

**Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования «Российский химико-технологический университет  
имени Д. И. Менделеева»**

На правах рукописи

**Костандян Артур Валериевич**

**АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА КОНТРОЛЯ И ИДЕНТИФИКАЦИИ  
ИСТОЧНИКОВ НЕБАЛАНСА ГАЗА В ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЕ**

Специальность 2.3.3 – Автоматизация и управление технологическими процессами  
и производствами

**ДИССЕРТАЦИЯ**

на соискание учёной степени кандидата технических наук

Научный руководитель:  
доктор технических наук, профессор  
Егоров Александр Фёдорович

**Москва – 2024**

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ .....	5
ГЛАВА 1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ, АНАЛИЗ ПРОБЛЕМЫ НЕБАЛАНСА ПРИРОДНОГО ГАЗА В ТРУБОПРОВОДНОЙ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЕ.....	12
1.1 Причины небаланса природного газа в системе газораспределения.....	13
1.2 Идентификация и локализация причин возникновения небаланса транспортируемого природного газа .....	15
1.3 Диспетчерское управление и проблема небаланса .....	16
1.3.1 Интеллектуальная система диспетчерского управления сетями газопроводов .....	23
1.4 Обзор методик расчета и контроля неучтенного природного газа в сети газотранспортной системы .....	23
1.4.1 Методы оценки неучтенного газа .....	25
1.4.2 Мероприятия по контролю неучтенного газа .....	27
1.4.3 Меры контроля неучтенного газа .....	31
1.4.4 Мониторинг и калибровка измерений в системах управления технологическими процессами .....	32
1.4.5 Контроль и управление материальным балансом природного газа в газораспределительной сети.....	34
1.4.6 Основные методы обнаружения грубых ошибок .....	38
1.4.7 Оптимизация затрат природного газа на топливо в трубопроводной газотранспортной сети .....	43
1.4.8 Методы обнаружения утечек в трубопроводах транспортировки природного газа и нефтепродуктов .....	45
Выводы к главе 1 .....	46
ГЛАВА 2 МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ И АЛГОРИТМЫ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ.....	48
1.1 Динамика транспортируемого газа в трубопроводах .....	48
2.1.1 Изотермическое уравнение Эйлера .....	48
2.1.2 Дискретизация по объему .....	50
1.2 Моделирование трубопроводных газотранспортных сетей.....	56
2.2.1 Узловые условия.....	59
2.2.2 Сборка сети .....	59
1.3 Математическая формулировка задачи транспортировки природного газа.....	63
2.3.1 Формулировка задачи газотранспортной компании .....	64
2.3.2 Постановка выпуклой задачи оптимизации транспорта газа.....	68
2.3.3 Процедура решения задачи.....	68
1.4 Моделирование и идентификация источников утечек в трубопроводах.....	72

2.4.1	Идентификация утечек на подземных и наземных трубопроводах методом максимального правдоподобия .....	75
2.4.2	Идентификация утечек в трубопроводах методом фильтров частиц.....	88
2.4.3	Методология зондирования утечек фильтром частиц .....	88
2.4.4	Математическая модель идентификации утечек природного газа в трубопроводах методом фильтров частиц.....	90
2.4.5	Моделирование утечек.....	93
	Выводы к главе 2 .....	95
	<b>ГЛАВА 3 АЛГОРИТМЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ ПРИЧИН ИСТОЧНИКОВ НЕБАЛАНСА ГАЗА В ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЕ .....</b>	<b>97</b>
3.1	Постановка и актуальность задачи .....	97
3.2	Основные причины небаланса транспорта газа в ТГТС.....	99
3.3	Последовательность решения проблемы небаланса газа в ТГТС.....	101
3.3.1	Алгоритм оценки грубых ошибок измерений .....	101
3.3.2	Алгоритм идентификации причин небаланса газа на линейном участке трубопроводной газотранспортной системы .....	105
3.4	Анализ причин небаланса газа в ТГТС с недостоверно измеренными параметрами....	107
3.5	Имитационная модель идентификации причин и источников небаланса природного газа в трубопроводной газотранспортной системе .....	112
3.5.1	Математическая имитационная модель ТГТС.....	114
3.5.2	Алгоритм решения имитационной модели .....	120
3.5.3	Учет неопределенности в исходных данных .....	125
3.5.4	Идентификация места утечек газа на линейных участках магистральных газопроводов .....	127
	Выводы к главе 3 .....	132
	<b>ГЛАВА 4 ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ИЗМЕРЕНИЙ В СИСТЕМЕ УПРАВЛЕНИЯ ТГТС .....</b>	<b>133</b>
4.1	Актуальность решения проблемы достоверности измерений .....	134
4.2	Интеллектуальная система оценки неисправности измерительной системы.....	134
4.2.1	Архитектура автоассоциативной нейронной сети .....	136
4.2.2	Алгоритм работы ААНС.....	138
4.3	Онлайн мониторинг.....	140
4.4	Модифицированный робастный метод .....	143
4.4.1	Робастная модификация алгоритма обучения ИНС.....	143
4.4.2	Интеллектуальной системы управления сетями газопроводов.....	145
	Выводы к главе 4 .....	148
	<b>ГЛАВА 5 ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС ОЦЕНКИ ГРУБЫХ ОШИБОК, ИДЕНТИФИКАЦИИ И ЛОКАЛИЗАЦИИ УТЕЧЕК В ГАЗОПРОВОДАХ .....</b>	<b>150</b>

5.1	Программный модуль идентификации и локализации утечек в трубопроводах газотранспортной системы .....	150
5.2	Моделирование и локализация утечек в газопроводе.....	152
5.2.1	Результаты моделирования по узлам газопровода, узел 25 .....	152
5.2.2	Результаты моделирования утечки в зависимости от уклона газопровода .....	154
5.3	Результаты идентификации и корректировки грубых ошибок измерений.....	158
	Выводы к главе 5 .....	161
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	163
	СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	165
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....	167
	ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	184

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы.** Одной из ключевых задач эффективности функционирования трубопроводной газотранспортной системы (ТГТС) является поддержание сбалансированных режимов транспортировки природного газа (ПГ).

Принятие решений по управлению режимами ТГТС осуществляется на основе обработки большого объема информации (структурированные и неструктурированные большие массивы данных, относящихся к классу Big Data) от средств измерений измерительной системы (ИС) параметров газа и анализа результатов на определенном временном интервале.

Качество и эффективность системы газоснабжения определяются величиной небаланса природного газа и выступают главными критериями эффективного учета поставляемого газа. По оценке влияния факторов возникновения небаланса газа в ТГТС существует ряд публикаций [6 - 11].

В то же время отсутствуют примеры системного решения и технической реализации задач оперативной идентификации причин и источников небаланса природного газа, обеспечивающих принятие решений для эффективного управления ТГТС. Данная проблема актуальна и в настоящее время.

**Степень научной разработанности проблемы.** Природный газ – это стратегический вид топлива, который требует к себе бережного и рачительного отношения, достоверного учета и контроля. В отечественной науке отсутствуют практические исследования, посвященные вопросам идентификации причин небаланса газа и коммерческих потерь поставщика газа при транспортировке до конечного потребителя.

В связи с этим особенно важную роль приобретают подходы к управлению ТГТС, основанные на построении информационных систем идентификации причин и источников небаланса природного газа. Эффективность системы управления ТГТС достигается применением математических методов и моделей, разработкой специальных систем идентификации причин и источников небаланса ПГ на основе современных информационных технологий для поддержки оперативного принятия решений.

В работе отмечен и проанализирован вклад отечественных и зарубежных учёных в разделы науки, связанных с темой диссертационного исследования:

- Теоретические основы математических методов, компьютерного моделирования и оптимизация режимов сложных технологических систем разработаны в трудах: академика АН СССР и РАН РФ Кафарова В. В., академика РАН РФ Мешалкина В. П., профессоров Егорова А. Ф., Савицкой Т. В. [1 - 5];
- Математические методы, вычислительные алгоритмы моделирования и оптимизации режимов транспорта газа разработаны в трудах профессоров Меренкова А. П., Новицкий Н. Н., Сарданашвили С. А., Ставровский Е. Р., Сухарев М. Г., Тодини Е., Хасилев В. Я., Чарный И. А.;
- Программно-вычислительные комплексы поддержки принятия диспетчерских решений при управлении ТГТС разработаны в трудах профессоров: Берман Р. Я., Григорьев Л. И., Панкратов В. С., Сарданашвили С. А., Селезнев В. Е., Степин Ю. П., Сухарев М. Г.;
- Разработка математических моделей, связанных с неучтенным газом при сведении материальных балансов природного газа в трубопроводных газотранспортных сетях разработаны в трудах: F. Arpino, L. Celenza, R. D'Alessio, M. Dell'Isola, G. Ficco.

### **Цель работы и постановка задачи исследования.**

Целью диссертационной работы является разработка имитационной модели и алгоритмов идентификации причин и источников небаланса природного газа в трубопроводной газотранспортной системе.

ТГТС представляет собой сложную, иерархически многоуровневую систему с множеством прямых и обратных связей, со сложной кольцевой структурой, содержащей следующие технологические и функциональные подсистемы: источники природного газа; компрессорные станции (КС); линейные участки трубопроводов (ЛУ); газораспределительные станции (ГРС).

Наибольшая эффективность в смысле объема, времени и точности вычислений достигается путём многоуровневой декомпозиции ТГТС на отдельные подсистемы

с максимально возможным учетом особенностей структуры объектов моделирования - региональных ТГТС и единой системы газоснабжения (ЕСГ) в целом.

Ввиду высокой сложности современных ТГТС, для решения задачи требуется провести системный анализ структуры и потоков информации об источниках и объемах поступления газа в систему, об объемах распределения газа в системе и покинувшего систему через узлы измерения расхода газа. Для расчета баланса газа необходима достоверная первичная информация об измеряемых расходах газа, температуры, давления, компонентного состава.

Для разработки методики и алгоритмов анализа причин небаланса газа необходимо уточнить элементы данной ТГТС, в которых наблюдаются изменения измеренных объемов транспортируемого природного газа.

Проанализировать такой объем информации классическими методами не представляется возможным, поэтому актуальна задача разработки алгоритма выполнения подобного анализа с применением методов математической статистики, построения экспериментально-аналитической модели режимов работы ТГТС и теоретических методов принятия решений.

Достижение поставленной цели обеспечивается разработкой и созданием системы идентификации источников и причин нарушения баланса газа в ТГТС, решением ряда взаимосвязанных задач, таких как:

- комплексного подхода к анализу небаланса транспорта газа, построения системы идентификации источников и формирования рекомендаций по устранению причин небаланса газа в ТГТС, что служит инструментом для дальнейшего эффективного управления транспортировкой природного газа;
- поэтапного моделирования ТГТС с параллельной верификацией измерительной системы в режиме реального времени независимо для разных звеньев газотранспортной системы, что позволяет существенно ускорить общую обработку данных и сократить временные затраты.
- разработки комбинированной математической модели (аналитической и статистической) небаланса природного газа в ТГТС;

- оценки причин небаланса газа в ТГТС с учетом недостоверности информации;
- разработки логической схемы локализации причин небаланса на линейных участках (ЛУ) ТГТС (исправность ИС, неучтенные потери из-за утечек на ЛУ) и алгоритма расчета имитационной модели, как инструмента идентификации мест утечек природного газа на ЛУ ТГТС;
- моделирования онлайн-мониторинга ИС, основанного на использовании автоассоциативных нейронных сетей (ААНС) с использованием аппарата статистического анализа и автоматической классификации (группировки) измерений по их принадлежности к различным режимам технологического процесса;
- информационно-экспертной поддержки формирования и принятия решений для устранения причин (в части измерительной информации), в том числе:
  - разработка автоматизированной системы контроля и оперативного управления объектами ТГТС с целью экспертной оценки возможных причин небаланса ПГ и принятия решений в режиме реального времени;
  - расчет фактической погрешности используемых средств измерений, непосредственно участвующих в расчете баланса ТГТС;
  - формирование аналитических отчетов по результатам работы системы идентификации источников и причин небаланса газа.

**Научная новизна работы** заключается в следующем:

- Предложен комплексный подход к анализу режимов работы ТГТС и причин небаланса транспорта природного газа, базирующийся на построении имитационной модели с учетом характеристик компрессоров.
- Разработана модель построения системы анализа режимов ТГТС, позволяющая идентифицировать возможные источники и причины возникновения небаланса природного газа.
- Разработана логическая схема локализации причин небаланса на линейных участках ТГТС и итерационный алгоритм идентификации мест утечек природного газа на линейных участках трубопроводов.

- Разработана интеллектуальная система диагностики ИС и оценки достоверности измерений в режиме реального времени, коррекции грубых измерений, отличающаяся от традиционных подходов статистического анализа формированием базы знаний и автоматической классификации на достоверность данных.

**Теоретическая значимость** работы заключается в разработке экспериментально-аналитической модели и алгоритмов:

- оценки достоверности измерительной информации (обнаружение грубых ошибок) и ее восстановления;
- интеллектуальной системы калибровки и корректировки показаний ИС в онлайн режиме;
- идентификации и локализации мест утечек в трубопроводах транспортировки жидких и газообразных углеводородов методом фильтра частиц;
- оперативного обнаружения причин и источников небаланса газа в ТГТС.

**Практическая значимость.**

Разработанная система, предназначена для объектов нефтегазовой отрасли, включает следующие функциональные модули:

- Разработаны алгоритмы и программный комплекс идентификации источников и причин небаланса газа в ТГТС:
  - статистического анализа данных ИС, идентификации грубых ошибок и источников небаланса газа ТГТС;
  - идентификации и локализации утечек в трубопроводной системе транспортировки природного газа (моделирование и отладка программного комплекса осуществлялось на данных участка ТГТС ООО «Газпром трансгаз Волгоград»);
  - идентификации причин небаланса на линейных участках ТГТС;
  - онлайн-мониторинга элементов ИС с использованием ААНС и аппарата статистического анализа исходных данных для группировки по их

принадлежности к режимам технологического процесса для корректной самокоррекции в ААНС ошибочных измерений для каждой из этих групп.

- Рекомендованы к внедрению на газотранспортных предприятиях ПАО «Газпром» система оперативного обнаружения источников и причин небаланса газа, его устранение, контроль и регулирование в режиме реального времени, которая обеспечит высокое качество функционирования ТГТС и станет неотъемлемой составляющей системы автоматизированного диспетчерского управления.

#### **Методология и методы исследования.**

Решение поставленных в диссертации задач основано на использовании современных методов и теорий: имитационного моделирования, идентификации, управления, надежности и эффективности функционирования газотранспортных систем, прогнозирования, математической статистики и программных систем.

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

1. Математическая модель ТГТС, включающая характеристики компрессорных станций с целью определения причин и источников небаланса природного газа в ТГТС.
2. Алгоритм идентификации источников и причин небаланса и мест утечек газа на линейных участках ТГТС.
3. Алгоритм статистического анализа данных ИС и идентификации источников небаланса газа в ТГТС.
4. Математические модели и алгоритмы обнаружения и локализации утечек в трубопроводах транспортировки природного газа и нефтепродуктов.
5. Подсистема диагностики и калибровки ИС в режиме реального времени на основе ААНС.

**Достоверность результатов исследования** основана на использовании реальных данных ТГТС: месячные данные по суточным объемам транспортировки природного газа, давление и температура на входе и выходе КС за каждые два часа; методы анализа данных и оценки грубых ошибок; современные подходы

согласования данных; нейросетевые технологии корректировки (восстановления) измерений.

**Личный вклад автора** заключается в проведении основного объема теоретических и экспериментальных исследований, изложенных в диссертационной работе, включая обработку и обобщение экспериментальных и теоретических исследований, анализ и оформление результатов в виде научных публикаций и докладов на международных научных конференциях.

### **Апробация работы.**

Основные положения и результаты диссертационной работы представлены на научных конференциях: «Системы синхронизации, генерации и обработки сигналов в телекоммуникациях (SYNCHROINFO)», Минск, Беларусь, 2018; XXXV Международной научной конференции «Математические Методы в Технике и Технологиях ММТТ-35, Ярославль, 2022 г.; VI Международной научно-практической конференции «Информатизация инженерного образования» Инфорино-2022, Москва, 2022 г.; VII региональной научно-технической конференции «Губкинский университет в решении вопросов нефтегазовой отрасли России», Москва, 2023 г.; LXX Международной научно-практической конференции «Научный форум: технические и физико-математические науки», Москва, 2024.

### **Публикации.**

По теме диссертационной работы опубликовано 12 научных работ, отражающие ее основные научные результаты, в том числе одна статья, индексируемая в международной базе данных Scopus, 7 публикаций в рецензируемых изданиях.

Получено свидетельство о государственной регистрации программы ЭВМ №2023689075 от 26.12.2023 г.

### **Структура и объём работы.**

Диссертационная работа включает в себя введение, пять глав, выводы, список используемой литературы. Общий объем диссертации составляет (188) страниц, включающие (48) рисунков, (14) таблиц и одно приложение. Список цитируемой литературы содержит (179) наименований.

## **ГЛАВА 1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ, АНАЛИЗ ПРОБЛЕМЫ НЕБАЛАНСА ПРИРОДНОГО ГАЗА В ТРУБОПРОВОДНОЙ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЕ**

Места добычи природного газа и его использования (переработка, генерация тепловой и электрической энергии и т. п.) находятся на значительных расстояниях. В результате природный газ должен быть транспортирован с мест добычи к потребителям, либо на автотранспорте в виде сжиженного природного газа (СПГ), либо по сетевым трубопроводным системам.

Транспортировка природного газа на короткие расстояния по трубопроводам является более экономичной, чем транспортировка СПГ [6].

Транспортировка СПГ включает расходы на сжижение независимо от расстояния, на которое он перемещается. В результате развитие ТГТС является ключевым способом решения проблемы транспортировки ПГ для удовлетворения постоянно растущего спроса со стороны различных потребителей [6].

По различным оценкам от 3 до 5% транспортируемого газа потребляется компрессорами для компенсации потери его давления по различным причинам. Это довольно существенное количество, особенно для ТГТС, передающей большой объем газа. Данная статья расходов представляет собой значительную сумму при эксплуатации ТГТС [7, 8].

В целом эксплуатационные расходы транспортировки ПГ в значительной степени зависят от эксплуатационных расходов КС, которые составляют от 25 до 50 % от общего операционного бюджета компании [7, 9, 11].

Компрессорная станция считается одним из основных объектов (элементов) ТГТС с точки зрения оптимизации режимов работы по критерию минимальных затрат ПГ на собственные нужды, что является одним из ключевых факторов снижения небаланса газа в ТГТС.

Сложность имитационного моделирования (ИМ) зависит от характеристик ПГ (однофазный сухой газ, двухфазная газожидкостная смесь), топологии ТГТС (магистральные газопроводы, отводы, лупинги) и других факторов, таких, как температура и количество источников газа, внутреннего состояния газопроводов.

Все эти факторы, определяющие газодинамические закономерности транспортировки ПГ в ТГТС, должны быть учтены при построении математической модели, что обеспечит адекватность ИМ в широком диапазоне изменения параметров режима ТГТС, но приводит к усложнению алгоритмов имитационного моделирования.

ТГТС состоит из технологических объектов, таких как компрессоры, регуляторы, клапаны, скрубберы и т. п. Учет перечисленных элементов при разработке имитационной модели ТГТС увеличивает размерность решаемых задач и сложность процесса моделирования, но при этом обеспечивает менее формальное математическое описание и, как следствие, прогнозирование адекватных результатов в широком диапазоне изменения режимов работы ТГТС.

Основной целью диссертационной работы является разработка ИМ ТГТС и алгоритмов идентификации причин и источников небаланса ПГ для расчетов, анализа результатов и эффективности функционирования транспорта ПГ с учетом характеристик КС.

### **1.1 Причины небаланса природного газа в системе газораспределения**

Наряду с прогрессом в научной инженерии и технологии растет глобальное потребление энергии. Особенно возрастает потребность в таких источниках топлива, как природный газ. Для системы трубопроводов природного газа целью эксплуатации является передача природного газа из одной или нескольких пунктов в другие пункты для удовлетворения спроса потребителей.

В процессе поставок природного газа достоверность коммерческого учета определяется суммарным объемом газа, поставленного в ТГТС или газораспределительную систему (ГРС) и объемом ПГ, поставленного конечным потребителям, а также объемом газа, расходуемого на собственные, технологические нужды и технологические потери. Небаланс газа является основным критерием достоверного коммерческого учета: чем меньше небаланс, тем более достоверен учет.

Величина небаланса ПГ оказывает прямое влияние на качество системы газоснабжения в целом, поскольку при отрицательных значениях небаланса поставщик будет нести значительные материальные потери, а потребитель получит незаслуженную прибыль, в случае положительного значения небаланса незаслуженную прибыль получит поставщик, а конечный потребитель будет нести убытки.

Для анализа причинно-следственных связей возникновения небаланса ПГ применяется диаграмма Исикавы, позволяющая выявить причины разбаланса и сосредоточиться на их устранении [12]. Диаграмма дает возможность определить главные факторы, оказывающие влияние на рассматриваемую проблему.

Основные причины небаланса природного газа при транспортировке в ТГТС могут быть обусловлены следующими факторами:

- погрешность измерений (случайного и неслучайного характера);
- технологические потери;
- сезонные и суточные изменения физико-химических показателей транспортируемого природного газа;
- методические погрешности расчета количества газа, расходуемого на собственные нужды;
- методические погрешности расчета изменения объема запасов газа в ТГТС за расчетный период;
- неустраненные утечки газа на технологических объектах ТГТС в связи с невозможностью прекращения процесса транспортировки газа и другие, связанные с ошибками в процессе учета газа;
- несанкционированный отбор;
- аварийные ситуации;
- изменение режимов перекачки газа;
- сложностью учета газа вследствие перетоков в сетях газораспределения.

## **1.2 Идентификация и локализация причин возникновения небаланса транспортируемого природного газа**

Основной задачей идентификации причин и источников небаланса ПГ является оперативное обнаружение, локализация небаланса ПГ и устранение причин (как физического, так и «расчетно-методического характера») возникновения потерь. Данная задача зачастую не является тривиальной и требует применения специализированных аналитических систем, в том числе комплексов моделирования газотранспортной сети.

Из опыта эксплуатации единой системы газоснабжения метрологический фактор оказывает наибольшее влияние на величину небаланса природного газа. Поэтому данную величину нужно постоянно контролировать и при необходимости регулировать определенные параметры.

Комплексный статистический анализ оперативных данных с измерительных систем (часовые, суточные) объектов функционирования ТГТС является эффективным инструментом оценки источников и причин небаланса природного газа [48 - 50].

Необходимо учесть, что погрешность узлов учета газа (УУГ) имеется не только у поставщика, но и со стороны потребителя. Следовательно, необходимо провести анализ предельной относительной погрешности, полученной в результате учета газа на УУГ потребителей.

По результатам анализа, можно сделать следующие выводы:

- небаланс газа неизбежен, и величина его может быть значительной;
- увеличение числа потребителей ведет к увеличению небаланса газа в системе;
- наибольший вклад в суммарную величину небаланса вносят как потребители, так и поставщики газа, приборы учета которых имеют наибольшую погрешность измерений;
- необходим постоянный мониторинг и управление величиной небаланса и поддержания его на допустимом уровне;

- требуется оценка достоверности данных сведения материальных балансов, позволяющей сводить к минимуму разногласия между поставщиком и потребителем газа при постоянном наличии небаланса газа.

### **1.3 Диспетчерское управление и проблема небаланса**

Величина небаланса природного газа оказывает существенное влияние на диспетчерское управление ЕСГ. Диспетчерское управление является функциональным бизнес-процессом управления и регулирования запасами и потоками природного газа в системах газоснабжения, а также поставками газа потребителям с целью выполнения договорных (контрактных) обязательств с максимально возможной достоверностью и эффективностью.

Диспетчерское управление системами газоснабжения должно формироваться как процесс управления запасами газа, путем распределения имеющихся в каждый момент времени ресурсов газа (добыча, хранение, импорт, запаса газа на линейных участках газопровода) в виде потоков газа по системам газоснабжения, путем создания оптимальных режимов работы объектов системы в целях обеспечения потребителей газом в соответствии с заключенными договорами (контрактами) при соблюдении условий безопасного функционирования системы газоснабжения.

С учетом огромного потока информации, получаемого диспетчерской службой и ограниченности во времени для принятия управленческих решений, внедрены специальные программные комплексы поддержки принятия диспетчерских решений (СППДР). В дочерних обществах ПАО «Газпром» внедрены такие программные комплексы, как «Астра», «ГазЭксперт», «ИУС-транспорт», «ИУС-ГАЗ», «Веста», и др. Данные программные комплексы позволяют решать широкий спектр задач, таких как прогнозирование поставок и потребления природного газа, расчет оптимальных режимов работы магистральных и распределительных газопроводов, расчет режимов работы газоперекачивающих агрегатов, сведение баланса газа по субъектам РФ.

В [83, 84] рассмотрены методы построения вероятностно-статистических моделей компьютерного моделирования и оценки показателей надежности системы диспетчерского управления транспортом газа.

Однако, ни один из данных программных комплексов не позволяет провести анализ величины и причин небаланса природного газа, имеющей довольно существенное значение для диспетчерского управления, особенно в зимнее время, в наиболее холодные сутки, когда некоторые потребители могут быть переведены на резервное топливо в связи с вводом ограничения на поставку газа.

В [149] рассматриваются комбинированные подходы к контролю баланса газа в трубопроводной газотранспортной системе с использованием формальных и неформальных методов построения математической модели объекта (аналитические и статистические методы), а также алгоритмов идентификации причин возможного небаланса.

Поскольку главной задачей ПАО «Газпром» является бесперебойная подача газа потребителям и выполнение контрактных обязательств, вводимые ограничения должны быть минимальными.

Диспетчерская служба осуществляет постоянный мониторинг ЕСГ, а также постоянно прогнозирует поставку и потребление природного газа по всей территории РФ.

Прогнозированию поставки и потребления природного газа посвящено множество научных трудов, написан целый ряд пособий. Данные вопросы в настоящей работе рассматриваться не будут, однако особое внимание будет уделено прогнозированию величины небаланса природного газа для наиболее эффективного принятия управленческих решений.

Существует множество методик прогнозирования, каждая из которых применяется в той или иной сфере деятельности.

Система классификации методов прогнозирования состоит из трех групп: эвристические, аналитические и фактографические [12].

1. Эвристические:

- 1.1 экспертные оценки;

- 1.2 метод аналогий;
- 1.3 построение сценариев;
- 1.4 метод дерева целей.
2. Аналитические:
  - 2.1 сетевое планирование и управление;
  - 2.2 экспертный логический анализ;
  - 2.3 непосредственная интерполяция и экстраполяция.
3. Фактографические:
  - 3.1 регрессионный анализ;
  - 3.2 временные ряды.

Резкой границы между ними провести нельзя. Предложенную классификацию следует считать нечеткой, размытой, т. е. методы 1.4 и 2.1, например, следует считать не только эвристическими, но и аналитическими.

При прогнозировании реальных процессов трудно оставаться только на формальной основе, эвристические оценки так или иначе будут приняты во внимание. Аналитическими методами названы те, для которых предложены четко определенные процедуры, алгоритмы действий. Под фактографическими понимаются методы, основанные на числовом материале (ретроспективной статистике).

Для расчетов используются известные математические модели, учитывающие газодинамические закономерности транспортировки по газопроводу (аналитические) или экспериментально-аналитические модели, адаптированные по параметрам к состоянию газопровода [51, 52].

Регрессионный анализ и временные ряды во многом основаны на одних и тех же идеях. Принципиальное различие состоит в том, что временной ряд является случайным процессом, и в роли аргумента переменных измерения выступает время и обрабатываемая выборка оказывается упорядоченной. В регрессионном же анализе порядок следования членов выборки не имеет значения.

Методы регрессионного анализа позволяет провести интерполяцию и экстраполяцию статистически накопленной информации и, опираясь на законы

математической статистики и теорию случайных процессов (небаланс газа, как случайная величина), построить адекватную математическую модель прогноза величины небаланса природного газа.

### **Экспертные системы управления ТГТС**

Качество управления трубопроводной транспортировкой природного газа является важным фактором безопасности и эффективности функционирования ТГТС в целом [60, 61].

Традиционный метод управления газопроводом основан на человеческом факторе (диспетчера). Развитие и появление новых информационных технологий позволяет создавать интеллектуальные системы, основанные на нечеткой логике и нейро-сетевых технологиях, обеспечивающие более эффективное управление ТГТС с точки зрения удовлетворения спроса, обеспечения безопасности и предотвращения аварий. Кроме того, моделирование перед внедрением позволяет сэкономить на этапах строительства [62].

В [82] представлены материалы по использованию нечеткого логического контроллера для оптимизации газопроводов с использованием пяти входных данных, таких как температура окружающей среды, влажность окружающей среды, уровень (объем) подачи газа, спрос потребителя и скорость компрессора для управления открытием регулирующей арматуры трубопровода.

Моделирование осуществлялось с помощью установленной системы нечеткой логики в ПО Matlab. Помимо проверки точности правил нечеткой логики, правила были определены с помощью опроса десяти экспертов. По результатам опроса точность правил нечеткой логики составила 90%.

Ражим работы ТГТС постоянно контролируется и отслеживается диспетчерами. Во время работы диспетчеры отвечают за два критических решения: "когда" включить/выключить "какой" компрессор(ы). Эти решения оказывают значительное влияние на эффективность функционирования ТГТС.

Неэффективная эксплуатация ТГТС приведет к существенным экономическим потерям и возможным судебным искам [63].

Роль диспетчера в эксплуатации ТГТС заключается в постоянном поддержании уровня потребительского спроса. Помимо удовлетворения спроса потребителей, диспетчер должен управлять системой бесперебойно и экономически эффективно.

Диспетчер должен включать один или несколько компрессоров, когда спрос со стороны клиента увеличивается, или выключать один или несколько компрессоров, когда спрос со стороны потребителей снижается [63]. Прежде чем должно быть принято решение о том, какой компрессор (компрессоры) включить или выключить, диспетчер должен знать, когда инициировать этот шаг. Неправильное решение о том, когда включать/выключать компрессор(ы) может привести к существенным экономическим потерям [63].

Существует, близкая к идеальному режиму работы ТГТС, небольшая зона значений параметров комфорта (CZ – comfort zone) [82] и минимальные колебания кривых давления. CZ можно трактовать как коэффициент безопасности, который использует диспетчер. У каждого диспетчера есть своя предпочтительная CZ, изменяющаяся во времени. Меньший CZ означает меньшие затраты на топливо. Кроме того, каждый диспетчер должен управлять системой с минимальными колебаниями.

Чем меньше колебаний давления, тем плавнее работа. Чрезмерные колебания приводят к ненужным эксплуатационным расходам.

Более опытный диспетчер может удовлетворить спрос клиента с меньшим CZ и меньшими колебаниями, чем неопытные диспетчеры. Обычно требуется четыре месяца на обучение диспетчера и несколько лет для бесперебойной и экономически эффективной работы системы [63].

В [63] показано построение и использование нечеткой экспертной системы (ЭС), обеспечивающей оперативность и правильность принимаемых решений диспетчерской службой ТГТС и минимальные затраты. Такая система является высоко автоматизированной, с нечеткой логикой управления открытием клапана на газопроводе для получения оптимальных результатов.

ЭС на основе нечеткой логики является эффективным инструментом решения проблем, связанных с авариями, которые приводили к несчастным случаям и потере качества природного газа [61, 63].

В [56] показана эффективность функционирования ТГТС с применением нечеткой системы управления. Существуют также традиционные методы оптимизации управления трубопроводам [64 - 69] и современные компьютерные системы [70 - 72].

В [73, 74] представлены материалы оптимизации и управления трубопроводами с помощью генетических алгоритмов и других подходов [75, 76]. Есть также исследования, представляющие собой гибрид нечеткой логики и генетического алгоритма для управления газопроводом [77].

Помимо оптимизации трубопроводов, существуют ограничения, которые были определены в этих трубопроводных системах [78]. Существуют также стандартные методы и процедуры проектирования, которые уже используются для трубопроводных систем, особенно для трубопроводов природного газа [79]. Кроме того, управление трубопроводами может быть осуществлено с применением робототехники [80].

Развитие нечетких экспертных систем предлагает альтернативный метод контроля и управления процессами, используя три формы информации: количественные данные, качественную информацию и эвристические знания.

Нечеткая экспертная система показывает исключительную эффективность при работе с процессами, которые адекватно определены в качественных терминах, и когда невозможно разработать точную математическую модель процесса [63, 81].

Преимущества ЭС системы, построенной на базе нечеткой математики следующие:

1. Большая часть базы знаний в ЭС содержит знания эксперта по данному объекту и большая часть этих знаний неточна и неопределенна. По сравнению с традиционной теорией множеств и теорией вероятности, нечеткая математика лучше подходит для управления объектом с нечеткими и неопределенными формулировками [63].

2. Нечеткая математика обеспечивает естественное средство коммуникации между человеком и машиной, поскольку человеку удобнее работать с описательной информацией, а не с количественной [63].

Основной целью данной нечеткой ЭС является расширение возможностей диспетчера по принятию решений для оптимизации работы газопровода. Кроме того, нечеткая экспертная система может быть использована для обучения новых диспетчеров и стандартизации операционных процедур. Функция данной нечеткой ЭС заключается в автоматизации процесса управления газопроводом [63].

Разработка экспертной системы состоит из двух процедур: извлечение знаний, представление знаний и вывод. Извлечение знаний может быть выполнено с помощью нечеткой линейной регрессии или нечеткого логического исследования правил [63]. В данном исследовании нечеткий логический опрос был использован для определения точности нечеткой логики.

На рисунке 1.1 показана блок-схема нечеткой логической системы управления газопроводом.



Рисунок 1.1 – Укрупненная блок-схема системы управления газопроводом

### **1.3.1 Интеллектуальная система диспетчерского управления сетями газопроводов**

В настоящее время получило развитие применение искусственного интеллекта и технологии больших данных в области интеллектуального управления сетями газопроводов.

В центре управления компании Williams Gas Company в США создана интеллектуальная система управления газопроводом, которая может реализовывать функции оптимизации производительности компрессоров, работы компрессорных станций, прогнозирования и управления компрессорными станциями в режиме реального времени, хранения данных и прогнозирования нагрузки [173].

В [174] компанией Columbia Pipeline Partners представлена интеграция многочисленных источников данных внутри и вне предприятия с помощью интеллектуальной системы поддержки системы принятия эффективных решений по управлению сетью газопроводов. В соответствии с последними достижениями в области технологий искусственного интеллекта сформулированы основные концепции и функциональные характеристики интеллектуального управления на основе требований к сетям газопроводов: достижение интеллектуального восприятия, прогнозирования и раннего предупреждения аварий, оптимального принятия решений, реализаций интеллектуального режима управления [175].

В [176] предложены метод построения графа знаний для системы интеллектуального управления и помощника диспетчера в человеко-компьютерном взаимодействии. В [177] представлена общая структура и архитектура системы интеллектуального управления.

### **1.4 Обзор методик расчета и контроля неучтенного природного газа в сети газотранспортной системы**

Под неучтенным газом (НГ) понимается небаланс (отклонение), определенный при расчете баланса ПГ в сети газопроводов за определенный интервал времени. В процессе трубопроводной транспортировки природного газа возможными причинами НГ являются ошибки измерений, расчета на линейных

участках газопроводов, утечки газа из трубопровода. Существование НГ влияет на достоверность передачи товарного ПГ и напрямую связано с экономической выгодой предприятий.

Расчёт НГ и контроль его в разумных пределах является важной проблемой, с которой сталкиваются предприятия газотранспортных систем.

Сведение материальных балансов трубопроводной транспортировки ПГ характеризуется величиной НГ. Одной из задач газотранспортной системы при сезонной и суточной неравномерности потребления ПГ является согласование объемов потребления газа с пропускной способностью газопровода при обеспечении оптимальной загрузки газоперекачивающего оборудования.

Пропускная способность магистрального газопровода нелинейно зависит от большого числа параметров, таких как степень повышения давления в газоперекачивающих агрегатах (ГПА), давление и температура транспортируемого газа и его теплофизические свойства, протяженность и диаметр трубопровода и т. п.

НГ в сетях ТГТС обычно составляет около 0,3% от пропускной способности в год, и эти затраты напрямую покрываются транспортировкой ПГ [13, 15, 16, 17].

В данном разделе представлены обзор методов исследования и сравнительного анализа методик расчета, способов управления неучтенным газом на основе измерений объема природного газа в ряде стран Европы, Азии.

В настоящее время в России и ряде стран при газопроводной транспортировке природного газа по-прежнему используется измерение объема, поэтому расчет и управление НГ основаны на измерении объема. С переходом метода измерения объема природного газа к измерению энергии (теплотворной способности), расчету и управлению НГ на основе измерения энергии будет уделяться все больше внимания.

Результаты показывают, что общие принципы расчета НГ в разных странах в основном одинаковы, но формулы расчета не полностью совпадают.

При сведении балансов ПГ в ТГТС учитываются:

- входные и выходные потоки природного газа, изменения объема ПГ на ЛУ газопроводов и затраты газа на собственные нужды;

- утечки ПГ и суточное уменьшение теплотворной способности.

В целях сокращения неучтенного газа:

- регулярно проверяют газоизмерительную станцию (ГИС), проводят исследования допустимого базового уровня НГ и активно участвуют в глобальном бенчмаркинге - сравнительный анализ на основе эталонных показателей допустимых объемов НГ;
- заменяют старую магистральную линию и снижают рабочее давление трубопровода, что значительно сокращает количество НГ.

