 9.$$

Для длинных участков нефтепровода стационарные состояния изменяются по длине. Если в начальном сечении существуют два стационарных состояния, то характерное распределение по длине устойчивого  $\eta_2(\zeta)$  и неустойчивого  $\eta_1(\zeta)$  состояний имеют вид, представленный на рисунке 11. При  $\xi = \xi_{кр}$  кривые  $\eta_1(\xi)$  и  $\eta_2(\xi)$  сходятся в точку, а при  $\xi > \xi_{кр}$  стационарных состояний нет. Таким образом, в точке  $\xi = \xi_{кр}$  имеем катастрофу типа «сборки». Если длина трубопровода больше  $\xi_{кр}$ , то его длительная эксплуатация невозможна.

Для длинных участков нефтепровода стационарные состояния изменяются по длине. Если в начальном сечении существуют два стационарных состояния, то характерное распределение по длине устойчивого  $\eta_2(\zeta)$  и неустойчивого  $\eta_1(\zeta)$  состояний имеют вид, представленный на рисунке 11. При  $\xi = \xi_{кр}$  кривые  $\eta_1(\xi)$  и  $\eta_2(\xi)$  сходятся в точку, а при  $\xi > \xi_{кр}$  стационарных состояний нет. Таким образом, в точке  $\xi = \xi_{кр}$  имеем катастрофу типа «сборки». Если длина трубопровода больше  $\xi_{кр}$ , то его длительная эксплуатация невозможна.



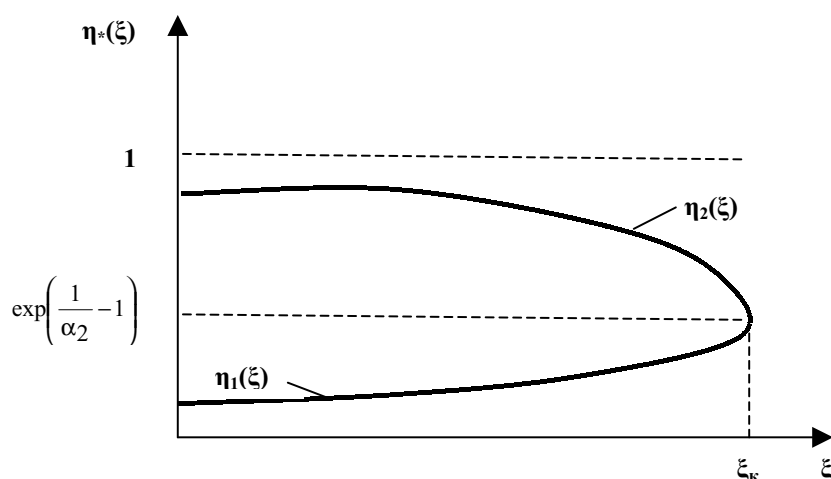


Рис. 11. Характерные стационарные распределения  $\eta_1(\xi)$  и  $\eta_2(\xi)$  при  $\alpha_2 > 1$ ,  $\alpha_1 > -\alpha_2 u_0 / u_H$

Следует отметить, что при оптимальной тепловой изоляции учет процесса застывания нефти на стенке трубы не представляет практической ценности. Поэтому рассмотренные вопросы имеют значение только в случае недостаточно хорошей тепловой изоляции, а также при нарушении изоляции на некотором участке трубопровода. Причин появления указанных ситуаций может быть много. К ним относятся: снятие тепловой изоляции при ремонте или ее замене, старение изоляции, нарушение поверхностного гидроизолирующего слоя тепловой изоляции и т. д. Большая часть указанных причин не контролируема. Поэтому нельзя предсказать момент изменения свойств тепловой изоляции и значение указанных изменений. В связи с этим вопрос о точном решении задачи образования слоя застывшей нефти теряет смысл в силу неопределенности коэффициентов модели. В данной ситуации важный вопрос - оценка возможности появления осложненного режима, а также вопрос диагностирования момента появления и степени осложнения.

Методы решения обратных задач могут существенно повысить эффективность диагностирования режимов работы нефтепроводов. Однако рассмотренные в работе релаксационные эффекты снижают точность этих методов. С изменением температуры в многокомпонентных средах могут происходить различные процессы, такие как растворение, разрушение и восстановление структуры, химические реакции и т. д. На основании принципов неравновесной термодинамики, а именно принципа минимума производства энтропии и принципа наименьшего рассеяния энергии, исследовано влияние неравновесных характеристик нефти на тепловые и гидродинамические процессы. Показано, что не-

равновесные характеристики, независимо от их физической природы, повышают порядок дифференциального уравнения, описывающего соответствующие процессы. В частности, уравнение распространения давления в трубопроводе с учетом релаксационных эффектов имеет вид

$$\frac{1}{a^2} \frac{\partial^3 p}{\partial t^3} + b_1 \cdot \frac{\partial^2 p}{\partial t^2} + b_2 \cdot \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\partial^2}{\partial x^2} \left( \frac{\partial p}{\partial t} + b_3 \cdot p \right) \quad (23)$$

где  $a$  – скорость звука,  $b_1, b_2, b_3$  – коэффициенты, зависящие от гидравлического сопротивления трубопровода и релаксационных параметров нефти. В отличие от уравнения И. А. Чарного, уравнение имеет два дополнительных члена. Повышение порядка дифференциального уравнения существенно снижает эффективность применения методов решения обратных задач для идентификации параметров уравнения.

