

На правах рукописи

КУТУКОВ СЕРГЕЙ ЕВГЕНЬЕВИЧ

**РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ ДИАГНОСТИКИ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ
МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ**

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

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Уфа – 2003

Работа выполнена на кафедре транспорта и хранения нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета

Научный консультант доктор технических наук, профессор
Шаммазов Айрат Мингазович.

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор
Байков Игорь Равильевич;

доктор технических наук, профессор
Рудерман Семён Юрьевич;

доктор технических наук
Колотилев Юрий Васильевич.

Ведущая организация Институт по проектированию магистральных
трубопроводов ОАО «Гипротрубопровод».

Защита диссертации состоится «___» декабря 2003 года в _____ на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при Уфимском государственном нефтяном техническом университете по адресу: 450062, г.Уфа, ул. Космонавтов, 1.

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

Автореферат разослан «___» ноября 2003 года.

Ученый секретарь диссертационного совета

Матвеев Ю.Г.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы

В магистральном транспорте нефти доля выплат за потребленную электроэнергию превышает 30% эксплуатационных расходов, и в свете устойчивой тенденции к росту тарифов на электроэнергию эта доля неизбежно будет расти. С другой стороны, снижение несущей способности за счёт износа труб заставляет эксплуатировать магистральные трубопроводы в щадящих режимах при пониженных давлениях. В режимах плановой или вынужденной недогрузки объектов магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов задача экономии энергоресурсов значительно осложняется на участках, где возникают условия аккумуляции таких внутритрубных образований, как водные и газовые скопления, отложений смол, парафинов, ила, песка и грата, что снижает пропускную способность трубопровода. В связи с ужесточением санкций за загрязнение окружающей среды и увеличением случаев несанкционированных врезок на трассе весьма актуальна проблема обнаружения утечек, сбросов продукта на трассе, повышения промышленной и экологической безопасности эксплуатации нефте- и продуктопроводов. Столь различные эксплуатационные проблемы магистрального транспорта, однако, имеют общее решение. Все «осложнения» изменяют условия эксплуатации и могут быть идентифицированы мониторингом технологических параметров перекачки. Расширение задач традиционных мониторинговых систем способно принципиально повысить чувствительность, надежность и быстродействие систем обнаружения утечек (СОУ) за счёт оперативного обнаружения и позиционирования на трассе всех осложнений технологических режимов эксплуатации в режиме реального времени.

В диссертационной работе представлены результаты теоретических, экспериментальных и промышленных исследований, посвященных разработке и обоснованию методологии, аналитического аппарата и организационной структуры принципиально нового средства повышения эффективности управления транспортом нефти и нефтепродуктов – функциональной диагностики технологических режимов магистральных нефте- и продуктопроводов, позволяющей отслеживать тенденции развития процессов в трубопроводах; в ясных для пользователя понятиях интерпретировать собранные системой телемеханики параметры технологического процесса

перекачки; в удобной для анализа и дальнейшего принятия решения форме представлять результаты диагностирования и за счёт применения превентивных мер, устраняющих причины осложнений технологических режимов, экономить до трети затрат энергии на линейной части.

Под термином «функциональная диагностика» подразумевается система оперативной диагностики осложнений режимов эксплуатации магистрального нефтепровода исключительно по технологическим параметрам перекачки, регистрируемым штатными средствами телемеханики без специальных тестовых воздействий.

Объектом исследований диссертационной работы является линейная часть нефте- и продуктопроводов в изменяющихся технологических и погодноклиматических условиях эксплуатации, уложенная в рельеф местности, а **предметом исследований** – осложнения технологических режимов эксплуатации магистральных нефте- и продуктопроводов.

Исследования проводились в соответствии со следующими приоритетными направлениями развития науки техники:

- комплексная научно-техническая программа Минвуза РСФСР «Нефть и газ Западной Сибири», утвержденная приказом № 599 от 15.10.82 г. и № 641 от 10.10.86;
- межвузовская научно-техническая программа «Комплексное решение проблемы разработки, транспорта и углубленной переработки нефти и газа» (Приказ Госкомвуза России № 468 от 20.03.96);
- межвузовская научно-техническая программа «Энерго- и ресурсосберегающие технологии» П.Т.436 «Энерго- и ресурсосберегающие технологии добывающих отраслей промышленности» (Приказ Минобразования РФ № 227 от 03.11.97);
- межвузовская научно-техническая программа П.Т.467 «Технология добычи, транспорта и углубленной переработки нефти, газа и конденсата» (Приказ Минобразования России № 865 от 03.04.98; указание № 747-19 от 22.12.97);
- Федеральный Закон "Об энергосбережении" N 28-ФЗ от 03.04.96;
- Приказ Минэнерго РФ «О проведении обязательных энергетических обследований на предприятиях и организациях» № 10 от 16.02.2001.

Цель диссертационной работы - разработка методов и аналитического аппарата системы функциональной диагностики характерных осложнений режимов эксплуатации магистральных нефте- и продуктопроводов.

Основные задачи исследований

- Системный анализ объектов магистрального транспорта нефти с точки зрения энергопотребления, выявление и классификация причин осложнений технологических режимов эксплуатации магистральных нефтепроводов.
- Построение моделей поведения эксплуатационного участка нефтепровода, уложенного в рельеф местности, для качественной и количественной оценки каждого из осложнений технологических режимов.
- Разработка и анализ алгоритмов диагностирования, реализуемых в современных возможностях системы телемеханики, с целью выявления и определения положения осложнений на трассе нефтепровода.
- Разработка методов оценок вклада каждого из характерных осложнений при одновременном их возникновении на каждом участке трассы рельефного нефтепровода, если признаки их проявления схожи.
- Изучение современных информационно-аналитических ресурсов, используемых в эксплуатации магистральных нефте- и продуктопроводов, с целью интеграции их с системой функциональной диагностики на единой методологической основе геоинформационных технологий.

Методы решения поставленных задач

1. «Мягкие» вычисления: генетические алгоритмы, нечёткая логика и нечёткие множества.
2. Математическое моделирование тепло- и массопереноса в рельефном трубопроводе и прилегающем грунте.
3. Решение обратных задач гидродинамики и теплопереноса.
4. Промышленные исследования.

Основные защищаемые положения

1. Интеллектуальный алгоритм диагностирования, реализованный на методологии генетических алгоритмов, нечёткой логики и нечётких множеств.
2. Условия включения в перечень диагностируемых осложнений (необходимые условия существования).
3. Алгоритмы диагностики для каждого типа осложнения, обладающие высокой селективностью.
4. Принципы построения единого информационного пространства в управлении магистральными трубопроводами с послойно-тематической организацией данных на основе геоинформационных технологий.

Научная новизна

1. Выявлены и классифицированы основные причины осложнений технологических режимов перекачки, приводящие к снижению пропускной способности и повышению энергозатрат объектов магистрального транспорта нефти, которые возможно идентифицировать мониторингом технологических параметров перекачки без тестовых воздействий на трубопровод.

2. Разработаны технологические модели режимов перекачки нефтей и нефтепродуктов, осложнённых такими внутритрубными образованиями, как водные и газовые скопления, отложения смол, парафинов, ила, песка и грата, а также утечки, описывающие как установившийся режим, так и переходные процессы в трубопроводе с переменным углом наклона в соответствии с рельефом местности.

3. Обоснованы условия существования водных и газовых скоплений, смолопарафиновых отложений и утечек, определяющие включение каждого феномена в перечень диагностируемых осложнений.

4. Разработаны диагностические алгоритмы, базирующиеся на решении обратных задач гидромеханики многофазных потоков и тепло - массопереноса, дающие качественную и количественную оценку осложнениям.

5. Для оперативной диагностики осложнений разработан аналитический аппарат системы функциональной диагностики технологических режимов магистральных трубопроводов, совмещающий частные диагностические оценки, способный оперировать в условиях неопределённости из-за недостатка оперативной информации с трассы, ограниченной наличием и классом точности технических средств телемеханики. Предложен свод решающих правил, позволяющих в многомерном пространстве параметров перекачки повысить достоверность диагностических оценок. Выявлены механизмы самообучения и накопления знаний в процессе функционирования алгоритма.

Практическая ценность и реализация работы

Система функциональной диагностики технологических режимов эксплуатации систем магистральных нефте- и продуктопроводов является средством для:

- повышения безопасности эксплуатации путем раннего обнаружения осложнений технологических режимов, а также повышения эффективности

взаимодействия объекта управления с диспетчером и оперативного принятия решений в различных ситуациях;

- предотвращения аварий на трассе путем раннего выявления и предупреждения малых утечек, идентификация которых находится на пределе чувствительности современных систем обнаружения утечек;
- повышение надежности за счёт исключения ошибок в принятии решений благодаря контролю за ситуацией с выдачей персоналу оперативной информации состояния линейных объектов, а также прогнозированию развития ситуации на каждом шаге действий диспетчера;
- повышения эффективности эксплуатации за счет прогнозирования развития осложнений и применения превентивных мер для устранения причин снижения пропускной способности участков нефтепродуктопровода;
- облегчения и упрощения работы персонала путем выдачи диспетчеру предварительно проанализированной и интерпретированной в понятных образах информации, быстрого и адресного доступа к документации.

Результаты научных исследований легли в основу следующих разработок:

1) методика «Анализ энергопотребления на перекачку нефти по магистральным нефтепроводам», на методологической основе которой предложен пакет прикладных программ «Энергопотребление». Методика включает системный анализ всех составляющих технологической цепочки магистрального транспорта нефти с точки зрения энергопотребления. Апробация программного продукта «Энергопотребление» на нефтепроводах «Куйбышев-Лисичанск» и «Куйбышев-Тихорецк» на участке «Куйбышев – Красноармейск» ОАО «Приволжские магистральные нефтепроводы» дала оценку эффективности мероприятий экономии энергоресурсов в каждом звене технологической цепочки, в результате чего получен эффект от оптимизации структуры энергопотребления 2'082 тыс.рублей (в ценах 2000 г.);

2) рекомендации по технологическим режимам эксплуатации нефтепровода «Тарасовское-Муравленковское» разработаны с использованием решений задачи теплообмена трубопровода с окружающим грунтом совместно с коллегами института проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР), в результате чего получен экономический эффект 1'116 тыс.рублей (в ценах 1989 г.);

3) предложения по структуре организации информационно-аналитических ресурсов использованы НПП «Стройпроектсервис» для мониторинга утечек в системах диспетчерского контроля и управления магистральными нефтепроводами;

4) исследование теплогидравлических режимов магистральных трубопроводов «Уренгой-Сургут» и «Уренгой-Челябинск» легло в основу для обоснования природоохранных мероприятий и нетрадиционных конструктивных элементов линейной части и резервуаров на слабонесущих оттаивающих грунтах, на которые получены 5 свидетельств на изобретения;

5) на основе материалов диссертационной работы разработаны и используются в учебном процессе Уфимского государственного нефтяного технического университета учебно-методическое пособие для курсового и дипломного проектирования студентов, обучающихся по специальностям: 220400 «Программное обеспечение вычислительной техники и автоматизированных систем», 090700 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газохранилищ», 657900 «Автоматизированные технологии и производства», - а также для инженерно-технических работников предприятий магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов на курсах повышения квалификации и три учебно-методических руководства по курсам «Гидравлика», «Гидромеханика», «Гидрогазодинамика», «Гидрогазодинамические расчеты в нефтегазовом деле».

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались на XIII-XXVI школах-семинарах по проблемам трубопроводного транспорта (Уфа, ИПТЭР (ВНИИСПТнефть), 1988 - 2002 гг.), XXXI-LII научно-технических конференциях студентов, аспирантов и молодых ученых (Уфа, УГНТУ (УНИ), 1980 - 2002 гг.), научно-производственном совещании «Пути и методы прогнозирования и диагностики линейной части газопроводов Главтюменгазпрома» (Сургут, 1987), отраслевом совещании Миннефтегазпрома "Проблемы охраны окружающей среды в нефтяной промышленности" (Уфа, 1990), технических совещаниях региональных управлений АК «Транснефть»: ОАО «Уралсиб» (г.Уфа, 1999), ОАО

«Транссибнефть» (г. Омск, 2000), ОАО «Приволжскнефтепровод» (г. Самара, 2001), заседаниях ученых советов НИИБЖД МЧС РБ, ЮганскНИПИнефть (г.Уфа, 2000-2002 гг.), конференции АНК "Башнефть" (Уфа, 1996), семинаре НК ЮКОС «Снижение затрат при эксплуатации...трубопроводного транспорта НК ЮКОС» (г. Москва, 2001), секциях научно-технических советов УГНТУ, на Российских и международных семинарах, конференциях, симпозиумах: «Проблемы трубопроводного транспорта газа Западной Сибири» (Тюмень, 1987), «Новоселовские чтения» (Уфа, 1998), «Методы кибернетики химико-технологических процессов - «КХТП-V-99» (Москва, Уфа, Казань, 1999), IV международной конференции РАН «Химия нефти и газа» (Томск, 2000), "Проблемы нефтегазовой отрасли" (Уфа, 2000), 54, 55-ой Межвузовских научных конференциях «Нефть и газ» (Москва, РГУ, 2000, 2001), II и III конгрессе нефтепромышленников России «Проблемы нефти и газа» (г.Уфа, 2000-2001 гг.), 24th International Petroleum Conference and Exhibition "Oil and Gas Transportation" (Tihany, Hungary 18-20 Oct. 1999), European, Middle Eastern and Africa User Conference "GIS for the New Millennium" (Istanbul, Turkey, 2000).

Публикации

Основное содержание работы изложено в 73 работах, в том числе монографии и учебно-методическом руководстве, 43 статьях, 24 докладах и тезисах, 4 авторских свидетельствах и патентах. Данный труд основан на результатах исследований автора за более чем 20-летний период работы.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, 6 глав, заключения и библиографического списка. Она изложена на 365 страницах машинописного текста, содержит 87 рисунков, 32 таблицы. Библиографический список включает 322 наименования.

Автор выражает признательность за помощь и полезные советы в работе научному консультанту проф. А.М.Шаммазову; а также за научные консультации и ценные рекомендации проф. Р.Н.Бахтизину, проф. Г.К.Аязяну, доц. В.А.Шабанову; зам. директора НИИБЖД МЧС РБ проф. С.В.Павлову за предоставленные материалы по геоинформационным системам.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность и важность проблемы совершенствования системы управления технологическими режимами нефтепродуктопроводов и создания эффективных средств оперативной диагностики осложнений, возникающих в процессе эксплуатации линейных объектов магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов, а также сформулированы научная новизна, основные положения, выносимые на защиту, практическая ценность работы и ее реализация.