#### 1.4.1 Методы оценки неучтенного газа

При учете ПГ и оценки НГ, основанных на измерении и сведениях баланса по теплотворной энергии, отчетным суточным периодом по ПГ в соответствии со стандартами Европейского союза (ЕС), является интервал между 5 часами утра и 5 часами ночи [13]. Национальная ТГТС принимает «газовые сутки» за цикл расчета НГ. Единицей измерения неучтенного газа является кВт/ч, который рассчитывается следующим образом [7, 8, 27]:

$$U_t = \sum_{i=1}^n v_{i,t} - \sum_{i=n+1}^{n+m} v_{i,t} - (\lambda_t - \lambda_{t-1}) - (c_t + s_t + a_t) \quad (1.1)$$

где  $U_t$  – количество (или объем при стандартных условиях) неучтенного газа;  $n$  и  $m$  – количество входных и выходных узлов в ТГТС;  $v_{i,t}$  – расход ПГ в узле  $i$  в день  $t$ ;  $\lambda_t$  и  $\lambda_{t-1}$  – расход потоков ПГ на линейном участке газопровода в день  $t$  и  $t-1$ ;  $c_t$  – общий суточный расход топливного газа на компрессорной станции (КС);  $s_t$  – суточная усадка (уменьшение) теплотворной способности;  $a_t$  – сетевые специфические потери, такие как утечка.

Поскольку объем транспортируемого природного газа меняется со временем, абсолютная величина НГ не может отразить колебания НГ, поэтому необходимо ввести понятие относительного НГ. Относительный НГ обычно выражается как процент НГ от общего объема газа, транспортируемого по ТГТС [13].

В ряде стран Европы используется уравнение (1.2) для расчета НГ на основе измерения энергии в МДж/м<sup>3</sup> (теплотворная способность ПГ) и объема неучтенного газа м<sup>3</sup> [14 - 17]:

$$Q_E + Q_S = Q_D + Q_{CH} + Q_L + \delta Q_{ЛУ} + Q_{НГ} \quad (1.2)$$

где -  $Q_E$  - природный газ, поступающий в сеть ГТС;  $Q_S$  - природный газ, извлеченный из (положительный) или закачанный в хранилища (отрицательный);  $Q_D$  - отборы из сети ГТС;  $Q_{CH}$  - газ на собственные нужды (т. е. газ, используемый для работы компрессора, предварительного нагрева, отбора проб и т.п.);  $Q_L$  - потери природного газа из сети (т.е. недобровольная эмиссия в атмосферу, потери из-за обслуживания трубопроводов, аварий, неисправностей и утечек);  $\delta Q_{ЛУ}$  - изменения на линейном участке газопровода;  $Q_{НГ}$  – неучтенный газ (МДж и м<sup>3</sup>). Расчет относительного неучтенного газа такой же, как и в Великобритании, то есть НГ это %-я доля транспортируемого ( $Q_E$ ) природного газа [16, 17].

В настоящее время не существует национального стандарта для метода расчета НГ в ГТС Китая, но методы расчета были предусмотрены в стандартах нефтяной промышленности и стандартах предприятий [19] Правила эксплуатации газопроводов, с требованиями "Правила эксплуатации газопроводов" (SY/T 5922-2012), формула расчета НГ представляется уравнением (1.3) в единице измерения м<sup>3</sup> [18, 27]:

$$Q_{НГ} = (V_1 + Q_1) - (Q_2 + Q_3 + Q_4 + V_2) \quad (1.3)$$

где  $Q_{НГ}$  – объём неучтенного газа за определенный интервал времени;  $Q_1$  – объём ПГ на входе в ГТС за тот же интервал времени;  $Q_2$  – объём ПГ из ГТС за тот же интервал времени;  $Q_3$  - производство и внутреннее потребление ПГ в ГТС за тот же период;  $Q_4$  - ПГ на продувку, за тот же период;  $V_1$  – объём газа на ЛУ газопровода в начале расчетного времени;  $V_2$  - объём газа на ЛУ газопровода в конце расчетного времени.

Относительная величина неучтенного газа рассчитывается следующим образом:

$$\eta = \frac{Q_{\text{НГ}}}{(V_1 + Q_1)} * 100\% \quad (1.4)$$

1. Методы расчета потерь при передаче нефти и газа по трубопроводу Q/SY 197 -2012.

В соответствии с требованиями Методики расчета потерь Q/SY 197 – 2012, при транспортировке нефти и газа по трубопроводам, формула расчета НГ в м<sup>3</sup> представлена в виде соотношения (1.5).

$$\Delta Q_h = (Q_1 + Q_{\text{ЛУ},t_{i-1}} + V_{\text{Р},t_{i-1}}) - (V_{\text{пр. газ}} + Q_{\text{ЛУ},t_i} + V_{\text{РИ},t_i}) - Q_{\text{СН}} - Q_{\text{пр.}}, \quad (1.5)$$

где  $\Delta Q_h$  – объём потерь при транспортировке ПГ;  $Q_1$  - газ, поступающий в трубопровод;  $Q_{\text{ЛУ},t_{i-1}}$  – газ на ЛУ на начало периода  $t_{i-1}$ ;  $V_{\text{Р},t_{i-1}}$  - запасы в резервуаре на начало периода  $t_{i-1}$ ;  $V_{\text{пр. газ}}$  - проданный газ;  $Q_{\text{ЛУ},t_i}$  – газ на ЛУ на конец периода  $t_i$ ;  $V_{\text{РИ},t_i}$  - инвентарный запас резервуара для хранения газа на конец периода  $t_i$ ;  $Q_{\text{СН}}$  – потребление газа на собственные нужды;  $Q_{\text{пр.}}$  – затраты газа в режиме нормальной эксплуатации (продувка).

Результат является положительным для потерь и отрицательным для излишков [19].

Предприятия трубопроводной транспортировки ПГ обычно используют относительный показатель потерь НГ при транспортировке.

Формула расчета выглядит следующим образом:

$$\eta = \frac{\Delta Q_h}{(Q_1 + Q_{\text{ЛУ},t_{i-1}} + V_{\text{Р},t_{i-1}})} * 100\% \quad (1.6)$$

#### 1.4.2 Мероприятия по контролю неучтенного газа

Мероприятия по анализу и управлению НГ:

- **Освидетельствование счетчиков**

Ежегодная программа проверки счетчиков и документирование результатов тестирования, проводимое во время проверки и валидации счетчиков. Место проведения проверки счетчиков выбирается на основании оценки предыдущего отчета о валидации или, если на объекте имеются текущие проблемы с измерениями.

- **Верификация отчетов о поверке счетчиков**

Валидация счетчиков для каждой измерительной системы производится не реже одного раза в год, для подтверждения правильности функционирования измерительного оборудования. Результаты записываются в отчеты о валидации и предоставляются в Национальную сеть ТГТС для оценки рабочего состояния ИС и точности измерений для понимания влияния ошибок измерений на НГ.

- **Анализ базовой допустимой величины неучтенного газа**

В настоящее время национальные ТГТС ряда стран ЕС используют принятые базовые значения допустимой величины НГ по энергии  $\pm 20$  ГВтч. При превышении базовых значений анализируются потенциально высокие уровни положительной или отрицательной величины НГ. В связи с изменением объема транспортировки природного газа динамическое базовое значение обеспечивает эффективность управления НГ.

- **Анализ данных с помощью программного обеспечения Tableau**

Для визуализации и анализа данных ТГТС в ряде стран используется программное обеспечение (ПО) Tableau [59], разработанное на факультете информатики Стэнфордского университета, позволяющая персоналу выявлять и минимизировать ошибочные данные в режиме реального времени. Это отраслевой стандарт для аналитики.

ПО Tableau используется для онлайн-сервиса визуализации от простых задач до сложного анализа данных (тренды, корреляции и статистика), позволяющий создавать объемные интерактивные таблицы с различными метриками визуализации с аналитикой.

Программное обеспечение предназначено для интерактивной бизнес-аналитики и визуализации данных, для глубокого анализа большого объема информации и представления результатов в удобной и интуитивно понятной форме.

Сервис интуитивно понятен и дает возможность создавать графики и диаграммы, с которыми удобно работать. С помощью одной интерактивной таблицы

с различными метриками можно объединить несколько графиков, схем и комплексно представить анализируемую информацию. Интерактивные таблицы позволяют наблюдать изменения, происходящие с данными, отслеживать тренды. В рамках одной интерактивной таблицы доступна визуализация большого объема информации по каждому интересующему параметру.

### **Глобальный сравнительный анализ неучтенного газа**

Национальные сети ТГТС участвует в глобальном сравнительном анализе НГ, который координируется сетевым оператором. Участники сети ТГТС обмениваются методологиями и объединяют методы управления НГ.

В последние годы реализуются схемы замены старых магистралей в распределительной сети (Австралия). С июня 2010 года по июнь 2014 года объем НГ снизился с 2182 ТДж до 1426 ТДж. Очевидное сокращение в значительной степени связано с программой замены магистральных газопроводов и частично благодаря снижению рабочего давления в газопроводе. Обе эти причины снижают уровень утечек в трубопроводе [20].

В дополнение к замене магистральных трубопроводов осуществляется также ряд мер по управлению НГ в распределительной сети ТГТС, таких как формирование политики управления счетчиками для обеспечения того, чтобы все счетчики могли быть сняты с эксплуатации и регулярно проверяться на точность. Проводится комплексное обследование утечек и оперативное реагирование на утечки/ремонт для того, чтобы все обнаруженные и зарегистрированные утечки были своевременно устранены.

Эти мероприятия сокращают количество повреждений трубопровода и требуют компенсации от третьей стороны, вызвавшей повреждение трубопровода, с целью сокращения случаев повреждения третьей стороной, а также замена и ремонт счетчиков передачи данных и т. п. [20, 21].

При объеме НГ, превышающие допустимый диапазон, анализируются возможные следующие причины (Китай):

- **Первичный измерительный прибор**

При наличии НГ в первую очередь анализируется состояние прибора учета. Прибор учета с большей вероятностью является причиной НГ.

В этом случае при возникновении НГ придерживаются правила "Как только возникает неучтенный газ, прибор учета должен быть проанализирован в первую очередь [22].

- **Сравнение графиков**

НГ всей сети и каждого региона составляется в виде кривых НГ и производится их сравнение. Более вероятно, что существует проблема НГ в регионе с похожей тенденцией на графике всей сети, тогда можно сосредоточиться на этом регионе [23]. Этот метод позволяет сократить объем работ и повысить их эффективность.

- **Прослеживаемость**

Когда погрешность самого прибора учета велика, измеряемая среда, давление, температура и другие соответствующие факторы должны быть связаны через непрерывную цепочку сравнений с неопределенностью, чтобы связать результаты измерений с более высокими стандартами приборов и отслеживать источники погрешностей [22].

- **Сокращение периода анализа и принятия решений**

В настоящее время анализ причин возникновения НГ в основном проводится в течение нескольких дней с момента возникновения этих проблем.

Период может быть сокращен и тенденцию изменения НГ можно проанализировать за несколько часов, чтобы определить причину и местоположение неучтенного газа [22].

### 1.4.3 Меры контроля неучтенного газа

Принимаемые меры контроля НГ можно свести к двум аспектам: технология и управление.

На техническом уровне, для повышения точности измерения, прибор учета должен выбираться, использоваться и обслуживаться в соответствии с соответствующими стандартами и правилами для коммерческих измерений [24].

Создание системы онлайн поверки расходомера или организация определенного процесса для осуществления онлайн взаимной проверки расходомера поможет вовремя обнаружить неисправности измерительного оборудования [25].

Для станций без хроматографов уделяется внимание своевременному отбору проб и анализу качества газа, а также соответствующим параметрам дозирующего оборудования, а параметры приборов учета должны своевременно обновляться в соответствии с результатами анализа [26].

Для повышения точности расчета на ЛУ газопровода оптимизируется время переключения (минимум переключений) для избежания недопустимой погрешности расчета на ЛУ из-за большого диапазона изменения рабочего давления и температуры в переходном режиме изменения по давлению и температуре.

Создание группы патрулирования ЛУ газопровода для ежедневного патрулирования ЛУ для своевременного обнаружения причин потерь ПГ. И последнее, но не менее важное – это разработка совершенной системы анализа НГ и оперативного принятия эффективных решений при больших колебаниях величины НГ [27].

На рисунке 1.2 представлена укрупненная блок-схема алгоритма мониторинга и управления НГ при сведении материальных балансов.



Рисунок 1.2 – Укрупненная блок-схема алгоритма мониторинга и управления НГ при сведении материальных балансов

Основные блоки алгоритма [13]:

1. **Мониторинг** в режиме реального времени.
2. **Процессинг** - обработка данных, оперативное выявление и идентификация причин НГ. Эта задача нетривиальная и многомерная с множеством трудностей, возникающих из-за эксплуатационных ограничений, доступности данных, дизайна системы и других факторов. Главными из них являются большое количество узлов, высокая дисперсия расхода НГ по отношению к вероятным величинам ошибки, прерывистый характер потоков.
3. **Действие** - включает в себя саму инспекцию, а также определение того, было ли вмешательство успешным, после чего процесс либо возвращается ко второй фазе (Процессинг), либо к первой (Мониторинг).

#### 1.4.4 Мониторинг и калибровка измерений в системах управления технологическими процессами

Для обеспечения оперативности принятия решений и качественного управления технологическими процессами требуется стратегия онлайн-

мониторинга и корректировки данных от измерительной системы в режиме реального времени.

Наряду с приведенными в разделе 1.4.3 методами оперативного принятия решений по НГ получили развитие интеллектуальные системы мониторинга измерений и калибровки ИС в режиме реального времени.

Анализ данных ИС на достоверность и методы решения этих проблем, основываются на построении обучающихся моделей на платформе искусственных нейронных сетей (ИНС). Для идентификации и автокоррекции недостоверных измерений в режиме онлайн-мониторинга и управления предлагается использовать авто-ассоциативную нейронную сеть обучающаяся модифицированным робастным методом.

Периодическая калибровка приборов обеспечивает корректность показаний ИС в течение определенного периода времени, но нет гарантии, что неисправный прибор будет откалиброван в течение других периодов.

Следовательно, для достоверности данных и корректного функционирования системы управления, требуется стратегия онлайн-мониторинга и коррекции измерений ИС.

Традиционные системы мониторинга и диагностики неисправностей используют аппаратное резервирование ИС, обеспечивающие надежные результаты, но имеет ряд недостатков таких систем, как высокая стоимость большого количества требуемых датчиков и издержки размещения, необходимого для их установки [28 - 30].

Разработка и внедрение системы онлайн-мониторинга и автокоррекция измерений датчиков снижает затраты на обслуживание, уменьшает риски использования некалиброванных или неисправных датчиков, повышает надежность приборов и снижает время некорректной работы оборудования.

### **1.4.5 Контроль и управление материальным балансом природного газа в газораспределительной сети**

В газотранспортной системе измерение технологических параметров позволяет оценить количество и качество товарного газа. Тем не менее, поскольку в измерениях всегда присутствуют грубые и случайные ошибки, балансы массы и энергии не выполняются. Такая ситуация приводит к тому, что у газораспределительных компаний возникают проблемы с выставлением счетов.

Математический инструментальный уменьшения влияния случайных ошибок на точность сведения материальных и энергетических балансов по ПГ, выявления систематических отклонений (грубые ошибки) в ИС основан на методах согласования данных - Data Reconciliation (DR) и обнаружения грубых ошибок - Gross Error Detection (GED).

Различные методологии DR и GED изучены путем оценки их преимуществ и недостатков [35 - 38, 53].

Измерения технологических переменных в газовой промышленности, таких как объем, состав, давление, температура и теплотворная способность имеют неоспоримое значение в газовой промышленности, поскольку эти переменные позволяют рассчитывать количество и качество товарного газа.

Учитывая, насколько важны эти измерения, точная информация о таких переменных является обязательной для компаний по распределению природного газа. Тем не менее, каждое измерение содержит ошибки, вызванные различными источниками: шумами, систематическим отклонением в измерительном приборе, изменениями условий окружающей среды и т. п. [31]. Такие ошибки приводят к тому, что балансы массы и энергии не выполняются в соответствии с требованиями по точности.

Выполнением ограничений, налагаемых законами сохранения массы и энергии, может быть достигнуто с помощью численных и статистических методов, таких как согласование данных и обнаружение грубых ошибок [31, 32].

Согласование данных повышает точность измеренных данных путем уменьшения случайных ошибок и корректировки измерений в соответствии с

материальным и энергетическим балансом, стандартными отклонениями по каждой переменной [32, 33, 35, 37, 45].

Тем не менее, некоторые ошибки, вызванные неслучайными событиями, например, отказ измерительных систем, могут привести к неточным согласованным результатам из-за грубых ошибок. Для того чтобы избежать этого явления, используются методы обнаружения грубых ошибок, их оценка и корректировка [31, 33, 46, 47, 48].

Существуют публикации по идентификации грубых ошибок и согласованию данных с момента первой постановки задачи согласования данных [34], где впервые представили проблему согласования данных и представили аналитическое решение для линейного стационарного материального баланса. Другой важный вклад был сделан в работе [35], в которой в общей линейной задаче согласования данных, в отличие от [34], рассматривалась оценка неизмеряемых параметров и проблема грубых ошибок, вызванные утечками и систематическими ошибками в ИС. Было показано, что согласование данных повышает точность измеренных параметров при наличии достаточной избыточности.

В [36] показана целесообразность применения методов согласования данных и идентификация грубых ошибок в системах распределения природного газа, с целью решения проблемы неучтенного газа. В работе представлены некоторые ограничения, связанные с малой степенью резервирования этих систем. Резервирование дополнительных элементов ИС увеличивает ее надежность за счет снижения точности или ИС с более высокими характеристиками по точности.

Указанные выше работы продемонстрировали, насколько удобны и полезны методы согласования данных в применении к природному газу при учетных операциях и управлении материальными потоками. Принимая во внимание эти преимущества, предлагается инструментарий для повышения точности сведения материальных балансов, основанный на этих методах. Этот инструментарий повышает точность измерения потока в системах распределения природного газа и, в отличие от предыдущих работ, появляется возможность идентификации элементов ИС, подверженных грубым ошибкам.

Методы согласования данных оценивают противоречивые измерения, корректируя их в соответствии с ограничениями к ИС по требуемой точности.

Согласование данных является важным шагом в оперативной оптимизации и сведении материальных балансов в режиме реального времени, корректирующим данные процесса с ИС в пределах допустимых ограничений, с целью повышения точности модели системы и обеспечивает оценку неизмеренных переменных и параметров процесса, которые используются на последующем этапе экономической оптимизации. В данном исследовании основное внимание было уделено одновременному согласованию данных и стратегии обнаружения грубых ошибок для улучшения этого начального этапа онлайн оптимизации.

Этими моделями обычно являются линейные массовые балансы [31, 33], основанные на свойстве избыточности переменных, где измеряемая переменная является избыточной, если она может быть рассчитана по балансовым соотношениям потоков, по крайней мере, одним способом, с помощью оставшихся измеренных переменных и ограничениями на процесс [31, 33].

Математически, согласование данных достигается путем минимизации следующей целевой функции:

$$F = \sum_{i=1}^N \rho \left( \frac{y_i - x_i}{\sigma_i} \right) \quad (1.7)$$

В уравнении (1.7)  $\rho$  является функцией, которая может изменяться в соответствии с предположениями, связанными с распределением ошибки [34], где ошибка равна  $\frac{y_i - x_i}{\sigma_i}$ ,  $y_i$  - оценка согласованного значения,  $x_i$  - измеряемая переменная,  $\sigma_i$  - стандартное отклонение,  $N$  - количество измеряемых переменных.

На уравнение (1.7) накладывается ограничение в виде линейной системы балансовых уравнений по массе:

$$M * Y = 0 \quad (1.8)$$

где,  $M$  - матриц инцидентности (матрица баланса), а  $Y$  – согласованный вектор измеренных переменных.

Традиционно, согласование данных определяет  $\rho$ , как функция наименьших квадратов (МНК), следовательно, уравнение (1.7) преобразуется в:

$$F = \sum_{i=1}^N \left( \frac{y_i - x_i}{\sigma_i} \right)^2 \quad (1.9)$$

Задача согласования данных имеет матричное аналитическое решение, полученное методом множителей Лагранжа. Решение имеет вид:

$$Y = [I - S_R * M^T * (M * S_R * M^T)^{-1}] * X \quad (1.10)$$

где,  $M^T$  - транспонированная матрица инцидентности системы,  $S_R$  представляет собой ковариационную матрицу ошибки измерения,  $I$  – квадратная матрица идентичности, все элементы главной диагонали равны единице,  $X$  - вектор измеряемых переменных [31, 32].

Функция МНК позволяет получить быстрые результаты благодаря своему аналитическому решению, при этом согласованные значения могут быть ошибочными. Использование МНК предполагает, что ошибки измерения имеют нормальное распределение, поэтому, если данные содержат грубые ошибки, согласованные результаты могут быть ошибочными. Это явление известно как эффект «размазывания» [33, 38].

Предложены другие объективные функции для улучшения согласованных результатов, когда грубая ошибка не выявлена. В [38] отмечено, что лучшие результаты могут быть получены с помощью функций распределения, таких как распределение Коши, «зашумленное» нормальное распределение, Лоренцево распределение. Такие распределения учитывают эффект «размазывания», вызванный грубыми ошибками. Объективные (правдоподобные) функции были получены из распределения методом максимального правдоподобия. Эта разработка напоминает процедуру Гаусса - МНК из стандартной нормальной функции распределения остатков. В [38] представлены функции для различных случаев.

Для распределения Коши (Лоренца) объективная функция максимального правдоподобия приобретает вид:

$$F_i = \max_i \frac{1}{\pi\sigma_i \left[ 1 + \frac{(y_i - x_i)^2}{\sigma_i^2} \right]} \text{ или } \min_i \left[ \ln(\pi\sigma_i) + \ln \left( 1 + \frac{(y_i - x_i)^2}{\sigma_i^2} \right) \right], \quad (1.11)$$

Результаты показывают, что функция Коши (1.11) дает наилучшие согласованные результаты, при этом время вычислений может значительно увеличиться из-за нелинейности этой функции [38, 179].

#### 1.4.6 Основные методы обнаружения грубых ошибок

Согласование данных предполагает отсутствие грубых ошибок, когда в данных могут присутствовать только случайные ошибки. Точные и выполнимые согласованные оценки не могут быть получены при наличии грубых ошибок, поэтому они должны быть идентифицированы, оценены, скорректированы или исключены из набора данных до получения окончательных результатов.

Основные методы обнаружения грубых ошибок основаны на теории проверки гипотез [31]. Эти методы определяют, присутствуют ли грубые ошибки в данных или нет, оценивая отклонение тестовой статистики по отношению к критическому значению. Кроме того, эти методы используют ранее описанное свойство избыточности.

Можно использовать несколько основных тестов для выявления грубых ошибок в данных. Одним из наиболее широко используемых является глобальный (общий) тест GT (Global Test) [32]. Этот тест не может определить, какая переменная содержит грубую ошибку, но предоставляет список подозрительных на грубые ошибки. GT идентифицирует грубые ошибки в измерениях на основе анализа остаточного вектора ( $r$ ), где  $r$  определяется как произведение матрицы инцидентности системы  $M$  и вектора измеряемых переменных  $X$ , т.е.  $r = M \cdot X$ .

Дисперсионно-ковариационная матрица остаточного вектора  $J$  определяется следующим образом:

$$J = M * S_R * M^T \quad (1.12)$$

Если нет грубых ошибок, то вектор  $r$  соответствует нормальному распределению, среднее значение которого равно нулю.

Видно, что  $\chi^2_{m,\alpha}$  из уравнения (1.13) соответствует распределению Хи-квадрат с  $m$  степенями свободы, где  $m$  - количество строк матрицы баланса потоков.

$$\chi^2_{m,\alpha} = \mathbf{r} * \mathbf{J}^{-1} * \mathbf{r} \quad (1.13)$$

Критерием проверки является критическое значение распределения  $\chi^2$  квадрат,  $\chi^2_{m,\alpha}$  с  $m$  степенями свободы при уровне значимости  $\alpha$  равный 95%. Следовательно, если  $\chi^2_m > \chi^2_{m,\alpha}$ , то обнаружена хотя бы одна грубая ошибка в измерениях [31, 32].

Другим широко используемым тестом является тест **MT** (Measurement Test) на измерение. Этот тест, в отличие от теста **GT**, определяет, какая конкретная переменная содержит грубую ошибку. **MT** основан на векторе корректировки измерений, который определяется, как разница между измеренным вектором  $X$  и согласованным вектором. Дисперсия вектора корректировки измерений  $W$  определяется следующим образом:

$$\mathbf{W} = \mathbf{S}_R \mathbf{M}^T (\mathbf{M} \mathbf{S}_R \mathbf{M}^T)^{-1} \mathbf{M} \mathbf{S}_R \quad (1.14)$$

Если данные не содержат грубых ошибок, то  $\alpha$  – уровень доверительного интервала, соответствующая нормальному распределению с нулевым средним.  $Z_i$  является статистическим тестом (1.15) и соответствует стандартному нормальному распределению при отсутствии грубых ошибок.

$$Z_i = \frac{|a_i|}{\sqrt{W_{ii}}} \quad (1.15)$$

В данном тесте критерий  $Z_{\beta/2}$  определяется как критическое значение стандартного нормального распределения для модифицированного уровня доверительного интервала  $\beta$ , где

$$\beta = 1 - (1 - \alpha)^{\frac{1}{n}} \quad (1.16)$$

В уравнении (1.16)  $n$  - количество столбцов матрицы баланса  $M$ . Если  $Z_i$  больше табличного  $Z_{\beta/2}$ , то  $i$ -е измерение с уровнем доверительного интервала может быть отнесено к измерениям с грубой ошибкой.

Существуют и другие способы идентификации грубых ошибок. Одним из них является метод *X84* [39, 54, 55, 56], основанный на подходах робастной статистики, которая формирует точные статистические оценки, не подверженные случайным выбросам [38]. Метод *X84* выявляет грубые ошибки, когда разница между измеренным и скорректированным (согласованным) значением, называемым остатком, больше, чем *k*-кратное медианное отклонение [38, 57, 58].

В стратегии идентификации множественных грубых ошибок базовые тесты могут выявить только одну грубую ошибку в данных, таким образом, при наличии множественных грубых ошибок необходима дополнительная стратегия для правильной идентификации и определения местоположения всех грубых ошибок.

Эти стратегии могут быть классифицированы как одновременные или последовательные. Последние, в свою очередь, могут быть классифицированы, либо как стратегии устранения, либо как стратегии компенсации.

Существует стратегия компенсационной последовательности, известная, как последовательная идентификация с коллективной компенсацией (SICC – Serial Identification with Collective Compensation) [39]. SICC использует тестовое измерение МТ (Measurement Test) для того, чтобы выявить подозрительные грубые ошибки в измерениях, оценить идентифицированные грубые ошибки и добавить их к подозрительным измерениям. По мере выявления последующих грубых ошибок одновременно пересчитываются и добавляются к обнаруженному измерению на каждом шаге, пока не будет обнаружена ни одна грубая ошибка.

SICC имеет ряд преимуществ по сравнению с другими стратегиями идентификации множественных грубых ошибок.

Во-первых, SICC позволяет избежать неправильных оценок идентифицированных грубых ошибок, поскольку они пересчитываются на каждом этапе. Во-вторых, способность обнаружения SICC не снижается при небольшом количестве ошибок, в отличие от несмещенной оценочной техники [32, 40]. Наконец, метод SICC сохраняет степень избыточности системы, в отличие от стратегий устранения в [32], что гарантирует лучшую производительность методов согласования.

При оценке величины грубой ошибки желательно иметь информацию о величине общей ошибки для производственного учета. Кроме того, размер общей ошибки может быть использован в согласовании данных для компенсации подозрительных измерений вместо того, чтобы их устранять, что позволяет сохранить степень избыточности системы. В данном случае используется оценка величины ошибки, представленная в [41], учитывающая грубые ошибки, как смещение, так и утечки.

В [41] грубая ошибка представлена в форме вектора ( $f_k$ ), равного как смещению, так и вектору утечки. При пренебрежении утечками процесса, вектор признаков грубой ошибки математически определяется следующим образом:

$$f_k = M * e_j, \quad (1.17)$$

где  $e_j$  - вектор  $n \times 1$  со значением 1 в позиции  $j$  (позиция грубой ошибки, определяемая МТ) и нулем в других позициях.

Этот вектор связан со смещением измерений. Вектор утечки здесь не рассматривается.

Этот вектор часто используется для идентификации эквивалентного набора в данных (неразличимых наборов ошибок).

Оценка величины одной ошибки  $b$  рассчитывается по уравнению (1.18), которое основано на сигнатурном векторе, остаточном векторе и матрице дисперсии-ковариации остаточного вектора

$$b = (f_k^T * J^{-1} * f_k)^{-1} * (f_k^T * J^{-1} * r) \quad (1.18)$$

Поскольку независимая оценка величин идентифицированных грубых ошибок может быть установлена неверно. В [32, 39] величину идентифицированных грубых ошибок оценивается одновременно.

В этом случае  $L = [e_1, e_2, \dots, e_z]$  равно множеству векторов  $e_j$  (идентифицированных грубых ошибок), т.е., тогда  $f_k$  рассчитывается следующим образом:

$$f_k = M * L \quad (1.19)$$

Последующие векторы  $e_j(e_2, e_3 \dots e_n)$  представляют собой грубые ошибки, обнаруженные МТ, когда первые оценки  $b$  были предварительно вычислены и добавлены к соответствующим подозрительным измерениям. Эта модификация  $f_k$  позволяет вычислить вектор  $b$  с помощью уравнения (1.18).

### **Идентифицируемость грубых ошибок**

Методы обнаружения грубых ошибок (GED - Gross Error Detection) в основном обеспечивают точные результаты о сбоях и местах грубых ошибок в данных, но не всегда могут определить, где находится грубая ошибка.

Идентифицируемость является фактором, используемым для определения вероятности обнаружения грубой ошибки в измерении. Этот фактор зависит от стандартного отклонения такого измерения и вклада в грубую ошибку.

Следовательно, если переменная имеет низкое стандартное отклонение, грубую ошибку в этой переменной нелегко обнаружить [32, 42].

Концепция идентифицируемости рассматривается с точки зрения обнаружения возможных сбоев в методах GED. С другой стороны, понятие идентифицируемости связано с возможностью отличить грубую ошибку в рассматриваемом измерении от грубой ошибки в любом другом измерении [32]. Статистические тесты для различных переменных идентичны, когда столбцы матрицы баланса линейно зависимы, благодаря низкой степени избыточности. Такие переменные известны как параллельные потоки [43] и препятствуют обнаружению грубых ошибок. Трудности в выделении грубых ошибок могут быть объяснены теорией эквивалентности, разработанной в [44].

Из-за проблем, связанных с оценкой дисперсии, используются допущения, предложенные в [45]. В [45] принято считать стандартное отклонение, как процент от соответствующего показателя, а дисперсию как квадрат такого значения. Эта эвристическая аппроксимация справедлива для целей моделирования.

Существуют две проблемы при применении любой методики **DR** и **GED** в системах распределения природного газа: низкая идентифицируемость и параллельные потоки. Эти проблемы затрудняют обнаружение грубых ошибок.

При проведении измерительных тестов в параллельных потоках грубые ошибки не могут быть идентифицированы, поэтому выверенное (согласованное) значение будет скорректировано неправильно. Решение этой проблемы представлено в [38], где предлагается метод Коши, учитывающий эффект грубых ошибок и обеспечивающий согласованные значения данных ИС.

С другой стороны, хотя точные согласованные значения могут быть получены, обнаружение грубых ошибок невозможно с помощью традиционных методов. Для таких случаев в [38, 54, 57, 58] предлагается метод X84, который в отличие от методов тестирования измерений (МТ - Measurement Test), обнаружения грубых ошибок и глобального тестирования, основан на робастной статистике и результаты, полученные этим методом не подвержены грубым ошибкам.

#### **1.4.7 Оптимизация затрат природного газа на топливо в трубопроводной газотранспортной сети**

Проблема минимизации затрат природного газа на топливо для компрессоров (FCMP - fuel cost minimization problem) в ТГТС природного газа является актуальной из-за значительного потребления энергии компрессорными станциями. Нерациональное потребление ПГ в качестве топлива для КС является одним из факторов потерь и, как следствие, увеличения небаланса при сведении баланса по массе транспортируемых потоков ПГ в ТГТС.

Общепринятый метод моделирования FCMP заключается в предположении, что ключевые параметры моделирования, такие как коэффициенты трения и сжимаемости, изоэнтропическая составляющая и КПД компрессора являются константами.

Для преодоления сложности, связанные с нелинейностью объекта управления и оперативностью решения практических задач в ТГТС нелинейные зависимости, аппроксимируются кусочно-линейными функциями для использования в методе смешанного целочисленного линейного программирования.

MILP определяет оптимальные точки разрыва и ориентацию линейных сегментов таким образом, чтобы ошибка аппроксимации была минимальной.

В [85, 86] показано, что модель FCMР отражает нелинейные взаимосвязи с высокой степенью точности и только незначительно увеличивает время решения по сравнению с обычной упрощенной моделью FCMР.

FCMР занимается определением изменения давления природного газа на каждой компрессорной станции в трубопроводной сети для достижения минимальных затрат на топливо для компрессоров. Работа системы должна подчиняться ограничениям спроса и предложения газа и физическим ограничениям оборудования.

По оценкам, как минимум 20%-е снижение потребления топлива компрессорными станциями может быть достигнуто за счет глобальной оптимизации работы трубопровода [87].

FCMР представляет смешанную целочисленную нелинейную программу (mixed-integer nonlinear program - MINLP), в зависимости от того, рассматривается ли двунаправленный поток или включенные/выключенные компрессорные установки [88].

В [85] представлен системный подход к аппроксимации нелинейных зависимостей параметров, которые обычно упрощаются как константы. Показано, что данный подход вносит незначительную погрешность в модель по сравнению со строгой формулировкой модели FCMР и лишь незначительно увеличивает время решения модели по сравнению с обычной упрощенной моделью FCMР.

Практическая ценность этого подхода к моделированию заключается в том, что создается модель с незначительной ошибкой по сравнению с наиболее строгой моделью. Кроме того, модель лишь незначительно сложнее для решения текущими глобальными решателями MINLP по сравнению с сильно упрощенной моделью.

Причина в том, что полученная модель отличается от упрощенной модели только дополнительными кусочно-линейными функциями, с которыми легко справляются современные глобальные решатели MINLP, такие как BARON [89, 90] и SCIP [91].

#### **1.4.8 Методы обнаружения утечек в трубопроводах транспортировки природного газа и нефтепродуктов**

Для большинства существующих систем обнаружения утечек (СОУ) в трубопроводах локализация мест утечек все еще остается нерешенной проблемой.

Основной причиной этой проблемы является ограниченное количество датчиков, установленных на трубопроводах большой протяженности. Из-за недостатка измерений точное местоположение утечки не может быть легко определено.

Трубопроводы широко используются для транспортировки жидких углеводородов и природного газа на большие расстояния от места добычи до конечного потребителя [134], [137]. Транспортируемая среда часто является легковоспламеняющейся, токсичной, коррозионной и опасной для окружающей среды, поэтому раннее обнаружение и локализация утечек имеют огромное значение [134], [137].

Существующие методы обнаружения утечек в трубопроводах классифицируются как, основанные на внутреннем мониторинге, и методы внешнего мониторинга [138], [139]. Внутренние методы контролируют внутренние параметры трубопровода, используя уже установленные датчики, с другой стороны, внешние методы работают по принципу физического обнаружения вытекающей жидкости [139].

Внешние методы обеспечивают более точное определение мест утечек, но они более дорогостоящие и в большинстве случаев не могут быть установлены на старых трубопроводах. Поэтому внешние методы не используются для непрерывного мониторинга.

Внутренние методы могут быть использованы для непрерывного мониторинга с меньшими затратами, но при этом большинство из них точно не определяют место утечки.

В частности, небольшие утечки трудно обнаружить. Если методы обнаружения утечек чувствительны для обнаружения небольших утечек, всегда

существует проблема того, что операторы перегружены слишком большим количеством ложных тревог [133].

Внутренние методы подразделяются на две группы, основанные на моделях и данных [139]. Для первой группы требуется динамическая модель потока в трубопроводе, состоящей из нелинейных дифференциальных уравнений [135], [136] и решение в «закрытой» (конечной) форме отсутствует, что, в какой-то степени, является недостатком.

Кроме того, существует большая неопределенность, связанная с изменениями или недостаточно достоверной информацией по физико-химическим показателям потока, таких как (плотность, вязкость и т. п.), изменениями параметров окружающей среды и технологического процесса, характеристиками трубопровода, таких как масштабирование, шероховатость, коррозия и другие.

С другой стороны, методы, основанные на данных [139] не требуют модели и основаны на статистическом анализе архивных данных о состоянии трубопроводной системы. Недостатками этого метода является невозможность обнаружения утечки в переходных режимах и требуется достаточно большой объем априорной информации, которая не всегда может быть доступна. Методы, основанные на данных, также не могут локализовать место утечки, когда размер утечки мал (менее 5 процентов от номинального расхода).

В диссертационной работе рассматривается использование фильтра частиц в качестве «мягкого» датчика, для оценки режимных параметров в промежуточных точках трубопровода с помощью имеющихся измерений в конечных точках. Разница показаний между оцененными состояниями и реальными измерениями в промежуточных точках используется для обнаружения и локализации утечек. Предложенный метод позволяет улучшить точность локализации утечки за счет использования промежуточных измерений давления.