Неопределенность параметров перекачиваемой жидкости существенно снижает точность прогноза режима работы нефтепровода, а также эффективность диагностирования осложненных режимов его работы. Поэтому представляет интерес применение вероятностно статистических методов для прогнозирования осложненных режимов работы нефтепроводов. Так как на режим работы нефтепровода оказывает влияние большое число факторов, особенно при работе нефтепровода в осложненных условиях, классические статистические методы регрессионного анализа не всегда устойчивы к случайным ошибкам измерений. Поэтому рассматривается возможность применения метода группового учета аргументов (МГУА). Устойчивость этого метода достигается использованием наряду с критерием наименьших квадратов дополнительного критерия регулярности. Показана эффективность применения этого метода для диагностирования и прогнозирования параметров работы нефтепроводов, транспортирующих нефть с высоким содержанием парафина.

В заключительном разделе главы предложена методика прогнозирования осложненных тепловых режимов работы надземных нефтепроводов с использованием методов имитационного моделирования. Достоинство метода - еди-

ный подход к решению задач прогноза, позволяющий исследовать эффективность различных стратегий управления тепловыми режимами нефтепровода. Метод позволяет на этапе проектирования прогнозировать вероятность возникновения осложнений при эксплуатации нефтепровода при заданных проектных решениях.

**В пятой главе** рассматриваются вопросы повышения надежности и эффективности транспорта и хранения нефти и нефтепроводов. При отсутствии путевого электроподогрева вопросы восстановления работоспособности трубопровода после временной остановки перекачки имеют особое значение. При температуре окружающей среды ниже температуры застывания нефтепродукта может образоваться достаточно прочная структура, и восстановление работоспособности трубопровода в короткое время будет невозможно. При этом стоимость восстановительных работ может оказаться сравнимой со стоимостью самого трубопровода. Для обеспечения безопасной остановки трубопровода необходимо поддерживать температурный режим выше оптимального, что приводит к дополнительным энергозатратам. Альтернативный способ обеспечения надежности транспорта нефтепродуктов - применение системы аварийного электроподогрева, которую используют только в период остановки перекачки, обеспечивая поддержание температуры нефтепродукта выше критической. При этом в период нормальной эксплуатации трубопровода система или полностью отключена, или работает только часть системы, обеспечивая оптимальный режим эксплуатации трубопровода. Следует отметить, что система аварийного подогрева позволяет полностью решить задачу восстановления работоспособности трубопровода после остановки перекачки независимо от времени остановки. Кроме того, система путевого подогрева обеспечивает оптимальные параметры перекачки при изменении условий эксплуатации трубопровода (снижение или увеличение пропускной способности, изменение свойств транспортируемого нефтепродукта и т. д.). Система аварийного подогрева особенно эффективна при комбинированном способе прокладки трубопровода (рис.12),

когда температура застывания нефтепродукта выше минимальной температуры воздуха и ниже температуры грунта на глубине залегания трубопровода.

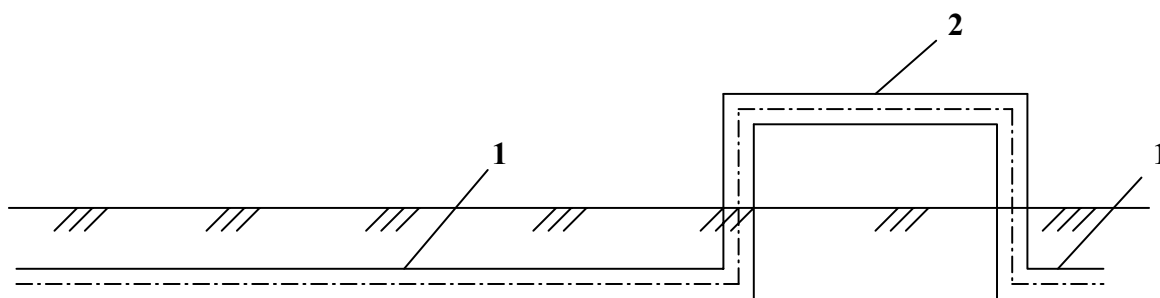


Рис. 12. Комбинированная прокладка трубопровода: 1 – Подземная прокладка без подогрева. 2 – Надземная прокладка с электроподогревом

При расположении надземного участка на большом расстоянии от начала трубопровода обеспечение заданного температурного режима без применения электроподогрева потребует существенных энергозатрат. В диссертации рассмотрен пример транспортировки нефти с температурой застывания  $\theta_{кр} = -15^{\circ}\text{C}$ , плотностью -  $900 \text{ кг/м}^3$ , теплоемкостью –  $2,1 \text{ кДж/кг}\cdot^{\circ}\text{C}$ . Трубопровод производительностью 2 млн т в год, диаметром 325 мм имеет комбинированную прокладку с подземным начальным участком длиной  $L_1$  (км). Предполагается, что подземный участок трубопровода изолирован (толщина тепловой изоляции - 2,5 см, коэффициент теплопроводности изоляции –  $0,04 \text{ Вт/м}\cdot^{\circ}\text{C}$ ). Без учета надземного участка транспортировка нефти возможна при температуре, близкой к температуре грунта на глубине залегания трубопровода (принято  $-5^{\circ}\text{C}$ ). Короткий надземный участок имеет тепловую изоляцию толщиной – 5 см. При нормальной работе трубопровода подогрев нефти не требуется. Однако возможные случайные остановки на время  $T$  (часы) требуют повышения температуры на надземном участке. Для того чтобы при возобновлении перекачки температура на надземном участке была выше температуры застывания, необходимо поддерживать температуру надземного участка  $22^{\circ}\text{C}$  для времени остановки 48 часов. Соответственно температура подогрева нефти в начальном пункте трубопровода будет зависеть от длины начального подземного участка