Первая глава посвящена разработке и обоснованию системного подхода к анализу эффективности функционирования, классификации причин снижения пропускной способности, изучению возможностей существующих информационных систем и формулировке задач функциональной диагностики магистральных нефтепроводов. Показано, что специфические принципы хозяйствования за почти вековой период эволюции системы магистрального транспорта России мобилизацией ресурсов всей страны за достаточно короткий срок позволили, с одной стороны, создать уникальную по своей протяженности и пропускной способности сеть магистральных нефте- и продуктопроводов, а с другой - не выработали адекватных механизмов реновации основных средств и воспроизводства имеющихся ресурсов. В итоге, прогрессирующее старение и снижение несущей способности линейной части заставляет пересматривать регламенты эксплуатации в сторону снижения эксплуатационных давлений, перехода на более «щадящие» режимы, снижающие пропускную способность эксплуатационных участков трубопроводов. Анализ укрупненных показателей темпов реконструкции и ремонтов линейной части по отчётам АК «Транснефть» позволил сделать вывод, что в исторически сложившихся условиях система магистральных трубопроводов России в ближайшие 20...30 лет неизбежно будет эксплуатироваться в недогруженных режимах. Актуальность вопроса о безопасной и эффективной эксплуатации изношенных недогруженных трубопроводов со временем будет только расти.

На современном этапе реализации рыночных отношений перед отраслью стоят две проблемы: 1) где можно высвободить средства для вложения в капитальный ремонт и реконструкцию объектов магистрального транспорта и 2) как эффективно, безопасно с технологической и экологической точки зрения эксплуатировать изношенные транспортные сети. Обе проблемы решаются внедрением системы автоматизированного управления технологическими

режимами магистральных нефтепродуктопроводов принципиально иного уровня, зарекомендовавших себя как в современных оборонных, так и промышленных проектах.

Для экономии энергетических ресурсов и оценки эффективности технологического процесса перекачки предложена методика «Анализ энергопотребления на перекачку нефти по магистральным нефтепроводам», основанная на сопоставлении расчётных (каталожных) эксплуатационных показателей и фактических данных АСУ, диспетчерской, журналов энергопотребления и лаборатории качества. Необходимо отметить многолетний опыт работ в области анализа эффективности эксплуатации магистральных насосов Л.Г. Колпакова, А.Г. Гумерова, А.М. Акбердина, С.Г. Бажайкина; аналогичные работы для линейной части и резервуарных парков - П.И.Тугунова, В.Ф.Новоселова, Ф.Ф.Абузовой, В.И.Голосовкера, А.Ш.Ахатова, К.Р.Ахмадуллина.

Представленная в работе методика отличается системным подходом к проблеме энергоаудита и включает анализ всех составляющих технологической цепочки магистрального транспорта нефти от точки подключения к энергосетям до конечного пункта эксплуатационного участка нефтепровода с точки зрения энергопотребления. Возможности по дискретизации энергетической цепочки определены только наличием контрольно-измерительных приборов на насосных станциях и трассе, а также существующим регламентом их опроса и регистрации показаний (рисунок 1).

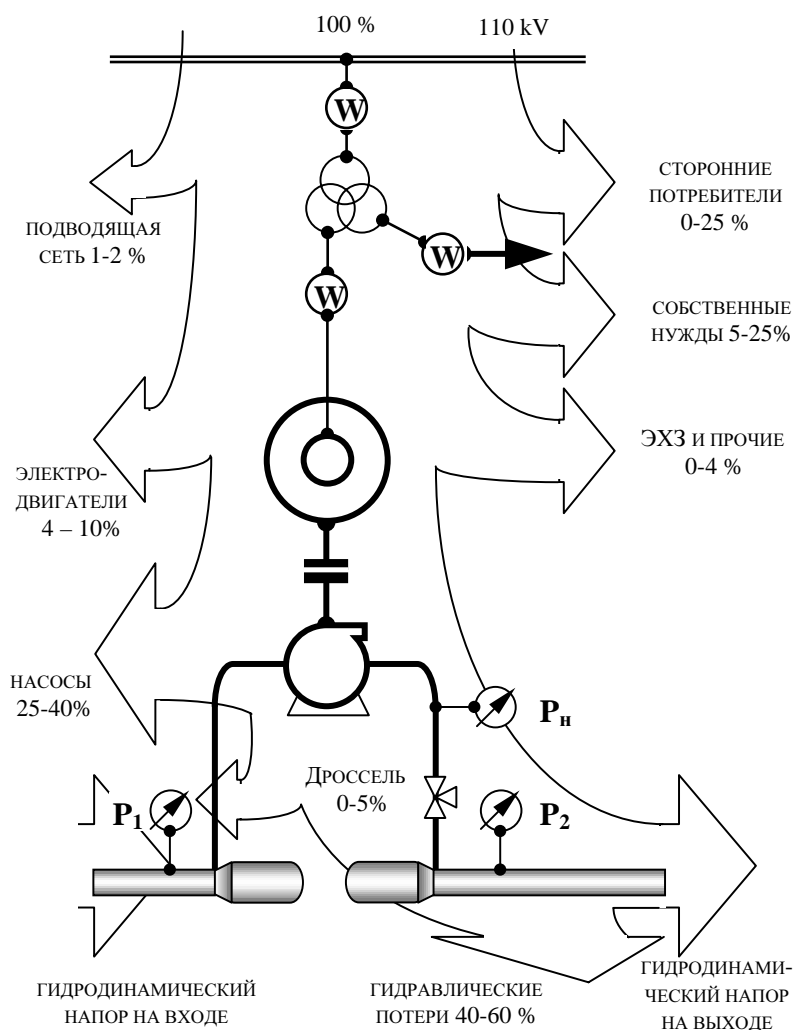


Рисунок 1 – Энергопотребление НПС с напорным участком трубопровода

Сделано обобщение энергопотерь по двум категориям:

- системная составляющая потеря, которая характеризует потребление энергии установленным оборудованием в оптимальном режиме его эксплуатации и может быть изменена только сменой собственно оборудования;
- динамическая составляющая потеря, которая возникает за счет отклонений режимов эксплуатации от оптимального или во время нестационарного (неустановившегося) режима движения в трубопроводе. Эти потери можно минимизировать, улучшая регламент эксплуатации системы без замены основного оборудования.

Основное аналитическое средство - сведение балансов энергопотребления как для всего эксплуатационного участка нефтепровода, так и для отдельной насосной станции с напорным участком трубопровода по выборке данных фактических параметров эксплуатации, кратной двухчасовому периоду. В качестве критерия сравнения предложено отношение расчётных затрат энергии (кВт·ч.) на выполнение транспортной работы к фактическим и регламентным.

Апробация методики и программного продукта «Энергопотребление» проведена на нефтепроводах «Куйбышев-Лисичанск» Ø1220 мм и «Куйбышев-Тихорецк» Ø720 мм на участке «Куйбышев – Красноармейск». Проанализированы балансы энергопотребления с 01 октября 2000 по 26 сентября 2001 г. по двухчасовым выборкам данных (рисунок 2).



Рисунок 2 - Сравнение энергопотребления магистрального нефтепровода в фактических, регламентированных и расчетных значениях

Рассмотрение детализированного баланса энергопотребления дает оценку эффективности мероприятий экономии энергоресурсов в каждом звене технологической цепочки. По данным энергопотребления трубопроводов различного назначения (нефте-, продукто- и конденсатопроводов) показана возможность повышения эффективности перекачки на 7...22% за счет внедрения превентивных мер, устраняющих причины осложнений технологических режимов, снижающих пропускную способность нефтепроводов. Оценка эффективности традиционных средств очистки нефтепроводов привела к пониманию необходимости разрабатывать дополнительные технические и организационные мероприятия по удалению подвижных внутритрубных образований – водяных и газовых скоплений.

Изучение возможностей современных систем телемеханики (SCADA) на примере её реализации в Каспийском трубопроводном консорциуме позволило сделать заключение, что внедрение современных технологий SCADA, телемеханики и АСУ подготовило основу для системы функциональной диагностики осложнений технологических режимов нефте- и продуктопроводов, которая способна повысить оперативность принятия решений, расширить аналитические возможности служб, эксплуатирующих разветвленные сети, и снизить энергопотребление системы магистрального транспорта нефти до 1/3 затрат энергии на линейной части.

В заключении главы приведена классификация причин снижения пропускной способности и эффективности, технологической и экологической безопасности функционирования участка магистрального нефте-продуктопровода, объединенных общим термином «осложнения» технологических режимов. Поставлены задачи и определены этапы разработки системы функциональной диагностики нефте- и продуктопроводов, реализуемой строго в рамках мониторинга эксплуатационных параметров, регистрируемых системами SCADA (давление, расход, температура и время) без специфических диагностических воздействий. Определены терминология и методология построения диагностических алгоритмов. Обоснована необходимость учёта человеческого фактора в управлении объектами магистрального транспорта. Сформулированы классические вопросы, на которые система функциональной диагностики должна предельно чётко давать ответы:

- какие осложнения характерны для диагностируемого объекта?
- где по трассе они локализованы?
- их количественная оценка?

Вторая глава посвящена разработке аналитического аппарата системы функциональной диагностики осложнений технологических режимов магистральных трубопроводов, способного совмещать конкурирующие оценки осложнений, полученные по частным диагностическим алгоритмам. Классические решения обратных задач тепло- и массопереноса в технологических расчётах трубопроводного транспорта нефти не обладают достаточной устойчивостью по входным данным, весьма чувствительны к качеству используемых моделей и полноте описания физического процесса, однако позволяют получить интервальную оценку диагностируемого параметра, разброс значений которых можно значительно сократить, сопоставив подобные оценки по нескольким независимым параметрам координатного пространства диагностических признаков. В условиях технических ограничений доступной в традиционных системах телемеханики и АСУ информации как по количеству, так и по качеству, с одной стороны, и достаточно обширного списка осложнений технологических режимов, подлежащих идентификации, – с другой, решение задач функциональной диагностики лежит на стыке новейших методов математической логики, многокритериальных оценок и «мягких» вычислений.

В методологическую основу системы функциональной диагностики положены генетические алгоритмы многопараметрического поиска решений, адекватно описывающих зарегистрированные значения технологических параметров в координатном пространстве диагностических признаков и логических конструкций свода правил диагностирования, которые дают возможность находить альтернативы на всём множестве возможных решений без излишних вычислительных затрат «комбинаторного взрыва» с ростом размерности задачи. Количество же независимых переменных достигает 140-200 при идентификации 5-7 осложнений на эксплуатационном участке нефтепровода протяженностью 400-500 км.

История применения генетических алгоритмов начинается с работ Р.Холстиена, Де Джонга, Дж. Холланда и Д. Гольдберга 1970-75 гг., в которых впервые были продемонстрированы возможности метода для решения задач многопараметрической оптимизации, хотя изначальная идеология «нечёткой» логики разработана Л. Заде на десятилетие ранее. Но только в последние 5-7 лет появились работы Savic D.A., Walters G.A. (Великобритания), Vitkovsky J.P., Simpson A.R., Murthy L.J. (Австралия), Tang K.W., Zhang F. (Канада),

предложивших использовать генетические алгоритмы в проектировании водопроводных сетей решением обратных задач гидравлики.

В соответствии с наиболее общим определением генетические алгоритмы - это методы случайного глобального поиска, копирующие механизмы естественной биологической эволюции. Терминология, принятая в данной области математики, заимствована из генетики. Генетические алгоритмы оперируют с популяцией оценок потенциальных решений (индивидуумов), используя принцип "выживает наиболее приспособленный". На каждом шаге алгоритма образуется новое множество приближений, создаваемое посредством процесса отбора индивидуумов согласно их уровню пригодности. Операндом генетического алгоритма является ген $@G$ – закодированная оценка того или иного осложнения технологического режима, объединенный в «хромосому» (chromosome, string) - n -мерный вектор \bar{S} .

На предварительном этапе выявляются осложнения, подлежащие оценке, из которых формируется структура хромосомы. Учитывая естественное ограничение, что дискретность пространства диагностического поиска не может превышать физического, обусловленного наличием датчиков по длине нефтепровода, каждому участку трассы между замерными пунктами поставлен в соответствии геном $\{ @W, @D, @U, @A, @L \}$, состоящий из пяти генов:

- $@W$ – скопления воды;
- $@U$ – неподвижные объекты;
- $@A$ – газовые скопления;
- $@L$ – утечки;
- $@D$ – смолопарафиновые отложения.

Область значений всех генов $@G$ унифицирована - $[0...7]$, что обеспечивает возможность применения операторов генетических алгоритмов между ними. Размерность кода зависит от требуемой точности оценки диагностируемых параметров. Значение кода $@G$ определяет количественную оценку осложнения, которая может быть пропорциональной или прогрессивной. Пропорциональное кодирование целесообразно применять для водных и газовоздушных скоплений. Прогрессивное - более предпочтительно для фазификации утечек, смоло-парафиновых отложений, скоплений грата, деформаций труб и пр.

Алгоритм диагностирования осложнений технологических режимов на трассе нефтепродуктопровода включает три стадии нахождения решения.

На начальном этапе по конструктивным особенностям диагностируемого объекта и глобальным признакам существования осложнений формируется структура хромосомы \bar{S} . После чего для каждого участка трассы между замерными пунктами производится оценка максимально возможного уровня осложнения, которому ставится в соответствии максимальное значение кода -7:

- для газовых скоплений – это длина всех нисходящих участков трассы;
- для водных скоплений – это длина всех восходящих участков трассы;
- для смолопарафиновых отложений рекомендовано принять предельную оценку толщины слоя - $\delta_{\max} = D/4$;
- для утечек, чтобы не дублировать существующие возможности, целесообразно брать значения на пределе чувствительности традиционных методов систем обнаружения утечек (3-5% от номинального расхода).

Этап выполняется только при инициализации системы диагностики и завершается её отладкой – накоплением в базе знаний решений алгоритма в процессе тестового ситуационного обучения.

На первом этапе предварительного поиска претендентов на решение генерируется начальная популяция $\{\bar{S}\}^{(\zeta=0)}$ из N индивидов. Количество особей в популяции должно быть не менее удвоенного произведения видов диагностируемых осложнений k на количество замерных пунктов по трассе эксплуатационного участка трубопровода $(m - 1)$, из которых не менее 50% популяции – это результаты диагностики предыдущих периодов времени, которые извлекаются из базы знаний. Вторая часть индивидов формируется из условия максимального охвата всего пространства поиска решений алгоритмом диагностирования. Применением одного из пакетов, реализующих генетический алгоритм с элитным отбором, циклической мутацией и диагональным кроссинговером, формируется неуплучшаемая популяция хромосом, идентифицирующих локальные максимумы функции пригодности - претендентов на решение.