## **Выводы к главе 1**

В первой главе рассмотрены подходы к анализу и идентификации причин и источников небаланса ПГ в ТГТС:

1. Приведен обзор методик расчета и контроля неучтенного ПГ в сети газотранспортной системы.
2. Представлены основные математические модели газотранспортной системы для расчетов и анализа режимов работы ТГТС и оценки возможных причин возникновения небаланса ПГ.
3. Представлен обзор теоретических методов оценки недостоверности измерительной информации при сведении материального баланса в ТГТС.
4. Проведено обоснование важности и необходимости процедуры согласования при оптимизации управления процессами ТГТС и сведении материальных балансов в режиме реального времени.
5. Представлено обоснование подхода одновременного согласования данных и стратегии обнаружения грубых ошибок для улучшения начального этапа онлайн оптимизации.

Разработка и внедрение системы оперативного обнаружения источников и причин небаланса транспортируемого природного газа, его устранение, контроль и регулирование производственного процесса в режиме реального времени обеспечат высокое качество функционирования ТГТС и станут неотъемлемой составляющей системы автоматизированного оперативно-диспетчерского управления.

## ГЛАВА 2 МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ И АЛГОРИТМЫ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ

### 1.1 Динамика транспортируемого газа в трубопроводах

В типовой газотранспортной сети основными компонентами являются трубопроводы транспортировки природного газа. В этом разделе рассматривается динамика транспортируемого природного газа.

Математическая модель транспортировки ПГ по трубопроводу представляет собой систему дифференциальных уравнений в частных производных с допущением изотермического процесса Эйлера.

#### 2.1.1 Изотермическое уравнение Эйлера

Динамика транспортируемого газа по ТГТС описывается уравнением Эйлера на основе закона сохранения массы, энергии и импульса.

Предположение постоянства температуры во всей газотранспортной сети позволяет получить математическую модель объекта в виде изотермических уравнений Эйлера. Поэтому уравнением энергии можно пренебречь. Для наземных трубопроводных газовых сетей, в которых газопроводы проложены под землей, температура вдоль труб изменяется незначительно. Это предположение значительно снижает сложность моделирования и широко используется при моделировании газотранспортных сетей [92 - 96].

Одномерное изотермическое уравнение Эйлера в пространственной области  $[0, L]$  задаётся следующим образом

$$\frac{\partial}{\partial t} \rho = - \frac{\partial}{\partial x} \varphi, \quad (2.1a)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \varphi = - \frac{\partial}{\partial x} p - \frac{\partial}{\partial x} (\rho v^2) - g\rho \frac{\partial}{\partial x} h - \frac{\lambda(\varphi)}{2d} \rho v |v|, \quad (2.1b)$$

$$p = v(T)z(p, T)\rho \quad (2.1c)$$

где  $\rho$  - плотность газа (кг/м<sup>3</sup>),  $v$  - скорость газа (м/с),  $\varphi = \rho v$  - скорость прохождения потока 1 кг/с через поперечное сечение в 1 м<sup>2</sup>,  $d$  - диаметр трубы (м),  $\lambda$  - коэффициент

трения газа,  $p$  - давление газа ( $\text{Н/м}^2$ ),  $T$  - температура газа ( $^{\circ}\text{К}$ ),  $z$  - коэффициент сжимаемости.

Сохранение массы и импульса представлены в (2.1a) и (2.1b), соответственно, уравнение состояния (2.1c) отображает взаимосвязь давления и плотности.

Используя выражение массового потока  $q = a\varphi$ , где  $a$  - площадь поперечного сечения трубы после подстановки в уравнения (2.1a) - (2.1b), получаем

$$\frac{\partial}{\partial t} \rho = -\frac{1}{a} \frac{\partial}{\partial x} q, \quad (2.2a)$$

$$\frac{1}{a} \frac{\partial}{\partial t} q = -\frac{\partial}{\partial x} p - \frac{1}{a^2} \frac{\partial}{\partial x} \frac{q^2}{\rho} - g\rho \frac{\partial}{\partial x} h - \frac{\lambda(q)}{2da^2} \frac{q|q|}{\rho}, \quad (2.2b)$$

$$p = v(T)z(p, T)\rho \quad (2.2c)$$

Для изотермического случая, при температуре  $T = T_0$  во всей сети,

$v(T) = v(T_0) = v_0$  и  $z(p; T) = z(p; T_0) = z_0(p)$ , поэтому коэффициент сжимаемости  $z(p; T)$  связан только с давлением  $p$  и систему уравнений (2.2a), (2.2b) и (2.2c) можно представить как:

$$\frac{1}{v_0} \frac{\partial}{\partial t} \frac{p}{z_0(p)} = -\frac{1}{a} \frac{\partial}{\partial x} q, \quad (2.3a)$$

$$\frac{1}{a} \frac{\partial}{\partial t} q = -\frac{\partial}{\partial x} p - \underbrace{\frac{v_0}{a^2} \frac{\partial}{\partial x} \frac{q^2 z_0(p)}{p}}_{\text{фактор инерции}} - \underbrace{\frac{g}{v_0 z_0(p)} \frac{\partial}{\partial x} h}_{\text{фактор гравитации}} - \underbrace{\frac{\lambda(q) \gamma v_0}{2da^2} z_0(p) \frac{q|q|}{p}}_{\text{фактор трения}}, \quad (2.3b)$$

При изотермическом условии фактор инерции принимает вид [91]

$$\frac{v_0}{a^2} \frac{\partial}{\partial x} \frac{q^2 z_0(p)}{p} \approx 10^{-3} \frac{\partial}{\partial x} p.$$

Поэтому фактором инерции можно пренебречь, что значительно упрощает математическую модель, являющуюся стандартной в исследовании газовых сетей [97 - 99].

При предположении постоянства высот надземных труб, гравитационным фактором в (2.3b) можно пренебречь. Учет фактора переменной высоты для надземных газопроводов при моделировании представлены в [100].

Итак, мы получаем модель, которая описывает динамику изотермического режима транспортируемого газа по однородным наземным газопроводам:

$$\frac{\partial p}{\partial t z_0(p)} = -\frac{\gamma_0}{a} \frac{\partial q}{\partial x}, \quad (2.4a)$$

$$\frac{\partial q}{\partial t} = -a \frac{\partial p}{\partial x} - \frac{\lambda(q)\gamma_0}{2da} z_0(p) \frac{q|q|}{p}, \quad (2.4b)$$

### 2.1.2 Дискретизация по объему

Динамика несжимаемого газа, транспортируемого по трубопроводам, описывается одномерным изотермическим уравнением Эйлера ( $z_0(p)=1$ ) в пространстве координат по длине линейного участка  $[0; L]$  с однородной высотой.

Согласно (2.4a) и (2.4b) имеем

$$\frac{\partial p}{\partial t} + \frac{c}{a} \frac{\partial q}{\partial x} = 0, \quad (2.5a)$$

$$\frac{\partial q}{\partial t} + a \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{c\lambda}{2da} \frac{q|q|}{p} = 0 \quad (2.5b)$$

Для упрощения вводим обозначение  $c = \gamma_0$  и предполагаем, что  $\lambda(q) \equiv \gamma_0$ . Система уравнений (2.5a), (2.5b) является нелинейной по фактору трения.

Для газотранспортных трубопроводов граничное условие в точке  $x = 0$  задается предписанным давлением  $p_s$ , в то время как граничное условие в точке на выходе ЛУ  $x=L$  задается массой  $q_d$  (потребность в газе). Поэтому граничные условия для (2.5a) и (2.5b) задаются в виде:

$$\left\{ \begin{array}{l} p = p_s, \text{ при } x = 0 \\ q = q_d, \text{ при } x = L \end{array} \right\}, \quad (2.6)$$

Постановка задачи и регуляризация решения системы (2.5a), (2.5b) и (2.6) приведена в [101].

Более совершенные вычислительные схемы для гиперболических дифференциальных уравнений в частных производных, такие как метод полного вариационного убывания [102], дискретный метод Галеркина [103], могут быть реализованы для изучения закономерностей динамики газовых сетей.

На рисунке 2.1 левая граница контрольного объема обозначена символом  $e'$ , а правая граница контрольного объема обозначена символом  $w'$ . Для изотермического несжимаемого газа уравнение Эйлера (2.5a), (2.5b) имеет две переменные давление  $p$  и массу  $q$ .

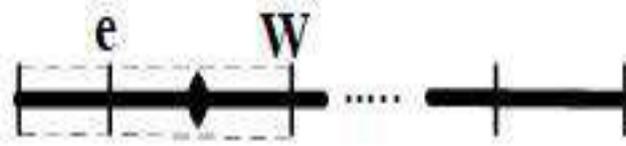
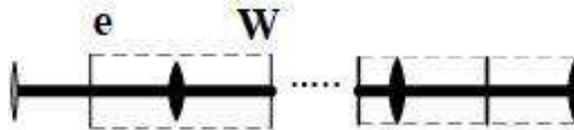
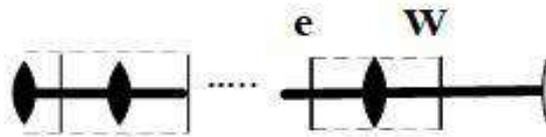


Рисунок 2.1 – Дискретизация методом конечных объемов.

Вместе с граничными условиями (2.6) используется дискретизация давления и массы для узлов, показанные на рисунке 2.2.



(a) разбиение контрольных объемов для  $p$



(b) раздел контрольных объемов для  $q$

Рисунок 2.2 – (a, b) Дискретизация по  $p$  и  $q$

Применение приращений для дискретного решения системы дифференциальных уравнений в частных производных с граничными условиями интегрируем (2.5a) и (2.5b). В частности, (2.5a) интегрируется по контрольному давлению, рисунок 2.2a и (2.5b) по контрольной массе, рисунок 2.2b.

Чтобы проинтегрировать (2.5a) по  $i$ -му контрольному объему управления давлением  $C_i$ , имеем

$$\int_{C_i} \left( \frac{\partial}{\partial t} p + \frac{c}{a} \frac{\partial}{\partial x} q \right) dx = 0$$

Точка дискретизации в  $C_i$  является либо виртуальным узлом вдоль трубы, либо реальным узлом, соединяющим две разные трубы. Поэтому коэффициент  $a$  в

системе (2.5a), (2.5b) представляет собой площадь поперечного сечения трубы и может существенно изменяться в узле в контрольном объеме  $C_i$ . Здесь мы используем  $c_i^-$  и  $c_i^+$  для разбиения контрольного объема  $C_i$  с  $c_i = c_i^- \cup c_i^+$ , а длины  $c_i^-$  и  $c_i^+$  равны  $\frac{h_{i-1}}{2}$  и  $\frac{h_i}{2}$  соответственно. Это разбиение показано на рисунке 2.3.

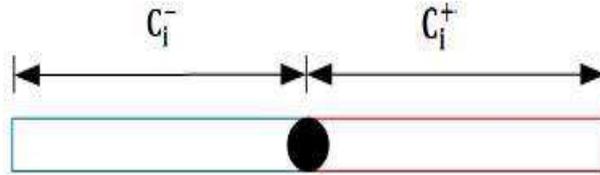


Рисунок 2.3 – Разбиение контрольного объема  $C_i$

Таким образом, мы получаем

$$\int_{c_i} \frac{\partial}{\partial t} p dx + \int_{c_i^-} \frac{c}{a} \frac{\partial}{\partial x} q dx + \int_{c_i^+} \frac{c}{a} \frac{\partial}{\partial x} q dx = 0$$

Кроме того, применяя правило средней точки, получаем

$$\frac{h_{i-1} + h_i}{2} \frac{\partial}{\partial t} p_i + \frac{c}{a_{i-1}} \left( q_i - \frac{q_{i-1} + q_i}{2} \right) + \frac{c}{a_i} \left( \frac{q_i + q_{i+1}}{2} - q_i \right) = 0$$

т.е.

$$\frac{h_{i-1} + h_i}{2} \frac{\partial p_i}{\partial t} + c \left( -\frac{q_{i-1}}{2a_{i-1}} + \left( \frac{1}{2a_{i-1}} - \frac{1}{2a_i} \right) q_i + \frac{q_{i+1}}{2a_i} \right) = 0, \quad (2.7)$$

где  $p_i$  и  $q_i$  - значения в центре контрольного объема для  $i = 2, \dots, n-1$ . Аналогично, для самого правого контрольного объема давления на рисунке 2.2(a), имеем

$$\int_{c_n^-} \left( \frac{\partial p}{\partial t} + \frac{c}{a} \frac{\partial q}{\partial x} \right) dx \approx \frac{h_{n-1}}{8} \frac{\partial p_{n-1}}{\partial t} + \frac{3h_{n-1}}{8} \frac{\partial p_n}{\partial t} + \frac{c}{2a_{n-1}} (q_n - q_{n-1}) = 0, \quad (2.8)$$

где  $p_n$  и  $q_n$  - значения на конце трубы. Для  $i$ -й массы  $i$ -го контрольного объема  $C_i$  показанного на рисунке 2.2b, мы интегрируем (2.5b) по нему и получаем

$$\int_{c_i} \left( \frac{\partial q}{\partial t} + a \frac{\partial p}{\partial x} \right) dx = -\frac{c}{2} \int_{c_i} \frac{\lambda}{ad} \frac{q|q|}{p} dx$$

Применяя то же разбиение  $C_i$ , что и на рисунке 2.3, мы имеем,

$$\begin{aligned}
\int_{C_i} \left( \frac{\partial q}{\partial t} + a \frac{\partial p}{\partial x} \right) dx &= \int_{C_i^-} \left( \frac{\partial q}{\partial t} + a \frac{\partial p}{\partial x} \right) dx + \int_{C_i^+} \left( \frac{\partial q}{\partial t} + a \frac{\partial p}{\partial x} \right) dx \approx \\
&\approx \frac{h_{i-1}}{2} \frac{\partial q_i}{\partial t} + \frac{a_{i-1}}{2} (p_i - p_{i-1}) + \frac{h_i}{2} \frac{\partial q_i}{\partial t} + \frac{a_i}{2} (p_{i+1} - p_i) = \\
&= \frac{(h_{i-1} + h_i)}{2} \frac{\partial q_i}{\partial t} + \left( -\frac{a_{i-1}}{2} p_{i-1} + \frac{a_{i-1} - a_i}{2} p_i + \frac{a_i}{2} p_{i+1} \right), \\
\int_{C_i} \frac{\lambda}{ad} \frac{q|q|}{p} dx &\approx \frac{1}{2} \left( \frac{h_{i-1} \lambda_{i-1}}{a_{i-1} d_{i-1}} + \frac{h_i \lambda_i}{a_i d_i} \right) \frac{q_i |q_i|}{p_i}
\end{aligned}$$

Таким образом, для **i-го** контрольного объема массового расхода  $C_i$  имеем

$$\begin{aligned}
&\frac{h_{i-1} + h_i}{2} \frac{\partial q_i}{\partial t} + \left( -\frac{a_i}{2} p_{i-1} + \frac{a_{i-1} - a_i}{2} p_i + \frac{a_i}{2} p_{i+1} \right) = \\
&= -\frac{c}{4} \left( \frac{h_{i-1} \lambda_{i-1}}{a_{i-1} d_{i-1}} + \frac{h_i \lambda_i}{a_i d_i} \right) \frac{q_i |q_i|}{p_i}, \tag{2.9}
\end{aligned}$$

Аналогично, для самой левой массы контрольного объема потока, мы получаем

$$\frac{3h_1}{8} \frac{\partial q_1}{\partial t} + \frac{h_2}{8} \frac{\partial q_2}{\partial t} + \frac{a_1}{2} (-p_1 + p_2) = \frac{ch_1 \lambda_1}{4a_1 d_1} \frac{q_1 |q_1|}{p_1}, \tag{2.10}$$

где  $p_l$  и  $q_l$  - значения в начале трубы. Ассоциируя (2.7) - (2.10) с граничным условием (2.6), получаем

$$\underbrace{\begin{bmatrix} M_p \\ \\ \\ M_q \end{bmatrix}}_M \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial p}{\partial t} \\ \frac{\partial q}{\partial t} \end{bmatrix}}_{\frac{\partial}{\partial t}} = \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & K_{pq} \\ K_{qp} & 0 \end{bmatrix}}_K \underbrace{\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix}}_p + \underbrace{\begin{bmatrix} B_q \\ 0 \end{bmatrix}}_{B_q} \underbrace{q_d}_{RBC} + \underbrace{\begin{bmatrix} 0 \\ B_p \end{bmatrix}}_{B_p} \underbrace{p_s}_{LBC} + \underbrace{\begin{bmatrix} 0 \\ g(p_s, p, q) \end{bmatrix}}_g, \tag{2.11}$$

где RBC, LBC – граничные условия справа и слева, соответственно; матрицы масс  $M_p$  и  $M_q$  являются нижней треугольной матрицей с тремя диагоналями и представлены в виде





**Замечание 2.1.** Уравнение 2.11 является дискретной формой математической модели несжимаемого изотермического процесса транспортировки природного газа (уравнение Эйлера) однородной наземной высоты трубопроводов (2.5а, 2.5b).

В случае неоднородной возвышенности гравитационный фактор в (2.3b) является линейным по давлению  $p$ . Этот фактор определяется матрицей  $\mathbf{K}_{gp}$  в (2.11) и не влияет на блочную структуру матриц, участвующих в описании уравнения, а также на разреженность всех якобианов нелинейных функций модели (2.11).

Граничное условие (2.6) использует давление в точке притока и заданную массу в точке оттока. Однако можно также наложить отрицательный поток массы в точке оттока, превратив ее в точку притока, а для более сложной топологии сети с более чем одним узлом питания газ вытекает в так называемой точке притока.

## 1.2 Моделирование трубопроводных газотранспортных сетей

В диссертационной работе рассматриваются пассивные ТГТС, которые не содержат активных элементов, таких как компрессоры, клапаны и т.п.

Результаты моделирования сети ТГТС с компрессорами и клапанами рассмотрены в [104, 105].

Абстрактная газовая сеть в общем виде представляется направленным графом

$$\mathbf{G} = (\mathcal{E}, \mathbf{N}), \quad (2.13)$$

где  $\mathcal{E}$  - множество ребер (трубопроводы ТГТС),  $\mathbf{N}$  - множество узлов, состоящих из множества узлов снабжения  $N_s$ , узлов спроса  $N_d$  и внутренних узлов  $N_0$  ТГТС.

Узлы снабжения, по которым газ закачивается в сеть или, точнее, где задается давление, а узлы спроса газа, откуда газ отбирается, внутренние узлы являются узлами перекачки.

Предполагаем, что узлы спроса и поставки являются единственными граничными узлами и соединены только с одной трубой. Если узлы спроса или предложения соединены с более чем одним ребром, добавляется виртуальная труба к этому узлу и формируется виртуальный узел спроса или предложения, а прежний

становится внутренним узлом. Иногда внутренние узлы называют узлами пересечения [106].

**Определение 2.2.1.** Точки внутри графа  $G$ , которые соединяют не менее трех ребер, называются узлами пересечения сети.

Обозначим  $N_j \in N$  как множество вершин пересечения данного графа  $G$ .

Поскольку в нашем графе  $N_s \cup N_d$  равно множеству граничных вершин, имеем  $N_j \subset N_o$ . Предполагаем, что кроме исходного графа  $G$ , есть граф  $\tilde{G}$ , который является графом, созданным из  $G$  путем сглаживания вершин  $N_o \setminus N_j$ . Сглаживание вершины  $w$ , которая соединена с ребрами  $e_1$  и  $e_2$ , является операцией удаления  $w$ , а также двух рёбер и добавляет новое ребро к начальной и конечной точкам пары. Этому ребру может быть задано направление любого из двух удаленных ребер. Здесь подчеркивается, что сглаживанию подлежат только те вершины, которые соединяют ровно два ребра. Однако это для вершин в  $N_o \setminus N_j$ . Это означает, что новый граф  $\tilde{G} = (\tilde{\epsilon}, \tilde{N})$  является направленным графом, который имеет только узлы спроса, узлы предложения и узлы пересечения, в соответствии с Определением 2.2.1.

Пример сети показан на рисунке 2.4, где узлы 1 и 10 являются предложениями, узел 6 обозначает спрос. Согласно Определению 2.2.1, только узел 4 является узлом пересечения рёбер. Это означает, что возможно заменить этот граф сглаженным графом, представленным на рисунке 2.5

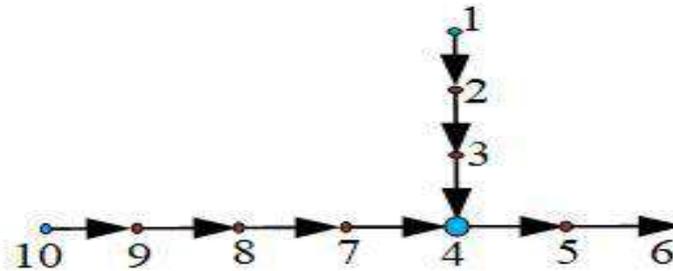


Рисунок 2.4 – Типовая газовая сеть

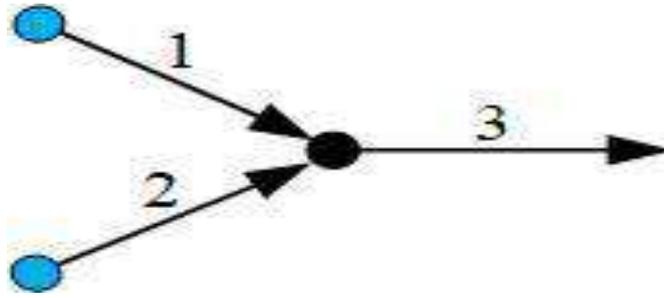


Рисунок 2.5 – Сглаженная сеть рисунка 2.4 с упорядочением трубопроводов

Использование сглаженного графа снижает количество алгебраических ограничений, в то же время длина рёбер графа, представляющих несколько труб, увеличивается. Более подробная информация о количестве алгебраических ограничений будет представлена в **Предположении 2.2.1** в конце этого раздела. Для каждого ЛУ  $i \in \tilde{\mathcal{E}}$  мы имеем набор переменных  $p_1^{(i)}, \dots, p_{n^{(i)}}^{(i)}$  и  $q_1^{(i)}, \dots, q_{n^{(i)}}^{(i)}$ , которые представляют дискретный аналог  $p$  и  $q$ , соответственно. Здесь  $n^{(i)}$  - количество точек дискретизации в определенном ребре.

Сглаженные узлы исходного графа являются точки дискретизации, обозначим  $p_1^{(i)} = p_s^{(i)}$  и  $q_{n^{(i)}}^{(i)} = q_d^{(i)}$ , поскольку они являются граничными условиями в однотрубной системе.

**Замечание 2.2.1.** Газовая сеть моделируется направленным графом  $G = (\mathcal{E}, N)$  где множество граничных узлов равно объединению узлов предложения и узлов спроса. Все ребра  $\mathcal{E}$  являются трубами, и ребро, присоединенное к узлу поставки, называется трубой поставки, а ребро, присоединенное к узлу спроса, называется трубой спроса. Труба предложения направлена в сторону от узла предложения, а труба спроса направлена в сторону узла спроса.

Путем сглаживания этого графа, как объяснялось выше, получаем направленный граф  $\tilde{G} = (\tilde{\mathcal{E}}, \tilde{N})$ , внутренними узлами которого являются все узлы пересечения в соответствии с **Определением 2.2.1**. В  $\tilde{G}$  существующие ребра предложений и спроса должны быть направленными, как было указано выше.

### 2.2.1 Узловые условия

Существует два типа ограничений, касающихся соединения ребер - ограничения по давлению и массовому потоку. Эти два типа ограничений представляют собой равенство динамического давления и сохранение массы в узлах соединения [107].

Условие по давлению в узлах описывает равенство давления между трубами, соединенными в одном узле пересечения, которое задается следующим образом, если узел соединяет входящую трубу  $i$  и исходящую трубу  $j$ , то

$$p_n^{(i)} = p_s^{(j)}, \quad (2.14)$$

Узловое условие по давлению в конце труб оттока должно быть равно давлению в начале труб притока, подключенных к одному узлу, и гарантирует, что в каждом узле будет только одно значение давления.

Условие по массовому расходу в узлах определяет сохранение массового расхода в узлах, и оно формулируется следующим образом для каждого узла

$$\sum_{i \in T_k} q_d^{(i)} = \sum_{i \in O_k} q_1^{(i)}, \quad (2.15)$$

где  $T_k$  - множество ребер, входящих в узел  $k$ , а  $O_k$  - множество ребер, выходящих из узла  $k$ . Уравнение (15) утверждает, что приток в узле пересечения  $k$  должен быть равен оттоку в том же узле пересечения  $k$ .

### 2.2.2 Сборка сети

В дискретной модели (2.11), описывающей динамику транспортируемого по одной единственной трубе газа, переменные  $p_1 = p_s$  и  $q_n = q_d$  задаются граничными условиями, т. е. предписанными (установленными) давлением на входе в узел и массовым расходом на узле спроса.

Для сети все переменные, включая  $p_s^{(i)}$  и  $q_d^{(i)}$  участвуют в ограничениях (2.14, 2.15). Сеть на рисунке 2.4, представленная сглаженным графом с упорядоченными ребрами на рисунке 2.5, рассматривается в качестве примера для построения полной системы дифференциальных уравнений. Для каждого

газопровода динамика транспортируемого газа описывается дискретной моделью (2.11).

Заданы давления для труб 1 и 2 на входе потоков в узел, а также требуемое давление на выходном потоке в трубопроводе 3 (рисунок 2.5). Это означает наличие дополнительных переменных  $p_s^{(3)}, q_d^{(1)}, q_d^{(2)}$ .

Тот факт, что  $p_s^{(3)}, p_n^{(1)}$  равны и заменим его в уравнении. Затем мы должны убедиться, что  $p_n^{(1)} = p_n^{(2)}$ , а также в том, что входящий поток на пересечении в узле равен исходящему потоку.

Для обобщения  $q_d^{(1)}, q_d^{(2)}, q_s^{(3)}$  являются дополнительными переменными в алгебраических ограничениях, так как  $p_s^{(3)}$  была заменена непосредственно и являются дополнительными ограничениями.

$$\begin{aligned} q_d^{(1)} + q_d^{(2)} &= q_1^{(3)} \\ p_n^{(1)} &= p_n^{(2)} \end{aligned} \quad (2.16)$$

Используя модель единичного трубопровода (2.11), мы получаем математическую модель для сети, приведенной на рисунках 2.4 и 2.5,

$$\begin{aligned} \underbrace{\begin{bmatrix} M^{(1)} & & & \\ & M^{(2)} & & \\ & & M^{(3)} & \\ & & & \mathbf{0} \\ & & & & \mathbf{0} \end{bmatrix}}_M \frac{\partial}{\partial t} \begin{bmatrix} u^{(1)} \\ u^{(2)} \\ u^{(3)} \\ q_d^{(1)} \\ q_d^{(2)} \end{bmatrix} &= \underbrace{\begin{bmatrix} K^{(1)} & & & & B_q^{(1)} \\ & K^{(2)} & & & \\ B_p^{(3)} & & K^{(3)} & & \\ e_1 & e_2 & e_3 & \mathbf{1} & B_q^{(2)} \\ & & & & \mathbf{0} \end{bmatrix}}_K \begin{bmatrix} u^{(1)} \\ u^{(2)} \\ u^{(3)} \\ q_d^{(1)} \\ q_d^{(2)} \end{bmatrix} + \\ + \underbrace{\begin{bmatrix} B_p^{(1)} & & \\ & B_p^{(2)} & \\ & & \end{bmatrix}}_{B_p} \begin{bmatrix} p_s^{(1)} \\ p_s^{(2)} \end{bmatrix} + \underbrace{\begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \\ B_q^{(3)} \\ \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix}}_{B_q} q_d^{(3)} + \underbrace{\begin{bmatrix} G_1(u^{(1)}, p_s^{(1)}) \\ G_2(u^{(2)}, p_s^{(2)}) \\ G_3(u^{(3)}, \bar{e}_3 u^{(1)}) \\ \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix}}_{g^{(*)}}, \end{aligned} \quad (2.17)$$

где  $u^{(i)} = [p^{(i)}, q^{(i)}]$

и

$$\mathbf{G}_i(\mathbf{u}^{(i)}, \mathbf{p}_s^{(i)}) = \left[ \mathbf{G} \left( \mathbf{p}_s^{(i)}, \mathbf{p}^{(i)}, \mathbf{q}^{(i)} \right) \right], \bar{\mathbf{V}}_p^3 = [0, 0, \dots, 1, \dots 0 \dots] \otimes \mathbf{V}_p^3, \quad (2.18)$$

Узловое условие по массовому потоку представлено строкой 4-го блока в (2.17), а узловое условие по давлению задается строкой 5-го блока, а также блоком (3, 1)  $\mathbf{K}$  в (2.17).

Строки  $e_1$ ,  $e_2$  и  $e_3$  - элементарные векторы с 1 или -1 на определенной позиции и нулями в других местах, которые выбирают соответствующие переменные для узловых условий (2.14), (2.15).

Матрица  $\mathbf{K}$  в (2.17) не является однозначно определенной. Это связано с тем, что используем условие  $\mathbf{p}_s^{(3)} = \mathbf{p}_n^{(1)}$ .

Можно использовать  $\mathbf{p}_s^{(3)} = \mathbf{p}_n^{(2)}$ , а это, в свою очередь, перемещает  $\bar{\mathbf{V}}_p^{(3)}$  из блока (3, 1) в блок (3, 2) матрицы  $\mathbf{K}$ .

Необходимы дополнительные переменные для давления и массового расхода, чтобы получить глобальную модель сети, для этого вводятся дополнительные переменные массового расхода только явно, в то время как дополнительные переменные давления могут быть получены путем прямого применения некоторых узловых условий давления, что уменьшает избыточность в моделировании сети.

Существует вырожденный случай, когда сеть имеет только одну длинную трубу, т.е. эта сеть имеет один узел снабжения и один узел спроса, но нет узла пересечения. Для такой вырожденной сети, которая эквивалентна одной трубе, не нужно вводить дополнительные переменные, поскольку имеются граничные условия.

Для невырожденной сети мы имеем следующее предположение.

**Предположение 2.2.1.** Предположим, что сеть  $\tilde{\mathbf{G}} = (\tilde{\epsilon}, \tilde{N})$  является связанным графом (как в Замечании 2.2.1) и имеет  $n_s$  труб поставок,  $n_d$  труб спроса и  $n_j$  труб перекрестков - ребра сглаженного графа, которые не являются трубами предложения или спроса. Тогда между связь между числом дополнительных переменных  $n_e$  и

числом дополнительных алгебраических ограничений  $n_a$  в математической модели имеет вид:

$$n_e = n_a = n_s + n_j$$

**Доказательство.** Как было сказано ранее, мы вводим дополнительные переменные только для массового расхода каждой подводящей и соединительной трубы, поскольку дополнительные переменные давления включаются непосредственно в процессе сборки сети. Тогда мы имеем  $n_e = n_s + n_j$ , потому что масса потоков в трубах спроса уже предписаны. Алгебраические ограничения получаются путем применения узловых условий.

Предположим, что узел соединения  $i$  имеет  $n_{in}^{(i)}$  труб по подаче газа в сеть и  $n_{out}^{(i)}$  выходящих труб, тогда нам нужны ограничения равенства  $(n_{in}^{(i)} - 1)$ , чтобы применить узловые условия давления для подающих труб, так как условия по давлению для выходящих труб применяются непосредственно в узлах сети.

У нас есть одно алгебраическое ограничение, чтобы предписать условия массового расхода для узла соединения  $i$ . Для этого необходимы  $n_{in}^{(i)}$  алгебраических ограничений для узла соединения  $i$ . Сумма по всем узлам соединения дает общее число алгебраических ограничений:

$$n_a = \sum_i n_{in}^{(i)}$$

С другой стороны,  $\sum_i n_{in}^{(i)} = n_s + n_j$  поскольку входящие трубы никогда не являются трубами спроса, а сумма по всем входящим трубам равна числу всех подводящих и соединительных труб.

Предположение 2.2.1 утверждает, что общее число дополнительных переменных равно общему числу алгебраических ограничений. Это очень важно при моделировании газовых сетей в форме (2.17).

### **1.3 Математическая формулировка задачи транспортировки природного газа**

Математическая формулировка задачи транспортировки природного газа учитывает нелинейные зависимости по давлению транспортируемого потока.

Нелинейная форма соотношений давления и потоков в математической модели ТГТС и ее решение в общем случае относится к невыпуклым задачам нелинейного программирования.

При формировании условий с ограничениями (величины потоков и давлений газа фиксированы на каждом узле входа/выхода) задача становится выпуклой. Этот результат получен с помощью теории вариационных неравенств.

В инженерных приложениях задача заключается в разработке оптимального плана транспортировки природного газа в ТГТС, удовлетворяющей потребности в различных узлах ТГТС при минимальном давлении, гарантирующий режим транспортировки.

Математическая модель состоит из линейной целевой функции, подчиняющейся набору линейных и нелинейных ограничений. Линейные ограничения выражают сохранение материального баланса потоков в каждом узле сети. Нелинейные уравнения описывают связь между потоком вдоль каждого трубопровода (дуги графа) и давлением на двух ее концах (узлах) ЛУ.

Впервые эта задача была поставлена О'Нилом и другими [113]. Она также была рассмотрена Уилсоном, Уоллесом и Фьюри [116], которые также используют целочисленные переменные для описания состояния компрессоров.

Преимущества и недостатки математических моделей транспортировки природного газа в контексте его технической и нормативно-правовой базы приведены в [111].

Наиболее значимые исследовательские работы по решениям проблем транспортировки природного газа по трубопроводам системы приведены в работах [114, 115].

В [114] рассматривается проблема минимизации потребления топлива компрессорными станциями в стационарных сетях транспортировки природного

газа. Практически подобные задачи являются очень большими по числу переменных и ограничений, сложными из-за наличия нелинейности и не выпуклости как в наборе возможных решений, так и в сложности функций.

В диссертации рассматриваются многомодальные нелинейные задачи выпуклого программирования.

В работах [109] Geibler и др. представлены алгоритмы решения задач оптимизации транспортировки газа в установившемся режиме принимая во внимание нелинейную и невыпуклую задачу. Предлагаемый метод основан на смешанных целочисленных линейных методах с использованием кусочно-линейных аппроксимаций.

Этой теме посвящены работы А. Morsi [112] и J. Humpola [110], в которых также рассматривается выпуклая задача только с пассивными элементами (трубы и клапаны). В [108] Борраз-Санчес и др. рассматривают выпуклую смешанную целочисленную задачу конуса второго порядка, связанную с проблемой расширения газа.

Особое внимание уделено выявлению обстоятельств, гарантирующих выпуклость задачи. Если вход газа фиксирован на каждом узле входа/выхода, то задача становится выпуклой.

### **2.3.1 Формулировка задачи газотранспортной компании**

Интегрированная компания решает задачи определения и закупки необходимого объема газа у различных производителей для удовлетворения спроса потребителей, распределенных по различным узлам газотранспортной сети при минимальном гарантированном давлении. Проблема может быть рассмотрена на разных уровнях агрегирования. На более высоком уровне рассматривается управление закупками газа.

Контракты часто отличаются своей гибкостью, и каждая компания имеет лишь ограниченные возможности хранения газа. Проблема планирования закупок и хранения природного газа является многопериодной и формулируется, как проблема одного узла или с использованием упрощенного представления сети.

Предполагается, что эта проблема решена и газотранспортная компания рассматривает более дезагрегированную проблему – оптимизации объемов отбираемого из различных контрактов на добычу и из хранилищ природного газа для удовлетворения спроса в определенный момент времени. Вопрос больше сосредоточен не на хранении, а на сетевых операциях.

Функции покупки и транспортировка газа разделяются. Во многих европейских странах бывшая национальная газовая компания разделена на две или более компаний: одна или несколько для распределения газа и одна для эксплуатации сети.

Если рассматривать транспортную компанию, то количество газа, взятые из контрактов, фиксированы. Транспортная компания должна принять решение о плане транспортировки для того, чтобы удовлетворить несколько требований клиентов при минимальных транспортных расходах (которые в основном являются расходами на сжатие газа).

Сеть газотранспортной компании состоит из:

- нескольких точек поставки, где газ закачивается в систему;
- нескольких точек спроса, где газ выходит из системы;
- промежуточных узлов, где газ просто перенаправляется.

Трубопроводы представлены дугами, соединяющими узлы. Некоторые из них могут включать компрессоры. Мы не включаем компрессоры в настоящую формулировку.

Используются следующие математические обозначения. Сеть определяется как пара  $(N, A)$ , где  $N = \{1, 2, \dots, n\}$  множество узлов, а  $A \subseteq N \times N$  - множество дуг, соединяющих эти узлы. Пример сети представлен на рисунке 2.6.

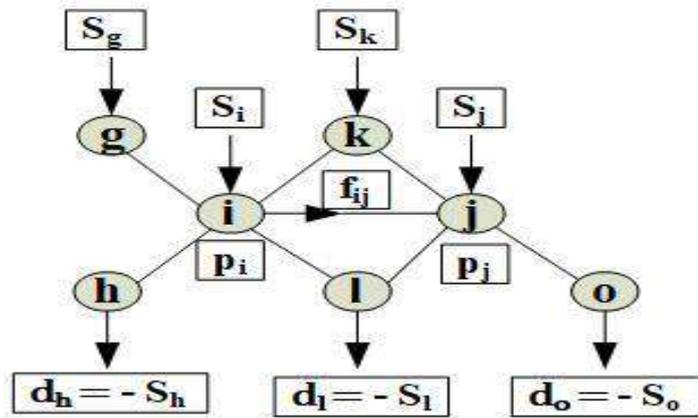


Рисунок 2.6 – Пример фрагмента сети ТГТС

С каждым узлом  $i$  сети связано число  $p_i$ , которое представляет собой давление газа в этом узле. Различают три типа узлов: множество узлов спроса, обозначаемое  $N_d$ , множество узлов предложения, обозначаемое  $N_s$  и множество соединительных узлов, обозначаемых  $N_c$ . Подача газа в узле  $i$  обозначается  $S_i$ .