$L_1$  (рис. 13). При расчете принято, что минимальная среднесуточная температура воздуха  $\theta_0 = -40^\circ\text{C}$ . Следует отметить, что в трубопроводном транспорте

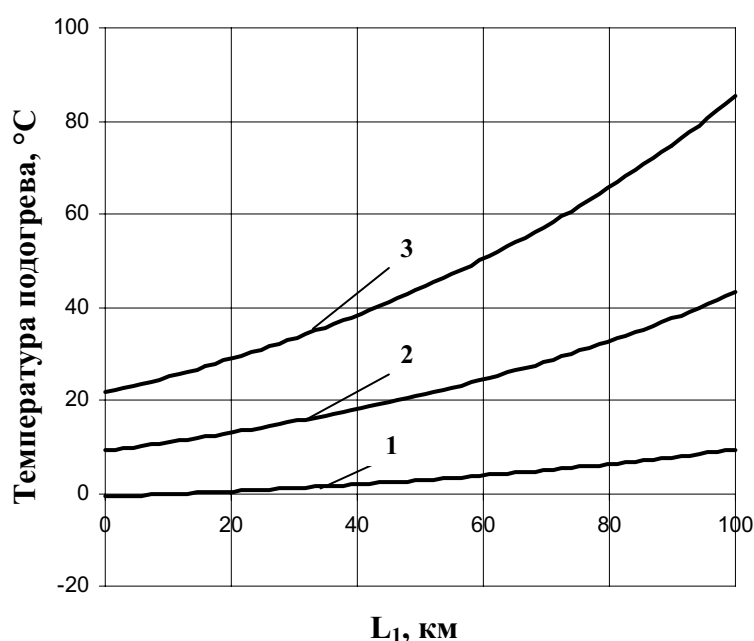


Рис. 13. Зависимость температуры подогрева от  $L_1$ :  
1 –  $T=24$  ч.; 2 –  $T=36$  ч.; 3 –  $T=48$  ч.

допускаются аварийные остановки до 3-х суток. Однако при  $T = 72$  часа температура подогрева  $56^\circ\text{C}$  даже при  $L_1 = 0$ . Повышенная температура перекачки на подземном участке трубопровода окажет дополнительное тепловое воздействие на грунт. Это может иметь негативные последствия при прохождении

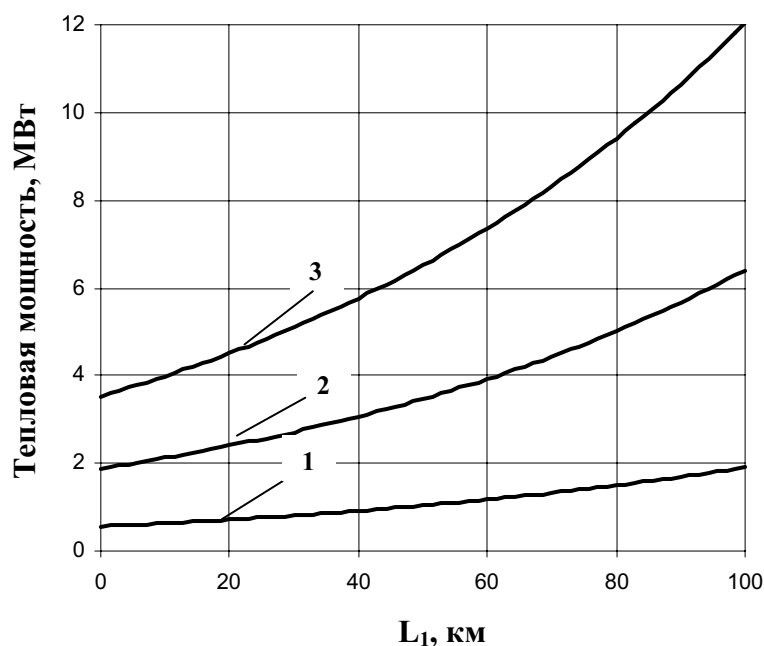


Рис. 14. Зависимость необходимой тепловой мощности от  $L_1$ : 1 –  $T=24$  ч.; 2 –  $T=36$  ч.; 3 –  $T=48$  ч.;

трассы трубопровода в вечномерзлом грунте. На рис. 14

представлена зависимость необходимой тепловой мощности от  $L_1$ . Значения тепловой мощности можно сравнить с мощностью электроподогрева ( $28,6$  кВт/км), которая обеспечивает поддержание температуры надземного участка  $\theta = -5$  при температура воздуха  $\theta_0 = -40^\circ\text{C}$ . Мощность электроподогрева становится сравнимой с тепловой мощностью при  $T = 24$  часа для надземных участков длиной  $20$  км и более. Следует отметить, что для короткого надземного участка система электроподогрева ра-

ботает только в период остановок трубопровода. Рассмотренный пример показывает эффективность применения системы «аварийного» электроподогрева при комбинированной прокладке трубопровода для транспорта нефти с «умеренной» (от 0°C до -20°C) температурой застывания.