Второй этап - уточнение локальных максимумов функций пригодности $fit(\bar{S}^{\max} \{G_i\})$ по доминантным генам G_i подразумевает кластеризацию - деление исходной популяции на группы $\{W\}, \{A\}, \{D\}, \{L\}, \{U\}$ по принципу «родственной» близости индивидов. Применение операций генетического алгоритма в каждой группе с пропорциональным увеличением вероятности мутаций и уменьшения вероятности кроссинговера обеспечивает

получение 5 решений, каждое из которых имеет своё максимальное значение функции пригодности в группе $\{ @W \}, \{ @A \}, \{ @D \}, \{ @L \}, \{ @U \}$. Нормированные значения этих функций определяют вероятность адекватности интерпретации результатов диагностирования технологических режимов:

$$P(@G_i) = \frac{fit(\bar{S}^{\max} | \{ @G_i \})}{\sum_1^k fit(\bar{S}^{\max} | \{ @G_k \})}. \quad (1)$$

Алгоритм дефаззификации хромосом зависит от принятых вариантов кодирования:

- для пропорционального

$$L_i^{\Sigma} = \frac{@A_i}{7} \cdot \Delta L_i^{down} \quad - \text{длина участков с газовыми скоплениями, [м];}$$

$$L_i^{\Sigma} = \frac{@W_i}{7} \cdot \Delta L_i^{up} \quad - \text{длина участков с водными скоплениями, [м];}$$

- для прогрессивного

$$\delta_i^{cp} = \frac{@D_i \cdot (@D_i + 1)}{56} \cdot \frac{D}{4} \quad - \text{толщина слоя парафиновых отложений, [м];}$$

$$Q_i^{leak} = 0,05 \cdot \frac{@L_i \cdot (@L_i + 1)}{56} \cdot Q \quad - \text{утечки, [м}^3/\text{с];}$$

$$\xi_i^{diag} = \frac{\pi^2}{8} \cdot \frac{\zeta_i \cdot P_i^{ном} \cdot D^4}{\rho \cdot Q^2} \cdot @U_i \cdot (@U_i + 1) \quad - \text{«неподвижные» объекты,}$$

где ΔL_i^{up} , ΔL_i^{down} - общая длина восходящих - *up* и нисходящих - *down* сегментов на *i*-ом участке трубопровода между замерными пунктами, [м];

ζ_i - относительная погрешность средств измерения;

$P^{ном}$ – предел измерений манометра на *i*-ом замерном пункте, [Па].

Результатом второго этапа процедуры диагностирования является конечный набор альтернатив, интерпретированный в ясных для диспетчера понятиях, в удобной для анализа и дальнейшего принятия решения форме в сочетании с качественными и количественными оценками каждой из них.

На заключительном этапе на основании собственного опыта, анализа тенденций развития процессов в трубопроводах и интуиции диспетчеру предлагается выбрать наиболее вероятную из предложенного алгоритмом списка альтернатив, адекватно отражающую реальную ситуацию на трассе.

Цикл диагностирования завершается пополнением базы знаний избранной альтернативой с трендами технологических параметров

эксплуатации объекта, которая является своеобразной «памятью» системы функциональной диагностики. Если период «памяти» достаточно большой, велика вероятность повторения ситуации на трассе. Использование в алгоритме цепочек кодов, близких к искомому решению, значительно сокращает время расчётов и повышают достоверность полученных результатов.

Центральным звеном алгоритма, определяющим направление эволюции решений, а следовательно, и адекватность результатов диагностики, является функция пригодности. Учитывая многомерность пространства поиска, в работе обоснована структура функции пригодности, позволяющая интегрировать множества формализованных оценок осложнений технологических режимов по всем координатам частных оценок и диагностических признаков.

Общим диагностическим признаком всех осложнений является изменение давлений. С другой стороны, распределение давлений по трассе – наиболее точно и достаточно часто регистрируемый системами телемеханики и АСУ параметр в технологическом цикле перекачки. Поэтому компонента функции пригодности по гидравлическим потерям Δh принята в алгоритме диагностирования в качестве центрального связующего звена. С учётом погрешности средств измерения давления, каналов связи, помех в системах телемеханики и пр. компонента Δh функции пригодности примет вид:

$$f(\bar{S}) = 1 - \frac{1}{m} \cdot \sum_{i=1}^m \frac{(\Delta h^{pac} - \Delta h^{факт})_i^2}{\Delta h_i^{факт} \cdot \frac{P^{ном}}{\rho \cdot g} \cdot (1 \pm 2 \cdot (\zeta_i^c + \zeta_i^m))}, \quad (2)$$

где ζ_i^c - относительная погрешность средств измерения;

ζ_i^m - относительная погрешность расчёта;

ρ - плотность нефти, [кг/м³];

g - ускорение свободного падения, [м/с²].

Компоненту согласования гидравлических потерь функции пригодности можно рассматривать как нечёткое множество с нечёткими границами, принадлежность к которому того или иного решения (хромосомы) выражается её значением, лежащим в диапазоне [0...1] (рисунок 3).

Применение одного признака – совпадение расчётных и измеренных давлений по трассе может дать достоверную оценку только одного какого-либо параметра. В нашем случае диагностики пяти осложнений необходимо ввести

ещё как минимум 4-6 условий, решение которых совместно с (2) даст возможность идентифицировать каждое из них.

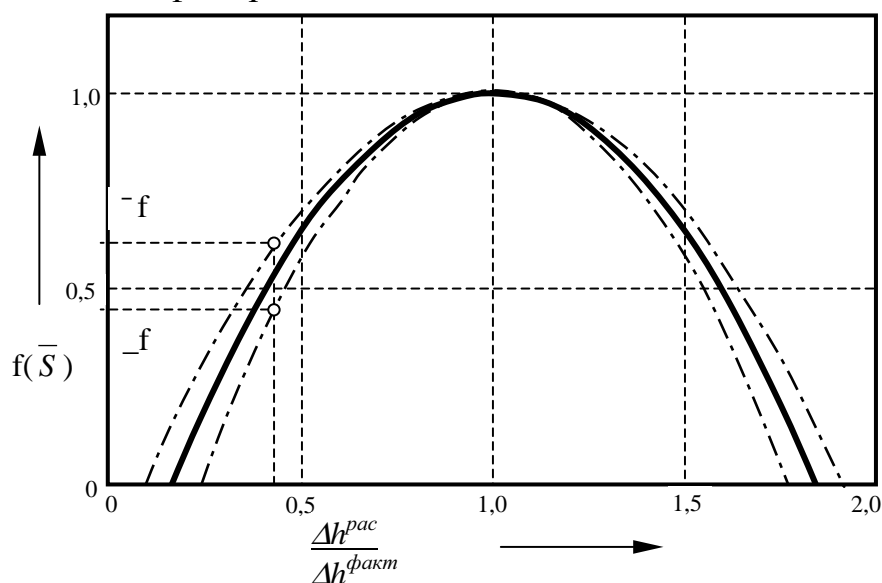


Рисунок 3 – Компонента согласования функции пригодности по давлению

Для построения обобщенной функции пригодности $fit(\bar{S})$, учитывающей все условия по всем диагностическим признакам, использованы логические операторы нечёткой логики: отрицания, конъюнкции, дизъюнкции, которые наиболее просто реализуются на ЭВМ:

$$\text{отрицание} \quad R_1 \cong \neg P, \Rightarrow \mu(R_1^\alpha) = 1 - \mu(P)^\alpha; \quad (3)$$

$$\text{конъюнкция} \quad R_2 \cong P \cap Q, \Rightarrow \mu(R_2^\alpha) = \mu(P) \cdot \mu(Q); \quad (4)$$

$$\text{дизъюнкция} \quad R_3 \cong P \cup Q \cong \neg P \cap Q, \Rightarrow \mu(R_3^\alpha) = 1 - \mu(P) \cdot \mu(Q). \quad (5)$$

Определение логических операторов открывает возможность приложения математической логики в области методов принятия решений. Использование хорошо зарекомендовавших себя решений в смежных областях математики оправдано: единство предмета исследования заставляет искать как более совершенные средства решения проблем, так и более правдоподобные объяснения наблюдаемым явлениям. В рассматриваемой проблеме «мягкий» системный анализ, делая основной акцент на структуризацию проблемы, дополняет методологию «мягких» вычислений в структуре функции пригодности. Мультипликативный вид функции пригодности, зарекомендовавший себя в многокритериальной теории полезности, нашёл применение в алгоритме диагностирования:

$$fit(\& S) = \Xi \cdot \left(1 - \frac{1}{m} \cdot \sum_{i=1}^m \left(\frac{(\Delta h^{pac} - \Delta h^{факт})_i^2}{\Delta h_i^{факт} \cdot \frac{P_i^{НОМ}}{\rho \cdot g} \cdot (1 \pm 2 \cdot (\zeta_i^c + \zeta_i^m))} \cdot (1 - \mathfrak{R}_i) \right) \right), \quad (6)$$

где Ξ - нечёткое множество оценок соответствия решения, закодированного в хромосоме, интегральным диагностическим признакам осложнений технологических режимов нефтепровода в целом;

\mathfrak{R}_i - нечёткое множество оценок соответствия решения локальным диагностическим признакам, характеризующим осложнения на участке нефтепровода между смежными i и $i+1$ замерными пунктами.

Оба множества содержат в качестве операндов нечёткие множества оценок по частным осложнениям, объединенные логическими операторами (3-5).

Таким образом, можно констатировать, что для оперативной диагностики осложнений разработан аналитический аппарат системы функциональной диагностики технологических режимов магистральных трубопроводов, базирующийся на современных научных достижениях в области нечёткой логики, нечётких множеств и генетических алгоритмов. Выявлены механизмы самообучения и накопления знаний в процессе функционирования алгоритма.

Основными задачами последующих глав диссертационной работы являются разработка и обоснование:

- а) гидродинамических условий существования каждого осложнения как условие включения соответствующего гена в структуру хромосомы;
- б) диагностических алгоритмов - количественной оценки осложнений решением обратных задач гидравлики и тепломассопереноса;
- в) функций принадлежности, максимально объективно описывающих качественную оценку вклада каждого вида осложнений технологических режимов эксплуатации нефтепродуктопроводов с логической интерпретацией формализованного решения.

В третьей главе на основе моделирования стратифицированного течения в рельефном трубопроводе даны решения основных задач диагностики газовых скоплений, содержащих как газы неорганического происхождения (N_2 , CO_2 , H_2S , и др.), так и легкие фракции углеводородов (CH_4 , C_2H_6). Исследованию безнапорных и двухфазных потоков традиционно уделяется большое внимание. Влияние участков с расслоенным течением на пропускную способность трубопровода достаточно детально исследовалось в работах И.А.Чарного,

А.К.Галлямова, А.М.Шаммазова, Г.Е.Коробкова, А.М.Нечваля, А.И. Гужова, В.Ф.Медведева, В.К.Касперовича, К.Г.Донца, В.А.Мамаева, Г.Э.Одишарии. За рубежом наиболее авторитетными и часто цитируемыми являются N. Brauner, D. Barnea, Y. Teitel, А.Е. Dukler (Израиль), Н. Furukawa, М. Ihara, К. Kohda (Япония), G.F. Hewitt (Великобритания).

Традиционно для определения состояния фаз в многофазных потоках используются диаграммы структурных форм двухфазных потоков, которые имеют узкие рамки применения. В целях получения аналитического выражения для обобщенного критерия существования газового скопления, удобного для использования в практике эксплуатации трубопроводных систем, построена модель стационарного расслоенного потока в нисходящем цилиндрическом канале с углом наклона α в профиле местности:

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{dH}{dx} + \alpha_0 \frac{v}{g} \frac{dv}{dx} + 0,08263 \cdot \frac{\lambda}{D^5} \cdot \left(\frac{\varpi_o}{\varpi} \right)^2 \frac{D}{4R_z} \cdot Q^2, \quad (7)$$

где $\frac{4R_z}{D} = 1 - \frac{\sin \Theta}{\Theta}$ - безразмерный гидравлический радиус;

$\frac{\varpi}{\varpi_o} = \frac{\Theta - \sin \Theta}{2\pi}$ - коэффициент заполнения трубы;

v, Q - скорость и расход жидкой фазы, [м/с, м³/с];

dH/dx – градиент глубины потока жидкой фазы по длине трубопровода;

Θ - центральный угол живого сечения потока продукта по нисходящему участку трубопровода, [рад];

α_0 – коэффициент Кориолиса;

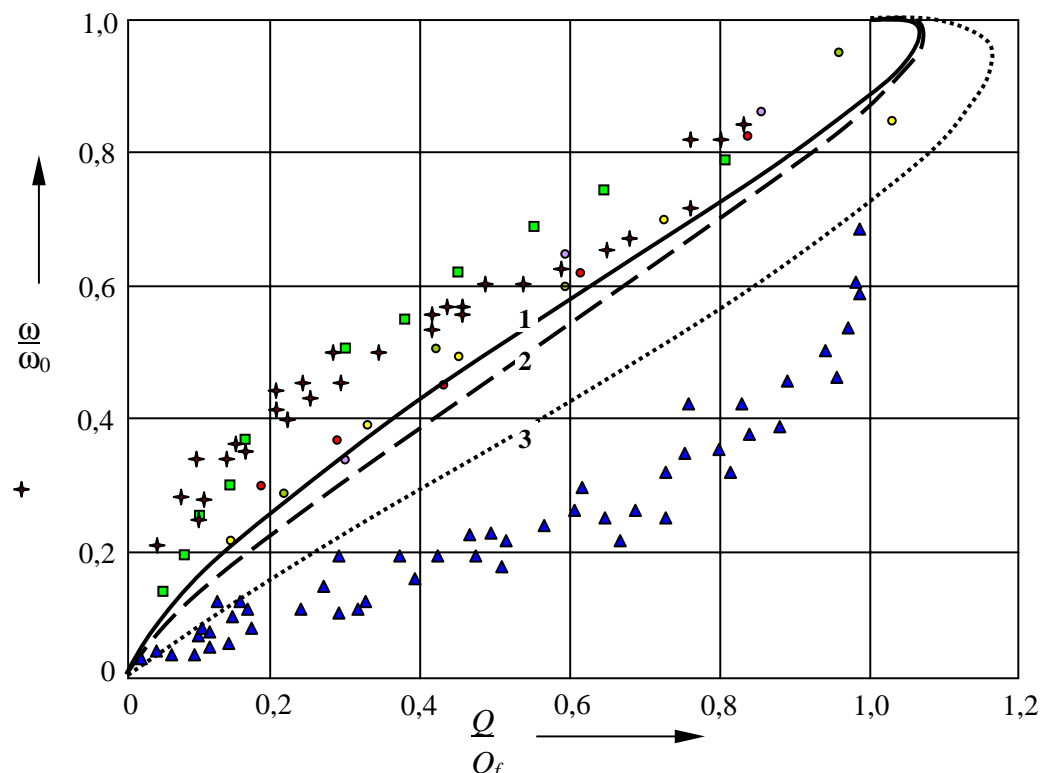
λ - коэффициент гидравлических сопротивлений, методика определения которого включает зависимости Г.Е.Коробкова для безнапорного ламинарного течения и зоны гладкого трения, а также формулу Кольбука для зон смешанного и квадратичного трения с рекомендациями М.В.Лурье для аппроксимации переходного режима «коэффициентом перемежаемости».