Спрос на газ в узле  $i$  обозначается  $d_i$ . Поток газа  $f_{ij}$  связан с каждой дугой  $(i,j)$  от  $i$  к  $j$ . Дуги здесь соответствуют трубопроводам.

Ограничения модели следующие. Уравнение сохранения потока в узле  $i$  просто устанавливается балансом газа в этом узле. Математически, баланс газа в узле  $i$  записывается следующим образом:

$$\sum_{j|(i,j \in A)} f_{ij} + d_i = \sum_{j|(j,i \in A)} f_{ji} + S_i, \quad \forall i \in A \quad (2.19)$$

В узле поставки  $i$  приток газа  $s_i$  должен оставаться в пределах нижнего и верхнего пределов, указанных в контракте. Контракт на поставку газа определяет номинальное суточное количество, которое передающая компания должна взять у производителя. Тем не менее, в зависимости от гибкости контракта, передающая компания имеет возможность взять количество ПГ в диапазоне от определенной доли ниже единицы (например, 80% -90%) до определенной доли выше единицы (например, 110% -115%) от номинального договорного количества. Математически:

$$\underline{S}_i \leq S_i \leq \bar{S}_i, \quad \forall i \in N_s \quad (2.20)$$

Если рассматривается проблема передающей компании, то эти величины являются фиксированными, другими словами:  $S_i = \bar{S}_i, \forall i \in N_s$ .

Газ должен подаваться в узлы спроса при минимальном давлении  $\underline{p}_i$ , которое запрашивается потребителями. В узлах снабжения давление ограничено сверху значением максимальным давлением  $\bar{p}_i$ , которое может обеспечить производитель. В общем, эти два ограничения давления могут быть обобщены в следующем виде:

$$\underline{p}_i \leq p_i \leq \bar{p}_i, \quad \forall i \in N \quad (2.21)$$

Рассмотрим ограничения на дуги. Отношение между потоком  $f_{ij}$  в дуге  $(i,j)$  и давлением  $p_i$  и  $p_j$  имеет следующий вид [95]:

$$\text{sign}(f_{ij})f_{ij}^2 = C_{ij}^2(P_i^2 - P_j^2), \quad \forall (i,j) \in A \quad (2.22)$$

где  $C_{ij}$  - константа, которая в основном зависит от длины и диаметра трубы.

Таким образом, для каждого трубопровода, при котором газ может транспортироваться в обоих направлениях, считаем, что  $f_{ij}$  не ограничены по знаку.

Если  $f_{ij} < 0$ , то поток  $-f_{ij}$  идет от узла  $j$  к узлу  $i$ . Эта форма также отвечает на вопрос: а как насчет случая  $p_i = p_j$ ? В этом случае поток  $f_{ij}$  равен нулю.

Целевой функцией интегрированной передающей компании является минимизация общей стоимости поставок:  $\min z = \sum_{j \in N_s} c_j s_j$ , где  $c_j$  - цена покупки газа, поставляемого на узел  $j$ .

В случае для транспортной компании цель состоит в минимизации затрат на компрессоры (если давление ниже минимального давления, запрашиваемого клиентом, можно увеличить давление с помощью компрессоров).

Подставляя новые переменные  $\pi_i$ , определяемые как квадрат переменных давления  $p_i^2$  и определяя  $\pi_i = p_i^2$ , то проблема интегрированной компании может быть обобщена следующим образом:

$$\min z = \sum_{j \in N_s} c_j s_j$$

$$s. t. \left\{ \begin{array}{l} \sum_{j|(i,j) \in A} f_{ij} - \sum_{j|(j,i) \in A} f_{ji} - S_i = 0, \quad \forall i \in N \\ \underline{S}_i \leq S_i \leq \bar{S}_i, \quad \forall i \in N \\ \underline{\pi}_i \leq \pi_i \leq \bar{\pi}_i, \quad \forall i \in N \\ \text{sign}(f_{ij})f_{ij}^2 - C_{ij}^2(\pi_i - \pi_j) = 0, \quad \forall (i,j) \in A \end{array} \right. , \quad (2.23)$$

### 2.3.2 Постановка выпуклой задачи оптимизации транспорта газа

Известно, что решение выпуклых задач проще, чем невыпуклых. Поэтому важно определить, при каких условиях задача (2.23) является выпуклой.

Целевая функция линейна и требуется определить ограничения, определяющее выпуклое множество.

**Утверждение 1** Если  $\pi_i$  или  $s_i$  фиксированы  $\forall i \in N_d \cup N_s$ , то выполнимое множество задач транспортировки газа является выпуклым [111].

Отметим также, что Утверждение 1 справедливо для газотранспортной компании при условии  $\forall i = \bar{S}_i, \quad \forall i \in N_s$ , т. е. для любого узла  $i$  приток газа осуществляется по максимуму  $\bar{S}_i$  в соответствии с предложением  $N_s$ .

### 2.3.3 Процедура решения задачи

Рассмотрим проблему вычислительной процедуры существующего решения.

В соответствии с принципом, изложенный в [117], постановка проблемы представляется как задача математического программирования:

$$\min h = \sum_{(i,j) \in A} \frac{|f_{ij}|f_i^2}{3C_{ij}^2}$$

$$\sum_{j|(i,j) \in A} f_{ji} - \sum_{j|(j,i) \in A} f_{ij} + S_i = 0, \quad \forall i \in N \quad (2.24)$$

где  $C_j$  - цена покупки газа, поставляемого на узел  $j$ .

**Утверждение 2** Оптимальное решение задачи (2.24) является выполнимым решением задачи транспортировки газа (2.23).

**Доказательство:** Связанный с ограничением для узла  $i$ , введем множитель Лагранжа  $\pi_i$  для (2.24). В [115] доказано, что нелинейные уравнения потоков и давления в задаче (2.23) являются условия оптимальности Куна-Таккера для выпуклой задачи (2.24).

Поскольку целевая функция строго выпуклая, существует только одно оптимальное решение в  $f$ . Заметим, что единственность решения гарантируется только для переменных расхода, но не для переменных давления.

Эта задача математического программирования может получить интересную физическую интерпретацию в случае чистой передающей компании (т.е. когда  $S_i = \bar{S}_i, \forall i$ ).). Расширяя работу Маугиса на распределительную сеть [115], мы имеем следующее утверждение.

**Утверждение 3:** Целевая функция задачи (2.24) соответствует затратам механической энергии в единицу времени, необходимой для сжатия  $f_{ij}$  от давления  $p_j$  до давления  $p_i$ .

**Доказательство.** В узле  $i$ , мощность  $W_i$  определяется объемным оттоком  $Q_i$  единицы объема газа в секунду при давлении  $p_i$  и может быть вычислена следующим образом, где полная энергия, выделяемая газом при изменении давления от исходного давления  $p^0$  до давления  $p_i$ :  $W_i = \int_{p^0}^{p_i} Q(p) dp$ .

Используя соотношение состояния идеального газа ( $(p^0 Q^0 = pQ)$ ), можно выразить полную энергию:

$$W_i = \int_{p^0}^{p_i} p^0 Q^0 \frac{dp}{p} = p^0 Q^0 \log \left( \frac{p_i}{p^0} \right), \quad (2.25)$$

Обозначим объемный поток, проходящий через дугу  $(i,j)$  при стандартных условиях через  $Q_{ij}^0$  и давления на ЛУ  $p_i$  и  $p_j$ . Мощность, теряемая на ЛУ  $(i,j)$ , может быть рассчитана по:

$$W_{ij} = W_i - W_j = Q_{ij}^0 p^0 \log \left( \frac{p_i}{p_j} \right) = Q_{ij}^0 \frac{p^0}{2} \log \left( \frac{p_i^2}{p_j^2} \right), \quad (2.26)$$

Среднее квадратическое значение давления  $p_M$ , определяемое по  $p_M^2 = \frac{p_i^2 + p_j^2}{2}$ .

Мощность  $W_{ij}$  может быть выражена через напор  $H_{ij} = p_i^2 - p_j^2$  как:

$$\begin{aligned} W_{ij} &= Q_{ij}^0 \frac{p^0}{2} \log \left( \frac{p_M^2 + \frac{H_{ij}}{2}}{p_M^2 - \frac{H_{ij}}{2}} \right) = \\ &= Q_{ij}^0 \frac{p^0}{2} \left[ \log \left( 1 + \frac{H_{ij}}{2p_M^2} \right) - \log \left( 1 - \frac{H_{ij}}{2p_M^2} \right) \right], \end{aligned} \quad (2.27)$$

Поскольку  $H_{ij}$  мал по отношению к  $p_M^2$ , получаем следующее приближение первого порядка  $W_{ij} \approx Q_{ij}^0 p^0 \frac{H_{ij}}{p_M^2}$

Таким образом, расход энергии через всю сеть (мы предполагаем, что  $p_M$  одинаков для каждой дуги  $(i, j)$  и может быть разложен следующей суммой):

$$W \approx \sum_{(ij) \in A} W_{ij} \approx \frac{p^0}{p_M^2} \sum_{(ij) \in A} Q_{ij}^0 (p_i^2 - p_j^2) = \frac{p^0}{p_M^2} \sum_{(ij) \in A} \frac{(Q_{ij}^0)^3}{C_{ij}^2} \text{sign}(Q_{ij}), \quad (2.28)$$

что соответствует, с определенной точностью константе, первому члену цели задачи (2.24). Таким образом, можно заключить, что функция  $h$  соответствует механической энергии, рассеиваемой в единицу времени в сети из-за потока газа в трубах, с мультипликативной точностью константе. Это утверждение было предложено специалистами компании Gaz de France.

Таким образом решение невыпуклой задачи (2.23) может быть найдено, как решение строго выпуклой задачи (2.24). Использование решения этой вспомогательной задачи в качестве отправной точки для общей невыпуклой задачи имеет два основных преимущества:

- Для невыпуклой задачи оптимизации известно, что стартовое решение, далекое от оптимального может дать локальное оптимальное решение, далекое от глобального оптимума. В утверждении 3 доказано, что начальное

решение имеет содержательную интерпретацию - минимизация энергии, используемой для обеспечения потока газа по трубам.

- Использование этой точки в качестве начальной может сократить время вычислений для общей задачи.

Выигрыш во времени обработки, достигаемый за счет обращения к первой задаче, был изучен и ранее доказан в [118] для нескольких представлений газотранспортной сети, причем выигрыш в эффективности увеличивается с размерностью задачи. Для небольших примеров сокращение времени вычислений, достигнутое в задаче (2.23) полностью теряется из-за времени, затрачиваемого на решение задачи (2.24). Напротив, для больших задач затраты на обработку сначала задачи (2.24) в значительной степени компенсируются экономией, достигнутой при решении полной задачи.

В частности, общее время, необходимое для последовательного решения двух задач, составляет примерно половину времени, необходимого для решения задачи (2.23) непосредственно с нуля. Для задач больших размерностей, рассматриваемых в настоящее время (см., например, Geißler [109]), использование этой вспомогательной задачи полностью оправдано.

В [114] использовали ту же вспомогательную задачу для поиска начального решения для более крупной сети природного газа высокого давления. Они также показали значительный выигрыш в компьютерном времени при решении сначала этой вспомогательной задачи. Заметим, что физическая интерпретация, данная в Утверждении 3, объясняет, почему эта начальная точка является очень хорошим начальным решением для полной задачи. В самом деле, в Утверждении 3 доказано, что объективная функция соответствует минимизации механической энергии, рассеиваемой в единицу времени в трубах (механическая энергия определяется как энергия, необходимая для сжатия  $f_{ij}$  от давления  $p_j$  до давления  $p_i$ ). А целью чисто передающей компании (новый случай, рассмотренный в [114]) заключается в минимизации использования компрессоров для сжатия и перемещения газа по трубам.

#### 1.4 Моделирование и идентификация источников утечек в трубопроводах

Независимо от того, насколько тщательно спроектирован и построен трубопровод, всегда существует вероятность утечек. Поэтому системы обнаружения утечек играют ключевую роль в сведении к минимуму вероятность возникновения утечек и их последствий.

В диссертационной работе рассмотрены методы обнаружения утечек, основанные на внешних измерениях (внешние) и внутренние, основанные на измерении расхода и давления в трубопроводе:

- обнаружение волнового давления;
- метод баланса объемов;
- градиентный и аналитический методы.

Утечка всегда приносит большие и разнообразные убытки: приостановка транспортировки продукта, расходы на возмещение ущерба и потеря транспортируемого продукта.

В случае взрывоопасных или/и легковоспламеняющихся или/и опасных для окружающей среды сред (например, нефти, природного газа, нефтепродуктов и т. п.), утечка создает угрозу безопасности людей и оборудования (включая насосную установку), а также загрязнение окружающей среды.

Проблемы обнаружения утечек в отдельных сегментах трубопровода в стационарном состоянии, как правило, решаются. Однако до сих пор универсальной надежной системы, которая может работать в любых условиях эксплуатации для каждой трубопроводной системы и во время переходных процессов, не существует. Поэтому проблема обнаружения утечек, вероятно, будет оставаться актуальной еще долгое время. Сложности возникают из-за того, что отдельные трубопроводы отличаются друг от друга, и в каждом случае необходимо уделять особое внимание совершенно к разным обстоятельствам, которые являются решающими для данной системы обнаружения.

Сжимаемость среды имеет большое влияние в случае газопроводов и менее важна для трубопроводов жидких углеводородов.

В газопроводах расход является функцией спроса на газ, на который поставщик газа не имеет большого влияния. Спрос на газ является переменным в течение двадцатичетырехчасового цикла (повышается в течение суток) и в течение года (повышается в периоды низких температур). температурных периодов).

В отличие от трубопроводов транспортировки жидких сред (периодическое включение и отключение, в зависимости от контрактов между поставщиком и получателем), газопровод, однажды запущенный должен эксплуатироваться непрерывно в течение всего времени (часто в течение нескольких десятков лет), за исключением возможных отказов.

### **Задачи и общая классификация методов обнаружения утечек**

Методы обнаружения и локализации (обнаружения) утечек в системе газопроводов должно отвечать трем следующим задачам:

- Обнаружение утечки.
- Формирование сигнала тревоги.
- Локализация утечки.
- Оценка расхода утечки.

Очень важным фактором, определяющим полезность метода и алгоритма обнаружения утечек, эквивалентно чувствительности к реальным повреждениям, является также устойчивость к возмущениям.

Это означает отсутствие ложных срабатываний, вызванных технологическими операциями (пуск/остановка компрессора/насоса, смена питающего резервуара, изменение типа транспортируемой среды, закрытие/открытие клапанов, смена приемных резервуаров).

Методы обнаружения утечек можно разделить на две общие категории [119, 120]:

- Прямой (внешний) - обнаружение производится снаружи трубы с помощью специализированных датчиков или визуального наблюдения.

- Косвенные (аналитические, внутренние) - обнаружение осуществляется на основе измерений и анализа параметров потока (в основном давление и скорость потока жидкости, иногда температура и плотность).

Косвенные методы можно разделить на три категории, основанные на:

- обнаружении акустической волны, вызванной утечкой;
- концепции баланса масс, с учетом накопления;
- математической модели (аналитические) и измерениях объекта, полученных их системы SCADA или телеметрии для моделирования трубопровода в реальном времени и непрерывном сравнении результатов модели и объекта.

Блочная структура управления и идентификация источников небаланса газа в газотранспортной системе представлена на рисунке 2.7.

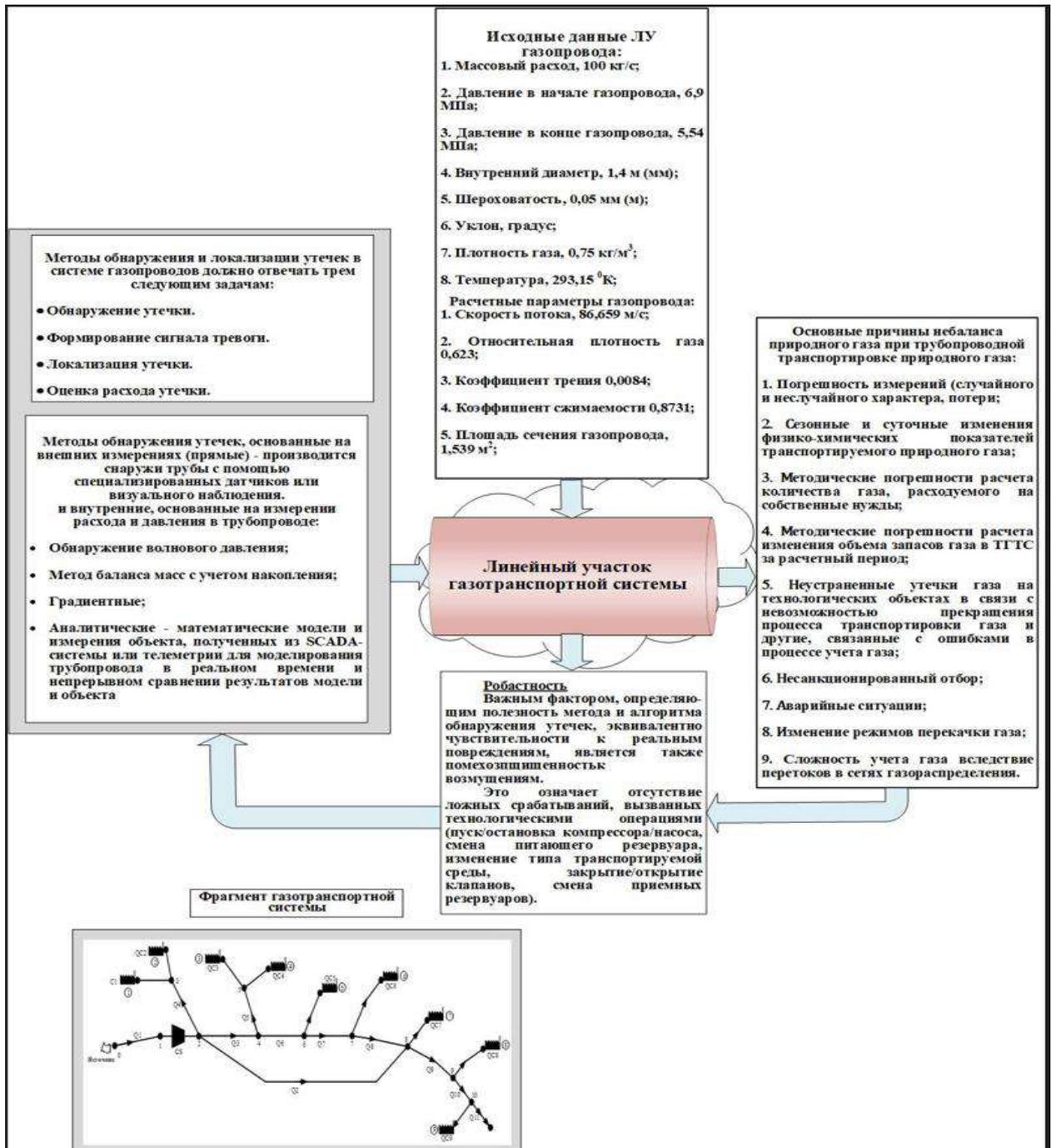


Рисунок 2.7 – Характеристика и постановка задач управления газотранспортной системой природного газа

#### 2.4.1 Идентификация утечек на подземных и наземных трубопроводах методом максимального правдоподобия

Утечки в трубопроводах нефтегазовой промышленности представляют собой экономическую и экологическую проблему, которую необходимо обнаруживать на ранней стадии их возникновения. Беспроводные сенсорные сети (БСС) обнаружения

утечек являются одной из технологий удаленного мониторинга инфраструктуры трубопроводов. Идея использования сенсорных узлов на трубопроводах обеспечивает эффективный и надежный мониторинг в режиме реального времени и высокую плотность покрытия на единицу площади поверхности трубопровода.

В данном разделе представлена концепция статистического анализа и эффективность обнаружения утечек при развертывании БСС на наземных и подземных трубопроводах. Подход к эффективному решению проблемы обнаружения утечек основан на статистическом анализе данных и тестовой проверке гипотезы критерием максимального правдоподобия, учитывающей соотношение величины сигнал/шум в двух вариантах прокладки трубопроводов - подземном и наземном и имеет решающее значение для достоверной оценки обнаружения утечек [120, 121]. Пороговые значения, определяемые вероятностью обнаружения утечек, являются ключевым фактором высокой достоверности и эффективности обнаружения утечек в БСС.

Возникновение утечек приводит к загрязнению окружающей среды и представляет собой опасность. Кроме того, эти утечки представляют собой и экономическую проблему - миллионы тонн нефти и миллиарды м<sup>3</sup> газа, что составляет около 7% от общего объема транспортируемой нефти или газа [123].

Поэтому своевременное обнаружение утечек имеет первостепенное значение. На протяжении многих лет БСС используются именно для этого в наземных и, в последнее время, подземных трубопроводах [124].

При таких рисках, необходимы методы оперативного надежного мониторинга и диагностики состояния трубопроводов с целью своевременного обнаружения утечек и мест их возникновения.

В случае преднамеренного вмешательства в инфраструктуру системы трубопроводов (терроризм, вандализм и другие), также возрастает необходимость в надежной системе мониторинга трубопроводов.

С помощью развернутых узлов беспроводная сенсорная сеть обеспечивает эффективную проверку состояния инфраструктуры на наличие коррозии и, самое главное, утечек, которые являются важными для определения преднамеренного

вмешательства или естественного явления из-за старения или разрыва трубопроводного оборудования.

По сравнению с технологиями, использующими проводную форму связи, развертывание сетей датчиков, БСС для мониторинга трубопроводов имеет несколько преимуществ, таких как простота развертывания, надежный сбор данных в режиме реального времени, скрытность и лучшую плотность покрытия [121, 122].

Эффективность БСС для обнаружения утечек на наземном и подземном трубопроводах оценивается статистическим анализом и оценкой данных методом максимального правдоподобия (ММП).

В отличие от других известных методов статистического анализа БСС данный метод является более простым и понятным подходом, чем другие оценки, например, использующие критерий Байеса [131].

Для использования статистического критерий МОП БСС необходимо иметь данные по распределению плотности вероятностей случайной величины измерений, чтобы перенести проблему обнаружения и оценки утечек в аналитическую проблему оптимизации.

Кроме того, при общем предположении, что возникновение утечки сопровождается большим числом наблюдаемых измерений, МОП БСС обеспечивает наименьшую возможную дисперсию среди всех оценок. Другими словами, это лучшая гарантированная, близкая к оптимальному, оценка параметров в задаче обнаружения утечек.

Акустические всенаправленные сенсорные узлы, работающие на узкополосных частотах, развернуты группами в поперечном сечении по всему трубопроводу. Каждая группа составляет сеть БСС и имеет максимум четыре датчика, охватывающих каждый цилиндрический участок трубопровода.

Базовая станция (БС), являющаяся сенсорным устройством, размещается в верхней части конструкции и выполняет роль концентратора, куда поступает вся информация от датчиков. Базовая станция может быть размещена в самом конце трубопровода или на промежуточных участках между группами датчиков.

Датчики соединены между собой сенсорной лентой с очень ограниченными возможностями.

Наружный радиус действия этих сенсорных устройств составляет около 100 м [125, 126]. Следовательно, приемлемое расстояние между полосами датчиков также будет 100 м.

При возникновении утечки сенсорные узлы каждой группы реагируют на утечку, и информация беспроводным способом поступает на соответствующую ближайшую БС для дальнейшего и окончательного решения о существовании утечки. Сенсорное устройство реагирует на утечки, оценивая приблизительное расстояние между ним и местом утечки в зависимости от покрытия. Если оно находится в пределах зоны покрытия, обнаружение осуществляется с помощью БС на основе анализа допустимых решений.

В принципе решение принимается на основе измерений с пониженным уровнем шума, в то время как БС формирует решение на основе нескольких функций принятия решений по результатам измерений, полученных от датчиков.

На рисунке 2.8 представлена укрупненная схема системы обнаружения утечек с использованием БСС [127], здесь  $K$  - количество датчиков  $S$ ;  $i$  - номер отдельного датчика ( $S_1, S_2, S_3, \dots, S_i, \dots, S_K$ ),  $A_i$  - акустический сигнал от утечки на датчике  $i$  ( $A_1, A_2, A_3, \dots, A_i, \dots, A_K$ ) и  $f(x_i)$  – функция измерений, поступающая на БС, если датчик определил наличие утечки.



Рисунок 2.8 – Структурная схема беспроводной сенсорной системы обнаружения утечек

### Функции распределения плотности вероятностей случайной величины

Функция максимального правдоподобия формируется из функции распределения вероятностей измеряемой переменной  $x_i$  путем максимизации произведения значений вероятности  $P_i$  для каждой измеряемой переменной [132].

$$\max P = \max_i P_i, \quad (2.29)$$

Обобщенная целевая функция максимального правдоподобия имеет вид

$\min_i \rho \frac{y_i - x_i}{\sigma_i}$ , где  $\rho$  – функция распределения плотности вероятности;  $y_i$  – расчетная переменная;  $\sigma_i$  – заданная погрешность.

Для нормального распределения выражение (2.29) приобретает вид

$$\begin{aligned} \max_i P_i = \\ = \max_i \left[ \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_i} \exp\left(-\frac{(y_i - x_i)^2}{2\sigma_i^2}\right) \right] \vee \min_i \left[ -\ln \exp\left(-\frac{(y_i - x_i)^2}{2\sigma_i^2}\right) + \ln(\sqrt{2\pi}\sigma_i) \right] \\ \vee \min_i \left( \frac{(y_i - x_i)^2}{2\sigma_i^2} \right), \end{aligned} \quad (2.30)$$

что эквивалентно взвешенной целевой функции метода наименьших квадратов.

Аналогично, для зашумленной функции плотности нормального распределения можно записать

$$\begin{aligned} \max_i P_i = \max_i \left[ (1 - p_i) \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_i} \exp\left(-\frac{(y_i - x_i)^2}{2\sigma_i^2}\right) \right. \\ \left. + \frac{p_i}{\sqrt{2\pi}b_i\sigma_i} \exp\left(-\frac{(y_i - x_i)^2}{2b_i^2\sigma_i^2}\right) \right] \vee \\ \vee \min_i \left[ -\ln(1 - p_i) \exp\left(-\frac{(y_i - x_i)^2}{2\sigma_i^2}\right) + \frac{p_i}{b_i} \exp\left(-\frac{(y_i - x_i)^2}{2b_i^2\sigma_i^2}\right) \right. \\ \left. + \ln(\sqrt{2\pi}\sigma_i) \right], \end{aligned} \quad (2.31)$$

где  $p_i$  – вероятность, а  $b_i^2\sigma_i^2$  – дисперсия зашумленной грубой ошибки.

Для логистической функции форма (2.29) приобретает вид:

$$\begin{aligned} \max_i P_i &= \max_i \left[ \frac{1}{\sigma_i} \frac{\exp\left(\frac{(y_i - x_i)}{\sigma_i}\right)}{\left(1 + \frac{\exp((y_i - x_i))}{\sigma_i}\right)^2} \right] \vee \\ \vee \min_i \left[ \ln \sigma_i + 2 \ln \left( 1 + \exp \frac{(y_i - x_i)}{\sigma_i} \right) - \frac{(y_i - x_i)}{\sigma_i} \right], \end{aligned} \quad (2.32)$$

и, наконец, для распределения Коши целевую функцию максимального правдоподобия можно записать как

$$\begin{aligned} \max_i P_i &= \\ &= \max_i \left[ \frac{1}{\pi \sigma_i (1 + (y_i - x_i)^2 / \sigma_i^2)} \right] \vee \min_i \left[ \ln \left( 1 + \alpha_c \frac{(y_i - x_i)^2}{\sigma_i^2} \right) + \ln(\pi \sigma_i) \right], \end{aligned} \quad (2.33)$$

$\alpha_c = c_c^2 \ln \left( 1 + \frac{\varepsilon_i^2}{c_c^2} \right)$  – настоечный параметр функции Коши;  $c_c = 2,3849$  [132];

$\varepsilon$ - допустимый порог погрешности.

### Проверка гипотезы ММП обнаружения утечек

Акустический сигнал, улавливаемый сенсорными узлами, в соответствии с рисунком 2.8 отражает силу звука, создаваемого утечкой в условиях окружающего фонового шума. Возникшая утечка излучает акустический сигнал, который изменяет нормальное состояние фонового шума.

Цель теста - обнаружение звукового сигнала среди шума, поскольку он является случайным и неопределенным.

Основной задачей проверки гипотезы является определение наличия или отсутствия утечки [127].

Для статистического анализа и проведения проверки гипотезы об обнаружении утечек необходимо проведение измерений и на основе принимается решение о возникновении утечки. Таким образом, существует два вероятных исхода:

- $H_0$  - нулевая гипотеза, отсутствует ли утечка среди измерений фонового шума;

- $H_1$  - альтернативная гипотеза, присутствует ли утечка среди измерений фонового шума.

Для исследования этих двух возможностей, также называемых процедурой бинарного тестирования, измерение звука сначала рассматривается как непрерывная случайная переменная  $x$ , представляющая собой случайную функцию возникновения утечки непредсказуемой природе шума.

В соответствии с гипотезой  $H_0$  тестовые измерения представляют акустический фоновый шум, влияющий на измерение акустического сигнала утечки. Они состоят из звуков окружающей среды, где проложены трубопроводы, включающие в себя сумму многих источников звукового шума.

В соответствии с центральной предельной теоремой, которая гласит, что сумма нескольких независимых случайных величин стремится к нормальному закону распределения плотности вероятностей, при возрастании случайных величин до бесконечности [127], фоновый шум представляется среднеквадратическим отклонением множества случайных величин, соответствующих нормальному закону распределения.

Таким образом, без возникновения утечки, звуковые измерения и при нулевой гипотезе  $H_0$ , акустический фоновый шум представляется нормальным распределением  $N$  со средним  $\mu_0$  и дисперсией  $\sigma^2$

$$x = N(\mu_0, \sigma^2) \text{ при } H_0, \quad (2.34)$$

С другой стороны, при - альтернативной гипотезе  $H_1$  с нормальным распределением фонового шума выражение (2.34) трансформируется в новое нормальное распределение в соответствии с гипотезой  $H_1$ , включающее эффекты  $H_0$  и неизвестное среднее значение сдвига  $A$ , зависящего от уровня утечки.

Таким образом, новое и альтернативное измерение звука в условиях гипотезы  $H_1$  моделируется следующим образом:

$$x = N(\mu_0 + A, \sigma^2) \text{ при гипотезе } H_1, \quad (2.35)$$

Важно отметить, что среднее значение сдвига всегда положительно, поскольку  $A$  является дополнительным параметром нормального распределения шума.

Другими словами,  $A$  – это дополнительный сдвиг, который может быть только положительным, для выделения возникшей утечки среди шума.

Уравнения (2.34) и (2.35) рассматриваются как функции плотности распределения вероятности (ФПВ), которые характеризуют вероятное поведение звуковых измерений при каждой гипотезе, что упрощает последующие испытания.

Характеристика эффективности бинарного теста рассматривается через различные вероятности, а именно, вероятности обнаружения, ложной тревоги и промаха.

Ниже приведены их определения [128]:

- Вероятность обнаружения утечки  $P_D$  – гипотеза  $H_1$  истинна, определяется как вероятность  $\mathbf{Prob}\{H_1 \text{ истинна, принимается } H_1\} = P_D$ .
- Вероятность ложной тревоги  $P_{FA}$  – гипотеза  $H_1$  истинна, но на самом деле истинна  $H_0$ , выражается как  $\mathbf{Prob}\{H_0 \text{ истинна, принимается } H_1\} = P_{FA}$ .
- Вероятность промаха  $P_M$  – гипотеза  $H_0$  истинна, но  $H_1$  фактически истинна, определяется как  $\mathbf{Prob}\{H_1 \text{ истинна, принимается } H_0\} = P_M$ .

Вероятность обнаружения утечки может быть представлена следующим образом:

$P_D = 1 - P_M$ , когда принимается гипотеза  $H_0$  и является истинной, а также  $\mathbf{Prob}\{H_0 \text{ истинна, принимается } H_0\} = 1 - P_{FA}$ .

Вероятности  $P_D$  и  $P_{FA}$  характеризуют результативность тестирования конечной целью является принятие правильного решения с учетом сценариев. При принятии решения о том, какая из двух вероятностей является истинной, звуковые измерения наблюдаются для того, чтобы увидеть лежат ли они в пределах ФПВ  $P_{FA}$  или ФПВ  $P_D$ .

По сути, это означает раздельное интегрирование двух вероятностей с их соответствующими ФПВ.

Предположим, что  $R_0$  – это область, в которой измерения лежат в пределах  $P_{FA}$ , а  $R_1$  описывает область для ФПВ  $P_D$ . Интервалы  $R_0$  и  $R_1$  определяются с помощью функции распределения и заданного порога. Предположим, что  $T(x)$  – функция, а  $\gamma$  – порог. Если  $T(x)$  больше  $\gamma$ , принимается решение, что  $R_1$  истинно и

измерения лежат в области  $R_1$ . В противном случае, если  $T(x)$  меньше  $\gamma$ , то измерения лежат в области  $R_0$ . Это неразрывно связано с бинарным тестом, где соответствующие решения  $R_0$  и  $R_1$  также приводят к решениям  $H_0$  и  $H_1$ , соответственно, и выражается следующим образом:

$$T(x) > \gamma = R_1, \quad \text{при гипотезе } H_1, \quad (2.36)$$

$$T(x) < \gamma = R_0, \quad \text{при гипотезе } H_0, \quad (2.37)$$

Таким образом, графическая интерпретация метода представлено показано на рисунке 2.8 [128],  $f_{H_0}(t) = \Phi_{ПВ}$  от  $T(x)$ , когда  $H_0$  истинно, и  $f_{H_1}(t) = \Phi_{ПВ}$  от  $T(x)$ , когда  $H_1$  истинно.

В этом случае  $P_{FA}$  и  $P_D$  записываются в виде:

$$P_{FA} = \int_0^{\infty} f_{H_0}(T), \quad (2.38)$$

$$P_D = \int_0^{\infty} f_{H_1}(T), \quad (2.39)$$

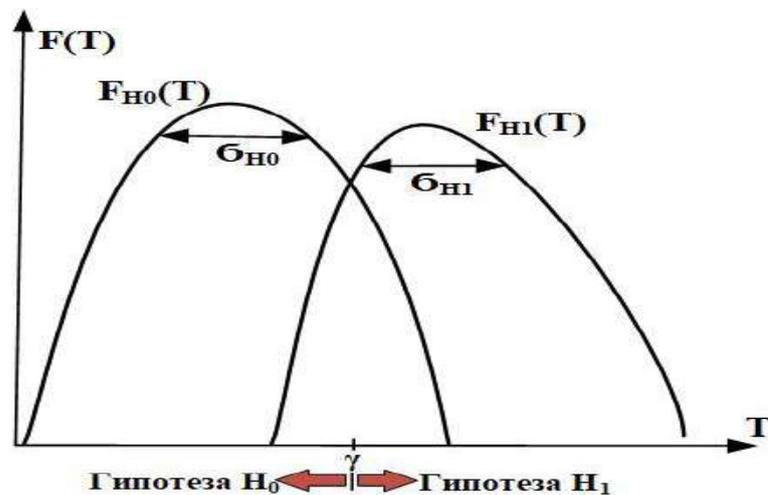


Рисунок 2.9 – Иллюстрация  $P_D$  и  $P_{FA}$

для нормального распределения измерения  $x$ .

Суммарное значение  $P_{FA}$  и  $P_D$  определяет эффективность датчика обнаружении утечки, то есть наблюдается изменение  $P_D$  и  $P_{FA}$  в зависимости от изменения порога  $\gamma$ .

Следующим шагом является процедура тестирования  $T(x)$ , которая наилучшим образом идентифицирует утечки.

### **Обнаружение утечек методом максимального правдоподобия**

При определении оптимальной процедуры тестирования  $T(x)$ , известные ФПВ  $H_0$  и  $H_1$  подвергаются дальнейшему анализу. Эффективность обнаружения определяется максимальным значением  $P_D$  и минимальным значением  $P_{FA}$ , то есть датчик должен максимизировать  $P_D$  для заданного  $P_{FA}$ .

Для этого используется тест Неймана-Пирсона, в котором измерения  $x$  наблюдаются ниже отношения ФПВ  $H_1$ ,  $H_0$  и подставляются в уравнения (2.36) и (2.37). В результате отношение правдоподобия  $L(x)$ , которое позволяет тесту максимизировать  $P_D$  для заданного  $P_{FA}$ , выражается следующим образом:

$$L(x) = \frac{f_{H_1}(x)}{f_{H_0}(x)} > \gamma \text{ принимается гипотеза } H_1, \text{ решение } H_1 \text{ истинно (2.40)}$$

$$L(x) = \frac{f_{H_1}(x)}{f_{H_0}(x)} < \gamma \text{ принимается гипотеза } H_0, \text{ решение } H_0 \text{ истинно (2.41)}$$

Соотношения (2.40) и (2.41) показывают сравнение вероятности наблюдения значения  $x$  с учетом того, что гипотеза  $H_1$  является истинной и вероятностью наблюдения значения  $x$  при условии, что  $H_0$  истинна.