Второй раздел главы посвящен исследованию оптимальных параметров железнодорожного транспорта застывающих нефтепродуктов. Рассмотрены вопросы обеспечения надежности выполнения сливо-наливных операций за счет применения тепловой изоляции и системы электроподогрева. Показано, что стоимость системы электроподогрева составляет (3-5)% от стоимости цистерны.

При непродолжительном хранении и транспортировке на короткие расстояния могут использоваться теплоизолированные емкости без системы подогрева. Однако в этом случае существенно возрастают требования к планированию и выполнению графика перевозок. Причем, для обеспечения надежности выполнения сливо-наливных операций, необходимо учитывать возможные отклонения графика перевозок от планового и учитывать неопределенность в прогнозе температуры воздуха. Показано, что обеспечение надежности за счет дополнительного подогрева в пункте налива явно экономически невыгодно при нечетком графике перевозок.

Критерий обеспечения надежности выполнения сливо-наливных операций и критерий минимума затрат на подогрев нефтепродукта являются противоречивыми критериями. Поэтому при выборе рациональных параметров транспорта застывающих нефтепродуктов можно сформулировать следующую цель: выбрать параметры транспорта с наименьшими затратами при условии обеспечения его достаточной надежности. Причем, термин «достаточная надежность» не имеет четкого определения и может рассматриваться как расплывчатая цель. В работе предложена методика принятия решений на основе теории расплывчатых множеств.

Систематическое увеличение стоимости электроэнергии заставляет многие компании искать собственные пути решения проблемы повышения своей энергетической безопасности и удешевления стоимости электроэнергии и тепловой энергии, в частности, путем строительства мини-электростанций (мини-ЭС). Электростанции для обеспечения собственных нужд приняты в эксплуатацию многими нефтегазовыми компаниями. В их числе такие крупнейшие компании, как «Сургутнефтегаз», «Татнефть», «Башнефть», «Юкос». Поэтому возникает задача оптимизации тепловых режимов транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов при индивидуальном энергоснабжении нефтебаз и перекачивающих станций. С точки зрения энергосбережения в настоящее время хорошо зарекомендовали себя установки ГТ ТЭЦ. Выход тепловой и электрической энергии для указанных установок составляет примерно 50% и 35% от энергии сжигаемого топлива. В то же время для нефтебаз и нефтеперекачивающих станций, занимающихся операциями с застывающими нефтепродуктами, потребность в тепловой энергии существенно превосходит потребность в электроэнергии на работу насосно-силового оборудования, особенно в зимнее время года. Для насосных и тепловых станций соотношение относительной потребности в электроэнергии может изменяться от 1% до

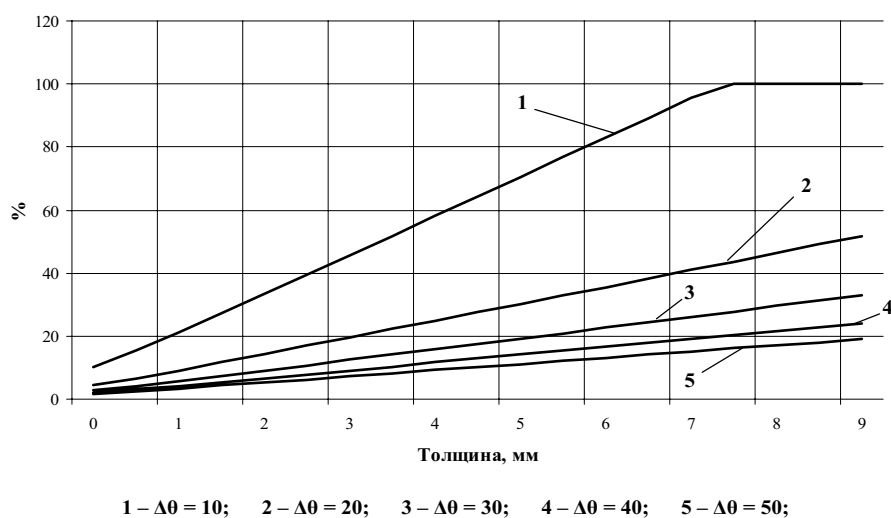


Рис. 15. Относительная потребность в электроэнергии

100%, что иллюстрирует рис. 15. На рисунке представлена зависимость относительной потребности в электроэнергии на работу насосов от толщины тепловой изоляции и перепада температур  $\Delta\theta$  воздуха и нефтепро-

дукта в конечном сечении трубопровода. При расчете принято: длина участка трубопровода – 100 км, диаметр – 325 мм, производительность – 2,2 млн т/год, перепад давления – 5 МПа, теплоемкость нефти – 2 кДж/кг $\Delta$ °С, коэффициент теплопроводности тепловой изоляции – 0,036 Вт/м $\Delta$ °С, коэффициент теплоотдачи от тепловой изоляции в окружающую среду – 2 Вт/м<sup>2</sup> $\Delta$ °С. Как видно из рисунка, при малой толщине тепловой изоляции относительная потребность в электроэнергии существенно ниже, чем выход электроэнергии ГТУ. Таким образом, при индивидуальном энергоснабжении целесообразно подогрев осуществлять как в пунктах подогрева, так и используя электроподогрев.