В качестве критерия сравнения предложен режим течения жидкости полным сечением Q_f под действием только гравитационных сил, когда гидравлический уклон равен тангенсу угла наклона оси к горизонту, а давление по длине участка остается постоянным:

$$Q_f = \sqrt{\frac{\operatorname{tg} \alpha \cdot D^5}{0,08263 \cdot \lambda_f}}, \quad (8)$$

где λ_f – коэффициент гидравлических сопротивлений по классическим методикам гидравлики.

Адекватность предложенной модели доказывается сравнением с результатами семи независимых экспериментальных исследований, представленными на рисунке 4.



- + - экспериментальные данные А.К.Галлямова;
- - экспериментальные данные А.М.Лобкова;
- - экспериментальные данные В.А.Мамаева и Г.Э.Одишария;
- ▲ - эмпирические данные Р.С.Мартинелли, Р.У. Локхарта и Д.Б.Нельсона;
- 1 — - содержание жидкой фазы в квадратичной зоне трения;
- 2 - - - содержание жидкой фазы в зоне гладкого трения;
- 3 ····· - содержание жидкой фазы при ламинарном течении.

Рисунок 4 – Сводный график сопоставления расчётных зависимостей по модели (7) с экспериментальными данными истинного содержания жидкой фазы в нисходящем участке трубопровода

Анализ технологических режимов перекачки нефтей в широком спектре изменения реологических и эксплуатационных характеристик продукта и труб выявил максимально возможные значения производительности нисходящего участка трубопровода в расслоенном режиме течения:

$$Q_{\max} = 1,069...1,161 \cdot Q_f. \quad (9)$$

Таким образом, условием включения газовых скоплений в перечень осложнений, идентифицируемых на участке трубопровода между двумя последовательно расположенными замерными пунктами по трассе, является необходимое условие существования, которое означает, что если хотя бы один

сегмент линии аппроксимации трассы трубопровода в рельефе местности отвечает условию:

$$Q < Q_{max} , \quad (10)$$

скопления газов на данном участке возможны. В противном случае ген @A в соответствующем геноме должен обнуляться перед вычислением значений функции пригодности.

Алгоритмы диагностирования построены на физических феноменах, измеряемые параметры которых определяются преимущественно рассматриваемым осложнением. Для диагностики газовых скоплений предложены алгоритмы конкурирующих независимых оценок по времени прохождения импульса давления; по изменению объемов газовых скоплений в соответствии с законом состояния газа; по изменению длины газовых скоплений в зависимости от производительности. Для обоснования наиболее селективного диагностического признака газовых скоплений разработана модель распространения возмущений на самотечном участке трубопровода, которая основана на законах неразрывности и сохранения момента количества движения, принимая изменение живого сечения потока за счет деформации только газового скопления в трубе, так как упругость газов при эксплуатационных давлениях на несколько порядков ниже упругости жидкостей и металла. Получена зависимость скорости распространения волны возмущений от заполнения самотечного участка:

$$C_1 = \sqrt{\frac{g \cdot D \cdot (\Theta - \sin \Theta)}{8 \cdot \sin \frac{\Theta}{2}}} . \quad (11)$$

Селективность метода диагностики газовых скоплений, основанного на разнице в скоростях распространения импульса давления, очень высокая, так как скорость звука в напорном участке трубопровода $C_0 = 1000 - 1425$ м/с; в то время как в самотечном участке – $C_1 = 0 - 3$ м/с.

Алгоритм диагностики заключается в измерении времени прохождения импульса давления по участку трубопровода по и против течения продукта, что исключает влияние скорости движения самого продукта на результат измерения. Общая длина газоздушных скоплений L_{diag} на диагностируемом участке L_{Σ} определяется временем прохождения импульса давления:

$$L_{\text{диаг}} = \frac{0,5 \cdot \tau \cdot C_0 - L_{\Sigma}}{\frac{C_0}{C_1} - 1}, \quad (12)$$

где τ - время возвращения импульса давления к генератору, [с].

Алгоритм диагностики газовых скоплений *по времени прохождения импульса давления* имеет глобальный характер, т.е. идентифицирует длину скоплений во всём нефтепроводе, поэтому компоненту газовых скоплений функции пригодности правомерно отнести к нечёткому множеству интегральных оценок осложнений технологических режимов нефтепровода в целом Ξ , формальное представление которого имеет вид:

$$\Xi_A = 1 - \left(\frac{L_{\Sigma}}{L_{\text{диаг}}} - \frac{L_{\text{диаг}}}{L_{\Sigma}} \right)^2 \cdot (1 \pm \zeta_A), \quad (13)$$

где $L_{\text{диаг}}$, L_{Σ} – оценки длины газовых скоплений, полученные в результате применения алгоритма диагностирования (12) и дефаззификации кодов параллели генов $\{ @A \}$;

ζ_A – ошибка расчётов и дефаззификации в алгоритме диагностирования.

Конкурирующий алгоритм локальной оценки \mathfrak{R}_{Ai} , основанный на *сопоставлении изменений объемов газовых скоплений* на участке нефтепровода между смежными i и $i+1$ замерными пунктами, при изменении давления в технологическом цикле эксплуатации трубопровода даёт следующее формальное правило. Суммированием количества газа по длине участка между замерными пунктами получен операнд в функции принадлежности нечёткому множеству локальных диагностических оценок объема газовых скоплений \mathfrak{R}_A :

$$\mathfrak{R}_A = 1 - \left(\frac{\sum_j \mu_j^{\tau}}{\sum_j \mu_j^{\tau-1}} - \frac{\sum_j \mu_j^{\tau-1}}{\sum_j \mu_j^{\tau}} \right)^2 \cdot (1 \pm \zeta_A), \quad (14)$$

где $\sum \mu_j = \frac{P_j \cdot V_j}{R \cdot T_j} = \frac{P_j}{R \cdot T_j} \cdot \frac{\pi D_{\xi}^2}{4} \sum_n \left(1 - \frac{\varpi_n}{\varpi_0} \right) \cdot L_{i,j}^n$ - количество молей газа по длине

участка между замерными пунктами;

$\tau-1$, τ – индекс предыдущего и рассматриваемого цикла диагностирования;

L^n – длина n -ого звена в нисходящей плети.

Свод решающих правил базы знаний для идентификации газовых скоплений в рамках методологии функциональной диагностики

технологических режимов может быть расширен за счёт элементов, учитывающих специфику каждого участка нефтепродуктопровода.

В четвёртой главе представлено построение и обоснование алгоритмов диагностики внутритрубных отложений, базирующихся на моделировании теплогидравлических режимов нефтепроводов, перекачивающих парафинистые нефти, термодинамические условия кристаллизации которых лежат в диапазоне эксплуатационных параметров системы.

За более чем вековую историю нефтяного дела вопросу смолопарафиновых отложений в трубопроводах и скважинах посвящено немало исследований: от С.Е.Рестли, Д.Брауна, А.Д.Амирова, П.П.Галонского, которые в середине прошлого столетия исследовали динамику образования смолопарафиновых отложений в скважинах, работ Джессена и Хоувелла, В.Ф.Нежевенко, Р.А.Абдуллина, А.Д.Голикова, Г.А.Кабардина, Б.Ф. Губанова, В.Р. Еникеева, В.М. Григорьева, Д.М. Шейх-Али, Е.П. Линькова, А.Ю.Намиота, Ю.В. Капырина, Г.Ф. Требина, В.А. Рассказова, П.Б. Кузнецова, А.Биккулова, Р.Г.Нигматулина, до ставших классикой исследований Л.С.Абрамзона и В.П.Тронова в магистральных и промысловых трубопроводах.

Обобщая результаты проведенных исследований, приходим к следующим заключениям:

1) необходимым условием образования отложений является наличие в перекачиваемых нефтях растворённых парафинов, смол и асфальтенов, температура кристаллизации которых лежит в диапазоне эксплуатационных значений данного параметра;

2) положение отложений в полости трубопровода обусловлено термо- и гидродинамическими условиями:

- смолы, асфальтены и парафины кристаллизуются и частично оседают на стенке трубопровода на участке, где эксплуатационные параметры потока попадают в диапазон температур кристаллизации (структурообразования) тугоплавких компонентов,
- вторичные отложения обусловлены процессом седиментации взвешенных в потоке кристаллов, которые по своему генезису подобны отложениям песка и грата в специфичных сечениях трубопровода (тройники, задвижки, гофры, инородные предметы в полости трубы).

Для диагностики смолопарафиновых отложений предложен метод, основанный на оценке термического сопротивления на образующей

трубопровода. Ключевой проблемой получения количественной оценки толщины слоя внутритрубных отложений является определение характеристик теплового взаимодействия по образующей трубы с внешней средой, которую предложено решать моделированием теплового режима трубопровода в изменяющихся погодных-климатических и технологических условиях эксплуатации.

Всё многообразие конструктивных особенностей линейных объектов магистральных трубопроводов с методологической точки зрения представляется возможным свести к двум категориям, предполагающим разные подходы к решению:

- для наземной и подводной прокладки трубопроводов предложена и опробована на подводных коллекторах месторождения «Белый тигр» (СП Вьетсовпетро) методика решения обратных задач теплообмена нефтепровода с безынерционной средой (воздух, вода);
- для подземной и наземной (в обваловке) прокладки трубопроводов разработана и опробована на магистральном конденсатопроводе «Уренгой-Сургут» (АО «Сургутгазпром») методика кибернетического моделирования взаимодействия трубопровода с наследственной, аккумулирующей средой (грунтом).

В представлениях о механизме теплоотдачи “продукт – окружающая среда” по закону Ньютона, который наиболее достоверно описывает тепловое взаимодействие трубы с подвижной безынерционной средой (воздухом или водой), решение уравнения теплового баланса участка нефтепродуктопровода относительно полного коэффициента теплопередачи имеет вид:

$$K\pi D = \frac{G \cdot C_p}{L} \left[\ln \frac{T_n - T_o}{T_k - T_o} + \frac{\sigma}{C_p T_k} \int_{T_k}^{T_n} \frac{\xi(t) dt}{t - T_o} \right], \quad (15)$$

где G – массовый расход продукта, [кг/с];

T_n, T_k – температуры продукта в начальном и конечном сечениях участка трубопровода L , [K];

T_o – температура окружающей среды, [K];

σ – теплота плавления парафинов, [Дж/кг];

$\xi(t)$ – интенсивность кристаллизации парафина, [кг/кг·K];

C_p – теплоёмкость нефти, [Дж/кг·K].

С другой стороны, полный коэффициент теплопередачи от продукта в окружающую среду K с учетом изолирующего эффекта парафиновых отложений обусловлен термическим сопротивлением на образующей трубы и, по методологии Л.С.Лейбензона, может быть выражен в явном виде через мощность парафиновых отложений:

$$K\pi D = \left[\frac{1}{\alpha_1 \pi D_\xi} + \frac{1}{2\pi \lambda_\xi} \ln \frac{D_{вн}}{D_\xi} + \frac{1}{2\pi \lambda_{ст}} \ln \frac{D_{мп}}{D_{вн}} + \frac{1}{2\pi \lambda_i} \ln \frac{D}{D_{мп}} + \frac{1}{\alpha_2 \pi D} \right]^{-1}, \quad (16)$$

где $\alpha_{1,2}$ – коэффициенты внутренней и внешней теплоотдачи, [Вт/м²·К];

$\lambda_\xi, \lambda_{ст}, \lambda_i$ – теплопроводность парафина, стали и изоляции труб, [Вт/м·К];

D_ξ – линейный размер живого сечения потока, [м];

$D_{вн}, D_{мп}$ – внутренний и внешний диаметры трубы, [м].

Решая совместно уравнения 15 и 16, получим осредненную оценку толщины отложений парафинов на участке трубопровода между двумя последовательно расположенными пунктами замера технологических параметров на момент регистрации показаний датчиков.

Аналогичный прогноз, но в другом координатном пространстве – по анализу гидравлического сопротивления участка трубопровода, не только повышает достоверность полученных оценок, но и помогает сделать ряд выводов по режиму движения жидкости по трубопроводу (рисунок 3).