Целью соотношения (2.40), состоит в том, чтобы получить большее значение  $f_{H_1}(x)$  для принятия гипотезы  $H_1$ . Бóльшее  $f_{H_1}(x)$  математически максимизирует вероятность обнаружения утечки  $P_D$  для данного  $P_{FA}$ , поэтому тест по критерию отношения максимального правдоподобия определяется  $L_{max}(x)$  для решения задачи максимизации [129]  $f_{H_1}(x)$  путем оценки неизвестных параметров [130].

$$L_{max}(x) = \frac{\max(f_{H_1}(x))}{f_{H_0}(x)}, \quad (2.42)$$

### **Беспроводная сенсорная система обнаружения утечек**

В соответствии со сценарием, представленный на рисунке 2.8, система обнаружения работает по децентрализованной схеме, где сенсорные узлы определяют наличие или отсутствие утечки и отправляют соответствующую

информацию на центральную станцию BS для дальнейшей оценки решения о наличии или отсутствии утечки.

Таким образом, схема тестирования и оценки утечек в трубопроводах состоит из двух правил принятия решений:

- 1) по данным от датчиков;
- 2) по данным с центральной станцией BS.

При оценке эффективности обнаружения утечки оба правила тестируются методом правдоподобия критерия Неймана-Пирсона [129].

### Правила принятия решений по измерениям

В соответствии с рисунком 2.8 и уравнениями (2.40) и (2.41), тест ММП используется для каждого сенсора  $i$ .

Предполагается, что  $q$  выборков измерений взяты для каждого датчика  $i$ , где  $q = 1, \dots, Q$ .

Поэтому уравнения (2.34) и (2.35) преобразуются в следующую систему уравнений [127]:

$$x_i(q) = \begin{cases} N(\mu_{0,i}, \sigma^2) & \text{при } H_0 \\ N(\mu_{0,i} + A, \sigma^2) & \text{при } H_1, \end{cases} \quad (2.43)$$

где  $\mu_{0,i}$  и  $\sigma^2$  могут быть рассчитаны следующим образом:

$$\mu_{0,i} = \frac{1}{Q} \sum_{q=1}^Q x(q), \quad (2.44)$$

$$\sigma^2 = \frac{1}{Q-1} \sum_{q=1}^Q [x(q) - \mu_{0,i}]^2, \quad (2.45)$$

Поскольку измерения соответствуют нормальному закону распределения, уравнения плотности распределения вероятностей, определенные для каждой гипотезы, выражаются следующим образом:

$$f_{H_0}(x_i) \approx N(\mu_{0,i}, \sigma^2) = \frac{1}{(2\pi\sigma_i^2)^{\frac{Q}{2}}} \exp \left\{ -\frac{1}{2\sigma_i^2} \sum_{q=1}^Q [x_i(q) - \mu_{0,i}]^2 \right\}, \quad (2.46)$$

$$f_{H_1}(x_i) \approx N(\mu_{0,i} + A_i, \sigma_i^2)$$

$$= \frac{1}{(2\pi\sigma_i^2)^{\frac{Q}{2}}} \exp \left\{ -\frac{1}{2\sigma_i^2} \sum_{q=1}^Q [x_i(q) - (\mu_{0,i} + A_i)]^2 \right\}, \quad (2.47)$$

Из (2.46) и (2.47), тест отношения правдоподобия для каждого датчика выражается следующим образом:

$$L_i(x) = \frac{f_{H_1}(x_i)}{f_{H_0}(x_i)} > \gamma_i, \quad (2.48)$$

ММП (2.48) требует максимизации (2.47), если  $\mu_{1,i} = \mu_{0,i} + A_i, \sigma_i$ , то уравнение (2.47) преобразуется следующим образом:

$$f_{H_1}(x_i) = \frac{1}{(2\pi\sigma_i^2)^{\frac{Q}{2}}} \exp \left\{ -\frac{1}{2\sigma_i^2} \sum_{q=1}^Q [x_i(q) - \mu_{1,i}]^2 \right\}, \quad (2.49)$$

Экспоненциальную функцию плотности вероятности представим в виде натурального логарифма, не изменяющего характеристик объекта [127].

Таким образом, уравнение (2.49) можно записать следующим образом:

$$\ln[f_{H_1}(x_i)] = -\ln[(2\pi\sigma_i^2)^{\frac{Q}{2}}] - \frac{1}{2\sigma_i^2} \sum_{q=1}^Q [x_i(q) - \mu_{1,i}]^2, \quad (2.50)$$

Условием экстремума любой функции является равенство производной нулю. Поэтому, взяв производную от (2.50) относительно  $\mu_{1,i}$  имеем

$$\frac{\partial \ln[f_{H_1}(x_i)]}{\partial \mu_{1,i}} = \frac{1}{\sigma_i^2} \sum_{q=1}^Q [x_i(q) - \mu_{1,i}] = \frac{1}{\sigma_i^2} \sum_{q=1}^Q [x_i(q) - Q\mu_{1,i}], \quad (2.51)$$

Приравнивания уравнения (2.51) к нулю и решая относительно  $\mu_{1,i,max}$ , получаем

$$\mu_{1,i,max} = \frac{1}{Q} \sum_{q=1}^Q x_i(q), \quad (2.52)$$

Таким образом, заменой  $\mu_{1,i,max}$  из (2.52) на его эквивалент в (2.49) находится максимальная величина ММП в (2.48).

В перспективе, если датчик показывает утечку, оценка ММП по (2.43) поступает на базовую станцию.

В дополнение к максимизации (2.48) дальнейшие уточнения касаются правил принятия решений при обнаружении утечек. Порог,  $\rho_i$ , вводится для замены предположения уравнения (2.41) о том, что гипотеза  $H_0$  истинна.

Таким образом, комбинация этого порога с порогом  $H_I$  дает окончательное правило принятия решения для датчиков, которое выглядит следующим образом:

$$\Phi_i(x_i) = \begin{cases} L_i(x_i) & \text{при } L_i(x_i) \geq \gamma_i \\ \rho_i & \text{при } L_i < \gamma_i \end{cases}, \quad (2.53)$$

где  $\rho_i$  и  $\gamma_i$  - установленные пороговые значения.

### Правило принятия решений по данным базовой станции

На БС все решения формируются по данным от датчиков в зависимости от уравнения (2.53). Задача БС состоит в том, чтобы определить произошла ли утечка или нет по измерительной информации от датчиков. При числе датчиков  $k$  правило принятия решения на БС формулируется следующим образом:

$$\Phi_0(\Phi_1, \dots, \Phi_K) = \begin{cases} 1 & \text{при } \prod_{i=1}^k \Phi_i \geq \gamma_0 \\ 0 & \text{при } \prod_{i=1}^k \Phi_i < \gamma_0, \end{cases} \quad (2.54)$$

где 1 - утечка присутствует, а 0 - утечка отсутствует;  $\gamma_0$  - установленный порог.

Согласно [127], установленный порог  $\gamma_0$  рассчитывается следующим образом:

$$\gamma_0 = \alpha \rho^K, \quad (2.55)$$

где  $\alpha$  - коэффициент, зависящий от числа датчиков в сети;  $P_{FA}$  датчиков;  $P_{FA}$  БС.

### **2.4.2 Идентификация утечек в трубопроводах методом фильтров частиц**

Для большинства существующих систем обнаружения утечек (СОУ) в трубопроводах локализация мест утечек все еще остается нерешенной проблемой.

Основной причиной этой проблемы является ограниченное количество датчиков, установленных на трубопроводах большой протяженности. Из-за недостатка измерений точное местоположение утечки не может быть легко определено.

Поскольку методы, основанные на данных статистического анализа, малоэффективны в переходных режимах по обнаружению и локализации небольших утечек, рассматривается метод, основанный на модели переходных процессов в режиме реального времени.

Для оценки неизмеренных параметров состояния объекта и фильтрации неопределенности в измеренных данных, связанных с моделью, используются алгоритмы фильтрации частиц на основе моделирования Монте-Карло [140], [141]. В [142] алгоритм фильтра частиц (ФЧ) был использован для обнаружения утечек в газопроводе. Эффективность предложенного метода показана на результатах моделирования обнаружения и локализации утечек.

Утечка природного газа обнаруживается путем сравнения оценочных (расчетных по модели) состояний фильтра частиц с имеющимися промежуточными измерениями давления.

### **2.4.3 Методология зондирования утечек фильтром частиц**

На рисунке 2.9 приведена укрупненная схема зондирования обнаружения утечек в трубопроводе. Для упрощения предполагается, что трубопровод работает в изотермическом режиме эксплуатации, при этом уравнениями энергии и температуры в данном изложении пренебрегаются.

В большинстве случаев измерения доступны на концах трубопровода. В случае рисунка 2.10, давление, массовый расход и плотность как в узле 1 ( $p_1, W_1, d_1$ ), так и в узле 7 ( $p_7, W_7, d_7$ ) доступны. Из 6 измерений необходимы, как минимум, 4 измерения на входе/выходе и 2 измерения в качестве граничных условий для

уравнений неразрывности потока, с помощью которых будут сравниваться расчетные оценки модели фильтра частиц для обновления оцененных состояний.

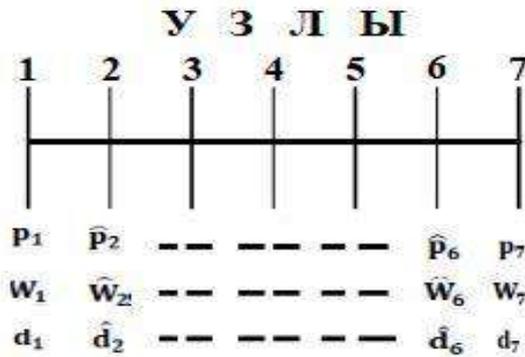


Рисунок 2.10 – Схема зондирования обнаружении утечек в трубопроводе.

Целью является использование фильтра частиц для оценки параметров транспортируемого природного газа, нефти, нефтепродуктов по трубопроводу - давления, массового расхода и плотности в промежуточных узлах  $\hat{p}_{2-6}$ ,  $\hat{W}_{2-6}$ ,  $\hat{d}_{2-6}$ . Например, пусть  $w_1$  и  $p_7$  - граничные условия, а  $p_1$  и  $d_1$  два доступных измерения. По модели фильтра частиц оцениваются остальные 17 неизвестных состояний транспортируемой среды по трубопроводу.

Основным преимуществом фильтра частиц является достаточно точная оценка неизвестного состояния, даже если модель является сильно нелинейной, а шум негауссовым.

Основное различие между методами прогнозирования по модели и оценки с помощью ФЧ заключается в том, что в случае ФЧ, прогнозируемые состояния обновляются с помощью доступных измерений. Таким образом, оценка параметров режима трубопроводной транспортировки методом фильтра частиц более достоверна и доверительна чем предсказанные по модели.

При большем количестве достоверных измерений (предположим, узлы 3 и 5), точность оценки состояния возрастает. На некоторых промежуточных узлах, в соответствии с технологией трубопроводной транспортировки углеводородной среды имеются измерения, например давление на промежуточных насосных и клапанных станциях. Используя эти данные и возможности, фильтром частиц

генерируются расчетные данные с меньшим интервалом разбиений по длине трубопровода.

При возникновении утечки изменяется профиль измерений в узлах 1 - 7. Фиксируя эти отклонения, утечка может быть обнаружена.

При возникновении утечки на участке последующие участки трубопровода также покажут характер этого отклонения. Таким образом, сравнивая имеющиеся промежуточные измерения давления с оценкой ФЧ в промежуточных узлах, локализует участок утечки.

Существующие методы обнаружения утечек могут локализовать утечку в радиусе 50 км. Часто измерение давления доступны в каждом интервале  $L_i - L_{i+1}$  трубопровода. Предлагаемый метод может локализовать утечку в диапазоне  $L_i - L_{i+1}$ , когда реальные измерения давления доступны в каждом сегменте  $L_i$  или  $L_{i+1}$ .

#### **2.4.4 Математическая модель идентификации утечек природного газа в трубопроводах методом фильтров частиц**

##### **Выбор модели фильтра частиц**

ФЧ, как инструмент оценки профиля давления по длине трубопровода, функционирует в два этапа. На первом этапе предсказывает неизвестные состояния с помощью модели процесса. На втором этапе корректирует предсказанные состояния с помощью имеющихся измерений и восстанавливает начальное состояние для следующего узла трубопровода [140].

Разница между ФЧ и другими классическими наблюдателями состояния, такими как фильтр Калмана или расширенный фильтр Калмана, заключается в том, что этап обновления классических наблюдателей состояния выполняется с помощью уравнений обновления, а расчет коэффициента усиления Калмана является важной частью этого этапа. В то время, как в случае ФЧ, начальные условия (некоторые частицы) выбираются из предварительно соответствующей плотности распределения вероятностей.

После каждого этапа моделирования веса каждой частицы рассчитываются на основе максимального правдоподобия ошибки.

На этапе повторной выборки частицы с незначительными весами отбрасываются, а частицы с большим весом снова распределяются, чтобы получить такое же количество частиц, как и в первом случае. Эти новые частицы затем используются в качестве начального состояния для следующей симуляции.

В каждой симуляции предсказание неизвестных состояний осуществляется с помощью повторно дискретизированной (апостериорной) частицы с предыдущего шага в качестве начального состояния с сохранением всех предсказанных состояний.

Соответствующие оценки состояния сравниваются с имеющимися измерениями и вычисляются веса на основе вероятности ошибки. Окончательное обновленное состояние после каждой симуляции является средним значением апостериорного распределения всех частиц.

Если модель на этапе прогнозирования не является адекватной, то расчетная оценка состояния будет ошибочной, независимо от того сколько частиц фильтра выбрано.

В литературе почти все методы обнаружения утечек в трубопроводах основаны на более простых версиях моделей трубопроводов [143, 145, 146].

В рассматриваемом варианте не учитывается уравнение энергетического баланса, вместо этого приводится уравнение импульса с учетом сжимаемости жидкости и фактора изменения высоты и угла наклона трубопровода, повышающая точность прогнозирования по модели как для флюида, так и для природного газа.

Поскольку аналитическое решение, основанное на системе дифференциальных уравнений (уравнений неразрывности и импульса потока) нелегко получить при реализации фильтр частиц, эти уравнения представлены в дискретной форме [147] для вычисления массового расхода и давления в каждом из узлов в явном виде.

Дискретная модель используется для решения задачи фильтра частиц. При дискретизации выполняется условие Куранта-Фридрихса-Леви (КФЛ) [145], путем

принятия  $C_{son} = \frac{\Delta x}{\Delta t}$ .

КФЛ является необходимым условием устойчивости явного численного решения некоторых дифференциальных уравнений в частных производных. Как следствие, во многих компьютерных симуляциях для получения корректных результатов, временной шаг должен быть меньше определённого значения.

Физически критерий КФЛ означает, что частица транспортируемого флюида за один шаг по времени  $\Delta t$  не должна продвинуться больше, чем на один пространственный шаг  $\Delta x$ . По другому говоря, схема не может корректно обчислять распространение физического возмущения, которое в реальности движется быстрее, чем вычислительная схема позволяет "отслеживать", то есть один шаг по пространству за один шаг по времени.

Модель представлена ниже:

$$\frac{\partial p}{\partial t} + \frac{C_{son}^2}{A} \frac{\partial W}{\partial x} = 0, \quad (2.56)$$

$$\frac{1}{A} \frac{\partial W}{\partial t} + \frac{\partial p}{\partial x} \left( 1 - \frac{v^2}{C_{son}^2} \frac{W^2}{A^2} \right) + 2v \frac{W}{A^2} \frac{\partial W}{\partial x} + \frac{2vW|W|}{A^2 D} f + \frac{g}{v} \sin\theta = 0, \quad (2.57)$$

Дискретная форма модели имеет вид:

$$\begin{aligned} p_{i,j} = & \frac{1}{2} (p_{i-1,j-1} + p_{i+1,j-1}) + \frac{C_{son}}{2A} (W_{i-1,j-1} - W_{i+1,j-1}) \\ & + \Delta t \frac{C_{son} f}{A^2 D} (v_{i+1,j-1} W_{i+1,j-1} |W|_{i+1,j-1} - v_{i-1,j-1} W_{i-1,j-1} |W|_{i-1,j-1}) \\ & + \Delta t \frac{C_{son}}{2} g \sin\theta \left( \frac{1}{v_{i+1,j-1}} - \frac{1}{v_{i-1,j-1}} \right), \end{aligned} \quad (2.58)$$

$$\begin{aligned} W_{i,j} = & \frac{1}{2} (W_{i-1,j-1} + W_{i+1,j-1}) + \frac{A}{2C_{son}} (p_{i-1,j-1} - p_{i+1,j-1}) \\ & + \Delta t \frac{A}{2} \frac{2f}{A^2 D} (v_{i+1,j-1} W_{i+1,j-1} |W|_{i+1,j-1} + v_{i-1,j-1} W_{i-1,j-1} |W|_{i-1,j-1}) \\ & + \Delta t \frac{A}{2} g \sin\theta \left( \frac{1}{v_{i+1,j-1}} + \frac{1}{v_{i-1,j-1}} \right), \end{aligned} \quad (2.59)$$

где,

$p$  – давление в трубопроводе, Па

$C_{son}$  - скорость звука в транспортируемой среде в трубопроводе, м/с

$A$  - площадь поперечного сечения трубопровода, м<sup>2</sup>

$W$  - массовый расход газа, кг/с

$f$  - коэффициент трения трубопровода (коэффициент трения Фаннинга)

$D$  - диаметр трубопровода, м

$\Delta t$  - шаг по времени для выборки, с

$V = 1/d$  - удельный объем, м<sup>3</sup>/кг

$d$  - плотность газа, кг/м<sup>3</sup>

$g$  - гравитационное ускорение, м/с<sup>2</sup>

$\theta$  - угол возвышения от поверхности земли, градус

$i$  - количество узлов пространства

$j$  - номер временного узла.

Сжимаемость газа моделировалась с помощью следующих уравнений [148]:

$$\frac{1}{v_{i,j}} = \frac{\frac{1}{v_0} \bar{K}_{i,j}}{\bar{K}_{i,j} - p_{i,j}}, \quad (2.60)$$

где,

$$\bar{K}_{i,j} = \frac{p_{i,j} V_0}{V_0 - V_{i,j}} - \text{модуль объемной упругости газа;}$$

$V_0$  - м<sup>3</sup>, объем газа при стандартном давлении  $p_0$ ;

$V_{i,j}$  - м<sup>3</sup>, объем газа при давлении  $p_{i,j}$ .

#### 2.4.5 Моделирование утечек

На рисунке 2.11 приведена схема измерительной системы расхода в трубопроводе по перепаду давления, используемая для моделирования утечки.



Рисунок 2.11 – Схема измерительной системы расхода по перепаду давления.

Уравнение имеет следующий вид [144]:

$$Q = C_d \frac{\pi}{4} D_2^2 \sqrt{\frac{2(P_1 - P_2)}{\rho(1 - \beta^4)}}, \quad (2.61)$$

где,

$D_1$  - внутренний диаметр трубопровода;

$D_2$  - диаметр сужающего устройства;

$C_d$  - коэффициент расхода дроссельного устройства;

$\rho$  - плотность транспортируемой среды;

$\beta$  - отношение диаметров ( $D_2/D_1$ );

$P_1$  - давление во входящем потоке;

$P_2$  - давление в выходящем потоке;

$Q$  - объемный расход.

Массовый расход:

$$\dot{m} = C_d \rho \frac{\pi}{4} D_2^2 \sqrt{\frac{2(P_1 - P_2)}{\rho(1 - \beta^4)}}, \quad (2.62)$$

Из рисунка 2.12 видно, что есть два существенных различия:

- направление потока и трубопровода совпадают, тогда как в случае утечки они перпендикулярны (рисунок 2.11),
- по той же причине отношение диаметров для утечки будет очень незначительным, поскольку в этом случае длина трубопровода может составлять несколько километров, в то время как диаметр отверстия утечки ( $d_{отв}$ , рисунок 2.12), может быть, всего лишь от нескольких миллиметров до нескольких сантиметров.

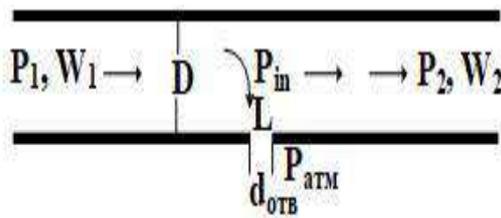


Рисунок 2.12 – Схема утечки в трубопроводе.

В случае утечки предполагается, что  $P_{out} = P_{atm}$ . Из рисунка 2.12  $P_{in} \approx (P_1 + P_2)/2$ .

Скорость утечки определяется следующим образом:

$$\dot{m}_L = C_L \sqrt{(P_{in} - P_{atm})}, \quad (2.63)$$

где,  $C_L$  - коэффициент утечки. Очевидно, что его значение зависит от диаметра утечки, который неизвестен при обнаружении утечки. Уравнение (2.63) может быть дополнительно упрощено, если учесть, что  $P_{in} - P_{atm} = P_{in,gauge}$  и представлено следующим образом:

$$\dot{m}_L = C_L \sqrt{(P_{in,gauge})}, \quad (2.64)$$

Дискретная модель с утечкой может быть записана в виде [172, 178]:

$$\begin{aligned} p_{i,j} = & \frac{1}{2} (p_{i-1,j-1} + p_{i+1,j-1}) + \frac{C_{son}}{2A} (W_{i-1,j-1} - W_{i+1,j-1} - \dot{m}_{L,i,j}) \\ & + \Delta t \frac{C_{son}}{2} \frac{2f}{A^2 D} (v_{i+1,j-1} W_{i+1,j-1} |W|_{i+1,j-1} - v_{i-1,j-1} W_{i-1,j-1} |W|_{i-1,j-1}) \\ & + \Delta t \frac{C_{son}}{2} g \sin \theta \left( \frac{1}{v_{i+1,j-1}} - \frac{1}{v_{i-1,j-1}} \right) \end{aligned} \quad (2.65)$$

$$\begin{aligned} W_{i,j} = & \frac{1}{2} (W_{i-1,j-1} + W_{i+1,j-1}) + \frac{A}{2C_{son}} (p_{i-1,j-1} - p_{i+1,j-1}) \\ & + \Delta t \frac{A}{2} \frac{2f}{A^2 D} (v_{i+1,j-1} W_{i+1,j-1} |W|_{i+1,j-1} + v_{i-1,j-1} W_{i-1,j-1} |W|_{i-1,j-1}) \\ & + \Delta t \frac{A}{2} g \sin \theta \left( \frac{1}{v_{i+1,j-1}} + \frac{1}{v_{i-1,j-1}} \right) - \dot{m}_{L,i,j} \end{aligned} \quad (2.66)$$

## Выводы к главе 2

1. Сформулирована математическая постановка задачи транспортировки природного газа в газопроводных сетях.
2. Разработана математическая модель транспортировки природного газа по трубопроводу с учетом динамики и допущением изотермического процесса Эйлера, основанная на сохранении массы и импульса при постоянстве энергии.
3. Представлена вычислительная процедура моделирования и имитации газовых сетей, основанная на дискретизации конечных объемов несжимаемого

изотермического уравнения Эйлера и имеющая преимущество перед разностной схемой решения.

4. Представлены подходы к моделированию и идентификации утечек в трубопроводах транспортировки жидких и газовых углеводородов:

- идентификация утечек на подземных и наземных трубопроводах методом максимального правдоподобия;
- обнаружение утечек в трубопроводах методом фильтра частиц.

## **ГЛАВА 3 АЛГОРИТМЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ ПРИЧИН ИСТОЧНИКОВ НЕБАЛАНСА ГАЗА В ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЕ**

В главе 3 представлены алгоритмы комбинированного подхода к контролю баланса газа в трубопроводной газотранспортной системе с использованием формальных и неформальных методов построения математической модели объекта (аналитические и статистические методы), а также алгоритмов идентификации причин возможного небаланса.

При расчете баланса газа в газотранспортной системе используются как непосредственно измеренные, так и расчетные параметры. Погрешность измерений и расчетных неизмеряемых параметров существенно влияет на формирование баланса.

Теоретическое решение и практическая реализация оперативного выявления и устранения причин небаланса природного газа в ТГТС обеспечат качественно новый уровень управления газотранспортной системой [149].

### **3.1 Постановка и актуальность задачи**

Одной из ключевых задач эффективности функционирования газотранспортной системы является поддержание сбалансированных режимов транспортировки газа. Принятие решений по управлению режимами ГТС осуществляется на основе обработки большого объема информации от средств измерений (СИ) параметров газа и анализа результатов на определенном временном интервале.

Качество и эффективность системы газоснабжения определяются величиной небаланса природного газа и выступают главными критериями эффективного учета поставляемого газа.

По методам оценки влияния факторов, с которой возникает небаланс газа в ТГТС, существует ряд публикаций [6 - 11]. В то же время отсутствуют примеры системного решения и технической реализации задачи оперативного выявления источников и причин небаланса природного газа, обеспечивающие принятие решений для эффективного управления ГТС. Данная проблема актуальна и сейчас.

### **Постановка задачи**

ТГТС представляет собой многомерную, многоуровневую систему с множеством прямых и обратных связей с кольцевой структурой: источники природного газа, компрессорные станции, линейные участки трубопроводов, газораспределительные станции.

Ввиду высокой сложности современных ТГТС проводится системный анализ структуры потоков информации об их состоянии, источниках и объемах поступления газа в систему и его распределения, об объемах газа, покинувшего систему через узлы измерения расхода газа. Для расчета баланса газа необходима достоверная первичная информация об измеряемых расходах газа и другие расчетные сведения.

Задача анализа факторов, влияющих на возникновение небаланса газа, сводится к поиску объектов ТГТС, где произошли отклонения измеряемых величин параметров газа, нарушение режимов работы ТГТС.

Для разработки методики и алгоритма анализа причин и источников небаланса газа в ТГТС определенного газотранспортного общества следует установить элементы данной ТГТС, изменения измеренных объемов транспортируемого газа.

Проанализировать такой объем информации классическим методом не представляется возможным, поэтому актуальна разработка алгоритма выполнения подобного анализа с применением методов математической статистики, построения экспериментально-аналитической модели описания режимов работы ТГТС, анализа большого объема данных и системы поддержки оперативного принятия решений. Это может быть достигнуто разработкой и созданием системы идентификации источников и причин нарушения баланса газа в ТГТС путем решения ряда взаимосвязанных задач:

- системного анализа существующих методик расчета потерь и определения причин и устойчивых тенденций возможного возникновения нарушения баланса в ТГТС;
- экспертной оценки проблемных позиций (в части измерительной информации) в системе учета газа с точки зрения возможных потерь;

- синтеза причинно-следственных связей развития баланса газа от различных факторов на основании данных экспертной оценки;
- аналитической обработки данных в целях идентификации причин и выявления устойчивых тенденций возникновения потерь;
- экспертной поддержки подготовки мероприятий по устранению проблемных точек (в части измерительной информации), в том числе:
  - расчетом фактической погрешности используемых средств измерений<sup>1</sup>;
  - формированием аналитических отчетов по результатам работы системы идентификации источников и причин небаланса газа;
  - обеспечением автоматизированной системы оперативного управления информацией от объектов ГТС для экспертной оценки и принятия решений.

### 3.2 Основные причины небаланса транспорта газа в ТГТС

Уравнение баланса транспорта природного газа в узлах ГТС в общем виде представлено следующим образом:

$$\sum_{i=1}^n Q(t_u)_{\text{пост } i} - \sum_{j=1}^m Q(t_u)_{\text{потр } j} - \sum_{k=1}^d Q(t_u)_{\text{тр } k} - Q(t_u)_{\text{стн}} + \Delta Q_{\text{ЗГС}} = 0, \quad (3.1)$$

$$\Delta Q_{\text{ЗГС}} = Q(t_u)_{\text{ЗГС}} - Q(t_{u-1})_{\text{ЗГС}}, \quad (3.2)$$

где  $Q(t_u)_{\text{пост } i}$  – объем газа с  $i$ -го узла измерения расхода газа (УИРГ), поступившего в ГТС со смежных газотранспортных (ГТО) и газоперерабатывающих (ГПО) обществ, тыс. м<sup>3</sup>/сутки;

$Q(t_u)_{\text{потр } j}$  – объем газа, распределенного потребителям через  $j$ -ю газораспределительную станцию (ГРС), тыс. м<sup>3</sup>/сутки;

$Q(t_u)_{\text{тр } k}$  – объем газа, покинувшего ГТС через  $k$ -й УИРГ на границе со смежными ГТО и ГПО, тыс. м<sup>3</sup>/сутки;

---

1. Расчет фактической погрешности измерений должен производиться только для СИ, непосредственно участвующих в расчете баланса ГТС.

$Q(t_u)_{\text{стн}}$  – объем газа, израсходованного на собственные технологические нужды, тыс. м<sup>3</sup>/сутки;

$\Delta Q_{\text{згс}}$  – изменение запаса газа в ГТС за определенный интервал времени, тыс. м<sup>3</sup>/сутки;  $t_u$  –  $u$ -е сутки ( $u = 1, 2, \dots, n$ ), сутки.

Одной из главных причин, приводящих к неравенству сумм статей «ресурсы» и «распределение газа», т. е. образованию «небаланса», является система учета газа в ТГТС. Она заключается в сочетании в одном уравнении материального баланса величин, изначально измеренных и рассчитанных с различной степенью точности. Величина небаланса зависит как от точности СИ, так и от сложности ГТС, соотношения абсолютных значений основных потоков, что влияет на погрешность определения расчетных параметров.

Подтверждением этому служит то, что наибольшие величины небаланса возникают в межсезонные периоды, когда наблюдаются существенные изменения гидродинамических режимов в газопроводах.

Функциональная возможность системы идентификации должна обеспечить решение поиска зависимости баланса газа от множества факторов, представленных ниже:

- погрешности СИ параметров газа;
- измерений за пределами допустимых диапазонов, сбоев или отказов работы СИ;
- изменения показателей качества среды, несоответствующие условия эксплуатации, которые приводят к дополнительной погрешности в измерениях параметров газа;
- погрешности результатов расчета изменения запаса газа и расхода газа на технологические нужды;
- ошибок при определении технологических потерь газа: при технологических операциях на оборудовании и его эксплуатации; вследствие нормированных утечек из оборудования и устройств; из-за аварий (инцидентов) на газопроводах и оборудовании.

### **3.3 Последовательность решения проблемы небаланса газа в ГТС**

Системный подход решения проблемы небаланса газа состоит из совокупности логически взаимосвязанных этапов:

- обследования и построения графо-сетевой модели ГТС с разбивкой (декомпозицией) на отдельные подсистемы;
- определения массива оптимальной размерности измерений транспортируемого газа, который обеспечит достоверность статистического анализа данных;
- статистического анализа данных и идентификации грубых ошибок;
- корректировки грубых измерений в массиве данных и восстановления прогнозного значения суточных объемов газа;
- прогнозирования величины небаланса газа в ГТС, исходя из погрешности измерений и расчетного определения неизмеряемых параметров;
- согласования данных и формирования балансов;
- экспериментально-аналитических расчетов и корректировки небаланса газа;
- идентификации источников небаланса газа;
- оперативного выявления и устранения причин небаланса.

#### **3.3.1 Алгоритм оценки грубых ошибок измерений**

В соответствии с представленной схемой решения проблемы небаланса газа в ГТС имеет ключевое значение работа с данными от измерительных систем.

Корректный выбор размерности исследуемого массива и выявление грубых ошибок будут определять представительность числовых характеристик статистического анализа.

Одним из важных показателей эффективности функционирования ГТС служит создание подсистемы оперативного обнаружения источников и причин небаланса газа «вход – выход», их устранение, контроль и регулирование производственной ситуации в режиме реального времени.

Укрупненная блок-схема последовательности решения задачи идентификации причин и источников небаланса газа в ГТС приведена на рисунке 3.1.

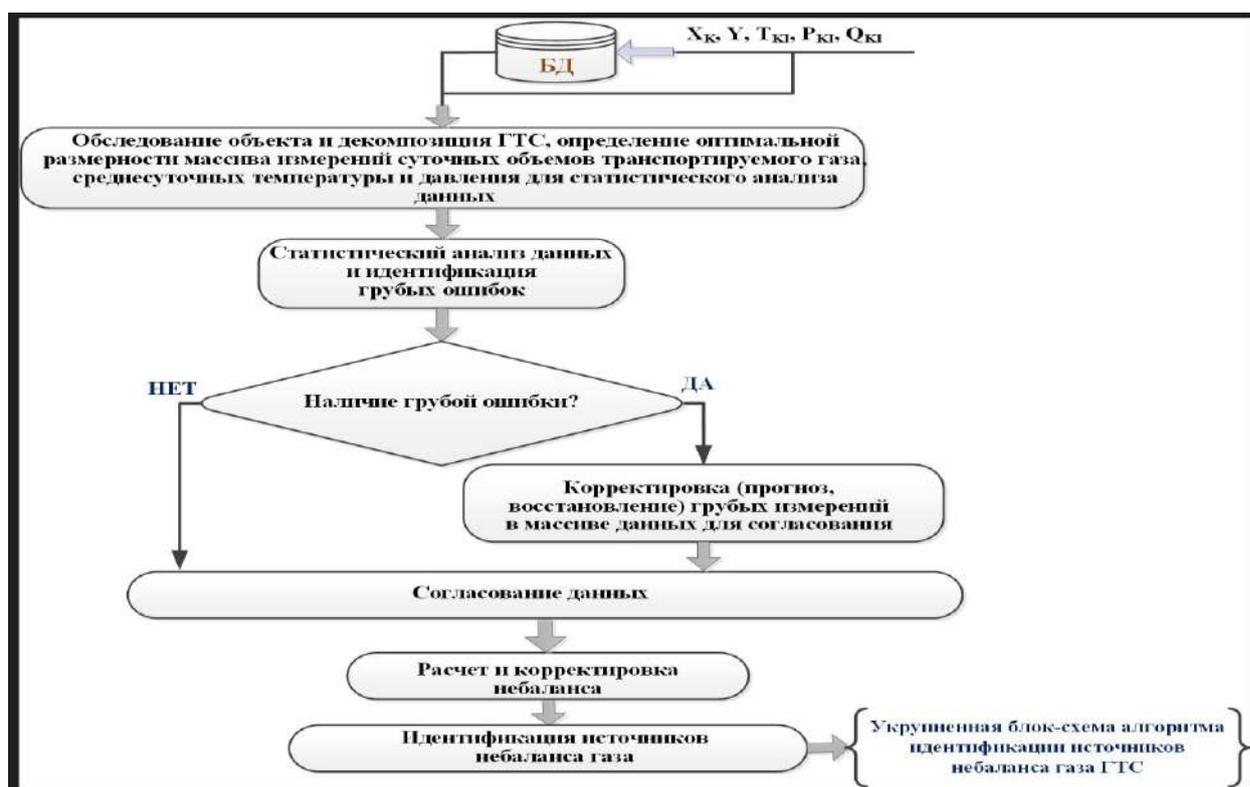


Рисунок 3.1 – Укрупненная блок-схема этапов решения задачи идентификации причин и источников небаланса газа в ГТС

### ***Формирование массива данных выборки оптимальной размерности.***

Критерием оптимальной размерности массива данных является минимум стандартного отклонения от среднего, как функция размерности массива [50].

$$N_{\text{ОПТ}} = \min\{S(N)\}, N \approx \frac{S^2}{\mu^2}, \quad (3.3)$$

где  $S$  – среднеквадратичное отклонение (СКО) измеренных величин в соответствующей единице измерения, тыс. м<sup>3</sup>/сутки;  $N$  – размерность массива;  $\mu$  – заданная величина ошибки.

***Оценка и выявление грубых ошибок [46, 47].***

#### **Метод Ирвина**

Для определения грубых ошибок в выборке берутся не менее десяти измерений при известном выборочном среднеквадратичном отклонении СКО.

$$\tau = \frac{x_n - x_{n-1}}{s}, \quad (3.4)$$

где  $n$  – текущий номер переменной массива;  $x_n$  и  $x_{n-1}$  – текущее и предыдущее измерения.

### **Q-критерий (Диксона)**

Для определения грубых ошибок в выборке с объемом не более десяти измерений при известном СКО.

$$Q = \frac{|x_n - x_{n-1}|}{x_n - x_1}, \quad (3.5)$$

**Критерий максимального относительного отклонения от среднего определения грубой ошибки**

$$\tau = \frac{\max|x_n - m_x|}{s}, \quad (3.6)$$

где  $m_x$  – оценка математического ожидания измеренной величины (среднее по выборке  $n$ ).

**Критерий Львовского** – определение грубых ошибок измерений в небольшой выборке. При этом вводится корректирующий (уточняющий) коэффициент в методе максимального относительного отклонения

$$k = \frac{1}{\sqrt{\frac{n-1}{n}}}$$

$$\tau = \frac{\max|x_n - m_x|}{s \sqrt{\frac{n-1}{n}}}, \quad (3.7)$$

На рисунке 3.2 представлена укрупненная блок-схема алгоритма статистического анализа и выявления источников небаланса газа.