Следует отметить, что обоснование эффективности и целесообразности индивидуального энергоснабжения является чисто экономической задачей и выходит за рамки темы диссертации. Однако полученный результат является доказательством эффективности применения систем электроподогрева. Он указывает направление снижения стоимости электроэнергии для систем электроподогрева. Особенности индивидуального энергоснабжения проявляются и при централизованном энергоснабжении. Поэтому имеется возможность оптимизировать тарифы на электроэнергию. Задача выбора наиболее выгодного тарифа неразрывно связана с вопросами оптимального управления системой электроподогрева. В работе эти вопросы рассмотрены на примере использования дифференциального по зонам суток тарифа на электроэнергию. Возможность использовать дифференциальный тариф должна быть предусмотрена при проектировании системы. Относительное изменение технологических (коэффициента увеличения перепада температур  $K_{\theta}$  и коэффициента увеличения мощности  $K_W$ ) и экономических (коэффициента увеличения энергозатрат  $K_E$  и коэффициента эффективности  $K_{\Delta}$ ) показателей оптимальных режимов зависит от базовой ( $s_0$ ) и льготной ( $s_1$ ) ставок тарифа, времени действия льготного тарифа ( $t_1$ ) и параметра системы

$$\alpha = \frac{kS}{c_n m_n + c_{ct} m_{ct}} \quad (c_{ct}, m_{ct} - \text{теплоемкость материала и масса цистерны};$$



$c_n$ ,  $m_n$  – теплоемкость и масса нефтепродукта;  $S$  – площадь поверхности;  $k$  – коэффициент теплопередачи от нефтепродукта в окружающую среду). При действующих тарифах стоимость электроэнергии для системы электроподгрева может быть снижена на 45% и более, что иллюстрирует рис. 16.

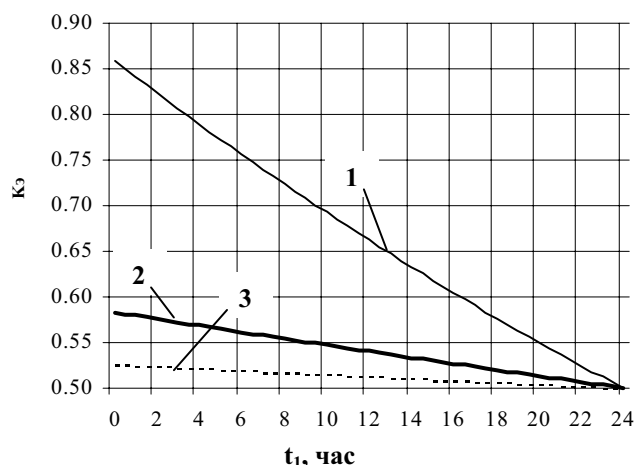


Рис. 16. Зависимость относительных затрат на электроэнергию от времени действия льготного тарифа для различных значений  $\alpha$ : 1 –  $\alpha=1,0$  1/сут; 2 –  $\alpha=0,3$  1/сут; 3 –  $\alpha=0,1$  1/сут

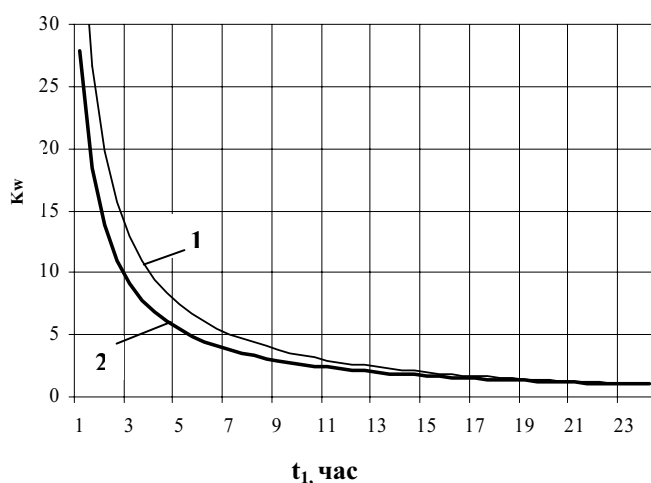


Рис. 17. Зависимость относительной мощности от времени действия льготного тарифа для различных значений  $\alpha$ : 1 –  $\alpha=1,0$  1/сут; 2 –  $\alpha=0,3$  1/сут

Зависимость коэффициента увеличения мощности от времени действия льготного тарифа представлена на рис. 17. Следует отметить, что в соответствии с постановлением Правительства РФ от 2.04.2002г. №226 «Основы ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» существует большое разнообразие тарифов на электроэнергию. Причем разнообразие тарифов механизма государственного регулирования цен. Более того, именно государственное регулирование сдерживает развитие гибкой тарифной политики со стороны производителей и поставщиков электроэнергии. Множественность тарифов определяется особенностями производства и реализации тепловой и электрической энергии. Для этих видов энергоресурсов не существует

эффективных способов аккумуляции и хранения достаточно большого количества энергии. Тепловые электростанции вырабатывают оба вида энергии. Причем потребность в электроэнергии имеет явные суточные и недельные колебания. Потребность в тепловой энергии имеет явную сезонную зависимость.