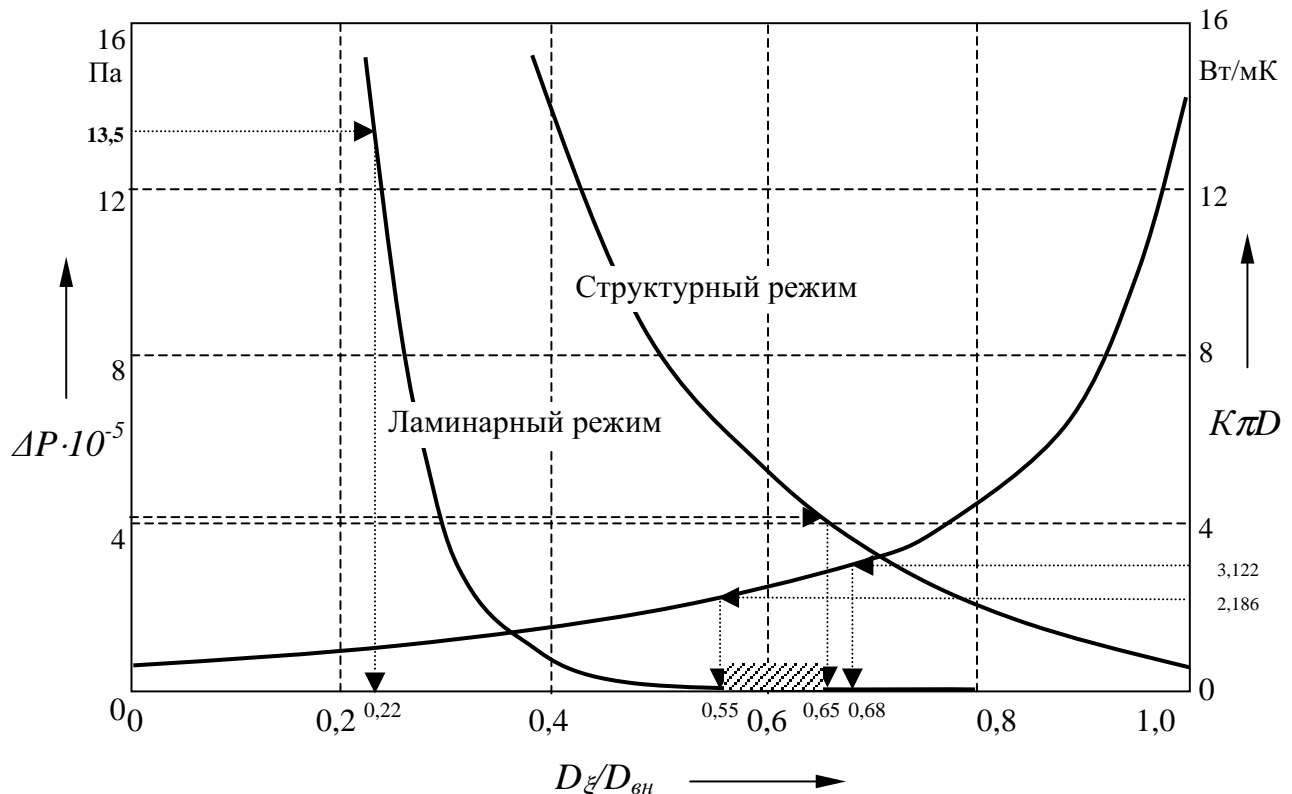


Рисунок 3 - Совмещенные графики моделирования перепадов давлений и температур на концах трубопровода

Наложение частных оценок в двух (и более) координатных пространствах (по количеству решающих правил диагностики) уточняет прогноз величины диаметра проходного сечения трубопровода, который лежит в области пересечения этих частных оценок: $D_{\xi}/D_{\text{вн}} \subset [0,22...0,65] \cap [0,557...0,68] = [0,557...0,659]$. Особенности построения алгоритма диагностирования внутритрубных отложений в подземных и наземных трубопроводах обусловлены тепловой инерционностью окружающего массива грунта, регламентирующей интенсивность диссипативного процесса. Поэтому толщину слоя δ_{ξ} предложено определять совместным решением внутренней и внешней задач теплового взаимодействия, параметром сопряжения которых является тепловой поток рассеяния (теплопотери) с единицы длины трубопровода $Q(\tau)$. Теплопотери $Q(\tau)$ контрольного объема перекачиваемого продукта $G \cdot \Delta\tau/\rho$ между замерными пунктами подземного трубопровода ΔL определяются из приближённого уравнения теплового баланса:

$$G \cdot \{C_p \cdot \Delta T_f + \sigma \Delta \xi (T) + g \cdot \Delta h\} / \Delta L = - Q(\tau), \quad (17)$$

где Δh – гидравлические потери между замерными пунктами, [м];

ΔT_f – изменение температуры контрольного объёма продукта в начальном и конечном сечении участка трубопровода по данным замеров датчиками на трассе, [К].

Не вызывает методологических трудностей оценка термического сопротивления, и соответственно, толщины парафиновых отложений δ_{ξ} по температуре на внешней образующей трубы T_N решением уравнения теплопередачи с граничным условием второго рода:

$$\delta_{\xi} = \lambda_{\xi} \left(\frac{(T_f - T_N) \cdot \pi D}{Q(\tau)} - \frac{1}{\alpha_1} - \frac{\delta_i}{\lambda_i} \right), \quad (18)$$

где α_1 – коэффициент теплоотдачи от перекачиваемого продукта к слою парафиновых отложений, [Вт/м²·К];

δ_i, λ_i – толщина и теплопроводность изоляции трубопровода, [м, Вт/м·К].

Однако, измерение такого параметра, как «температура на внешней образующей трубы T_N », ни в одной системе телемеханики не предусмотрено. Единственным доступным методом определения распределения температуры по внешней образующей трубы с достаточной для диагностирования точностью

является кибернетическое моделирование динамики теплового взаимодействия трубопровода с массивом окружающего грунта.

Задачей следующего этапа работы является разработка и обоснование математической модели теплового взаимодействия подземного трубопровода с неоднородным грунтом с учетом реалий физической картины фазового перехода поровой влаги в диапазоне температур, сезонных и многолетних изменений погодно - климатических и геокриологических условий на трассе, а также технологических параметров эксплуатации нефтепровода на основе исследований, подтвержденных результатами промышленных и лабораторных экспериментов.

Исследованиями теплообмена трубопроводов с грунтом в разное время занимались Г.В.Шухов, В.И.Черников, В.С.Лукьянов, В.Г.Порхаев, Л.М.Альтшуллер, Н.И.Белоконов, К.Елгети, Л.Н.Щукин, А.Х.Мирзаджанзаде, А.С.Бенусович, А.В.Фурман, Р.П.Дячук, Б.А.Красовицкий, Б.Л.Кривошеин, В.М.Агапкин, В.А.Юфин, Г.В.Алексеева, В.С.Яблонский, В.Ф.Новоселов, П.И.Тугунов, решения которых используются в современных методиках тепло-гидравлических расчётов для оценки параметров «горячей» перекачки. Однако, в решении задач малоинтенсивного нестационарного теплообмена ставшие классическими решения дают большую погрешность.

На основании экспериментальных исследований, работ по тепло-массопереносу школы А.В.Лыкова с использованием достижений дискретной математики разработана модель термодинамической системы «трубопровод – грунт» с учётом особенностей теплообмена на дневной поверхности, естественного температурного поля грунта и фазовых переходов поровой влаги, позволяющих адекватно описать динамику теплового поля подстилающего неоднородного грунта вокруг трубопровода в изменяющихся условиях его эксплуатации. Применение изменяющихся в зависимости от фазового состояния свойств грунта, конформных отображений пространства Лапласа и преобразований переменных Гудмена позволили свести сложную задачу теплопереноса в массиве грунта вокруг трубопровода с фазовыми переходами поровой влаги к системе нелинейных параболических дифференциальных уравнений и получить численное решение методом конечных разностей, адекватность которого подтверждена сопоставлением с результатами многолетних промышленных экспериментов на МКП «Уренгой-Сургут». На рисунке 4 сплошной линией приведены данные моделирования по

предложенной методике динамики температуры в пятилетнем цикле эксплуатации конденсатопровода. На даты проведения экспериментов на начальном участке магистрального конденсатопровода «Уренгой-Сургут» ПК0-ПК14 по предложенной методике диагностирования получена интервальная оценка толщины слоя отложений: на 05.09.88 - $\delta_{\xi} \in [9,2 - 11,0$ мм]; на 22.05.89 - $\delta_{\xi} \in [1,8 - 6,2$ мм]; на 06.09.89 - $\delta_{\xi} \in [9,1 - 11,1$ мм].

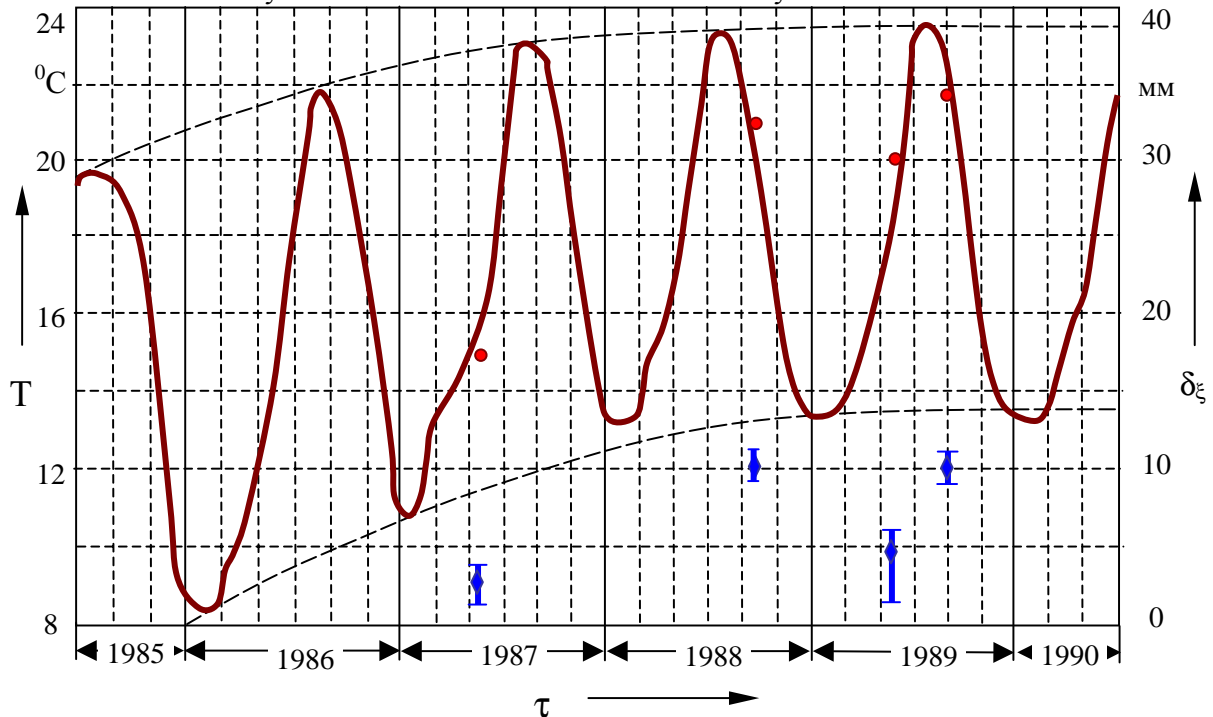


Рисунок 4 - Оценка толщины слоя смоло-парафиновых отложений на участке МКП «Уренгой-Сургут» ПК0-ПК14

Предложенные алгоритмы диагностики внутритрубных отложений по термическому сопротивлению на образующей трубы имеют локальный характер, т.е. дают оценку толщины слоя отложений на участке нефтепровода между смежными замерными пунктами. Поэтому компонента парафиновых отложений входит в множества оценок соответствия решения, закодированного в хромосоме, локальным диагностическим признаком осложнений технологических режимов \mathfrak{R}_i . Функцию принадлежности \mathfrak{R}_i^{δ} нечёткому множеству диагностических оценок толщины внутритрубных отложений δ_{ξ} по термическому сопротивлению предложено описывать следующим образом:

$$\mathfrak{R}_i^{\delta} = 1 - \left(\frac{\delta_{\xi} - \delta}{\delta} - \frac{\delta}{\delta_{\xi}} \right)^2 \cdot (1 \pm \zeta_{\xi}), \quad (19)$$

где δ_{ξ} – оценка толщины внутритрубных отложений, полученная в результате применения алгоритма диагностирования, [м];

δ – оценка толщины внутритрубных отложений, полученная дефаззификацией кода гена $@D$ в геноме $\{@W, @A, @D, @L, @U\}_i$, [м];
 ζ_ξ – ошибка расчётов в алгоритме диагностирования.

Нечёткое множество интегральных оценок Ξ предложено дополнить решающим правилом диагностирования *по балансу масс парафина в перекаченной нефти*. Формальное выражение данного решающего правила имеет вид:

$$\Xi_D = 1 - \exp \left\{ \frac{1 + \zeta_\xi}{\zeta_\xi} \cdot \left(\frac{\Delta M}{\Delta M_B} - 1 \pm \zeta_\xi \right) \right\}, \quad (20)$$

где $\Delta M_B = \sum_k \Delta \xi_k \cdot \rho_k \cdot Q_k \cdot \Delta \tau_k$ – оценка изменения количества парафиновых отложений, полученная в результате сведения материального баланса, [кг];
 $\Delta M = \pi D \cdot \rho_\xi \cdot \Delta_{t...t-1} (\sum_i \delta_i^{cp}) \cdot \Delta L_i$ – оценка изменения количества парафиновых отложений, полученная дефаззификацией кодов параллели генов $\{@D\}$, [кг].

Учитывая специфику механизма парафиноотложения в трубопроводах, в ряде случаев целесообразно включить в свод правил диагностирования базы знаний системы функциональной диагностики *ограничение по градиенту толщины слоя отложений по длине нефтепровода*, которое дает конкурирующую оценку соответствия решения, закодированного в хромосоме, $\&S$, относящейся к локальным диагностическим признакам осложнений технологических режимов \mathfrak{X}_i .

Предложенные решающие правила дают наложение частных оценок слоя внутритрубных отложений в четырёх - координатном пространстве диагностических признаков.

Предметом исследований *пятой главы* диссертации являются скопления воды - одно из распространенных внутритрубных образований восходящих участков трубопроводов, динамически меняющих свои размеры и положение на трассе, особенно характерные для недогруженных режимов эксплуатации.

Глобальным условием включения в список диагностируемых осложнений водных скоплений $@W$ является разница содержания воды в перекачиваемом продукте в начальном и конечном сечениях нефтепродуктопровода.