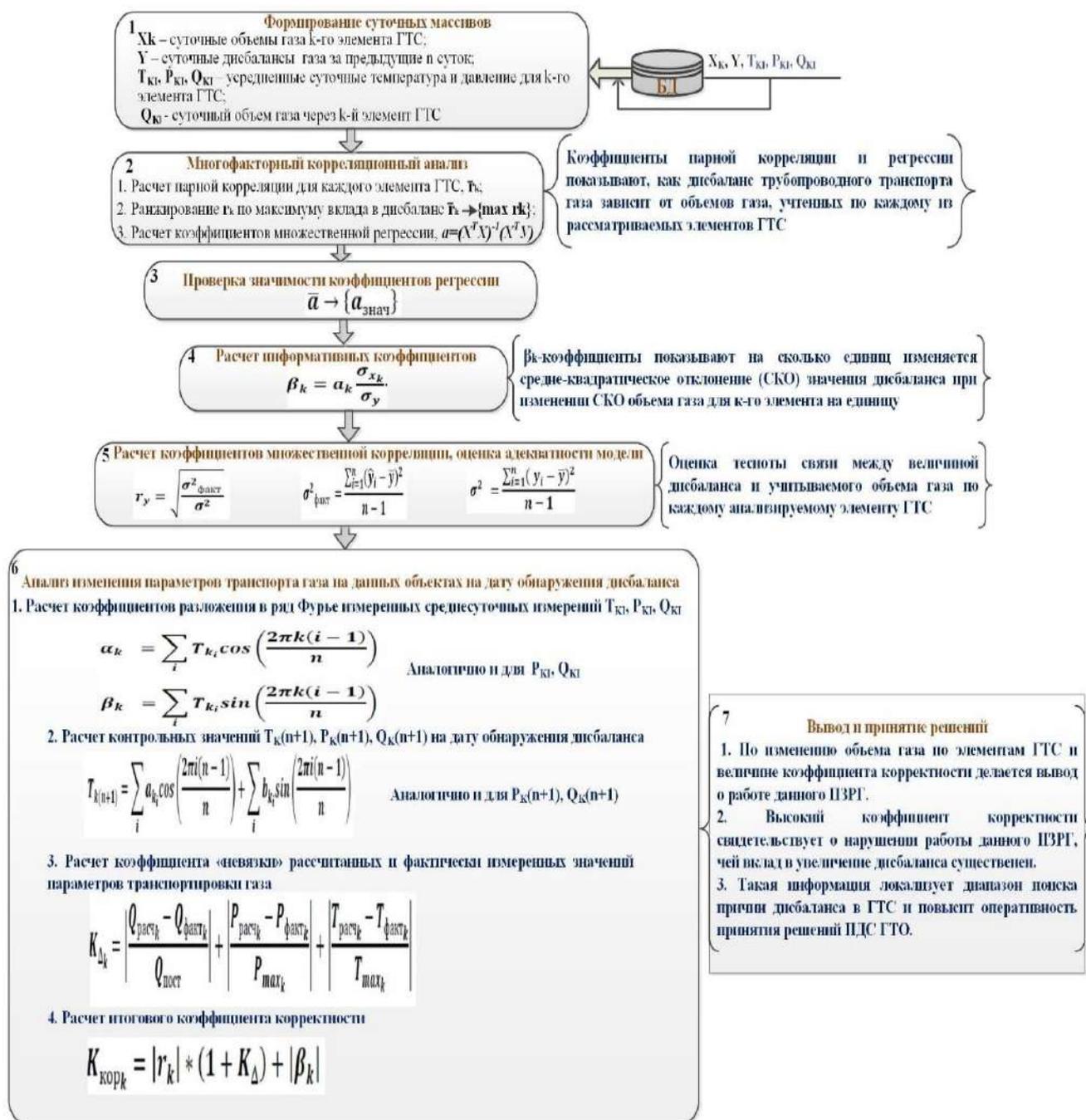


Рисунок 3.2 – Укрупненная блок-схема алгоритма статистического анализа данных и идентификации источников небаланса газа в ТГТС

Во всех критериях расчетные значения сравниваются с табличными заданной доверительной вероятности и объема выборки. Гипотеза о наличии грубой ошибки подтверждается, если расчетное значение критерия оценки больше табличного.

Из множества известных способов оценки и исключения грубых ошибок были выделены критерии, формулы (3.4) - (3.7), из условия стабильной сходимости статистически неразличимых результатов [47].

В случае неопределенности оценки «два из четырех» для достоверности используется обобщенный критерий сравнения усредненных рассчитанных критериев с усредненными табличными значениями для принятия решений о грубой ошибке.

Статистический анализ оперативных данных функционирования ГТС с измерительных систем (часовые, суточные) выявит источники небаланса газа [48, 49, 50].

На следующем этапе решения проблемы небаланса газа после выявления его источников путем статистического анализа всей системы ГТС формируется локальная графо-сетевая модель ТГТС с вершинами узлов измерения расхода газа (УИРГ) и ребрами (линейные участки), для которой решается задача идентификации причин небаланса для каждого ЛУ [150].

### **3.3.2 Алгоритм идентификации причин небаланса газа на линейном участке трубопроводной газотранспортной системы**

Каждый линейный участок трубопроводов характеризуется динамическими и условно-постоянными технологическими параметрами объекта.

Динамическими параметрами является последовательность показаний измерительной системы и расчетной системы (вектор  $A$ ) во времени и пространстве.

Условно-постоянные технологические параметры объекта – длина участка газопровода, пропускная способность, номинальное давление, производительность компрессорных станций и т. п. (вектор  $B$ ).

1. Формирование массива данных  $A$  ( $a_1, \dots, a_n$ ) и  $B$  ( $b_1, \dots, b_k$ ).
2. Дискретизация отчетного периода времени  $T$  работы линейного участка ГТС на интервалы времени  $\Delta t$ .
3. Верификация измерительных приборов на выбранном ЛУ в начальный момент времени  $t_0$ .
4. Расчет по математической модели прогнозных значений технологических параметров учета природного газа для сравнения с данными измерительной системы (ИС) ЛУ ГТС для моментов времени  $t_0 + \Delta t, \dots, t_0 + k\Delta t, \dots, t_0 + N\Delta t = T$ .

5. Сравнение расчетных значений параметров учета с реальными показаниями ИС на каждом шаге  $k\Delta t$  до  $T$ . Для расчетов используются известные математические модели, учитывающие газодинамические закономерности транспортировки по газопроводу (аналитические) или экспериментально-аналитические модели, адаптированные по параметрам к состоянию газопровода [51, 52].
6. Если расчетные измеренные значения совпадают к концу отчетного периода  $T$ , то процесс транспортировки газа на данном ЛУ ГТС протекает нормально. Здесь нет утечек (перерасхода, несанкционированного отбора и т. п.), сбоев и нарушений в ИС.
7. При невыполнении условий пункта 6 в момент времени  $t_0+k\Delta t$  в интервале  $T$  расхождение реальных показаний с расчетными превышает установленную погрешность.

Возможные причины:

- сбой настроек или нарушение ИС в момент времени  $t_0+k\Delta t$ ;
  - изменение структуры звена ЛУ ГТС (утечка, несанкционированный отбор, незапланированный перерасход на выходе или недопоставка газа на входе звена данного ЛУ ГТС).
8. В случае пункта 7 с момента  $t_0+k\Delta t$  расчетная цепочка для данного звена разветвляется и по второй цепочке, наряду с вычислением по первой, осуществляется параллельное вычисление. Начальными данными для расчета по ответвленной цепочке принимаются реальные данные ИС на момент времени  $t+k\Delta t$ . В этом случае  $(A_N, B_N) \neq (A_N, B_N)^*$ . Укрупненная схема вычислительной процедуры показана на рисунке 3.3.
  9. Если  $(A_N, B_N)^* \approx (A_N B_N)_{ИС}^2$ , рассчитанные и измеренные на конечном интервале  $t_0 + N\Delta t$  периода  $T$ , то результаты показаний ИС в момент  $t_0 + k\Delta t$  недостоверны и содержат систематическую ошибку. Вычисления по ответвленной цепочке проводились по недостоверным показаниям ИС, и в конце периода  $T$  показания ИС совпали с расчетными по ответвленной цепочке.
  10. Вывод по пункту 9 – режим транспорта газа протекает нормально, утечек и перерасхода газа нет, причина в ИС.

11. В случае невыполнения условий пункта 9 причиной небаланса газа на этом ЛУ ГТС являются неучтенные потери газа.

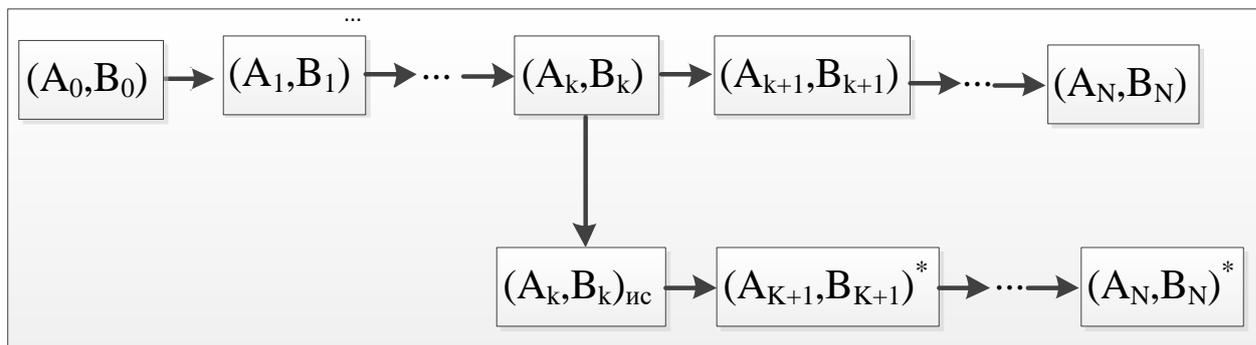


Рисунок 3.3 – Укрупненная схема расчета и сравнительного анализа данных по модели и ИС для ЛУ ГТС

Представленная методика разделения цепочек вычислений состояний и показаний ИС ЛУ ГТС позволяет выявлять нарушение режима транспорта газа на ЛУ и различать характер неисправности газотранспортной системы на данном звене.

Сравнение реального  $(A_k B_k)_{ис}$ , «испорченного»  $(A_N, B_N)^*$  и идеального  $(A_N, B_N)$  конечных состояний на момент времени  $T$  позволит оценочно вычислить систематические ошибки измерительных приборов, а также объем и характер потерь транспортируемого газа (утечки, несанкционированный отбор, отклонение от нормативного расхода в соответствии с паспортными данными на оборудование и т. п.) на рассматриваемом звене.

### 3.4 Анализ причин небаланса газа в ТГТС с недостоверно измеренными параметрами

#### Проблема неопределенности исходных данных

Процедура формирования балансов природного газа в ГТС существенно осложняется наличием неопределенности в исходных данных.

При среднесрочном и краткосрочном планировании режимов работы ГТС большую роль играет состояние трубопроводов и силового оборудования, ИС и т. п. Совокупность этих факторов при решении задач учета и формировании балансов природного газа в ГТС – причина неточности и расплывчатости исходной информации.

В ГТС изменяются коэффициенты гидравлического сопротивления трубопроводов из-за образования гидратов, конденсата, отложения шлама в полости трубы. С течением времени ухудшаются прочностные характеристики трубопроводов, что приводит к снижению максимально допустимого давления газа. Недостоверность исходных данных учитывается двумя способами – с помощью вероятностных моделей и методов нечеткого анализа.

Неопределенность может быть двух типов – случайность (randomness) и расплывчатость (fuzziness). Расплывчатость – основной источник неточности во многих процессах принятия решений. Под расплывчатостью некоторого класса подразумевается невозможность указать резкую границу, отделяющую элементы, принадлежащие данному классу, от элементов, не принадлежащих к нему. При решении задач нечеткими могут быть как ограничения, так и цели [151, 152]. Недостоверность некоторых параметров системы транспорта газа определяется в большей степени расплывчатостью и представляется в виде нечетких множеств, также называемых нечеткими числами.

Реальные коэффициенты гидравлического сопротивления трубопроводов, как правило, близки к проектным значениям, но отличаются от них как вследствие выпадения различных осадков на внутренние стенки, так и вследствие погрешности расчета гидравлического сопротивления.

Классические методы обработки данных и построения регрессионных моделей оценки небаланса газа не всегда обеспечивают адекватные результаты решения задач идентификации, в которых информация об исследуемой зависимости между входами и выходом содержит нечеткие лингвистические оценки типа «низкий», «средний», «очень высокий» и т. п.

Рассматривая подход построения нечеткой регрессионной модели по выборке данных с четкими входами и нечетким выходом, можно заметить, что нечеткая регрессия представляет нечеткую функцию, связывающую входы и выход исследуемой зависимости. Параметры этой функции, коэффициенты регрессии задаются нечеткими числами. Для текущего входного вектора нечеткое значение на

выходе регрессионной модели рассчитывается по принципу обобщения Беллмана – Заде [152].

### Степень достоверности представления параметров ГТС

В системе магистрального транспорта газа для недостоверно известных параметров будем использовать нечеткое представление.

Недостоверно известными являются:

- расход газа на входах и выходах системы;
- коэффициенты гидравлического сопротивления трубопроводов;
- фактор сжимаемости газа;
- максимальные мощности КС/компрессорного цеха (КЦ).

Все эти величины могут быть заданы как нечеткие числа, функции принадлежности (ФП) будут определяться экспертным путем на этапе обследования ГТС и анализа данных.

Изначально для всех нечетких величин используются линейные трапецеидальные ФП.

Без ограничения общности для всех нечетких величин ФП имеют вид прямолинейных трапеций:

$$\mu_U(x) = \begin{cases} 1, & \text{при } x \leq x_{u, \min} \\ \frac{x_{u, \max} - x}{x_{u, \max} - x_{u, \min}}, & \text{при } x_{u, \min} < x < x_{u, \max} \\ 0, & \text{при } x_{u, \max} < x \end{cases} \quad (3.8)$$

Нечеткие параметры:

- расход газа  $x_{u, \max} = Q_{u, \max}$ ,  $x_{u, \min} = k_{uQ} * Q_{u, \max}$ , где  $0 < k_{uQ} < 1$  – параметр, определяемый экспертным путем;
- поправка к КПД КС,  $0 < k_{uN} < 1$ , где  $N$  – мощность газоперекачивающего агрегата (ГПА);
- поправка при расчете гидравлического сопротивления  $0 < k_{uE} < 1$  или к величине эквивалентной шероховатости, где  $E$  – коэффициент гидравлической эффективности.

Функция принадлежности в процессе функционирования ГТС корректируется как по структуре описания, так и по параметрам на основании анализа данных с точки зрения адекватности принятых решений по небалансу газа в ГТС.

При известном давлении на входе и выходе транзитного ГТС расход газа на входе представляется как нечеткое число с известной функцией принадлежности. Состояние газопроводов, силового оборудования системы и гидравлические эффективности на ЛУ достоверно неизвестны.

### **Постановка задачи формулируется следующим образом**

Требуется определить ФП расхода газа на выходе системы, что эквивалентно расчету максимальной пропускной способности ТГТС как нечеткого числа.

Значение ФП – скалярная неотрицательная величина, характеризующая достоверность от 0 до 1 измеренного или рассчитанного объема газа в интервале  $x \in [x_{min}, x_{max}]$ .

Рассмотрим ТГТС с одним транзитным входом и выходом. На входе и выходе известны значения давления. Расход газа на входе в систему задан как нечеткое число с известной ФП. Состояние трубопроводов и силового оборудования системы достоверно неизвестно, гидравлические эффективности на линейных участках и максимальные мощности ГПА на КС заданы нечетко.

Текущие мощности и режимы работы КЦ (число активных ГПА) заранее неизвестны, их предполагается использовать как управляющие воздействия, позволяющие добиться максимального значения ФП расхода газа. Для того чтобы определить процедуру расчета ФП расходов по всей системе, необходимо сначала определить ее для отдельных элементов ГТС, а затем – для их последовательного и параллельного соединения.

Все приведенные выше рассуждения справедливы и для произвольного числа входов и выходов.

На ЛУ нечеткими величинами являются расход газа на входе и гидравлическая эффективность.

В соответствии с принципом Беллмана – Заде (наибольшее значение функции принадлежности в пересечении нечетких множеств) ФП расхода газа имеет вид:

$$\mu_{Q_{\text{вых\_ЛУ}}}(\mathbf{x}) = \min \{ \mu_{Q_{\text{вх}}}(\mathbf{x}), \mu_{\lambda}(\mathbf{x}) \}, \quad (3.9)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления;  $\mu_{\lambda}(\mathbf{x})$  – ФП зависимости расхода газа от  $\lambda$  на ЛУ.

На КС нечеткими величинами являются номинальные мощности ГПА.

Зависимость расхода газа через ГПА от внутренней мощности:

$$\mu_{Q_{\text{вых\_ГПА}}}(\mathbf{x}) = \min \{ \mu_{Q_{\text{вх}}}(\mathbf{x}), \mu_N(\mathbf{x}) \}, \quad (3.10)$$

где  $\mu_N(\mathbf{x})$  – ФП зависимости расхода газа через ГПА от его внутренней мощности  $N$  на КС.

Множество решений задач по формулам (3.8) – (3.10) определяется пересечением нечетких множеств.

В зависимости от технологической схемы группы ГПА изменяются структура и параметры зависимости ФП.

Рассматриваемый подход позволяет строить модель множественной регрессии зависимости суточного небаланса газа от суточных объемов УИРГ, рисунок 3.2, блоки 2, 3, 4, с вектором нечетких коэффициентов множественной регрессии  $\tilde{A}$ .

Нечеткая модель, в отличие от модели с вектором четких коэффициентов  $A$ , имеет преимущество с точки зрения настройки ее параметров и, как следствие, повышения точности расчетов при нормировании погрешности.

### **Нормирование погрешности**

Нормирование погрешности расчета баланса газа в условиях неполноты информации является важной составляющей задачи согласования и формирования балансов газа в ТГТС.

Методика нормирования погрешности основана на статистическом анализе данных, регрессионном и корреляционном анализах и законах накопления ошибок.

Нормирование погрешности формирования баланса (небаланса) газа в ГТС является процедурой расчета потерь газа для требуемых условий технического состояния и режимов работы газопровода.

Нормативное значение погрешности используется для:

- проверки фактических значений небаланса на нормативное соответствие с целью определения недостоверных значений небаланса, установления факта дополнительных несистемных потерь газа;
- определения недостоверных значений небаланса и установления факта дополнительных потерь газа;
- оценки эффективности планируемых мероприятий оптимизации управления ГТС;
- прогнозирования погрешности расчета баланса газа;
- сравнительного анализа нормативного и расчетного объемов небаланса для оценки: степени эффективности планируемых мероприятий оптимизации; эффективности уже реализованных мероприятий.

При нормировании погрешности необходимы оценки средних, ожидаемых и граничных, максимально допустимых потерь.

В вышеприведенных задачах в качестве нормативной погрешности используют максимально допустимые значения потерь, для остальных – потери в среднем.

Для практического применения нормирования погрешности баланса газа в ГТС должны быть получены два нормативных значения – средней и максимально допустимой погрешности.

### **3.5 Имитационная модель идентификации причин и источников небаланса природного газа в трубопроводной газотранспортной системе**

При расчете баланса газа в ТГТС используются как непосредственно измеренные, так и расчетные параметры. Погрешности прямых и косвенных (расчетных) измерений параметров существенно влияет на формирование баланса транспортируемого природного газа в ТГТС.

Теоретическое решение и практическая реализация оперативного выявления и устранения причин возможного небаланса транспортируемого газа обеспечат качественно новый уровень управления ТГТС.

Рассматривается комбинированный подход к контролю баланса газа в ТГТС с использованием формальных и неформальных методов построения математической модели объекта (аналитические и статистические методы), а также алгоритмов идентификации причин возможного небаланса [153, 170, 171].

Разработка имитационной модели ТГТС основана на физических принципах гидравлики транспортируемого потока газа, баланса массы, энергии и технических характеристик компрессорной станции, являющейся ключевым элементом газотранспортной системы, определяющий режим транспортировки природного газа.

Для определения параметров режима работы ТГТС (давления и расхода) по имитационной модели использована итерационная вычислительная процедура Ньютона-Рафсона, обеспечивающая оперативность получения результатов и принятия решений по оптимизации режимов функционирования, идентификации возможных причин небаланса газа и т. п. Используя полученные по имитационной модели режимные параметры работы КС, оцениваются затраты части компримированного природного газа в качестве топлива для газоперекачивающих агрегатов (затраты на собственные нужды), как при эксплуатации, так и для различных конфигураций при проектировании оптимальной ТГТС.

Сложность имитационного моделирования зависит от топологии ТГТС (магистральные газопроводы, отводы, лупинги), природы газа (однофазный сухой газ, двухфазная газожидкостная смесь) и таких факторов, как температура и количество источников газа, внутреннего состояния труб. Все эти факторы, определяющие газодинамические закономерности транспортировки ПГ в ТГТС, должны быть учтены при построении математической модели, что обеспечит адекватность имитационной модели (ИМ) в широком диапазоне изменения параметров режима ТГТС, но приводит к усложнению алгоритмов имитационного моделирования.

ТГТС состоит из технологических объектов, таких как компрессоры, регуляторы, клапаны, скрубберы и т. п.

Учет перечисленных элементов при разработке имитационной модели (ИМ) ТГТС увеличивает размерность решаемых задач и сложность процесса моделирования, но при этом обеспечивает менее формальное математическое описание и, как следствие, прогнозирование адекватных результатов в широком диапазоне изменения режимов работы ТГТС.

Компрессорная станция является одним из основных объектов, параметры режима которой являются основным фактором эффективной работы ТГТС [155].

Основная цель - разработка ИМ ТГТС и алгоритмов идентификации причин и источников небаланса ПГ для расчетов и анализа результатов функционирования системы транспорта ПГ, включающую характеристики КС, влияние свойств потока, возраст труб и т. п.

### **3.5.1 Математическая имитационная модель ТГТС**

Математическая модель ТГТС разрабатывается на основе знания рабочих характеристик компрессоров, закономерностей движения газа по трубам и принципов сохранения массы и энергии.

Математическая формулировка и структура уравнений, моделирующих ТГТС, зависит от топологии последней, природы газа и внутреннего состояния труб (коррозия).

Укрупненная структура построения ИМ ТГТС представлена на рисунке 3.4.

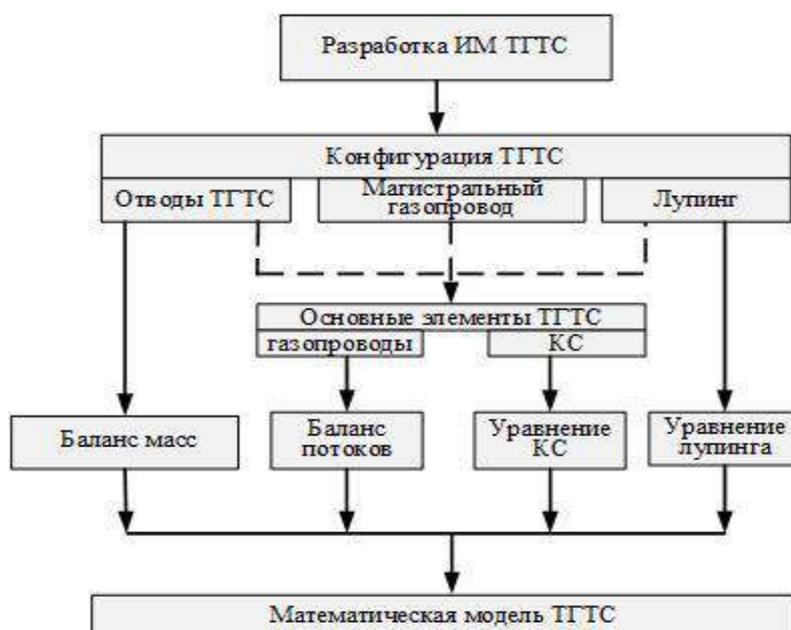


Рисунок 3.4 – Структура математической имитационной модели ТГТС

### Математическое описание взаимосвязей между перепадом давления и расходом природного газа в газопроводе

Уравнение потока ПГ в трубе составляется на основе физических принципов и закономерностей трубопроводной транспортировки газа. На поток транспортируемого газа по трубам влияют различные факторы, такие как свойства газа, трение и конструктивные параметры труб.

Для целей исследования и практического применения в газовой отрасли используется общее уравнение потока для описания взаимосвязи между перепадом давления и расходом газа в трубах.

Уравнение однофазного потока для элемента трубопровода, связывающее давление на входе и выходе и поток через трубу, может быть выражено как:

$$P_i^2 - P_j^2 = K_{ij} * Q_{ij}^2 \quad (3.11)$$

где  $K_{ij}$  принимает различные виды и значения в зависимости от размерностей параметров, используемых в уравнениях потока. При размерностях  $P$  [кПа],  $T$  [°K],  $L$  [км],  $Q$  [м<sup>3</sup>/ч] и  $D$  [мм], выражение для  $K_{ij}$  принимает вид:

$$K_{ij} = 4,3599 * 10^8 * \frac{f_{тр} \Delta_B Z T}{D^5} * \left( \frac{P_n}{T_n} \right)^2 * L \quad (3.12)$$

где  $K_{ij}$  - коэффициент гидравлического сопротивления линейного участка от узлов  $i$ ,  $j$ ;  $P_i, P_j$  – давление в узлах  $i, j$ , соответственно;  $Q_{ij}$  – расход газа от узла  $i$  в узел  $j$ ;  $f_{тр}$  – коэффициент сопротивления трения;  $\Delta_B$  – относительная плотность газа;  $Z$  – коэффициент сжимаемости природного газа;  $P_n, T_n$  – давление и температура при стандартных условиях;  $T$  – рабочая температура ПГ;  $L$  – длина линейного участка газопровода.

Подходы к моделированию однофазного потока могут быть недостаточными для прогнозирования транспортных возможностей трубопроводов, необходимых для перемещения смесей жидкостей.

Кроме того, одной из серьезных проблем, которые влияют на производительность ТГТС, является коррозия.

С увеличением времени эксплуатации ТГТС возрастает шероховатость труб из-за накопления различных элементов на их внутренней поверхности. Следовательно, в уравнении (3.11) должны быть учтены изменения, учитывающие влияние многофазного потока и коррозии в трубах.

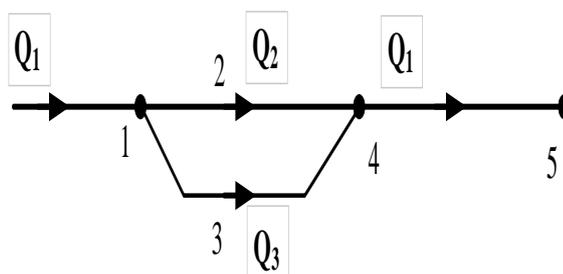
### **Математическое описание лупинга**

Для уменьшения падения давления на определенном участке трубопровода из-за ограничения давления или для увеличения скорости потока в узких местах ТГТС встречается петлевая топология (лупинг).

Система трубопроводов с лупингом, состоит из двух или более труб, соединенных таким образом, что поток газа разделяется между патрубками и в итоге объединяется по потоку в одну трубу.

Для ТГТС с лупингом должны быть включены дополнительные уравнения в систему уравнений потока. Эти дополнительные уравнения получены из условия зацикливания. Условие лупинга - для каждого замкнутого контура в сети ТГТС падение давления равно нулю [156 - 158].

а)



б)

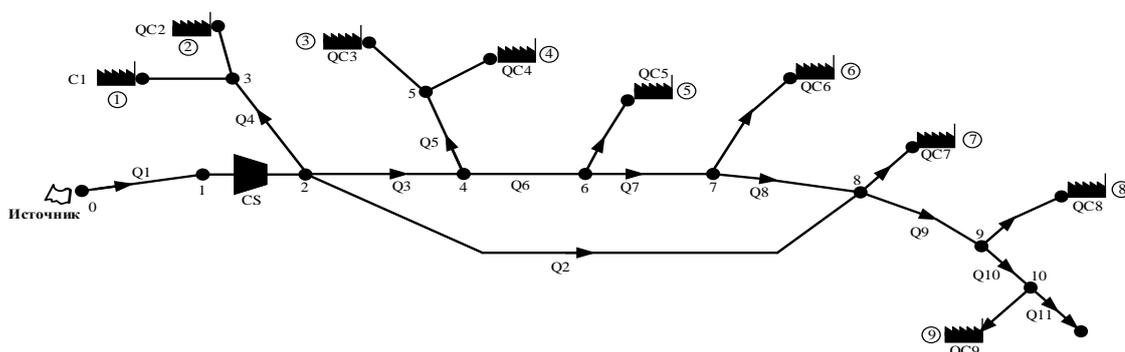


Рисунок 3.5 – Часть трубопроводной газотранспортной сети:

а) лупинг; б) фрагмент ТГТС, где 1, ..., 10 – узлы;  $Q_1, \dots, Q_{11}$  – объемные скорости.

Условие лупинга (зацикливания потока), для ТГТС, показанной на рисунке 3.5, а, перепад давления в отводе трубы 1 – 2 – 4 должен быть равен перепаду давления в отводе трубы 1 – 3 – 4. Это связано с тем, что обе ветви трубопровода имеют общую начальную точку (узел 1) и общую конечную точку (узел 4).

Условие лупинга для сети трубопроводов (см. рисунок 3.5, а) может быть записано с использованием общего уравнения однофазного потока

$$\frac{Q_2}{Q_3} = \left(\frac{L_2}{L_1}\right)^{0,5} * \left(\frac{D_1}{D_2}\right)^{2,5}, \quad (3.13)$$

После преобразования имеем:

$$Q_3 = Q_2 \sqrt{\frac{L_1}{L_2} \left(\frac{D_2}{D_1}\right)^5}, \quad (3.14)$$

где  $Q_2$ ,  $L_1$  и  $D_1$  – объемная скорость потока через трубу, длина и диаметр трубы 1 – 2 – 4, соответственно. Аналогично,  $Q_3$ ,  $L_2$  и  $D_2$  – объемная скорость потока через трубу, длина и диаметр для трубы 1 – 3 – 4, соответственно.

Для системы трубопроводов, показанной на рисунке 3.5, б, перепад давления в петлевой ветви 2 – 8 равен падению давления в трубной части 2 – 4 – 6 – 7 – 8.

Это связано с тем, что обе ветви трубопровода имеют общую начальную точку (узел 2) и общую конечную точку (узел 8). На основе общего уравнения потока условие зацикливания (лупинг) для сети трубопроводов (см. рисунок 3.5, б,) может быть представлено следующим образом:

$$Q_2^2 \frac{L_{28}}{D_{28}^5} = Q_3^2 \frac{L_{24}}{D_{24}^5} + Q_6^2 \frac{L_{46}}{D_{46}^5} + Q_7^2 \frac{L_{67}}{D_{67}^5} + Q_8^2 \frac{L_{78}}{D_{78}^5}, \quad (3.15)$$

### Математическая модель компрессорной станции

В соответствии с техническими характеристиками компрессорного агрегата, основными параметрами являются объемный расход ПГ  $Q$ , частота вращения  $n$ , напор  $H$  и адиабатическая эффективность  $\eta$ . Математическое приближение производительности компрессора, рассчитанное по модели, к заданным в техническом паспорте может быть сделано на основе нормированных характеристик. Три нормированных параметра, которые необходимы для описания карты производительности компрессора, включают  $H/n^2$ ,  $Q/n$  и  $\eta$ .

На основе нормированных параметров характеристики компрессора могут быть с достаточной степенью точности аппроксимированы в виде квадратичной функции [13] или полиномами третьего порядка [154].

Обычно используется полином третьего порядка, обеспечивающий более точное приближение.

Применяя принципы процедур подбора полиномиальных кривых для каждого компрессора, взаимосвязь между основными нормированными параметрами может быть адекватно описана следующими двумя уравнениями:

$$\frac{H}{n^2} = A_0 + A_1 \left(\frac{Q}{n}\right) + A_2 \left(\frac{Q}{n}\right)^2 + A_3 \left(\frac{Q}{n}\right)^3, \quad (3.16)$$

$$\eta = B_0 + B_1 \left(\frac{Q}{n}\right) + B_2 \left(\frac{Q}{n}\right)^2 + B_3 \left(\frac{Q}{n}\right)^3, \quad (3.17)$$

где  $A_0, A_1, A_2, A_3, B_0, B_1, B_2, B_3$  – параметры модели, которые зависят от КС.

Величины  $Q$ ,  $n$ ,  $H$  и  $\eta$  могут быть идентифицированы путем тестирования (сравнение расчетных и экспериментальных данных функционирования КС), а параметры модели (3.16) и (3.17) могут быть определены решением обратной задачи параметрической идентификации ИМ.

При рассмотрении влияния компрессоров в ИМ ТГТС уравнения (3.16) и (3.17) могут не использоваться напрямую и касаться только расхода, давлений всасывания и нагнетания КС. Соотношения между давлениями всасывания  $P_s$  и нагнетания  $P_d$  с адиабатным напором  $H$  представлены в виде

$$\begin{cases} H = \frac{ZRT_s}{m} \left\{ \left( \frac{P_d}{P_s} \right)^m - 1 \right\}, \\ m = \frac{(k-1)}{k}, \end{cases} \quad (3.18)$$

где  $k$  – отношение удельных теплоемкостей при постоянном давлении и объеме;  $R$  – газовая постоянная,  $T_s$  – температура потока на всасывании.

Подстановкой значения  $H$  из уравнения (3.16) в уравнение (3.18) получаем уравнение производительности компрессора, которое может быть использовано в ИМ:

$$\left( \frac{P_d}{P_s} \right)^3 = \frac{mn^2}{ZRT_s} \left\{ A_0 + A_1 \left( \frac{Q}{n} \right) + A_2 \left( \frac{Q}{n} \right)^2 + A_3 \left( \frac{Q}{n} \right)^3 \right\} + 1, \quad (3.19)$$

Соотношение (3.19) является эффективным инструментом моделирования ТГТС с КС и может быть представлено в обобщенной функциональной форме  $f(P_d, P_s, Q) = 0$ , если давление на стороне всасывания, нагнетания и скорости потока неизвестны.

Общее уравнение для параллельно работающих компрессоров на станциях можно записать как

$$\left( \frac{P_d}{P_s} \right)^m = \frac{mn^2}{ZRT_s} \left\{ A_0 + A_1 \left( \frac{Q/u}{n} \right) + A_2 \left( \frac{Q/u}{n} \right)^2 + A_3 \left( \frac{Q/u}{n} \right)^3 \right\} + 1, \quad (3.20)$$

где  $u$  – число параллельно работающих компрессоров в КС.

### Уравнение баланса масс

В дополнение к уравнениям потока в трубе и компрессора, рассмотренным выше, уравнения материального (массового) баланса замыкают систему основных уравнений для моделирования ТГТС.

Уравнения баланса массы формируются на основе принципа сохранения массы и энергии на каждом стыке (узле) ТГТС. В любом узле ТГТС обобщенное уравнение баланса массы для  $n$  входных,  $m$  выходных труб и накопленного запаса газа в трубах ТГТС  $k$ , может быть представлено как:

$$\sum_{i=1}^{i=n} Q_i - \sum_{j=1}^{j=k} q_j - \sum_{l=1}^{l=k} D_l = 0 \quad (3.21)$$

где  $Q_1, Q_2, \dots, Q_i, \dots, Q_n$  – потоки, входящие в узел с (трубы),  $q_1, q_2 \dots q_j, \dots, q_m$  – выходные потоки с узла,  $D_1, D_2, \dots, D_l, \dots, D_k$  – накопление (запасы) природного газа в ТГТС.

Если все скорости потока через входящие и исходящие трубы неизвестны, то функциональное представление уравнения (3.21) принимает форму:

$$f(Q_1, Q_2, \dots, Q_t, \quad q_1, \\ q_2, \dots, q_u) = 0, \quad (3.22)$$

На основе топологии поточной схемы производства и закона сохранения массы система уравнений материального баланса имеет линейную структуру вида  $AY^T=B$ , где  $A$  - матрица коэффициентов связи, принимающая значения -1, 0, +1;  $Y$  - вектор потоков масс и изменений запасов в трубопроводах.

### 3.5.2 Алгоритм решения имитационной модели

Для конфигурации ТГТС с числом труб  $n_{\text{тр}}$ , числом КС  $n_{\text{КС}}$  с параллельно работающими компрессорами, числом петель (лупингов)  $n_{\text{л}}$  и числом соединений  $n_{\text{св}}$  определяются:

- число неизвестных узловых давлений  $[(n_{\text{тр}} + n_{\text{КС}}) - (n_{\text{л}} + 1)]$ ;
- число неизвестных параметров потока  $[2n_{\text{л}} + 2n_{\text{св}} + 1]$ .

При этом количество уравнений:

- потоков трубопровода  $n_{\text{тр}}$ ;
- компрессора  $n_{\text{кс}}$ ;
- петли  $2n_{\text{л}}$ ;
- баланса массы  $n_{\text{св}}$ .

В результате  $(n_{\text{тр}} + n_{\text{кс}} + 2n_{\text{л}} + n_{\text{св}})$  уравнений с неизвестными  $(n_{\text{тр}} + n_{\text{кс}} + 2n_{\text{л}} + n_{\text{св}})$  делают задачу ТГТС решаемой.

Решение задачи ТГТС с большим количеством неизвестных параметров и анализ результатов осуществляется на основе эффективного и простого метода Ньютона-Рафсона.

Пусть  $N_P, N_Q$  - количество неизвестных параметров давления и расхода. Общее количество неизвестных параметров  $N_O$ :

$$N_O = N_P + N_Q, \quad (3.23)$$

Система уравнений по расходу компримированного ПГ, баланса массы и циклов можно представить в виде:

$$\begin{cases} F_1(P_1, P_2, \dots, P_{N_P}, Q_1, Q_2, \dots, Q_{N_Q}) = 0 \\ F_2(P_1, P_2, \dots, P_{N_P}, Q_1, Q_2, \dots, Q_{N_Q}) = 0, \\ \vdots \\ F_O(P_1, P_2, \dots, P_{N_P}, Q_1, Q_2, \dots, Q_{N_Q}) = 0 \end{cases} \quad (3.24)$$

Или в матричной форме:

$$\vec{F}(\vec{X}) = 0, \quad (3.25)$$

где  $\vec{X}$  - вектор неизвестных параметров давления и потока.