Кроме того, потребление тепла существенно зависит от температуры воздуха и имеет локальный характер. Нет возможности перераспределить тепловую энергию между различными регионами страны. Поэтому с развитием договорных отношений при определении тарифов на электроэнергию можно существенно снизить плату за электроэнергию зимой, в ночное время, при низкой температуре воздуха. Именно в этих условиях требуется наибольшая мощность электроподогрева. Таким образом, существует достаточно много возможностей оптимизировать стоимость электроэнергии для целей электроподогрева резервуаров нефтебаз и нефтепроводов. По-видимому, без оптимизации стоимости электроэнергии система электроподогрева экономически малоэффективна.

Последний раздел главы посвящен промышленному внедрению полученных новых технологических и организационных решений для повышения эффективности применения средств электроподогрева на действующих объектах. Для действующей нефтебазы определены оптимальные параметры системы электроподогрева резервуара для хранения масла. С учетом номенклатуры нефтепродуктов, их температуры застывания и минимальной температуры воздуха, проектом предусматривалось поддержание максимальной разности температур нефтепродукта и воздуха  $\Delta\theta = 40^\circ\text{C}$ . Для выполнения этого условия мощность электроподогрева, рассчитанная для системы постоянного действия, должна быть  $W_0=6,5\text{кВт}$ . Система электроподогрева резервуаров проектировалась с учетом рекомендаций по оптимизации тарифов на электроэнергию. Поэтому мощность электроподогрева выбиралась с учетом времени действия льготного тарифа ( $t_1 = 8$  ч.). Кроме того, предполагалось использование циркуляционного подогрева для обеспечения температурного режима соседних резервуаров. Поэтому коэффициент мощности выбран  $K_w = 6$ . Промышленные испытания системы показали, что реальные параметры системы соответствуют расчетным. Показана возможность циклической эксплуатации системы электроподогрева при заданных параметрах ( $t_1 = 8$  ч. и  $\Delta\theta = 40^\circ\text{C}$ ).

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. При расчете тепловых режимов теплоизолированных трубопроводов с путевым электроподогревом необходимо учитывать особенности монтажа электронагревательных элементов на поверхности трубы. Учет особенностей распределения электронагревательных элементов на поверхности трубы имеет особое значение в случае разогрева трубопровода с застывшим нефтепродуктом. Эффективность системы электроподогрева существенно снижается при расположении нагревательных элементов вдоль верхней образующей трубы.
2. Разработаны методы расчета переходных и периодических режимов работы системы путевого подогрева. Для получения надежных оценок переходных тепловых режимов трубопровода с путевым электроподогревом эффективно применение теорем сравнения.
3. На основе принципа максимума Понтрягина доказано, что оптимальное распределение мощности электроподогрева по длине нефтепровода соответствует особому режиму управления. Показана высокая эффективность оптимального управления по сравнению с равномерным распределением мощности по длине трубопровода.
4. Показана эффективность прогнозирования параметров надземных трубопроводов на основе метода имитационного моделирования с использованием банка данных о среднесуточных температурах воздуха вдоль трассы нефтепровода. Достоинство метода - единый подход к решению задач прогноза, позволяющий исследовать эффективность различных стратегий управления тепловыми режимами нефтепровода.
5. Показано, что неравновесные характеристики нефти, независимо от их физической природы, повышают порядок дифференциальных уравнений, описывающих тепловые и гидродинамические процессы. Это повышает погрешность методов решения обратных задач и снижает эффективность диагностирования осложненных режимов работы нефтепроводов.

6. Эффективным способом обеспечения надежности транспорта застывающих нефтепродуктов может стать система «аварийного электроподогрева», которую используют только в период остановки перекачки, обеспечивая поддержание температуры нефти выше критической. Система «аварийного» электроподогрева наиболее эффективна при комбинированной прокладке трубопроводов.
7. Показано, что при действующих тарифах стоимость электроэнергии для системы электроподогрева может быть снижена на 45% и более за счет оптимального управления системой электроподогрева.

**Основные положения диссертации изложены в следующих работах, из которых первые 15 опубликованы в ведущих журналах и издательствах в соответствии с перечнем ВАК РФ:**

1. Черняев В.Д., Галлямов А.К., Юкин А.Ф. и др. Трубопроводный транспорт нефти в сложных условиях эксплуатации. - М.: Недра, 1990. - 232 с.
2. Бахтизин Р.Н., Галлямов А.К., Юкин А.Ф. и др. Транспорт и хранение высоковязких нефтей и нефтепродуктов. Применение электроподогрева. - М.: Химия, 2004. – 196с.
3. Пустовойт Г.П., Юкин А.Ф. Исследование влияния солнечной активности на процесс движения нефти в трубах // Изв. вузов. Нефть и газ. - 1977. -№6. – С. 83 – 86.
4. Султанов Н.Ф., Юкин А.Ф. Оценка погрешности метода детерминированных моментов при определении гидравлических характеристик трубопроводов // Изв. вузов. Нефть и газ. - 1977. - №7. – С. 27 – 29.
5. Галлямов А.К., Шаммазов А.М., Сахарова Л.А., Юкин А.Ф. Применение самоорганизующейся модели для гидравлического расчета газожидкостных потоков в трубах // Изв. вузов. Нефть и газ. - 1978. - №6. – С. 65–67
6. Юкин А.Ф. Распространение давления в трубопроводе с застывшей нефтью при возобновлении перекачки // Нефтяное хозяйство. – 1979. - №1.-С. 51–52.