В целях получения количественной оценки водного скопления на основании анализа современных представлений о механизмах смены фазовых состояний воды в жидких углеводородах построена модель поведения водного скопления в

рельефном трубопроводе. Решением уравнений баланса сил для каждой из фаз расслоенного потока в наклонном трубопроводе относительно критерия

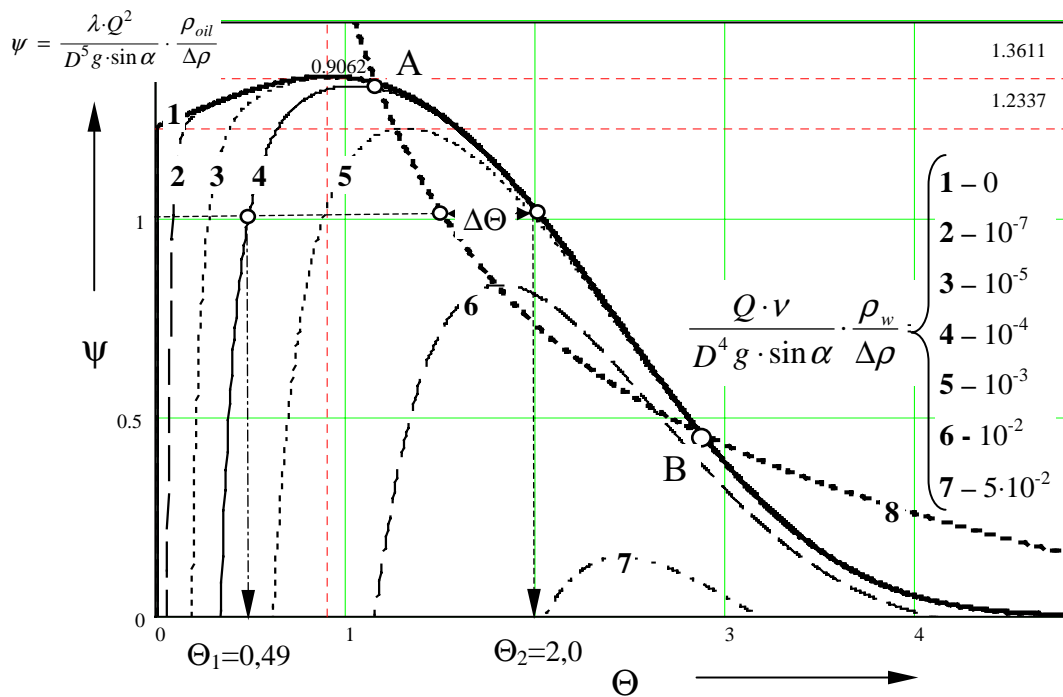
$\psi = \frac{\lambda Q^2}{D^5 g \cdot \sin \alpha} \cdot \frac{\rho_{oil}}{\Delta \rho}$ получено выражение равновесного уровня раздела фаз:

$$\psi = \frac{(2\pi - \Theta + \sin \Theta)^3}{512 \cdot \left(\pi - \frac{\Theta}{2}\right)} - \frac{Q \cdot v}{D^4 g \cdot \sin \alpha} \cdot \frac{\rho_w}{\Delta \rho} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot \frac{\sin \frac{\Theta}{2} \cdot (2\pi - \Theta + \sin \Theta) \cdot \frac{u}{\vartheta}(\Theta)}{\left(\pi - \frac{\Theta}{2}\right) \cdot \left(\frac{2}{3} \cdot \sin^3 \frac{\Theta}{2} - \frac{1}{2} \cdot \cos \frac{\Theta}{2} \cdot (\Theta - \sin \Theta)\right)}, \quad (21)$$

где $\frac{u}{\vartheta}(\Theta)$ - функция распределения скоростей в живом сечении потока перекачиваемого продукта;

Θ - центральный угол сечения водного скопления, [рад].

Физический смысл полученного уравнения - это соотношение гравитационных сил, удерживающих скопление на восходящем участке трубопровода и сил трения: в первом слагаемом - сил жидкостного трения о стенки труб; во втором - по границе раздела фаз, стремящихся вынести воду потоком перекачиваемого продукта.



8 - $\Psi_{кр}$ - критерий устойчивости Кельвина-Гельмгольца

Рисунок 5 – Условие существования водного скопления

Точки графика в равенстве параметру ψ означают паритет гравитационных и фрикционных сил, что означает постоянство геометрии

водного скопления по длине. Положение точки под графиком означает доминирующее влияние гравитационных сил, над графиком – фрикционных.

Анализ отношения этих мер даёт необходимое условие существования водного скопления в восходящем участке трубопровода:

$$\psi = \frac{\lambda Q^2}{D^5 g \cdot \sin \alpha} \cdot \frac{\rho_{oil}}{\Delta \rho} < [1,234 \dots 1,361] \cap \Psi_{кр}, \quad (22)$$

которое означает, что если хотя бы один сегмент линии аппроксимации трассы трубопровода в рельефе местности отвечает условию существования, то скопления воды на диагностируемом участке возможны. В противном случае ген @W в соответствующем геноме должен обнуляться перед вычислением значений функции пригодности.

Анализ решения (21) показывает возможность существования двух устойчивых уровней раздела фаз «нефть-вода» Θ_1 и Θ_2 , неизменных по длине прямолинейного участка трубопровода. Причём, высокий уровень Θ_2 начинает заполняться лишь после формирования низкого, регламентированного центральным углом Θ_1 . Вследствие принципиальных различий в поведении участка трубопровода, транспортирующего нефть расслоенным потоком с положением раздела фаз на разных уровнях, предложено термин «скопление воды» применять только к наибольшему из уровней - Θ_2 .

Алгоритм диагностирования водных скоплений основан на оценке характерных времён инерционных процессов, наблюдаемых при переключении с одного режима эксплуатации трубопровода на другой. Совместное решение уравнений материального баланса, уравнения неразрывности и деформационного движения воды под действием сил межфазного трения даёт глобальную оценку объемов водных скоплений по эксплуатационному участку трубопровода:

$$V = \frac{4 \cdot \int_0^{\tau} Q \cdot d\tau}{\int_{\Theta_2}^{\Theta_1} \frac{2\pi - \Theta + \sin \Theta}{\Theta - \sin \Theta} \cdot \frac{1 - \cos \Theta}{\sin \frac{\Theta}{2} \cdot \left(C + \sin^2 \frac{\Theta}{4} \right)} \cdot d\Theta} \quad (23)$$

Интеграл в числителе описывает площадь под графиком тренда производительности в переходном процессе, который достаточно просто идентифицируется, с одной стороны, скачком давления в момент переключения, с другой – достижением параметров перекачки значений, характерных для установившегося режима эксплуатации (P_2 и Q_2) с учётом

погрешности средств измерений. Компоненту функции пригодности водных скоплений Ξ_w предложено описывать выражением:

$$\Xi_w = 1 - \left(\frac{V^\Sigma}{V} - \frac{V}{V^\Sigma} \right)^2 \cdot (1 \pm \zeta_w), \quad (24)$$

где V - оценка объёмов водных скоплений, полученная в результате применения алгоритма диагностирования (23), [м³];

V^Σ - оценка объёмов водных скоплений, полученная дефазификацией кодов параллели генов $\{ @W \}$, [м³].

В дополнение к циркуляционному по всему объёму скопления выявлено миграционное движение воды как в слое по границе раздела фаз в скоплении, так и по нижней образующей восходящих участков нефтепровода, который лимитируется сегментом с наибольшим углом наклона к горизонту, содержащим воду на уровне Θ_1 . Миграционные потоки приводят к постоянному перераспределению воды по трассе: накоплению её на участках, где угол наклона лимитирующего участка превышает пороговое значение уклона $\alpha_{кр}$, и постепенному выносу её с участков, где угол меньше $\alpha_{кр}$. Моделирование миграционного движения воды по нижней образующей даёт возможность получить независимую оценку соответствия решения, закодированного в хромосоме, локальным диагностическим признаком, характеризующим водные скопления на участке нефтепровода между смежными i и $i+1$ замерными пунктами \mathfrak{R}_i .

Алгоритм локальной оценки основан на сопоставлении *изменений объёмов водных скоплений* на участке нефтепровода между смежными i и $i+1$ замерными пунктами во времени *за счёт миграции воды* и изменения параметров расслоенного течения в технологическом цикле эксплуатации трубопровода. Соответствие изменений моделируемых и декодируемых по генотипу объёмов определяется функцией принадлежности нечёткому множеству локальных оценок изменений объёма водных скоплений:

$$\mathfrak{R}_w = 1 - \left(\frac{\Delta V}{\Delta V_{mod}} - \frac{\Delta V_{mod}}{\Delta V} \right)^2 \cdot (1 \pm \zeta_w), \quad (25)$$

где ΔV_{mod} - оценка изменений объёмов водных скоплений за цикл опроса датчиков системы функциональной диагностики, полученная в результате моделирования миграции воды, [м³];

ΔV - оценка изменения объёмов водных скоплений, [м³].

Конкурирующую интегральную оценку приращения объёмов водных скоплений в нефтепроводе можно получить *по материальному балансу воды в перекачанном продукте на концах нефтепровода* по данным диспетчерской и лаборатории качества - $\sum \Delta C_i \cdot Q_i \cdot \Delta \tau_i$.

Разработанный свод решающих правил позволяет получить оценку водных скоплений по четырём независимым критериям пространства поиска в рамках методологии системы функциональной диагностики технологических режимов нефтепродуктопроводов.

В шестой главе исследованы предпосылки и возможности успешного внедрения системы функциональной диагностики в действующую систему управления магистральными нефте- и продуктопроводами в свете современных требований развития отрасли.

Исследование достижений системных интеграторов корпоративных систем управления предприятиями, продвигающих на мировом рынке свои разработки, показало принципиальную возможность комплексного решения всех четырех классов задач, характерных для промышленных предприятий: технологических; технического обслуживания и ремонта; охраны окружающей среды, промышленной безопасности; страхования и безопасности объектов; финансово-экономических. Однако условия функционирования монополистов магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов не позволяют применить ни одну из этих разработок из-за специфических условий хозяйствования, сложившихся традиций в управлении обширной трубопроводной сетью, распределенной на огромной территории, особенностей Федерального и Регионального законодательства.

В качестве интегрирующей основы информационно-аналитических ресурсов системы управления магистральных нефтепроводов предложена послойная методология организации геоинформационных систем (ГИС), нашедших широкое применение в мониторинге территориально распределенных социальных, природных и промышленных комплексов. Учитывая принципиально новые возможности ГИС в поиске, получении, хранении, систематизации, обработке и тематически упорядоченном представлении оперативной информации, а также специфику системы управления АК «Транснефть», предложена послойно-тематическая

библиотечно-листовая иерархическая организация данных в едином информационном пространстве, где каждому объекту трубопроводной сети, жестко привязанному пространственными координатами к электронной топологической основе, ставится в соответствие атрибутивная информация об особенностях его монтажа, наладки, тестирования, эксплуатации и пр. Каждый тематический слой является функционально ориентированной базой данных отдельных служб ОАО МНП со специфической атрибутивной информацией. Объем и достаточность информации определяется кругом задач, решаемых каждой службой, которой вменяется в обязанность своевременно вводить, проверять, дополнять и исправлять данные только своего тематического слоя. Интегрирующей основой выступает вертикальная объектно-ориентированная структура привязки всей информации к географическим координатам объекта.

В предложенную структуру информационного пространства органично вписываются все применяемые в практике эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов программные информационно-аналитические комплексы: ПК «ГАЛАКТИКА» (АСУ – Бюджет) для решения планово-финансового блока задач, АСКИД – система обработки исполнительской документации, ППП «ЭКСПЕРТ» - база данных результатов обследований, СКУТОР – информационно-справочная система по основным техническим объектам магистральных нефтепроводов, СКДУ (ОДКУ и РАИС) - система диспетчерского контроля и управления. В рамках методологии построения информационного пространства каждому программному комплексу отводится свой функционально-тематический слой, который обслуживается соответствующим подразделением ОАО МНП. Интеграция всех существующих компонентов системы управления магистральным трубопроводом на ГИС-платформе раскрывает принципиально новые возможности и повышает эффективность использования уже существующих ресурсов за счёт использования большего объёма оперативных данных и повышения достоверности информации. Показаны основные принципы приложения уникальных технологий аэрокосмического мониторинга трассы нефтепроводов, позволяющие уточнить положение и состояние технических объектов, определить качество природной среды, оценить масштабы техногенного воздействия и риск развития негативных процессов в окрестности трубопровода. Наложение результатов диагностирования и гидравлической локации утечек на электронную карту местности дает возможность

пространственного моделирования динамики загрязнений для разработки превентивных мер, оценки экологической и оперативной ситуаций на трассе в месте возникновения свища. Интеграция информационно-аналитических ресурсов на основе ГИС-технологии позволяет сократить время и скоординировать оперативные мероприятия для локализации разлива и ликвидации последствий аварии. Особенно актуальны дополнительные возможности экологического и технологического мониторинга трасс трубопроводов, заполняющие нишу в спектре задач охраны окружающей среды и промышленной безопасности, которые представлены только системами обнаружения утечек. Комплексное решение задач единовременного диагностирования всех видов осложнений технологических режимов позволяет повысить чувствительность, точность и оперативность методов, зарекомендовавших себя в лучших мировых образцах СОУ. Анализ возможностей и методов, положенных в основу современных СОУ даёт и условие существования, и решающие правила идентификации утечек в рамках методологии «мягких» вычислений, на которых базируется система функциональной диагностики.

Глобальным условием включения в структуру хромосомы гена, кодирующего количественную оценку утечек $@L$, является дисбаланс перекачанного продукта, регистрируемый в начальном и конечном сечениях нефтепродуктопровода.

Количественную оценку утечки *по материальному балансу нефти* на участке нефтепровода между расходомерами или узлами учёта нефти в рамках предложенной методологии предложено выражать нечётким множеством глобальных оценок соответствия решения интегральным диагностическим признакам осложнений технологических режимов участка нефтепровода в целом Ξ_L :

$$\Xi_L = 1 - \left(\frac{\Delta G^\Sigma}{\Delta G_{diag}} - \frac{\Delta G_{diag}}{\Delta G^\Sigma} \right)^2 \cdot (1 \pm \zeta_G), \quad (26)$$

где ΔG_{diag} – оценка утечек, полученная в результате применения алгоритма диагностирования, [кг/с];

ΔG^Σ – оценка утечек, полученная дефаззификацией кодов $\{@L\}$, [кг/с].

Задача локализации места аварийного выхода продукта по своей сути является нечёткой интерпретацией *барокорреляционного метода гидравлической локации утечек*, т.е. потеря герметичности идентифицируется

на том участке трассы, где линия гидравлических уклонов имеет излом, что характеризует уменьшение расхода по трубопроводу на величину утечки.

На каждом участке трубопровода между смежными замерными пунктами по показаниям манометров на его концах и известным оценкам осложнений решением обратной задачи трубной гидравлики определяется расход Q^{inv} , который сравнивается с номинальным Q_H нечёткими множествами принадлежности $\mathfrak{R}_L^{ном}$ и \mathfrak{R}_L^{leak} , отличающихся на величину утечки, определенной по материальному балансу нефти:

$$\mathfrak{R}_L^{ном} = 1 - \frac{\sqrt{|Q_H - Q^{inv}|}}{Q_H^{1/2}} \quad \text{и} \quad \mathfrak{R}_L^{leak} = 1 - \frac{\sqrt{|Q_H - \Delta Q_{leak} - Q^{inv}|}}{Q_H^{1/2}}. \quad (27)$$

Вывод о принадлежности к одному из множеств определяется сравнением значений функций принадлежности:

- если $\mathfrak{R}_L^{ном} > \mathfrak{R}_L^{leak}$, то производительность участка близка к номинальной;
- если $\mathfrak{R}_L^{ном} < \mathfrak{R}_L^{leak}$, то производительность участка уменьшена на величину утечки.