Итерационная процедура Ньютона-Рафсона решения уравнения (3.25) принимает форму:

$$\vec{X}_k = \vec{X}_{k-1} - \left( \vec{A} \Big|_{\vec{x}_{k-1}} \right)^{-1} \vec{F}_{k-1}, \quad (3.26)$$

где  $\vec{A}$  - матрица Якоби, элементы которой являются частными производными функций по неизвестным параметрам давления и расхода потоков.

Матрица  $\vec{A}$  в формуле (3.26) определяется как:

$$\vec{A} = \begin{bmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial P_1} & \dots & \frac{\partial F_1}{\partial P_{N_P}} & \frac{\partial F_1}{\partial Q_1} & \dots & \frac{\partial F_1}{\partial Q_{N_Q}} \\ \frac{\partial F_2}{\partial P_1} & \dots & \frac{\partial F_2}{\partial P_{N_P}} & \frac{\partial F_2}{\partial Q_1} & \dots & \frac{\partial F_2}{\partial Q_{N_Q}} \\ \vdots & & & & & \\ \frac{\partial F_0}{\partial P_1} & \dots & \frac{\partial F_0}{\partial P_{N_P}} & \frac{\partial F_0}{\partial Q_1} & \dots & \frac{\partial F_0}{\partial Q_{N_Q}} \end{bmatrix}, \quad (3.27)$$

Из уравнения (3.27) обратная матрица Якоби вычисляется для каждой итерации.

Однако существует другой подход, который не требует строгого вычисления, связанного с инверсией матрицы Якоби.

Уравнение (3.27) может быть представлено как:

$$\vec{A}|_{\vec{X}_{k-1}} [\vec{X}_k - \vec{X}_{k-1}] = -\vec{F}(\vec{X}_{k-1}), \quad (3.28)$$

или

$$\vec{X}_k = \vec{X}_{k-1} - \frac{\vec{F}(\vec{X}_{k-1})}{\vec{A}|_{\vec{X}_{k-1}}}, \quad (3.29)$$

Значение неизвестных параметров рассчитываются по формуле (3.28) итеративно до тех пор, пока заданные относительные ошибки не станут меньше заданного допуска или пока число итераций не станет равным требуемому значению.

На рисунке 3.6 представлена блок-схема алгоритма решения ИМ ТГТС. Для эффективной работы ИМ программа ее решения состоит из ряда модулей подпрограмм (подзадач):

- математическая формулировка (постановка задачи);
- генерации матричных элементов;
- генерация входных данных;
- оценки ошибок;
- оценки сетей ТГТС.

Решение задачи достигается при выполнении условий сходимости (ошибки) итерации Ньютона-Рафсона по рассчитываемым параметрам давления и расхода.

Имитационная модель тестируется путем предоставления широкого диапазона начальных оценок для неизвестных параметров, и в большинстве случаев обеспечивается сходимость решения задачи. Пользователь может легко получить окончательное решение, изменив начальные оценки.

Например, правильная оценка узловых давлений может быть получена из требований давления на выходе на различных станциях. Разработанная ИМ позволяет создавать и анализировать различные конфигурации ТГТС.

Модель также может облегчить пользователям анализ и сравнение различных конфигураций ТГТС для разработки сети с минимальным потреблением энергии. Анализ можно сделать, варьируя диаметры труб, используемых в сети, количество компрессоров станции, работающих в сети, скорость работы компрессоров и длину трубопровода. Затем можно сравнить различные конфигурации ТГТС на основе энергопотребления, чтобы выбрать оптимальный с учетом технических требований.

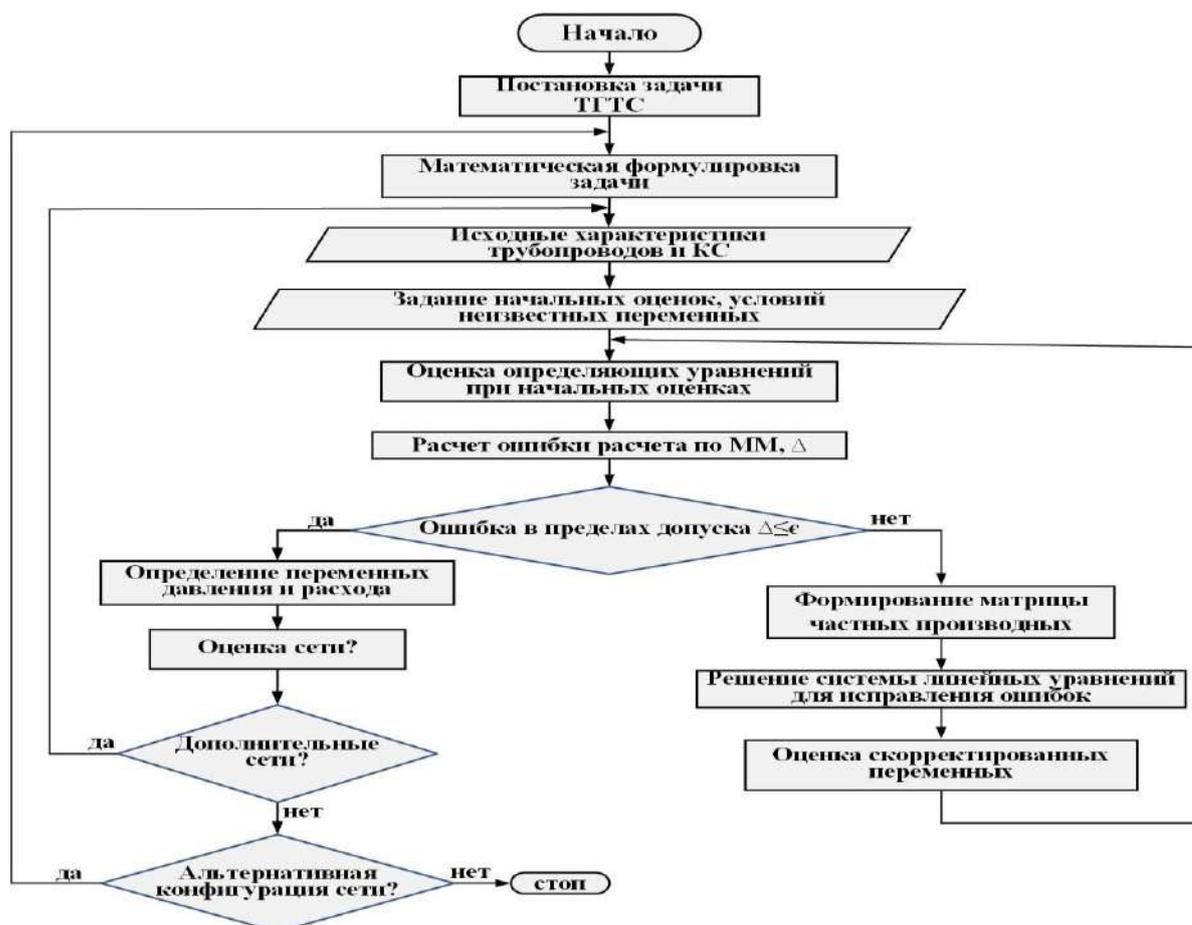


Рисунок 3.6 – Блок-схема алгоритма решения ИМ методом Ньютона-Рафсона

Представленная на рисунке 3.7 ТГТС передает газ от источника к различным по мощности потребителям. Требования к давлению и расходу различны для всех потребителей.

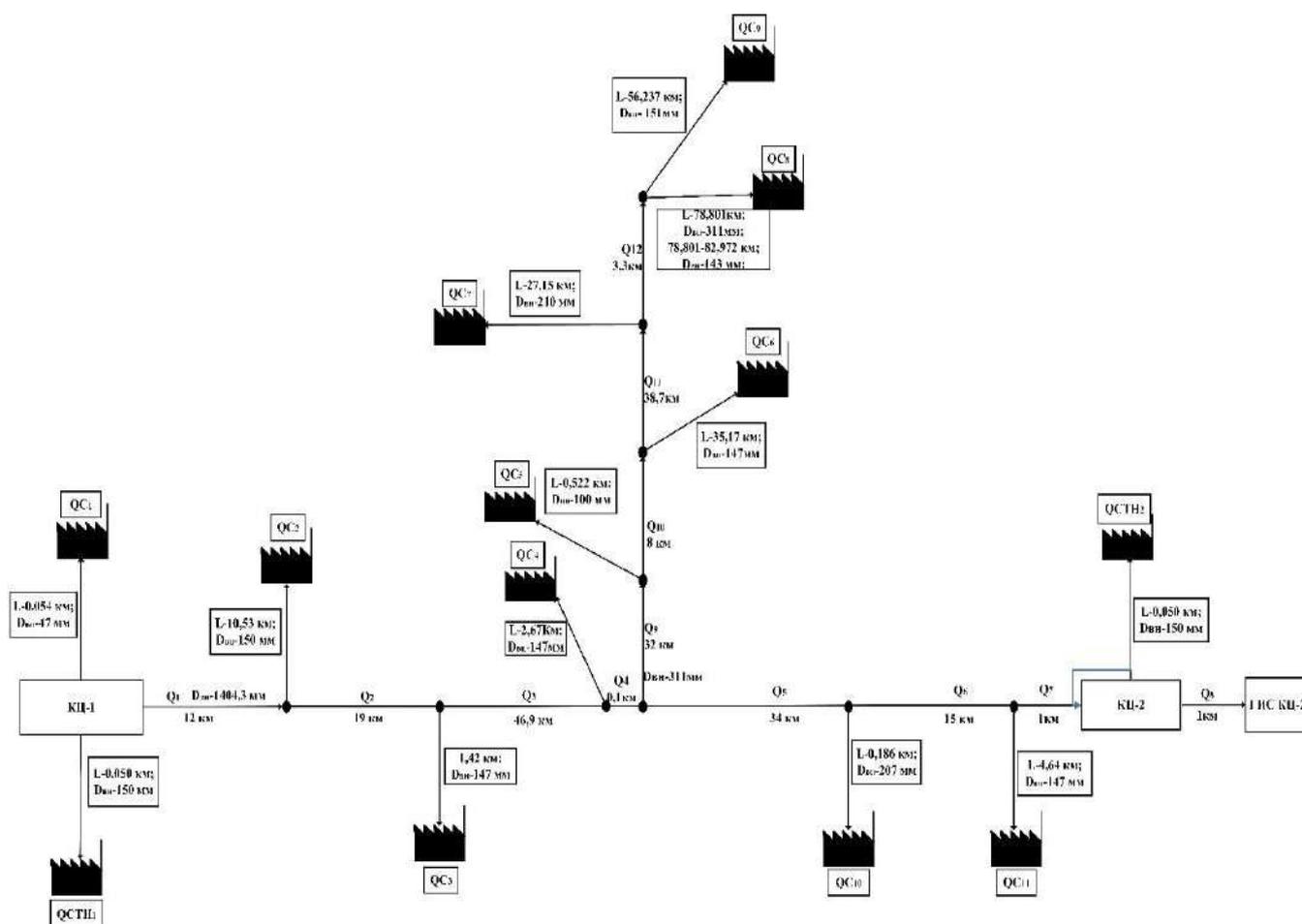


Рисунок 3.7 – Фрагмент ТГТС

### 3.5.3 Учет неопределенности в исходных данных

В процессе функционирования ТГТС изменяются следующие характеристики: коэффициенты гидравлического сопротивления из-за коррозии, отложений во внутренней части трубы и т.п., номинально допустимое давление газа вследствие снижения прочности трубопроводной системы, отложений и т.п. Для построения адекватной математической модели ТГТС должны быть учтены эти факторы, являющиеся характеристиками состояний объектов - трубопроводов, газоперекачивающих агрегатов (ГПА).

При оценке сбалансированных потоков и запасов используются измерительные и расчетные (косвенные) данные о материальных потоках сети.

Эта задача может столкнуться с двумя противоположными видами причин:

- Недостаточность информации по потокам и изменений запасов.

– Избыток информации, приводящий к несовместимости уравнения баланса с недостаточно надежными данными (детерминант матрицы близок к нулю).

В [160] рассматривается построение формальных и экспериментально-аналитических математических моделей квазистационарных режимов работы ТГТС на основе статистического анализа и стохастических моделей, что является эффективным инструментом построения адекватной реальному объекту модели. Но, в силу формальности, как математической модели объекта в целом, так и параметров модели, более приемлемым является построение ИМ оптимальным сочетанием методов статистического и нечеткого анализа, позволяющим формировать базу знаний в заданной предметной области.

С этой точки зрения неточные данные рассматриваются как расплывчатые (гибкие) ограничения в той же степени, что и уравнения баланса, в отличие от статистической методологии, которая рассматривает первые как случайные величины. При таком подходе проблема может быть решена с помощью четкого или нечеткого линейного программирования

Наличие неопределенности в исходных данных и их учет являются одной из причин небаланса газа в ТГТС. Неточность и расплывчатость исходной информации, связанная с неуправляемым изменением коэффициента гидравлического сопротивления и снижением прочностных характеристик трубопроводов, учитываются как с помощью методов статистического анализа, так и методов анализа нечетких множеств, нечеткой логики [159].

Традиционный подход согласования данных измерительных систем основан на предположении гауссовского распределения ошибки с нулевым средним и диагональной ковариационной матрицей. Задача согласования формулируется как задача квадратичной оптимизации при линейных ограничениях – метод наименьших квадратов (МНК). Применение МНК аргументируется принципом максимального правдоподобия, применяемым к нормальным распределениям, форма которой определяется центральной предельной теоремой (ЦПТ).

Альтернативный подход состоит в представлении данных с ошибками с помощью интервальной оценки, отличающийся от стандартного статистического

подхода, где решение МНК считается само собой разумеющимся, а согласование дисперсии является результатом своего рода вероятностного анализа чувствительности вокруг него.

Интервальный подход не дает точные значения. Такие интервалы могут выглядеть аналогично согласованным отклонениям [159].

Дополнение оценки измерительной информации использованием понятия нечеткого интервала, возможные значения каждого  $i$ -го потока или запаса будут ограничены нечетким интервалом  $\tilde{Y}_i$ . Для некоторых из этих величин эти ограничения будут в определенной степени удовлетворены, а не просто удовлетворены или нарушены. На практике это означает, что для каждой измеренной величины должен быть предоставлен не только интервал, но и правдоподобное значение (или более короткий интервал). Такую информацию можно смоделировать с помощью треугольной или трапециевидной функции принадлежности нечеткого интервала. Тогда проблема поиска возможного решения становится проблемой оптимизации - поиск оптимальных значений во всех (нечетких) возможных интервалах.

Представление данных по интервалам рассматривается как проблема согласования выполнения ограничений уравнения баланса массы, которые должны выполняться для значений потока и запасов, лежащих в указанных интервалах - или, если быть точнее, эти интервалы можно ограничить единственными значениями, которые совместимы с моделью балансировки, учитывая диапазоны выполнимости других переменных в виде интервалов.

### **3.5.4 Идентификация места утечек газа на линейных участках магистральных газопроводов**

Падение давления за счет элементов газопровода (колена, тройники, запорная арматура и др.) допускается учитывать путем увеличения расчетной длины линейного участка (ЛУ) на 5–10 %.

Давления в кранах на ЛУ в начальном и конечном узлах рассчитываются по следующей формуле:

$$P_{i,j+1} = \sqrt{P_{ij}^2 - 1,4 * L_i * 10^{-5} \left( \frac{n_i}{D_i} + 1922 * \frac{v * D_i}{Q_i} \right)^{0,25} * \frac{Q_i^2}{D_i^5} * \rho}, \quad (3.30)$$

где  $i$  – номер ЛУ;  $j$  – номер узла (начало ЛУ);  $P_{ij}$ ,  $P_{i,j+1}$  – абсолютное значение давления газа в начале и в конце  $i$ -го ЛУ газопровода, МПа;  $L_i$  – длина  $i$ -го ЛУ, м;  $n_i$  – эквивалентная шероховатость ЛУ, 0,01;  $D_i$  – диаметр  $i$ -го ЛУ, см;  $v$  – коэффициент кинематической вязкости,  $14,3 * 10^{-6}$ , м<sup>2</sup>/см;  $\rho$  – плотность газа, 0,73 кг/м<sup>3</sup>;  $Q_i$  – расход газа на  $i$ -м ЛУ, м<sup>3</sup>/ч.

Если рассогласование расчетных и фактических значений давления находится в пределах точности контрольно-измерительных приборов, модель считается адекватной существующему газопроводу – ни аварийных ситуаций, ни утечек газа нет. Если фактические (измеренные) давления находятся ниже расчетных, то это означает, что появился новый потребитель в виде свища, разлома или порыва газопровода.

Очевидно, по всему трубопроводу, начиная от места утечки газа до его подачи в трубопровод, увеличится расход газа и, следовательно, увеличатся потери напора на каждом из этих участков.

После места утечки газа потери напора по участкам сети останутся прежними, хотя давление во всех последующих узлах уменьшится на равную величину. На последнем участке, где потери напора будут больше расчетных, можно констатировать наличие утечки газа. При появлении свища в газопроводе возникает нестационарный режим течения газа.

Продолжительность нестационарного режима определяется временем перехода от одного стационарного состояния к другому и связана со скоростью распространения волн изменения давления по длине газопровода.

Таким образом, наблюдая за падением давления в сети, не трудно найти место утечки газа. При этом не обязательно дожидаться момента, когда установится режим течения газа.

Достаточно того, чтобы появился участок, на котором потери напора не будут отличаться от потерь в расчетном режиме. При этом утечки будут наблюдаться на предыдущем участке, на котором потери напора будут больше, чем они были в расчетном режиме [160, 161]. Возможность обнаружить не значительные утечки газа будет полностью зависеть от точности измерительных приборов.

В системе автоматизированного диспетчерского управления в реальном режиме времени будет производиться гидравлический расчет при любом изменении потребления газа в точках его отбора. При этом оперативно должны сопоставляться фактические и расчетные значения давления по каждому секционному участку. Если в начале магистрального газопровода установлен расходомер, то можно зафиксировать величину утечки  $Q_{i,ут}$  на  $i$ -ом ЛУ, как разницу показаний расходомера и фактического потребления газа по всему газопроводу, плюс нормативные потери газа.

Определив участок, на котором происходит утечка газа, можно определить расстояние  $L_{i,x}$  от начала участка до места образования свища из следующих

уравнений

[162]:

$$\begin{cases} P_{i,x} = \sqrt{P_{i,j}^2 - 1,4L_{i,x} 10^{-5} \left(\frac{n_i}{D_i} + 1922 * \frac{vD_i}{Q_i + Q_{i,ут}}\right)^{0,25} \frac{(Q_i + Q_{i,ут})^2}{D_i^5} \rho} \\ P_{i,j+1} = \sqrt{P_{i,x}^2 - 1,4(L_i - L_{i,x}) 10^{-5} \left(\frac{n_i}{D_i} + 1922 \frac{vD_i}{Q_i}\right)^{0,25} \frac{Q_i^2}{D_i^5} \rho} \end{cases}, (3.31)$$

Решение (3.31) относительно неизвестных параметров:

$$P_{i,x} = \sqrt{\frac{a * P_{i,j+1}^2 - b * P_{i,j}^2 + a * b * L_i}{a - b}}, (3.32)$$

$$P_{i,x} = \sqrt{\frac{P_{i,j}^2 - P_{i,x}^2}{a}}, (3.33)$$

где

$$a = 1,4 * 10^{-5} \left(\frac{n_i}{D_i} + 1922 * \frac{v * D_i}{Q_i + Q_{i,ут}}\right)^{0,25} \frac{(Q_i + Q_{i,ут})^2}{D_i^5} * \rho, (3.34)$$

$$b = 1,4 * 10^{-5} \left(\frac{n_i}{D_i} + 1922 * \frac{v * D_i}{Q_i}\right)^{0,25} \frac{Q_i^2}{D_i^5} * \rho, (3.35)$$

$$\frac{P_{ат}}{P_{i,x}} \leq \left(\frac{2}{\gamma + 1}\right)^{\frac{\gamma}{\gamma + 1}}, (3.36)$$

где  $\gamma = \frac{c_p}{c_v} \approx 1,32$  - показатель адиабаты ПГ при постоянном давлении и объеме теплоемкостей ПГ.

$$Q_{i,ут} = \mu * A_i * \sqrt{\frac{2 * T_i * R * \gamma}{M * (\gamma - 1)} * \left[1 - \left(\frac{P_{ат}}{P_i}\right)^{\frac{\gamma - 1}{\gamma}}\right]}, (3.37)$$

где:  $Q_{i,ут}$  - расход, м<sup>3</sup>/с;  $\mu$  - динамическая вязкость, кг/м\*с;  $A_i$  - наибольший размер не распространяющейся трещины на  $i$ -ом ЛУ газопровода, м<sup>2</sup>;  $P_{ат}$ ,  $P_i$  - давление атмосферное и в трубопроводе, Па;  $T$  - температура, К;  $R = 8314$  (кг\*м<sup>2</sup>/0К\*кмоль\*с<sup>2</sup>) - универсальная газовая постоянная;  $M = 16,7$  - молярная масса, (кг/к моль).

$$A_i = 0,475 * r * t, (3.38)$$

где  $r$  – радиус газопровода, м;  $t$  – толщина стенки газопровода, м.

При образовании отверстия большего размера не распространяющейся трещины происходит разрыв газопровода на полный диаметр (гильотинный разрыв).

На рисунке 3.8 представлена укрупненная блок-схема алгоритма идентификации причин и источников небаланса в ТГТС.

Каждый ЛУ характеризуется динамическими и условно-постоянными технологическими параметрами объекта [149]. Динамические параметры – последовательность во времени и пространстве показаний измерительной системы и расчетной системы ( $\vec{A}$ ). Условно-постоянные технологические параметры объекта – длина участка газопровода, пропускная способность, номинальное давление, производительность КС и т. п. ( $\vec{B}$ ).

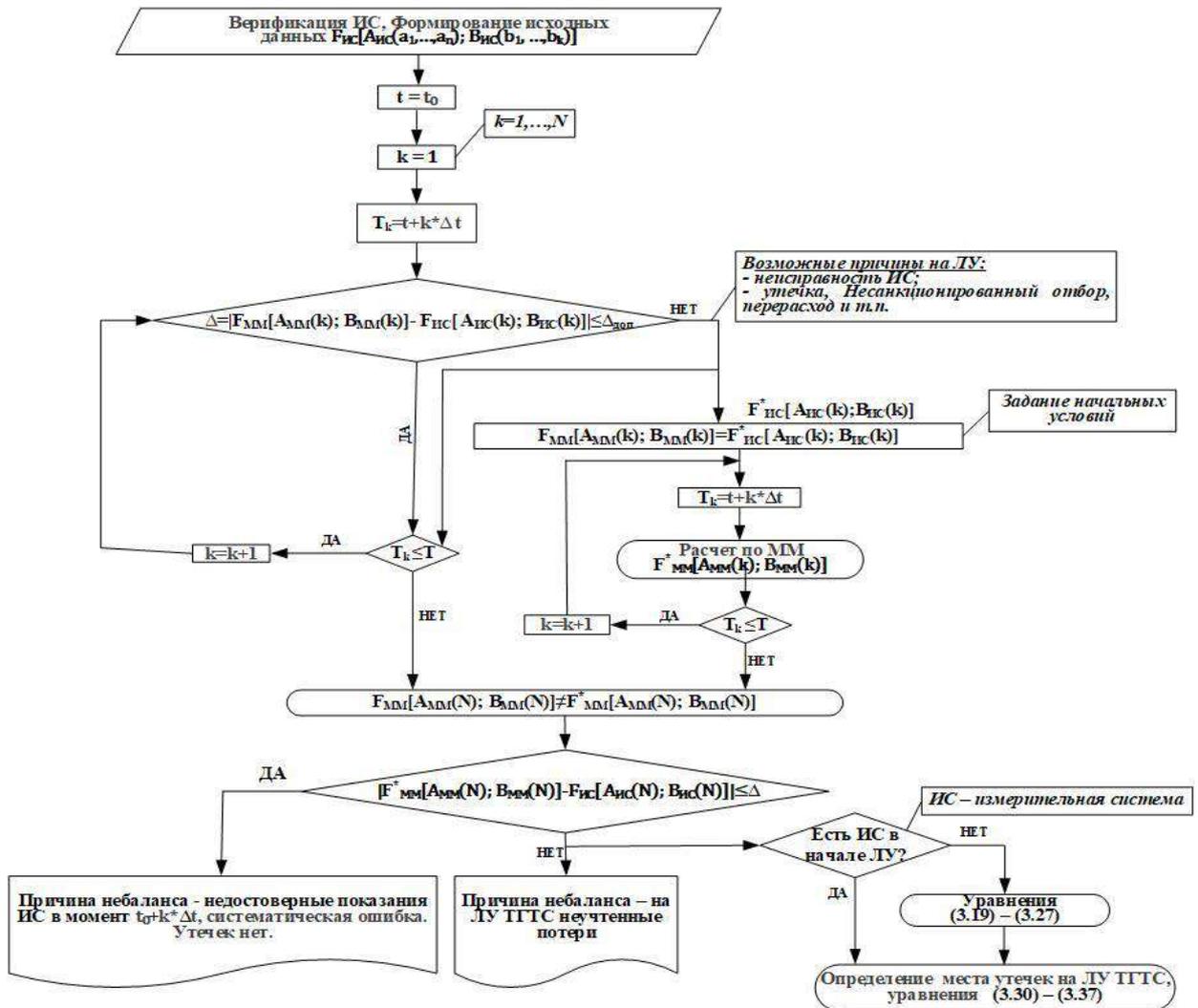


Рисунок 3.8 – Блок-схема алгоритма идентификации причин и источников небаланса в ТГТС

### **Выводы к главе 3**

1. Предложен комплексный подход к анализу небаланса транспорта газа, построению системы идентификации источников и формирования рекомендаций по устранению причин небаланса газа для эффективного управления ГТС.
2. Разработан алгоритм построения системы анализа данных режима работы ГТС и оценки возможных причин возникновения небаланса с использованием аналитической модели трубопроводной ГТС и с учетом газодинамических закономерностей транспортировки газа по трубопроводу наряду со статистическими методами анализа и прогноза.
3. Предложено поэтапное моделирование режимов ГТС с параллельной верификацией ИС в режиме реального времени независимо для разных звеньев газотранспортной системы, что позволяет существенно ускорить общую обработку данных и сократить временные затраты.
4. Разработана схема расчета и сравнительного анализа данных по модели и ИС для ЛУ ТГТС (рисунок 3.3).
5. Разработан алгоритм решения ИМ методом Ньютона-Рафсона (рисунок 3.6).
6. Разработан алгоритм идентификации причин и источников небаланса газа в ТГТС.
7. Разработан алгоритм статистического анализа данных с целью выявления грубых ошибок и идентификации источников небаланса газа в ТГТС (рисунок 3.2).
8. Разработан алгоритм идентификации источников небаланса в ТГТС (рисунок 3.8).

## **ГЛАВА 4 ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ИЗМЕРЕНИЙ В СИСТЕМЕ УПРАВЛЕНИЯ ТГТС**

Особое значение достоверность измерительной информации имеет для решения вопросов, связанных с обеспечением качества функционирования системы.

Проблема обеспечения достоверности измерительной информации при автоматизации контроля и управления является общей частью проблемы интенсификации технологических процессов.

Представлен подход анализа данных измерительных систем на достоверность и методы решения этих проблем, основывающиеся на построении обучающихся моделей на платформе нейронных сетей [29, 30].

Для идентификации и автокоррекции недостоверных измерений в режиме онлайн-мониторинга и управления предлагается использовать авто-ассоциативную нейронную сеть обучающаяся модифицированным робастным методом.

Оперативность принятия решений и качественного управления технологическими процессами обеспечивается стратегией онлайн-мониторинга и корректировки данных от измерительной системы в режиме реального времени.

Периодическая калибровка приборов обеспечивает корректность показаний измерительной системы (ИС) в течение определенного периода времени, но нет гарантии, что неисправный прибор будет откалиброван в течение других периодов. Следовательно, для достоверности данных и корректного функционирования системы управления, требуется стратегия онлайн-мониторинга и коррекции измерений ИС.

Традиционные системы мониторинга и диагностики неисправностей используют аппаратное резервирование ИС, обеспечивающие надежные результаты, но имеет ряд недостатков, таких как высокая стоимость большого количества требуемых датчиков и издержки размещения, необходимого для их установки [163].

Целью этой работы является разработка системы онлайн-мониторинга и автокоррекция измерений датчиков, чтобы снизить затраты на обслуживание, минимизировать риск использования некалиброванных или неисправных датчиков,

повысить надежность приборов и снизить время некорректной работы оборудования.

#### **4.1 Актуальность решения проблемы достоверности измерений**

На промышленных предприятиях анализ сигналов, поступающих от датчиков ИС мониторинга процесса, представляет собой сложную задачу из-за большого объема данных.

Обеспечение достоверности данных от ИС в режиме реального времени является одним из основных факторов качественной системы управления технологическими процессами.

Стратегия онлайн-мониторинга, диагностики неисправных датчиков и коррекции показаний ИС с применением искусственных нейронных сетей (ИНС) представлены в работах [165, 166].

В этом разделе представлена возможность решения этой проблемы использованием авто-ассоциативной нейронной сети (ААНС), обучающаяся модифицированным робастным методом в системе онлайн-мониторинга и управления технологическим процессом, обнаружения неисправностей ИС и автокоррекции измерений. ААНС фильтрует шумы измерений, осуществляет самокоррекцию ошибочных сигналов из-за сбоев и дрейфа показаний ИС с течением времени, обрабатывает данные, относящиеся к грубым ошибкам [164].

#### **4.2 Интеллектуальная система оценки неисправности измерительной системы**

Интеллектуальная система диагностики ИС является программным комплексом, на вход которого непрерывно поступает массив измерений и, в соответствии с реализованным алгоритмом, определяет недостоверность измерений, корректирует и локализует позицию неисправного измерителя.

В настоящее время, учитывая сложность и неоднозначность режимов технологических процессов, большое развитие получают новые информационные технологии построения эффективных систем мониторинга и управления,

основанные на анализе данных и формировании базы знаний по управлению производственными процессами в режиме реального времени.

Наблюдается тенденция перехода от периодического технического обслуживания к стратегии непрерывного технического обслуживания в режиме реального времени, основанная на анализе состояния оборудования, являющимся потенциально более эффективным онлайн-методом.

На рисунках 4.1 и 4.2 представлены укрупненные блок-схемы алгоритмов функционирования системы диагностики ИС и построения искусственной нейросетевой (ИНС) прогнозной модели, соответственно.

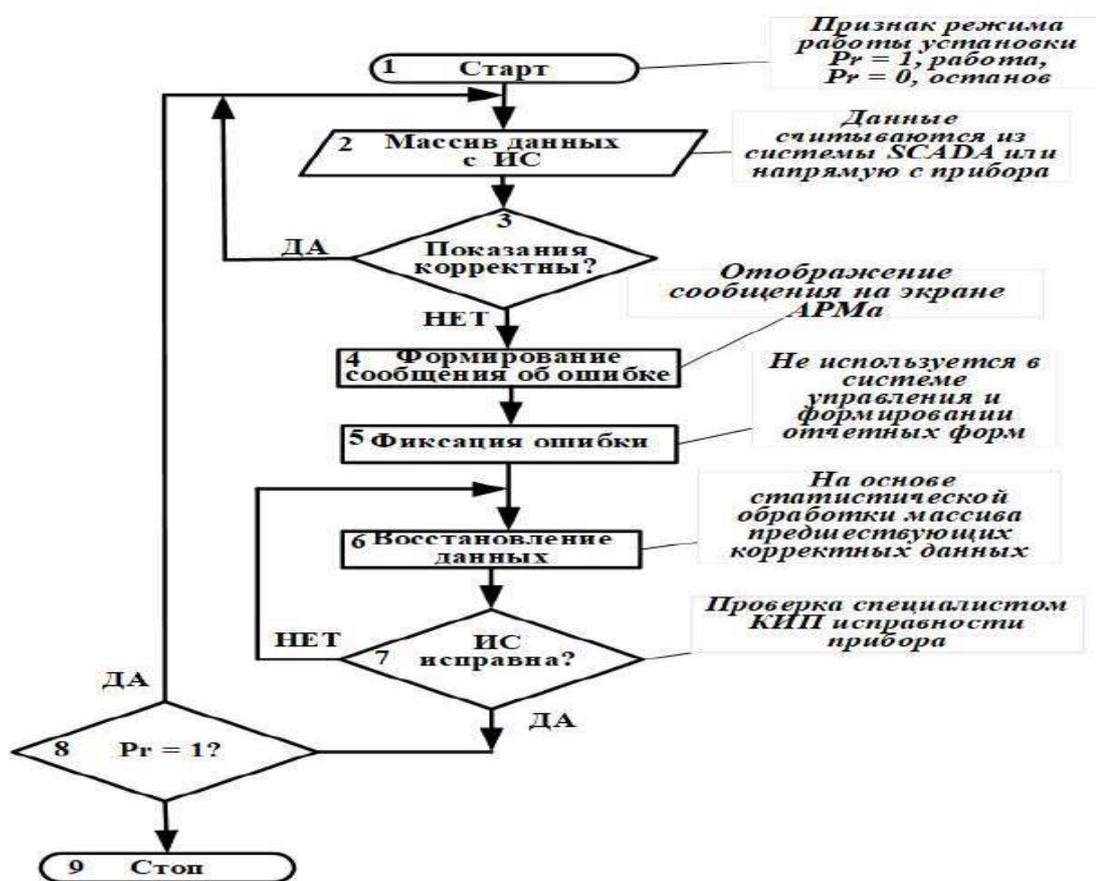


Рисунок 4.1 – Укрупненная блок-схема диагностики измерительной системы

На основе представленного обобщенного подхода к выбору структуры и параметров ИНС, объема обучающей выборки от непрерывно поступающих данных с ИС, нейронная сеть обучается адекватно аппроксимировать динамику объекта для диагностики неисправности ИС, оценки и восстановления некорректных измерений.

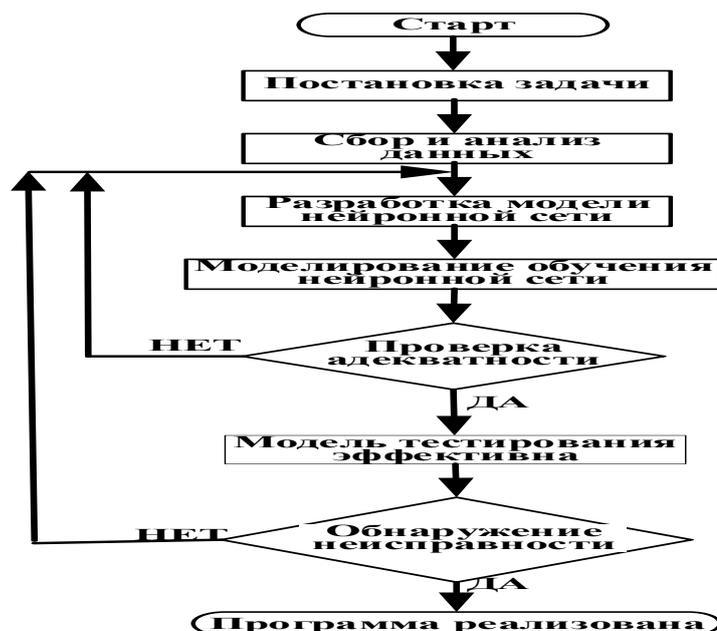


Рисунок 4.2 – Укрупненная блок-схема построения нейросетевой прогнозной модели

#### 4.2.1 Архитектура автоассоциативной нейронной сети

Подсистема контроля калибровки приборов на основе ИНС состоит из следующих основных компонентов:

- блока обучения оценки измерений, использующий архитектуру ААНС Хопфилда;
- модуля статистического анализа и принятия решений, основанный на последовательном тестировании и оценки взаимной корреляции (ковариации) измеренных и оценочных значений ИНС;
- модуля коррекции показаний неисправной ИС;
- модуля настройки ИНС.

Обучение ААНС заключается в непрерывной коррекции весовых коэффициентов связей (синапсов) в модуле настройки нейронной сети до тех пор, пока не будет устойчивое решение, являющееся признаком обученности сети. Выходной вектор рекуррентно формируется в результате процесса обучения ААНС и репродуцирования входного вектора на выходе в соответствующем динамическом диапазоне.

Укрупненная блок-схема подсистемы калибровки и верификации показана на рисунке 4.3.