7. Бахтизин Р.Н., Юкин А.Ф. Определение оптимального объема резервуарного парка // Изв. вузов. Нефть и газ. - 1980. - №1. - С. 69 – 71.
8. Юкин А.Ф. Неравновесные процессы в нефтепроводе при наличии в нефти внутренних преобразований // Изв. вузов. Нефть и газ. - 1981. - №11. - С. 53 – 56.
9. Фаттахов М.М., Юкин А.Ф. Построение модели движения газодонефтяных смесей в трубопроводах с помощью МГУА // Изв. вузов. Нефть и газ. - 1982. - №11. - С. 69 – 71.
10. Галлямов А.К. Мастобаев Б.Н., Юкин А.Ф. О влиянии асфальтосмолистых веществ на интенсивность запарафинивания нефтепроводов // Нефтяное хозяйство. – 1983. - №3. - С. 42 – 43.
11. Галлямов А.К. Рахимов М.Э., Юкин А.Ф. Оптимизация параметров электроподогрева промысловых нефтепроводов // Нефтяное хозяйство. – 1985. – №4. - С. 72 – 74.
12. Юкин А.Ф. Моделирование нестационарных тепловых процессов в теплоизолированных нефтепроводах // Изв. вузов. Нефть и газ. – 2003. - №5. – С. 63 - 69.
13. Юкин А.Ф., Хасанов М.Р. Моделирование тепловых процессов при разогреве трубопроводов с застывшим нефтепродуктом // Нефтегазовое дело. – 2003. - №1. – С. 213-221.
14. Бахтизин Р.Н., Хасанов М.Р., Юкин А.Ф. Оптимизация электроподогрева железнодорожных цистерн для транспорта застывающих нефтепродуктов // Башкирский химический журнал. – 2003. - Т.4 - №10. - С. 47-49.
15. Юкин А.Ф., Хасанов М.Р., Мастобаев Б.Н., Бахтизин Р.Н. Исследование процессов транспорта и хранения вязких нефтепродуктов // Нефтяное хозяйство. – 2004. - №7. - С. 110-111.
16. РД-39-3-22-77. Методическое руководство по статистическим исследованиям гидравлики газожидкостных потоков / А.Х. Мирзаджанзаде, А.К. Галлямов, А.Ф. Юкин и др. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1977. - 56 с.

- 17.РД-39-3-70-78. Временное методическое руководство по гидравлическому расчету транспорта неньютоновских нефтей / А.Х. Мирзаджанзаде, А.К. Галлямов, А.Ф. Юкин и др. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1978. - 96 с.
- 18.Методическое руководство по проведению планированных экспериментов к исследованию влияния различных добавок на реологические характеристики парафинистых нефтей / А.Х. Мирзаджанзаде, А.К. Галлямов, А.Ф. Юкин и др. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1978.-38 с.
- 19.Мастобаев Б.Н., Юкин А.Ф. Применение алгоритмов самоорганизации для исследования процессов запарафинивания нефтепровода // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1978. - №8. – С. 21-23.
- 20.Галлямов А.К., Юкин А.Ф. К расчету пуска трубопровода с застывшей нефтью // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1979. - №2.-С.18–19.
- 21.Галлямов А.К. Шаммазов А.М., Юкин А.Ф. и др. Применение статистического дифференцирования для диагностирования течения газожидкостных смесей в горизонтальных трубах // Проблемы нефти и газа Тюмени. - 1979. - Вып.41. - С. 82 – 84.
- 22.Юкин А.Ф. Определение производительности нефтепроводов и объема резервуарного парка головной насосной станции // Проблемы нефти и газа Тюмени. - 1979. - Вып.41. - С. 43 – 46.
- 23.Галлямов А.К. Султанов Н.Ф., Юкин А.Ф. и др. Определение оптимальной периодичности осмотра линейной части нефтепровода // Проблемы нефти и газа Тюмени. - 1979. - Вып.44. - С. 59 – 61.
- 24.Сахарова Л.А., Юкин А.Ф. Использование метода группового учета аргументов при гидравлическом расчете двухфазных потоков в трубах // Проектирование, строительство и эксплуатация магистральных нефтепроводов и нефтебаз: Межвузовский НТС. - Уфа, 1980. – С. 39-43.
- 25.РД-39-30-475-80. Методическое руководство по определению неравновесных характеристик нефтей / А.Х. Мирзаджанзаде, А.К. Галлямов, А.Ф. Юкин и др. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1981. - 76 с.