Последовательное тестирование всех участков выявляет те из них, где изменяется знак сравнения, что и идентифицирует вероятную потерю герметичности. В настоящее время более 50 фирм предлагают свои наработки на рынке систем управления магистральными трубопроводами, В рамках методологии «мягких» вычислений не представляет особых трудностей сформировать нечёткие аналоги всем методам, совместное применение которых повышает достоверность и точность процедуры диагностирования.

Для диагностирования «неподвижных» объектов в полости трубопровода в рамках возможностей мониторинга технологических параметров перекачки, предложено использовать решающее правило *по дисбалансу потерь энергии на трение после учёта всех других видов осложнений*:

$$\mathfrak{R}_U^{0,9} = \begin{cases} 1 - \left(1 - \frac{\xi^{diag}}{\xi^\Sigma}\right)^2, & \text{если } \mathfrak{R}_U^{0,9} > 0,9 \\ 0, & \text{в противном случае} \end{cases}, \quad (28)$$

где $\xi_i^{diag} = \frac{\pi^2}{8} \cdot \frac{\Delta P_i^{disc} \cdot D^4}{\rho \cdot Q^2}$ - диагностируемый коэффициент местных сопротивлений;

ΔP^{disc} - дисбаланс потерь энергии на трение после учёта всех других видов осложнений на i -ом участке между замерными пунктами;

$\xi^{\Sigma} = \frac{1}{N} \cdot \sum_i^N \xi_i^{diag}$ - средневзвешенная оценка коэффициента местных сопротивлений «неподвижного» объекта по результатам процедуры диагностирования предыдущих N периодов.

Ограниченные возможности диагностики «неподвижных» объектов в рамках мониторинга технологических режимов перекачки компенсируются широким спектром традиционных средств тестового диагностирования, которые способны идентифицировать весь перечень осложнений данной категории (гофры и вмятины; деформация труб; прикрытые линейные задвижки; засорение фильтров НПС; инородные тела в полости трубопровода; скопления грата и песка на нижней образующей труб). Частью эти осложнения, после определения их характеристик средствами тестового диагностирования могут быть занесены в базу данных конструктивных особенностей участка трубопровода, частью – устранены при проведении ППР.

В заключении приведены мировые достижения в реализации методологии «мягких» вычислений в системах управления промышленных объектов, военной и бытовой техники, намечены перспективы интеграции информационно-аналитических компонентов в систему автоматического управления магистральными трубопроводами, разрабатываемую на стыке возможностей систем SCADA, функциональной диагностики технологических режимов, методологии Fuzzy Logic и ГИС-технологий, выводящую на новый качественный уровень решения практических задач эффективной эксплуатации объектов магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

Анализ представленных в диссертационной работе результатов исследований позволяет сформулировать основные выводы и рекомендации:

1) анализом темпов реконструкции и ремонта линейной части магистральных нефтепродуктопроводов показано, что система магистральных трубопроводов России в ближайшие 20...30 лет неизбежно будет эксплуатироваться в недогруженных режимах, для которых характерно снижение пропускной способности. Применением методики анализа энергопотребления на участке системы экспортных нефтепроводов «Самара-Красноармейск», загруженных на 70%, выявлены резервы экономии электроэнергии на 7...22%. Приведена классификация причин снижения

пропускной способности и эффективности, технологической и экологической безопасности функционирования магистрального нефте-продуктопровода, требующих оперативной диагностики для их устранения;

2) моделированием режимов течения нефти по рельефному трубопроводу с внутритрубными образованиями выявлены характерные черты их поведения в эксплуатационном цикле и необходимые условия существования:

- для газо-воздушных скоплений: производительность перекачки должна быть меньше максимально возможной в самотечном расслоенном режиме течения на диагностируемом участке,
- для скоплений воды: параметр ψ , показывающий соотношение гидравлического сопротивления напорного течения к безнапорному, должен быть меньше порогового значения 1,234...1,361 и критерия устойчивости Кельвина-Гельмгольца,
- для смолопарафиновых отложений: наличие в перекачиваемых нефтях растворённых парафинов, смол и асфальтенов, температура кристаллизации (структурообразования) которых лежит в диапазоне эксплуатационных значений,
- для утечек: дисбаланс массовых расходов транспортируемого продукта на концах диагностируемого участка должен быть обусловлен только изменениями его количества в герметичном трубопроводе;

3) детальный анализ параметров эксплуатации участков трубопровода с внутритрубными образованиями позволил разработать алгоритмы диагностики, обладающие высокой селективностью для каждого типа осложнений:

- для газо-воздушных скоплений предложен метод, основанный на разнице в скоростях распространения импульса давления:
 - а) в напорном участке трубопровода $C = 1000 - 1425$ м/с,
 - б) в самотечном участке - $C_1 = 0 - 3$ м/с,
- для скоплений воды - метод, основанный на оценке характерных времён инерционных процессов, наблюдаемых при переключении с одного режима эксплуатации трубопровода на другой,
- для смолопарафиновых отложений - метод, основанный на оценке термического сопротивления на образующей трубопровода,
- для утечек: барокорреляционный метод гидравлической локации утечек, реализованный в рамках методологии «мягких» вычислений;

4) разработан интеллектуальный алгоритм, реализованный в возможностях методологии генетических алгоритмов, нечёткой логики и нечётких множеств, который позволяет накапливать информацию о режимах эксплуатации линейного объекта, одновременно использовать все диагностические признаки и решающие правила для сбалансированной оценки вклада каждого из характерных осложнений при одновременном их возникновении на участках рельефного нефтепровода;

5) показано, что интеграция всех существующих компонентов системы управления магистральным трубопроводом на ГИС-платформе раскрывает принципиально новые возможности внедрения уникальных технологий аэрокосмического и экологического мониторинга трассы трубопроводов, позволяющие повысить эффективность использования уже применяемых на практике информационно-аналитических ресурсов. Создание единого информационного пространства с послойно-тематической организацией данных, атрибутивно связанных с положением объекта на электронной топологической основе, является условием применения интеллектуальных адаптивных алгоритмов управления, на основе которых реализована система функциональной диагностики технологических режимов магистральных нефтепродуктопроводов;

б) разработана система функциональной диагностики, использующая достижения в области SCADA, кибернетического моделирования технологических режимов, методологии Fuzzy Logic и ГИС-технологий, расширяющая аналитические и прогностические возможности персонала, которая позволяет:

- оперативно выявлять возникающие осложнения режимов перекачки,
- отслеживать тенденции развития процессов в трубопроводах,
- интерпретировать собранные системой SCADA параметры технологического процесса перекачки,
- в удобной для анализа и дальнейшего принятия решения форме представлять результаты диагностирования,
- экономить до трети затрат электроэнергии на линейной части за счёт применения превентивных мер, устраняющих причины осложнений технологических режимов.

Основные положения диссертационной работы отражены в следующих печатных трудах, опубликованных автором лично или в соавторстве.

Монографии

1. Кутуков С.Е. Информационно - аналитические системы магистральных трубопроводов. – М.: СИП РИА, 2002. – 324 с.

2. Кутуков С.Е. Информационные технологии в трубопроводном транспорте: Учеб. пособие / УГНТУ. - Уфа, 2002. – 55 с.

Научные статьи

1. Кутуков С.Е. Экспериментальная установка изучения теплового взаимодействия нефтепровода с мерзлым грунтом / С.Е.Кутуков, С.В.Благарь // Актуал. пробл. нефти и газа: Сб. науч. тр. / УНИ. - Уфа, 1984. - С. 70 - 71.

2. Сравнительный анализ методов расчета параметров теплового взаимодействия подземных трубопроводов в сезоннооттаивающих грунтах /С.Е.Кутуков, А.П.Руфанов, В.М.Глазырина, Ф.М.Гайнетдинова // Материалы респ. науч.-техн. конф. / ВНИИСПТнефть. - Уфа, 1986. - С. 45.

3. Кутуков С.Е. Теплообмен поверхности грунта с атмосферным воздухом над подземным горячим трубопроводом /С.Е.Кутуков, В.В.Новоселов // Материалы респ. науч.-техн. конф. / ВНИИСПТнефть. - Уфа, 1986. - С. 83-84.

4. Кутуков С.Е. Алгоритм решения задачи теплообмена подземного трубопровода с крионеоднородным грунтом / С.Е.Кутуков // Трубопроводный транспорт нефти: Сб. науч. тр. / ВНИИСПТнефть. - Уфа, 1987. - С. 49 - 55.

5. Кутуков С.Е. Алгоритм численного решения двумерной задачи нестационарного прогрева грунта / С.Е.Кутуков, Г.Х.Самигуллин // Молодежь – науке / Материалы респ. науч.-техн. конф. / УНИ. - Уфа, 1987. - С. 37.

6. Кутуков С.Е. Математическая модель процесса теплообмена подземного трубопровода в оттаивающем грунте / С.Е.Кутуков // Проблемы трубопроводного транспорта газа Западной Сибири: Материалы респ. науч.-техн. конф. / ТИИ – Тюмень, 1987. - С. 25 - 26.

7. А.с. 1475277 СССР МКИ³ F 16 L 1/02 Способ прокладки трубопроводов в вечномерзлых грунтах / С.Е.Кутуков, Р.Ф.Гильметдинов, Б.А.Клюк, В.Б.Будовский // Бюл. - 1988. - №15.

8. Кутуков С.Е. Экспериментальное исследование пуска "горячего" трубопровода в замороженном грунте / С.Е.Кутуков, В.И.Дубровских // Проблемы нефти газа: Сб. науч. тр. / УНИ. - Уфа, 1988. - С. 62.

9. Кутуков С.Е. Влияние эффективного коэффициента теплоотдачи от грунта в воздух на режим эксплуатации подземного трубопровода / С.Е.Кутуков, С.В.Благарь. - Уфа, 1988. – 16 с. - Деп. в ВИНТИ. - 1988, № 6; 1494 нг - 88 Деп.

10. Кутуков С.Е. Изменение влажности вокруг трубопровода проложенного в мерзлых грунтах / С.Е.Кутуков, Г.М.Тазыкина, В.М.Глазырина //Творческая молодежь Башкирии - ускорению науч.-техн. прогресса: Сб. тез. докл. респ. науч. - техн. конф. / УНИ - Уфа, 1988. - С. 37.

11. О возможности стабильного ограничения ореола оттаивания грунтов по результатам экспериментальных исследований / Н.А.Гаррис, С.Е.Кутуков, В.М.Глазырина и др. //Материалы XIII школы - семинара по пробл.

трубопровод. трансп. / ВНИИСПТнефть. - Уфа, 1988. - С. 35 - 36.

12. Кутуков С.Е. Задача теплообмена подземного трубопровода с крионеоднородным грунтом / С.Е.Кутуков. - Уфа, 1989. - 12 с. - Деп. в ЦНИИТЭнефтехим 26.04. 89, №60нх - 89 Деп.

13. Экспериментальное обоснование возможности предотвращения прогрессирующего протаивания грунтов под трубопроводом/ С.Е.Кутуков, Н.А.Гаррис, П.И.Тугунов и др. // Актуал. вопр. техн. эксплуатации магистрал. нефтепроводов: Сб. науч. тр. / ВНИИСПТнефть. - Уфа, 1989. - С. 25 - 29.

14. А.с. 1484036 СССР МКИ³ F 16 L 59/16 Система регулирования теплоотдачи от трубопровода в мерзлый грунт / С.Е.Кутуков, С.Э.Нуриджанов, В.Б.Будовский, Б.А.Клюк // Бюл. - 1989. - № 19.

15. Кутуков С.Е. Исследование теплообмена конденсатопровода с крионеоднородным грунтом / П.И.Тугунов, С.Е.Кутуков, Н.А.Гаррис // Пробл. освоения нефтегаз. ресурсов Запад. Сибири: Сб. науч. тр. / ТГУ, ТИИ. - Тюмень, 1989. - С. 189 - 193.

16. Кутуков С.Е. Экологические аспекты региональной экономики трубопроводного транспорта Тюменского Севера /С.Е.Кутуков, В.А.Власов // Транспорт: наука, техника, управление / ВИНТИ. - 1990. - № 3. - С. 41 - 43.

17. А.с. 1611008 СССР МКИ³ F 16 L 1/024 Трубопровод для северных районов / С.Е.Кутуков, П.И.Тугунов А.Р.Махмутзянов // Бюл. - 1990. - № 44.

18. Кутуков С.Е. Природоохранные решения трубопроводного транспорта углеводородного сырья в вечномерзлых грунтах / П.И.Тугунов, С.Е.Кутуков, В.А.Власов // Пробл. охраны окруж. среды в нефт. пром-сти: Материалы отрасл. совещ. Миннефтегазпрома / ВостНИИТБ. - Уфа, 1990. - С. 60 - 61.

19. Кутуков С.Е. Теплообмен на дневной поверхности грунта над подземным трубопроводом / С.Е.Кутуков, П.И.Тугунов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов / ВНИИОЭНГ. - 1993. - №2. - С. 1 - 4.

20. Создание банка данных об отказах, авариях, травматизме, на объектах трубопроводных систем на территории РБ / Р.Н.Бахтизин, В.А.Буренин, П.Н.Григоренко, С.Е.Кутуков // Пробл. экологич. мониторинга: Материалы науч. - техн. конф. / ИППЭП; ТрансТЭК. - Уфа, 1995. - Ч.1. - С. 225 - 229.

21. Кутуков С.Е. Динамическая детерминированная модель теплообмена трубопровода как протяженного объекта / С.Е.Кутуков, А.А.Шматков // "Проблемы нефтегазового комплекса России": науч.-техн. конф. - Уфа, 1995. - С. 26.

22. Кутуков С.Е. Методы решения задач теплообмена трубопровода с внешней средой / С.Е.Кутуков, А.А.Шматков // Материалы XXXXVI науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых / УГНТУ. - Уфа, 1995. - С. 261.

23. Кутуков С.Е. Метод расчета распределения температуры по длине трубопровода / С.Е.Кутуков, А.А.Шматков // Материалы XXXXVI науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых / УГНТУ. - Уфа, 1995. - С. 263.

24. Кутуков С.Е. Перспективы применения экспертных систем для магистральных трубопроводов / С.Е.Кутуков, А.З.Садыков // Материалы

XXXXVII науч. - техн. конф. / УГНТУ. - Уфа, 1996. - Т.1. - С. 55- 56.

25. Создание единой информационной системы объектов трубопроводной сети Республики Башкортостан / А.М.Шаммазов, Р.Н.Бахтизин, С.Е.Кутуков и др. // Систем. анализ процессов разработки нефт. месторождений и транспорт нефти и нефтепродуктов: Сб. докл. респ. конф. / АНК "Башнефть". - Уфа, 1996. - С. 49 - 50.

26. Кутуков С.Е. Аномальное поведение нефтей при отрицательных температурах /С.Е.Кутуков, Г.Х.Самигуллин, А.А.Арсентьев // Пробл. нефтегаз. комплекса в условиях становления рыноч. отношений: Сб. науч. ст. /Фонд СРНИ. - Уфа, 1997. - С. 137 - 140.

27. Кутуков С.Е. Реологические исследования нефтей в температурном диапазоне их фазовых переходов / С.Е.Кутуков, А.А.Арсентьев, Г.Х.Самигуллин, Б.А.Козачук //Материалы 48 науч.-техн. конф.- Уфа: УГНТУ, 1997. – С. 262.

28. Kutukov S. Hammer into the Slight Loaded Pipeline/ S. Kutukov, T. Gabbasov, T. Gilmutdinov // Proceedings 48-th Sci-Tech. Conf. / USPTU. - Ufa, 1997. - P. 262.

29. Кутуков С.Е. Комплексное исследование реологических и адгезионных свойств нефтей в диапазоне температур кристаллизации / С.Е.Кутуков, А.М.Шаммазов, А.А.Арсентьев и др. // Изв. вузов. Нефть и газ. - 1998. - №4. - С. 63 - 73.

30. Кутуков С.Е. Оперативная диагностика осложнений при эксплуатации участка магистрального нефтепровода / С.Е.Кутуков // Новоселовские чтения: Материалы Всерос. науч.-техн. конф. / УГНТУ. - Уфа, 1998. - С. 12 - 13.

31. Зависимость реологических и адгезионных свойств нефтей в диапазоне температур застывания от их структурно-группового состава / А.М.Шаммазов, С.Е.Кутуков, Г.Х.Самигуллин и др.; УГНТУ. - Уфа, 1998. -28 с. - Деп. ВИНТИ 09.12.98, №3628-98. – 98 Деп.

32. Кутуков С.Е. Оперативная диагностика состояния внутренней полости подводного трубопровода /С.Е.Кутуков, Ф.И.Бадиков, К.Ю.Штукатуров // Пробл. эксплуатации шельф. месторождений: Сб. науч. тр. / УГНТУ. - Уфа, 1999. - С. 70 - 77.

33. Кутуков С.Е. Идентификация режимов эксплуатации трубопроводов / С.Е.Кутуков, Г.Х.Самигуллин // Методы кибернетики химико-технол. процессов. - «КХТП-V-99»: Тез. докл. международ. науч.-техн. конф. / УГНТУ; Ред. Шаммазов А.М. и др. - Уфа, 1999. - Т.2, Кн.2. - С. 152 - 153.

34. Кутуков С.Е. Методика оценки состояния внутренней полости трубопроводов по информации о параметрах течения нефти / Р.Н.Бахтизин, С.Е.Кутуков, Б.Н.Мастобаев // Методы кибернетики химико-технол. процессов «КХТП-V-99»: Тез. докл. международ. науч. конф. / УГНТУ; Ред. Шаммазов А.М. и др. - Уфа, 1999. - Т.2, Кн.2. - С. 164 - 166.

35. Кутуков С.Е. Теплообмен трубопроводов в сложных геокриологических, гидрологических и погодноклиматических условиях / С.Е. Кутуков // Науч.-техн. достижения и передовой опыт в нефтегаз. пром-сти: Сб. науч. тр. / УГНТУ; Ред. Шаммазов А.М. и др. - Уфа, 1999. - С. 331 - 335.

36. Problems and Prospects of Ural and Siberia Pipeline Transport / R. Bakhtizin,

B. Mastobaev, S.Kutukov et. all // 24th International Petroleum Conf. and Exhibit. Proceedings C "Oil and Gas Transportation" - Tihany (Hungary), 1999 - C/5 - P. 6.

37. Kutukov S. Application of Intellectual Systems in Monitoring of Oil Pipelines Operation Modes / S.Kutukov, F.Badikov, G.Samigullin // "Intellectual Service for Oil and Gas Industry: Analysis, Solutions, Perspectives": Proceedings / edit. A.Shammazov, L.Besenyeyi et. all / UGPTU - Ufa, 2000. - P. 194 - 205.

38. Simulation Method of Pipeline Sections Ranking by Environmental Hazard due to Oil Damage Spill / S.Kutukov, R.Bakhtisin, R.Nabiev et. all / "Intellectual Service for Oil and Gas Industry: Analysis, Solutions, Perspectives": Proceedings / edit. A.Shammazov, L.Besenyeyi et. all / USPTU. - Ufa, 2000. - P. 163 - 171.

39. Кутуков С.Е. Моделирование динамики аварийного разлива нефти / С.Е.Кутуков, Р.Н.Бахтизин // Пробл. прогнозирования предотвращения и ликвидации последствий ЧС: Материалы Всерос. науч.-техн. конф. / НИИБЖД МЧС РБ. - Уфа, 2000. - С. 155 - 156.

40. Кутуков С.Е. Применение ГИС для оценки экологического риска аварии на магистральном трубопроводе / С.Е.Кутуков, Р.Н.Бахтизин, С.В.Павлов // Башкирский экологический вестник. - 2000. - №1(8). - С. 40 - 47.

41. Кутуков С.Е. Контроль технологического состояния нефтепроводов при перекачке парафинистых нефтей / С.Е.Кутуков // Химия нефти и газа: Материалы IV международ. конф. / Институт химии нефти РАН. - Томск, 2000. - Т.2. - С. 19 - 22.

42. Кутуков С.Е. Перспективы индивидуального мониторинга насосных агрегатов в системе магистрального транспорта нефти / С.Е.Кутуков, А.Я.Титов // Методы сист. анализа и автоматиз. проектирования инвестиц. и орг. - техн. процессов в стр-ве: Науч.-техн. сб. / Рос. инж. акад. - 2000. - № 2. - С. 50 - 53.

43. Кутуков С.Е. Диагностика режимов перекачки высоковязких парафинистых нефтей / С.Е.Кутуков // Нафта і Газ Україні: Збірн. наук. праць / Україн. Нафтогаз. акад. - Івано-Франківськ, 2000. - Т.3. - С.19 - 21.

44. Information System for Optimization of Trunk Pipelines Operation Modes / S.V.Pavlov, R.N.Bakhtizin, S.E.Kutukov et. all // European, Middle Eastern and Africa User Conference "GIS for the New Millennium" (18-20 Oct. 2000). - Istanbul, Turkey: ESRI EMEA, 2000. - P. 13.

45. Кутуков С.Е. Анализ энергопотребления магистральными нефтепроводами ОАО ПМН / С.Е.Кутуков, А.Я.Титов // Пробл. нефтегаз. отрасли: Материалы межрегион. науч. - метод. конф. / УГНТУ. - Уфа, 2000. - С. 43 - 44.

46. Кутуков С.Е. SCADA системы в магистральном транспорте нефти / С.Е.Кутуков // Методы систем. анализа и автомат. проектирования инвест. и орг. - техн. процессов в стр-ве: Науч.-техн. сб. / Рос. инж. акад. - 2000. - №3. - С. 63 - 66.

47. Кутуков С.Е. Диагностика и управление технологическими режимами нефтепродуктопроводов / С.Е.Кутуков // Методы систем. анализа и автомат. проектирования инвестиц. и орг.-техн. процессов в стр-ве: Науч.-техн. сб. / Рос. инж. акад. - 2000. - № 3. - С. 61 - 63.

48. Кутуков С.Е. Возможности метода энергетического баланса в интел-

лектуальных системах диагностирования режима эксплуатации трубопровода / С.Е.Кутуков, Ф.И.Бадиков // Интервал. - 2001. - №1 (24). - С. 14 - 17.

49. Кутуков С.Е. Элементы искусственного интеллекта в системах сбора, подготовки и транспорта углеводородного сырья / С.Е.Кутуков, В.И.Васильев /<http://www.ogbus.ru/authors/Kutukov/kut5.pdf> // Нефтегазовое дело, 2001. Т.1. - 6 с.

50. Кутуков С.Е. Имитационный метод ранжирования участков трубопровода по экологической опасности аварийных разливов / С.Е.Кутуков, С.В.Павлов / <http://www.ogbus.ru/authors/Kutukov/kut3.pdf> // Нефтегазовое дело, 2001. -Т.1. -10 с.

51. Кутуков С.Е. Специфика ГИС трубопроводного транспорта /С.Е.Кутуков, Р.Н.Бахтизин, С.В.Павлов / Проблемы нефти и газа: Материалы III конгр. нефтегазопромышленников России; Секция Н/ Реактив. - Уфа, 2001. - С. 213 - 216.

52. Регулирование тепловых режимов подземных трубопроводов /Ю.О.Гаррис, В.В.Новоселов, И.Г.Исмагилов, С.Е.Кутуков // Интервал. -2001. - №4(27). - С. 14 - 17.

53. Kutukov S. Heat exchange of pipelines in the severe geo-cryological and hydrological ambient under macroclimatic and seasonal conditions / S.Kutukov / <http://www.ogbus.com/authors/Kutukov/heat.pdf> // Oil & Gas Business J., 2001. - 5 p.

54. Кутуков С.Е. Перспективы применения геоинформационных систем на нефтегазодобывающих предприятиях / С.Е.Кутуков, С.В.Сазонов // Материалы 55-ой юбилейной межвуз. конф.; Секция 6. Автоматизация и вычисл. техн. в нефтегаз. деле / РГУ им. И.М.Губкина. - М., 2001. - С. 28.

55. Кутуков С.Е. Использование интеллектуальных систем в мониторинге режимов эксплуатации нефтепроводов / С.Е.Кутуков, Г.Х.Самигуллин, Ф.И.Бадиков /<http://www.ogbus.ru/authors/Kutukov/kut2.pdf> // Нефтегазовое дело, 2001. - Т.1. - 14 с.

56. Кутуков С.Е. Поведение трубопровода с газо-воздушными скоплениями /С.Е.Кутуков //Проблемы сбора, подготовки и транспорт нефти и нефтепродуктов: Сб. науч. тр. / ИПТЭР – Уфа: ТрансТЭК, 2001. – Вып. 60. - С. 39 - 48.

57. Кутуков С.Е. Современные системы оперативного контроля и управления трубопроводного транспорта / С.Е.Кутуков // Обеспечение промышл. безопасности опасн. производ. объектов ТЭК РБ: Материалы III респ. науч.-техн. семинара / УГНТУ. - Уфа, 2002. - С. 158 - 164.

58. Кутуков С.Е. Гидродинамические условия существования газовых скоплений в трубопроводах /С.Е.Кутуков //Нефтяное хозяйство. - 2002. - № 9. - С.91-94.

59. Кутуков С.Е. Географическая информационно-аналитическая составляющая системы мониторинга трубопроводных сетей // Трубопроводный транспорт нефти и газа. Материалы Всеросс. научн.-техн. конф. – Уфа: УГНТУ, 2002. – С. 75 - 77.

60. Кутуков С.Е. Диагностика внутритрубных отложений в подземных трубопроводах / С.Е.Кутуков, Д.В.Кулаков // Проблемы сбора, подготовки и транспорт нефти и нефтепродуктов: Сб. тр. /ИПТЭР – Уфа: ТрансТЭК, 2002. - Вып. 61. - С. 25 - 34.

61. Кутуков С.Е. Параметрическая диагностика технологических режимов магистральных нефтепроводов / А.М.Шаммазов, С.Е.Кутуков // Материалы юбилейной науч.-техн. конф. / УГНТУ. - Уфа, 2002. - С. 87 - 89.

62. Кутуков С.Е. Экспериментальное подтверждение возможности применения конформных преобразований в моделировании теплового взаимодействия трубопровода с грунтом / С.Е.Кутуков, Д.В.Кулаков / Материалы международной науч.-техн. конф. «Трубопроводный транспорт - сегодня и завтра» / Сб. науч. тр. - Уфа: Монография, 2002. - С. 223 - 225.

63. Kutukov S., Bakhtizin R., Shammazov A. Gas Congestion Influence on Pipeline System Curve /edit. L.Besenyeyi, A.Shammazov et. all //Intellectual Service for Oil and Gas Industry: Analysis, Solutions, Perspectives - Miskolc, Hungary, 2002. - P. 86 - 92.

64. Kutukov S., Bakhtizin R. Hydrodynamic Precondition of Gas Congestion in Liquid Pipelines /edit. L.Besenyeyi, A.Shammazov et. all //Intellectual Service for Oil and Gas Industry: Analysis, Solutions, Perspectives - Miskolc, Hungary, 2002. - P. 75 - 85.

65. Кутуков С.Е. Мониторинг энергопотребления магистральных нефтепроводов / Р.Н.Бахтизин, С.Е.Кутуков // Проблемы сбора, подготовки и транспорт нефти и нефтепродуктов: Сб. тр. / ИПТЭР - Уфа: ТрансТЭК, 2003. - Вып. 62. - С. 200 - 210.

66. Кутуков С.Е. Гидродинамические условия существования водного скопления в нефтепродуктопроводе / А.М.Шаммазов, С.Е.Кутуков // Проблемы сбора, подготовки и транспорт нефти и нефтепродуктов: Сб. тр. / ИПТЭР - Уфа: ТрансТЭК, 2003. - Вып. 62. - С. 68 - 75.

67. Кутуков С.Е. Приложение генетических алгоритмов в управлении технологическими режимами нефтепродуктопроводов / С.Е.Кутуков / http://www.ogbus.ru/authors/Kutukov/Kutukov_6.pdf //Нефтегазовое дело, 2003. - 16 с.

68. Кутуков С.Е. Идентификация характеристик трубопроводов, транспортирующих нефть /С.Е.Кутуков // Материалы IV конгресса нефтегазопромышленников России. Секция «Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности объектов трубопроводного транспорта углеводородного сырья» - Уфа: ТрансТЭК, 2003. - С. 56 - 58.

69. Кутуков С.Е. Особенности гидроудара в трубопроводе с газовыми скоплениями / С.Е.Кутуков // Нефтяное хозяйство, № 2, 2003. – С. 80 – 81.

70. Кутуков С.Е. Влияние частоты переключений агрегатов на эффективность эксплуатации насосной станции / М.А.Валиев, С.Е.Кутуков, В.А.Шабанов // Сооружение, ремонт и диагностика трубопроводов: Сб. науч. тр. – М.: Недра, 2003. – С. 115 - 118.

71. Свидетельство № 2003612015 Пакет прикладных программ «Энегопотребление» / Р.Н.Бахтизин, С.Е.Кутуков, М.А.Валиев и др. – Бюл. «Программы для ЭВМ. Базы данных. Топология интегральных микросхем». - № 3(45) – М.: ФИПС, 2003.