26. Галлямов А.К., Сахарова Л.А., Юкин А.Ф. Определение оптимальных параметров системы совместного сбора и транспорта нефти и газа. // Проблемы нефти и газа Тюмени. - 1981. - Вып.51. - С. 49 – 51.
27. Галлямов А.К., Гумерова У.И., Юкин А.Ф. Оптимизация системы попутного электроподогрева нефтепроводов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1982. - №8. – С. 20 – 22.
28. Галлямов А.К., Мастобаев Б.Н., Юкин А.Ф. Моделирование процесса парафинизации с использованием алгоритмов самоорганизации // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов – 1982. - №9. - С. 14 – 16.
29. Юкин А.Ф. Влияние случайных факторов на точность теплового расчета трубопроводов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1983. - №8. – С. 22-25.
30. Юкин А.Ф. Расчет периодического теплового режима нефтепровода с путевым электроподогревом // Проблемы нефти и газа Тюмени. - 1983. - Вып. 60. - С. 48 – 51.
31. Галлямов А.К., Рахимов М.Э., Юкин А.Ф. Выбор параметров электроподогрева для режима пуска нефтепровода // Трубопроводный транспорт нефти Западной Сибири: СНТ. – Уфа, 1983. – С. 15 – 20.
32. Галлямов А.К., Мастобаев Б.Н., Юкин А.Ф. Методы диагностирования внутренней поверхности магистральных трубопроводов. - М.: ВНИИОЭНГ, 1983. - 47 с.
33. Бахтизин Р.Н., Юкин А.Ф. Распространение тепла в средах при наличии внутренних преобразований // ИФЖ. – 1984. - №-5. - С. 829 – 831.
34. Бахтизин Р.Н., Юкин А.Ф. Теплообмен в реологически сложных средах с учетом внутренних преобразований // Материалы VII Всесоюзной конференции по теплообмену. - Минск, 1984. – Т.5. - Ч.2. - С. 37 –41.
35. Юкин А.Ф. Учет надежности транспорта застывающих нефтей при выборе проектных решений // Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. – 1985. - №11. – С. 22 – 24.

36. Методическое руководство по контролю и регулированию реологических и тепловых свойств систем трубопроводного транспорта / А.Х. Мирзаджанзаде, А.К. Галлямов, А.Ф. Юкин и др. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1985. - 136 с.
37. Бахтизин Р.Н., Умергалина Т.В., Юкин А.Ф. Расчет нестационарных тепловых режимов нефтепроводов с путевым электроподогревом // Методы освоения Западно-Сибирского нефтяного комплекса. – Тюмень. - 1985. - Вып. 65. – С. 47 – 50.
38. Бахтизин Р.Н., Шаммазов А.М., Юкин А.Ф. Релаксационные тепловые процессы при фазовых переходах // ИФЖ. – 1985. - №4. - С. 639 – 642.
39. Юкин А.Ф., Умергалина Т.В. Применение имитационного моделирования для оценки вероятности застывания нефти в нефтепроводе при остановке перекачки // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов: РНТС. – 1986. - Вып.4. - С. 14 – 17.
40. Галлямов, А.К. Сулейманов И.Н., Юкин А.Ф. Исследование некоторых особенностей оптимального управления системой путевого электроподогрева нефтепроводов // Актуальные вопросы трубопроводного транспорта: Сб. науч. трудов. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1986. - С. 49 – 53.
41. Галлямов А.К. Московский Б.А., Юкин А.Ф. Оптимальное управление стационарными режимами работы системы путевого электроподогрева нефтепроводов // Сбор, подготовка нефти и воды, защита от коррозии нефтепромышленного оборудования: СНТ. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1987. – С. 124 – 128.
42. Бахтизин Р.Н., Юкин А.Ф. Периодические режимы напорных течений с фазовым переходом // ИФЖ. – 1988. - №6. - С. 938-942.
43. Галлямов А.К., Мастобаев Б.Н., Муталов Д.И., Юкин А.Ф. Использование гибких электронагревательных лент для разогрева нефтепродуктов в железнодорожных цистернах // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 1988. - №3. - С. 19 – 20.



44. Юкин А.Ф. Помехоустойчивые статистические методы обработки данных // Управление в технических системах: Материалы: III Междунар. науч.-техн. конференции. - Ковров, 2000. - С. 47 – 48.
45. Юкин А.Ф. Оценка потенциала энергосбережения потребителей энергоресурсов // Региональные проблемы энергосбережения и пути решения: науч.-техн. конференция. – Нижний Новгород, 2002. - С. 143 – 144.
46. Юкин А.Ф. Обеспечение надежности транспорта застывающих нефтей // Трубопроводный транспорт – сегодня и завтра: Междунар. науч.-техн. конференция. - Уфа: УГНТУ, 2002. – С. 194-196.
47. Юкин А.Ф. Энергоэффективность и надежность транспорта застывающих нефтепродуктов // Энергоэффективные технологии: 4-й конгресс нефтегазовых промышленников России. - Уфа: Транстэк, 2003. – С. 29-32.
48. Пашин С.Т., Байков И.Р., Юкин А.Ф., Юкин Г.А. Потенциал энергосбережения в ООО «Баштрансгаз» // III Российский энергетический форум. - Уфа: Транстэк, 2003. – С. 49 – 50
49. Байков И.Р., Юкин А.Ф. и др. // Комплексная программа Республики Башкортостан «Энергосбережение на 2003-2005гг.». - Уфа: УГНТУ, 2003.– 259с.
50. Хасанов М.Р., Юкин А.Ф., Мастобаев Б.Н., Нечваль А.М. Решение задачи оптимизации железнодорожного транспорта высоковязких нефтепродуктов при использовании электронагревательных лент // Новоселовские чтения: II Международная науч.-техни. конференция. – Уфа: УГНТУ, 2004. - С. 40.
51. Хасанов М.Р., Юкин А.Ф., Мастобаев Б.Н., Нечваль А.М. Исследование подогрева высоковязких нефтепродуктов при использовании электронагревательных лент // Новоселовские чтения: II Международная науч.-техни. конференция. – Уфа: УГНТУ, 2004. - С. 41.