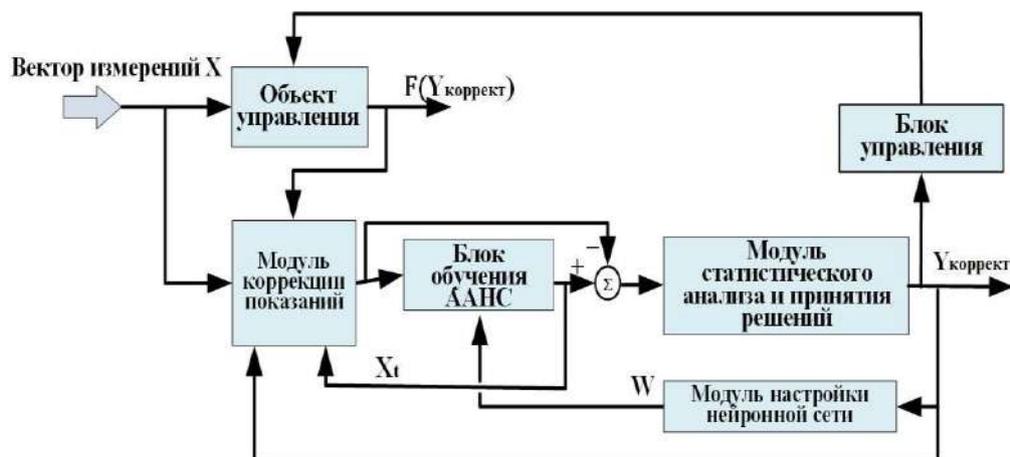


Рисунок 4.3 – Укрупненная блок-схема подсистемы калибровки и верификации

Архитектура авто-ассоциативной нейронной сети ААНС, основанная на нелинейной методологии главных компонент [164], позволяет фильтровать шумы измерений и осуществлять самокоррекцию недостоверных сигналов ИС - дрейфа показаний во времени, систематических и грубых ошибок из-за отказов датчиков.

В этом методе входные данные системы отображаются в выходные данные с помощью нелинейной функции.

Коррекция и восстановление исходных данных выполняется функцией «обратного отображения», выраженной нелинейной функцией в выходном слое.

Функции преобразования входного и выходного слоев выбираются таким образом, чтобы минимизировать потерю информации во время процесса преобразования (отображения) [164].

Данные от резервированных (избыточных) измерительных элементов на входе в ААНС усредняются по выбранным измерениям (два из трех).

При не избыточности ИС оценка выходного обученного вектора основана на статистическом анализе взаимной корреляции измерений [165], обеспечивающий устойчивые результаты по сравнению с измерениями с меньшей взаимной корреляцией во входных векторах [166].

### 4.2.2 Алгоритм работы ААНС

Динамика состояния во времени  $i$ -ого нейрона в сети из  $N$  нейронов описывается дискретной динамической системой:

$$y_i(t+1) = F\left(\sum_{i=1}^N w_{ij} y_i + x_i\right), \quad (4.1)$$

$$y_i(t+1) = \begin{cases} y(t), & \text{если } \sum_{i=1}^N w_{ij} y_i + x_i = T, \\ +1, & \text{если } \sum_{i=1}^N w_{ij} y_i + x_i > T, \\ -1, & \text{если } \sum_{i=1}^N w_{ij} y_i + x_i < T, \end{cases} \quad (4.2)$$

ААНС с обратными связями устойчива в соответствии с условиями симметричности матрицы весовых коэффициентов  $w_{ij} = w_{ji}$  и равенства весовых коэффициентов главной диагонали матрицы  $w_{ii} = 0$ .

На начальном этапе в сети Хопфилда веса задаются и вычисление весов осуществляется по соотношению:

$$w_{ij} = \begin{cases} \sum_{k=1}^M x_j^k * x_i^k, & i \neq j, \\ w_{ij} = 0, & i = j, \end{cases} \quad (4.3)$$

где  $x_j^k$  -  $j$ -я компонента запоминаемого  $k$ -го вектора;  $M$  – общее число запоминаемых образов.

Вектор состояния ААНС характеризуется двоичным кодом длиной массива  $N$ .

Матрица весовых коэффициентов  $W$  формируется следующим образом:

$$W = \sum_{k=1}^m X_k^T * X_k - E, \quad (4.4)$$

где  $E$  – единичная матрица.

Укрупненный алгоритм работы ААНС состоит из двух стадий: обучения и практического использования.

### I. Стадия обучения:

1. Формирование матрицы эталонных образов  $X_{ij}(0), Y_i(0)$ ;
2. Расчет матрицы весовых коэффициентов, уравнение (4.3).

### II. Стадия практического использования:

1. На вход ААНС подается зашумленный вектор-столбец измерений  $\overline{X}$ ,  $i = \overline{1, N}$ . Выходам нейронов присваиваются соответствующие значения входного вектора  $Y(0) = X(0)$ ;
2. Пересчет состояния нейронов и расчет выходного вектора ААНС

$$Y_i(t+1) = \text{sign} \left| \sum_{j=1}^N w_{ij} Y_j(t) \right|, \quad (4.5)$$

Каждый нейрон может быть в одном из двух состояний  $Y_i(t) \in \{-1; +1\}$ .

3. Сравнение на каждом этапе итерации  $t$  и  $t+1$  сходимости и устойчивости образов на выходе ААНС и оценка «невязки» с допустимым порогом ошибки. Если «невязка» в пределах порога ошибки, ААНС обучена, эталонный образ близок входному вектору, если нет, то переход в пункт 2. Может быть и ситуация чередования выходного вектора, являющаяся признаком завершения обучения.
4. После стабилизации ААНС выходной вектор соответствует одному из эталонных образов.

Устойчивые точки образуют зоны притяжения (аттракторы) в пространстве поиска эталона. Наряду реальных аттракторов в сети могут быть и ложные аттракторы, которым не соответствует никакой образ.

При подаче на вход сети частично неправильного входного вектора сеть стабилизируется в состоянии, ближайшем к желаемому. Для этого веса сети следует выбирать так, чтобы образовывать состояния устойчивого равновесия для каждого входного образа.

Вектор измерений  $X$  ИС является входом в блок самокоррекции (рис. 4.3) показаний неисправных приборов в котором корректируется оценка входного вектора.

Целью самокоррекции является восстановление измерений от ИС, формирование вектора «невязок» исходных и скорректированных измерений и статистическая оценки взаимной корреляции измерений.

### 4.3 Онлайн мониторинг

По структуре ИС технологической схемы приняты две основные категории моделей мониторинга: избыточные и не избыточные. В моделях с резервированием (избыточные) набора датчиков проверяется один и тот же параметр процесса с выбором среднего значения достоверных измерений, напротив, в методе неизбыточной модели проверка основана на оценках коррелированных измерений [165]. Датчики с высоко-коррелированными измерениями генерируют меньше ошибок в прогнозируемых измерениях по сравнению с низко-коррелированными [164, 166].

На рисунке 4.4 представлена упрощенная блок-схема системы мониторинга в режиме реального времени. Входной вектор прямых измерений  $X$  преобразуется и восстанавливается в блоке самокоррекции до наилучшей оценки.



Рисунок 4.4 – Блок-схема модели системы онлайн мониторинга

Сравнением результирующих векторов  $X^{HC}$  и  $X$  формируется вектор невязок  $R$  (рисунок 4.4), который используется для оценки состояния каждого датчика.

Основным элементом модели автокоррекции является модуль ААНС, который используется для восстановления сигналов. ААНС играет роль единичной матрицы,

когда измерения проводятся без сбоев и нелинейной функции, которая способна восстанавливать недостоверные сигналы.

### Основные этапы автокоррекции

Построение модели самокоррекции включает следующие этапы:

#### *Оценка взаимной корреляции измерений*

На этом этапе выполняется корреляционный анализ массива измерений ИС. Степень взаимной корреляции между переменными является важным параметром ААНС. В ситуациях, когда корреляция высока, дрейф, смещение или шум в одном из датчиков ИС не оказывает значительного влияния на реакцию ААНС, потому что его выходные данные связаны со всеми входами посредством большого количества весов и шаблонов.

Степень взаимной корреляции  $K_{ij}$  между параметрами  $i$  и  $j$  определяется корреляционной функцией:

$$K_{ij} = \frac{COV_{ij}}{\sqrt{COV_{ii} * COV_{jj}}}, \quad (4.6)$$

Коэффициент корреляции двоичных векторов  $X_j$  и  $X_k$

$$K_{ik} = \left| \sum_{i=1}^N x_i^j * x_i^k \right|, \quad (4.7)$$

Для всех  $M$  запоминаемых образов обобщенная корреляция имеет вид

$$K = \sum_{j=1}^M \sum_{k=1}^M K_{jk}, \quad (4.8)$$

Известно, что не всегда, при измерениях одного и того же параметра коэффициент взаимной корреляции имеет высокую степень из-за неоднородности массива данных, относящихся к различным режимам работы, поэтому возникает проблема классификации массива измерений по их принадлежности к технологическим режимам.

Распознавание и автоматическая классификация измерений по режимам обеспечивает лучшую аппроксимацию измерений и величину  $K_{ij}$ . Таким образом

группы измерений формируются по признаку принадлежности к технологическим режимам.

Достаточно высокая степень взаимной корреляции измерений во входном векторе нейронной сети, как избыточная информация, является фактором надежности процедуры обучения. В результате любой конкретный сетевой выход практически не показывает изменений, если соответствующий вход был искажен шумом, ошибочными или отсутствующими данными, что является свойством робастности ААНС. Это свойство позволяет обнаруживать отклонения или отказы датчиков, сравнивая измерения (сетевые входы) с соответствующими сетевыми оценками значений датчиков (сетевые выходы).

Из опыта известны пороговые значения коэффициента корреляции: низкая корреляция - ниже 0,4, средняя корреляция - между 0,4 и 0,8 и высокая корреляция - выше 0,8.

#### *Предварительная обработка данных*

После определения подгрупп измерений ИС перед обучением нейронной сети в базе данных необходима фильтрация грубых измерений, восстановление и нормирование.

#### *Оценка количества нейронов*

Сложность ААНС определяется количеством нейронов в слое узких мест [3]. Хотя количество нейронов в слоях отображения и обратного отображения влияет на производительность нейронной сети, количество нейронов в слое узкого места оказывает более значительное влияние на качество обучения ИНС.

Различные топологии обучаются и тестируются, чтобы собрать информацию, которая будет использоваться для оценки количества нейронов, необходимых для качественной работы ААНС при корректировке измерений ИС. Сеть обучается с помощью базы данных, содержащей также неполные (искаженные) данные.

В процессе обучения используется критерий среднеквадратичной ошибки. Решение о лучшей модели принимается путем перекрестной проверки на основе значения средней процентной ошибки.

На этапе тестирования используется среднеквадратическая ошибка (СКО) для оценки эффективности модели.

#### **4.4 Модифицированный робастный метод**

На этом этапе решается задача восстановления измерений, имеющие скачкообразные ошибки, систематическое смещение измерений, шумы.

Решение этой проблемы возможно использованием робастного метода обучения, предложенный Крамером, в котором используется одна или несколько модифицированных авто-ассоциативных нейронных сетей (М-ААНС) для коррекции и восстановления некорректных измерений, полученных в результате неисправности датчиков, при условии, что неисправности не являются одновременными [166, 167].

Робастная модель ААНС может восстанавливать измерения датчиков, когда один датчик в группе вышел из строя, но при восстановлении ошибочного сигнала есть отклонения в выходных сигналах исправных датчиков.

##### **4.4.1 Робастная модификация алгоритма обучения ИНС**

Решение задач машинного обучения обеспечивает высокую точность результатов работы ИНС только в тех случаях, когда анализируемые данные являются достоверными.

В реальности измерения содержат в себе ряд сильно отличающихся от остальных, нетипичных наблюдений (выбросов) или же быть сильно перемешанными между собой, что имеет важное значение при решении задач классификации и кластеризации. Выбросы могут возникать в результате грубых ошибок при проведении измерений или же их наличие может быть обусловлено природой данных.

Излишнее смешивание данных может быть вызвано, в том числе, небрежным округлением измерений. Такие особенности анализируемых данных могут негативным образом сказаться на точности выводов при использовании классических методов.

Одним из вариантов решения этой проблемы является процедура идентификации грубых ошибок и восстановления достоверных результатов измерений.

Для построения робастной модификации обучения ИНС анализируются и определяются робастные функции потерь с точки зрения устойчивости к ошибкам во входном образе исходных данных. Необходимо учесть, что функция потерь, используемая в алгоритме обратного обучения ИНС, должна быть непрерывно дифференцируемой, т. е. должна иметь непрерывную производную в каждой точке области определения [168].

Построение робастного алгоритма обучения ИНС заключается в использовании робастной функции потерь:

$$f_R(y_j, t_j) = \rho(z), \text{ где } z = y_j - t_j, \quad (4.9)$$

В качестве  $f_R(y_j, t_j)$  может использоваться любая функция потерь. В диссертационной работе используется распределение ошибок по закону Коши (Лоренца)

$$\rho(z) = \ln \left[ \frac{1}{2} \left( \frac{z}{\beta} \right)^2 + 1 \right], \quad (4.10)$$

Робастная функция потерь Коши является непрерывной и удовлетворяет условиям непрерывности на множестве действительных чисел  $\mathbf{R}$ .

### Настройка робастных нейронных сетей

Точность работы ИНС определяется настроечным параметром робастных функций потерь  $\beta$  рекомендуется в пределах  $\beta_{\min}=0,00$  и  $\beta_{\max}=7,00$  с шагом 0,1 [169, 179].

Точность настройки  $\alpha$  определяется отношением суммы количеств объектов выбранных кластеров  $q_i$  для которых класс определен верно (истинно положительные заключения) и количество объектов, которые не относятся к классу  $q_i$  и были отнесены моделью к другому классу (истинно отрицательные заключения) к общему объему тестовой выборки.

Точность работы робастных нейронных сетей зависит от доли выбросов (зашумленных грубых сигналов) в наборе данных. Для этого при построении моделей использовались значения параметра  $\beta$ , для которых на предыдущем этапе исследования были получены наилучшие значения метрики  $\alpha$ . Значения метрики точности  $\alpha$  различны при различных значениях эпох обучения. При большем числе эпох точность работы всех сетей резко возрастает. При сравнении точности работы построенных сетей рассматривать такие случаи нецелесообразно.

#### **4.4.2 Интеллектуальной система управления сетями газопроводов**

В диссертационной работе сформулированы основные требования к автоматизированной интеллектуальной системе контроля и идентификации источников небаланса ПГ в газотранспортной системе.

Разработана интеллектуальная автоматизированная система контроля и управления сетями газопроводов, функциональная структура которой приведена на рисунке 4.5.

Сбор, обработка и передача данных об источниках газа, трубопроводных сетях, нагрузках и внешней среде на уровень интеллектуального управления сетью газопроводов, реализует взаимодействие системы управления с интеллектуальным уровнем принятия решений через сеть связи с низкой задержкой и высокой надежностью.

Интеллектуальный уровень принятия решений обеспечивает такие функциональные приложения, как оптимизация и управление в режиме реального времени, прогнозирование и раннее предупреждение развития аварийных ситуаций,

сведение материального и энергетического балансов по потокам с применение технологий искусственного интеллекта.

Интеллектуальный уровень принятия решений ориентирован на "регулирование", а интеллектуальный уровень управления - на "контроль и управление" и функционируют в тесной взаимосвязи.

Двухуровневая архитектура системы посредством передачи данных повышает интеллектуальность управления газопроводной сетью в целом.

Интеллектуальный уровень принятия решений состоит из подсистем аналитического уровня и принятия решений.

Интеллектуальное прогнозирование осуществляется на основе методов статистического анализа и искусственных нейронных сетей, приведенных в работе.

При сведении балансов материального и энергетического потоков предварительно осуществляется оценка грубых ошибок в измерениях и их корректировка.

В интеллектуальной системе используются реализованные в диссертационной работе:

- математические модели и алгоритмы идентификации утечек природного газа, а также программный комплекс идентификации и локализации утечек в трубопроводах газотранспортной системы;
- программный модуль «Статистика» оценки грубых ошибок измерения и их корректировки для обеспечения достоверности данных измерительной системы.

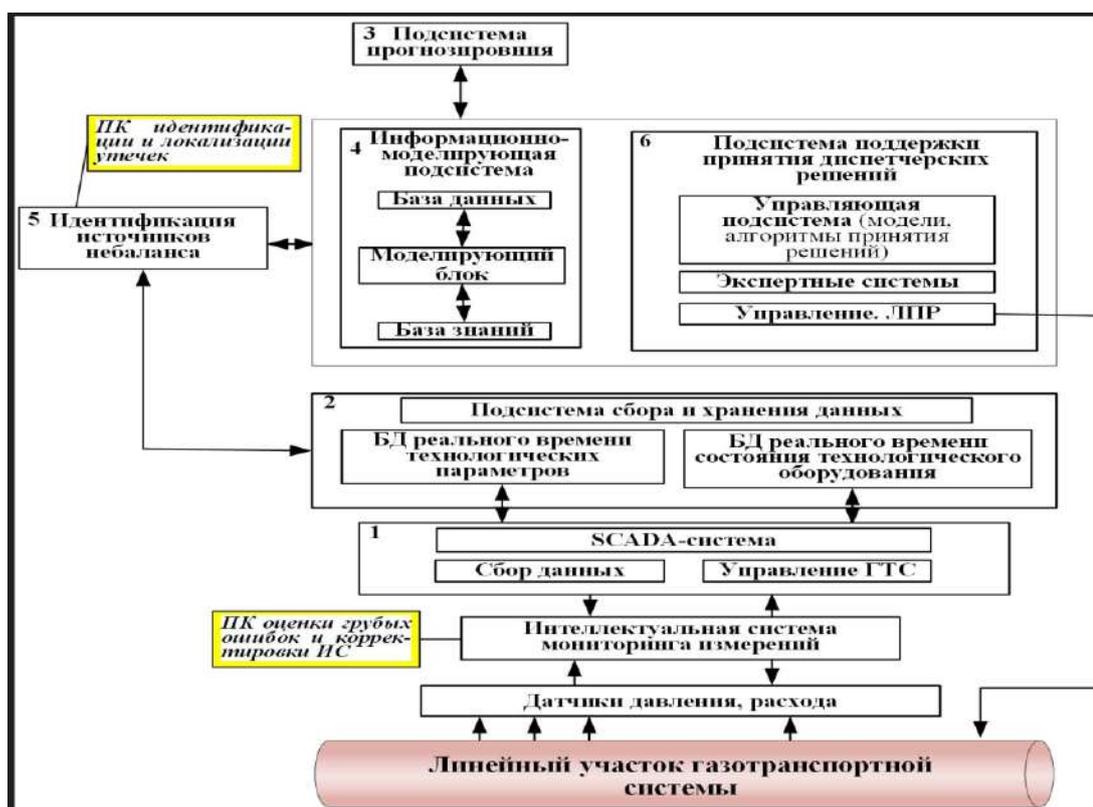


Рисунок 4.5 – Функциональная структура автоматизированной системы контроля и идентификации источников небаланса в газотранспортной системе

Одним из важных критериев эффективности сведения баланса материальных потоков является оперативность решения проблемы небаланса газа. В структуре интеллектуальной системы управления сетями газопроводов (рисунок 4.5), в модуле «сведение балансов» используются разработанные и представленные в диссертации алгоритмы идентификации причин и источников небаланса газа в ТГТС (разделах диссертации 3.3.1 и 3.3.2).

Одной из причин небаланса газа являются утечки в газопроводах, своевременное обнаружение которых имеет важное значение с точки зрения потерь.

В разделах 2.4.2 - 2.4.5 диссертационной работы приведены математические модели и вычислительные алгоритмы идентификации утечек природного газа методом фильтра частиц.

Для обнаружения утечек используется, разработанный в рамках настоящей работы, программный комплекс идентификации и локализации утечек в трубопроводной ГТС. В разделах 5.1 - 5.2, диссертационной работы представлен

программный модуль идентификации и локализации утечек в трубопроводах газотранспортной системы и результаты моделирования.

Аналитический уровень интеллектуальной системы управления сетями газопроводов во взаимодействии с подсистемами моделирования и анализа различных производственных ситуаций формируются наилучшие варианты принятия решений.

Уровень интеллектуального управления обеспечивает передачу данных посредством спутниковой связи и локальной вычислительной сети, а также управление с использованием распределенной системы управления (PCY).

Между интеллектуальным уровнем принятия решений и уровнем интеллектуального управления осуществляется обмен данными. Для обеспечения достоверности данных измерительной системы используется программный модуль оценки грубых ошибок измерений и их корректировки, алгоритмы которой представлены в разделе 3.3.1, результаты идентификации и корректировки грубых измерений в разделе 5.3 диссертации.

Программа оценки грубых ошибок измерений и корректировки используется в базе данных реального времени интеллектуальной системы управления (рисунок 4.5)

#### **Выводы к главе 4**

1. Предложена платформа информационных технологий построения системы, генерирующих знания об объекте управления, как приложения, в которых возможна работа в режиме оффлайн, так и приложения, функционирования системы и ее адаптации в режиме реального времени к изменениям в объекте.
2. Разработан алгоритм интеллектуальной системы оценки измерений в режиме реального времени для решения проблемы диагностики измерительной системы и коррекции грубых измерений.
3. Предложена модель онлайн-мониторинга элементов ИС, основанная на использовании ААНС с использованием аппарата статистического анализа исходных данных для группировки по их принадлежности к режимам

технологического процесса для корректной самокоррекции ошибочных измерений для каждой из этих групп.

4. Разработана интеллектуальная система управления сетями газопроводов.
5. Построение и реализация на промышленных объектах модель онлайн-мониторинга элементов ИС обеспечит качество существующих систем управления как с точки зрения достоверности измерений, так и надежности.

## ГЛАВА 5 ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС ОЦЕНКИ ГРУБЫХ ОШИБОК, ИДЕНТИФИКАЦИИ И ЛОКАЛИЗАЦИИ УТЕЧЕК В ГАЗОПРОВОДАХ

### 5.1 Программный модуль идентификации и локализации утечек в трубопроводах газотранспортной системы

В данном разделе рассматривается моделируемый участок магистрального газопровода длиной 34 км, с внутренним диаметром 1400 мм.

На выходе КЦ1 давление природного газа на входе в газопровод  $P_{\text{вх}}=6,9$  МПа в конце газопровода  $P_{\text{вых}}=5,5$  МПа на входе в КЦ2.

Для целей моделирования трубопровод был разделен на 99 равных участков (100 узлов).

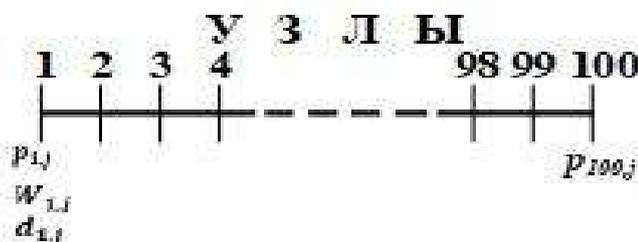


Рисунок 5.1 – Принципиальная схема процесса моделирования.

В соответствии со схемой моделирования, тестовая задача рисунка 5.1 состоит из 100 узлов и 300 переменных: давление, массовый расход и плотность в каждом из этих узлов [172, 178].

Граничными условиями являются массовый расход в узле 1 ( $W_{1,j}$ ) и давление в узле 100 ( $p_{100,j}$ ), два измерения - давление в узле 1 ( $p_{1,j}$ ) и плотность в узле 1 ( $d_{1,j}$ ).

Предполагается, что 3 других измерения давления доступны в узлах 25, 50 и 75. Было выявлено два значительных несоответствия между моделируемой системой труб и прогнозной моделью фильтра частиц.

Неравные начальные условия были первым несоответствием. Неопределенность параметров процесса была вторым несоответствием и моделировались наложением гауссовского белого шума на параметры процесса.

В данном исследовании трубопровод моделировался с помощью комбинации уравнений (2.58), (2.59) и (2.60). В качестве рабочей среды для моделирования был

выбран природный газ. Таким образом, свойства природного газа были использованы в уравнениях (2.58) и (2.59).

В реальности массовый расход не является постоянным в условиях отсутствия утечек, для простоты предполагаем его постоянным с некоторым наложенным шумом. Аналогичные упрощения были сделаны для давления и плотности. В представленной имитационной модели не рассматриваются непредсказуемые или внезапные изменения.

Установлено, что коэффициент трения  $f$  является наиболее важным параметром настройки имитационной модели для сходимости расчетного профиля давления с реальным (истинным). Относительно большая шероховатость предполагается для рассмотрения старых трубопроводов, которые обычно часто встречаются в реальности.

При моделировании учитывались режимные и конструктивные параметры газопровода и физико-химические свойства транспортируемой среды:

- внутренний диаметр трубопровода;
- длина газопровода;
- давление в начале и в конце газопровода;
- коэффициент сжимаемости газа;
- коэффициент гидравлического сопротивления;
- относительную плотность газа.

На моделируемые данные налагается шум, которые будут использоваться в качестве измерений и граничного значения. ФЧ используется для оценки неизвестных параметров состояния. Для проверки эффективности ФЧ рассматриваются узлы 25, 50 и 75.

На рисунке 5.2 приведена структура программного комплекса статистического анализа достоверности измерений и обнаружения утечек в трубопроводах транспортировки природного газа.

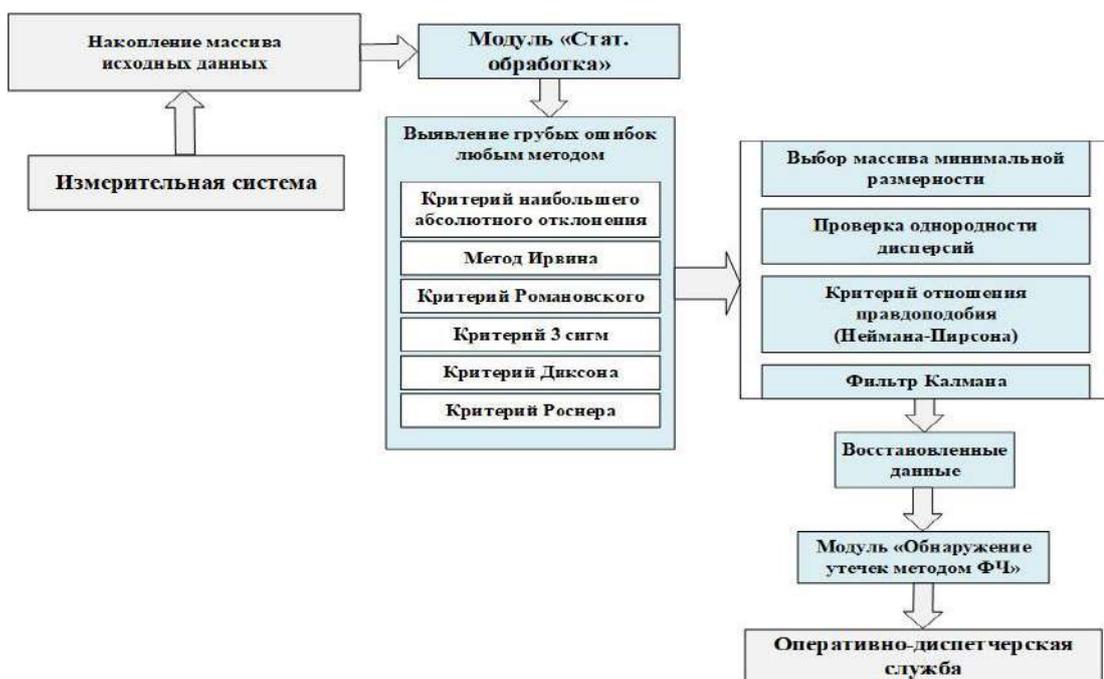


Рисунок 5.2 – Структура программного комплекса статистического анализа достоверности измерений и обнаружения утечек в трубопроводах транспортировки природного газа.

## 5.2 Моделирование и локализация утечек в газопроводе

### 5.2.1 Результаты моделирования по узлам газопровода, узел 25

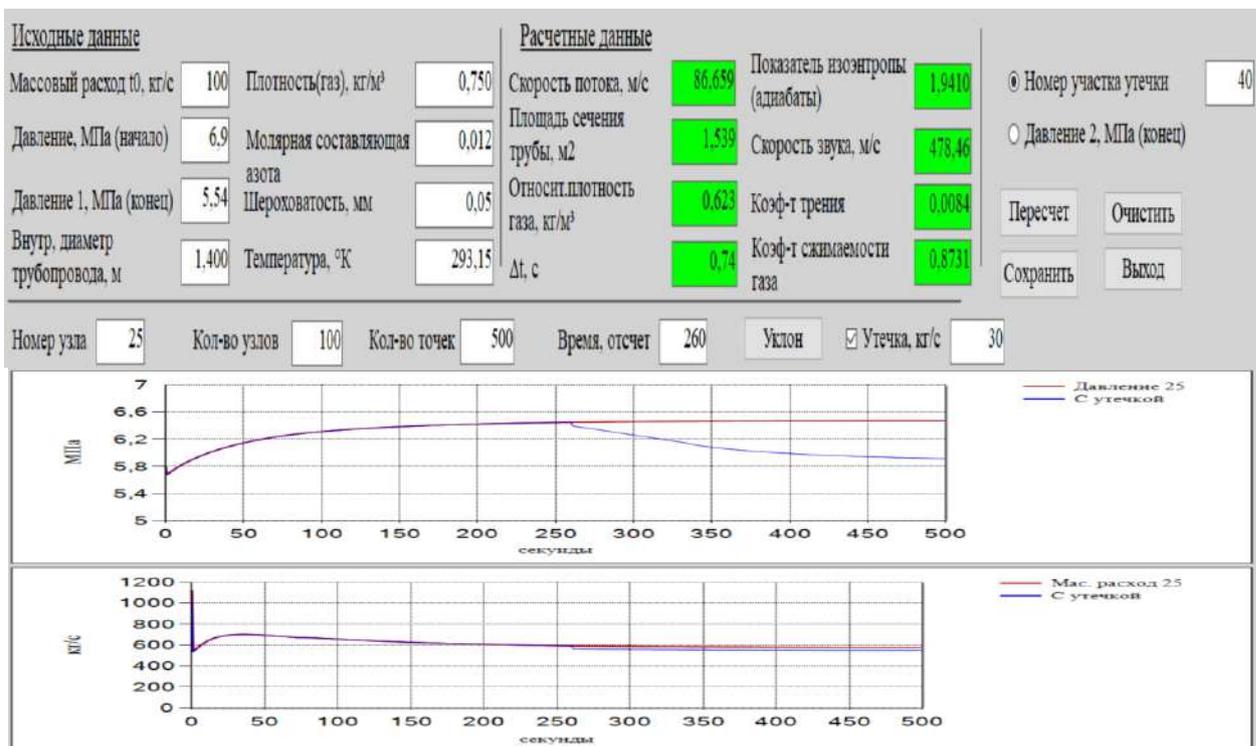


Рисунок 5.3 – Утечка в узле 40, давление и расход в узле 25

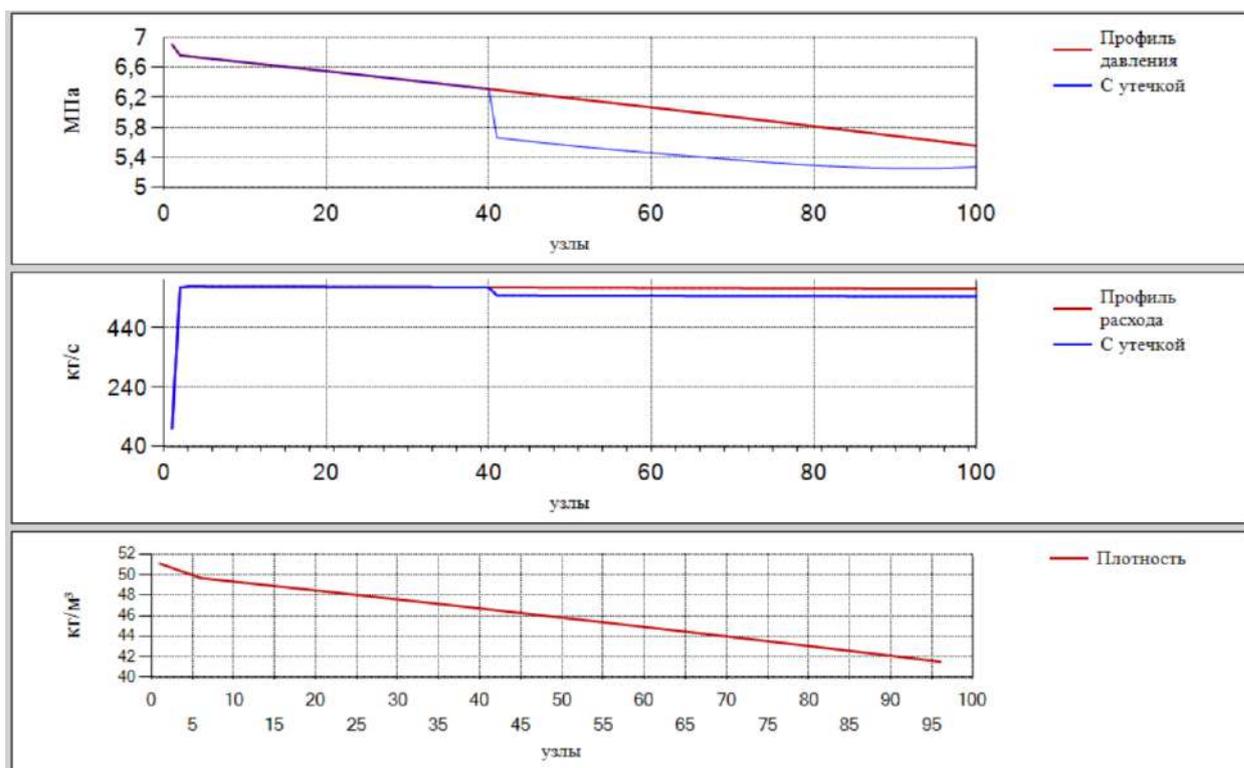


Рисунок 5.4 – Профиль давления, расхода и плотности по длине газопровода с утечкой в узле 40

Таблица 5.1 - Результаты моделирования без и с утечкой в трубопроводе

Узлы	Значения P, МПа	Значения P <sub>у</sub> , МПа	Значения Q, м³/с	Значения W, кг/с	С утечкой Q <sub>у</sub> , м³/с	С утечкой W <sub>у</sub> , кг/с
0	6,90	6,90	133,33	100,00	133,33	100,00
5	6,71	6,71	771,01	578,26	771,01	578,26
10	6,65	6,65	770,61	577,96	770,61	577,96
15	6,59	6,59	770,18	577,63	770,18	577,63
20	6,53	6,53	769,71	577,28	769,71	577,28
25	6,47	6,47	769,21	576,91	769,21	576,91
30	6,41	6,41	768,69	576,52	768,69	576,52
35	6,35	6,35	768,15	576,11	768,15	576,11
40	6,29	5,66	767,60	575,70	704,30	548,57
45	6,23	5,60	767,05	575,29	704,10	548,31
50	6,17	5,54	766,50	574,87	703,86	548,03
55	6,11	5,50	765,95	574,46	703,60	547,74
60	6,05	5,45	765,42	574,06	703,34	547,46
65	5,99	5,40	764,90	573,67	703,08	547,18
70	5,93	5,36	764,40	573,30	702,84	546,92
75	5,86	5,32	763,93	572,95	702,60	546,66
80	5,80	5,29	763,48	572,61	702,35	546,41
85	5,73	5,26	763,06	572,30	702,06	546,15
90	5,67	5,25	762,67	572,00	701,74	545,89
95	5,60	5,26	762,31	571,73	701,36	545,61

## 5.2.2 Результаты моделирования утечки в зависимости от уклона газопровода

### Уклон 0 градусов

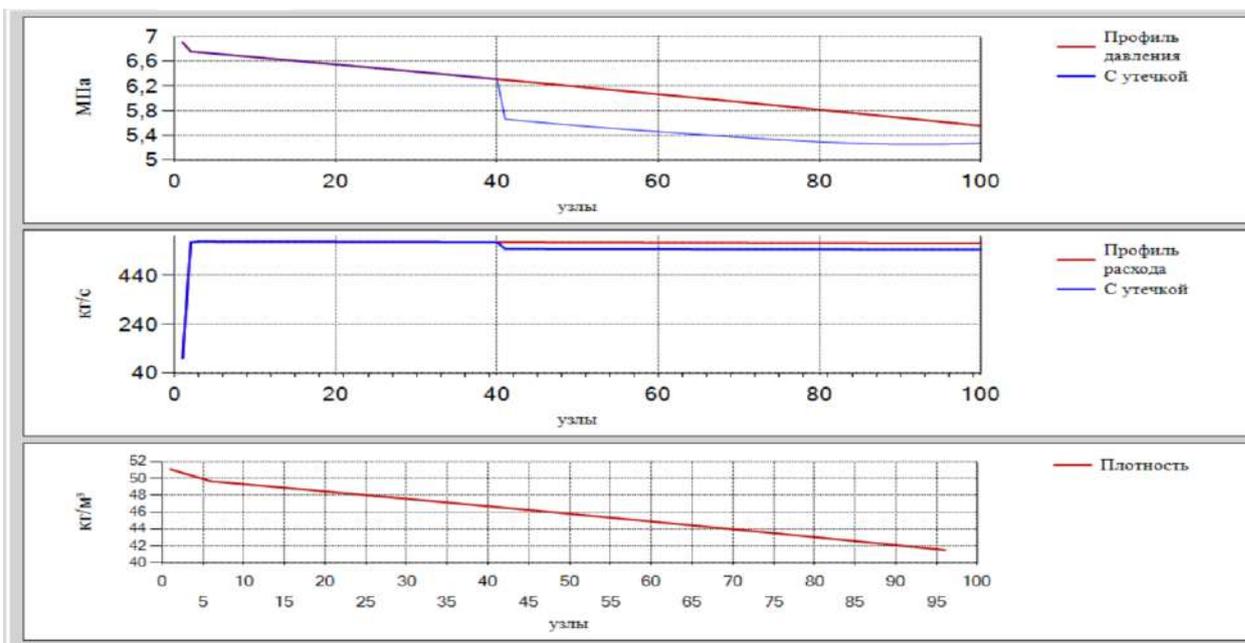
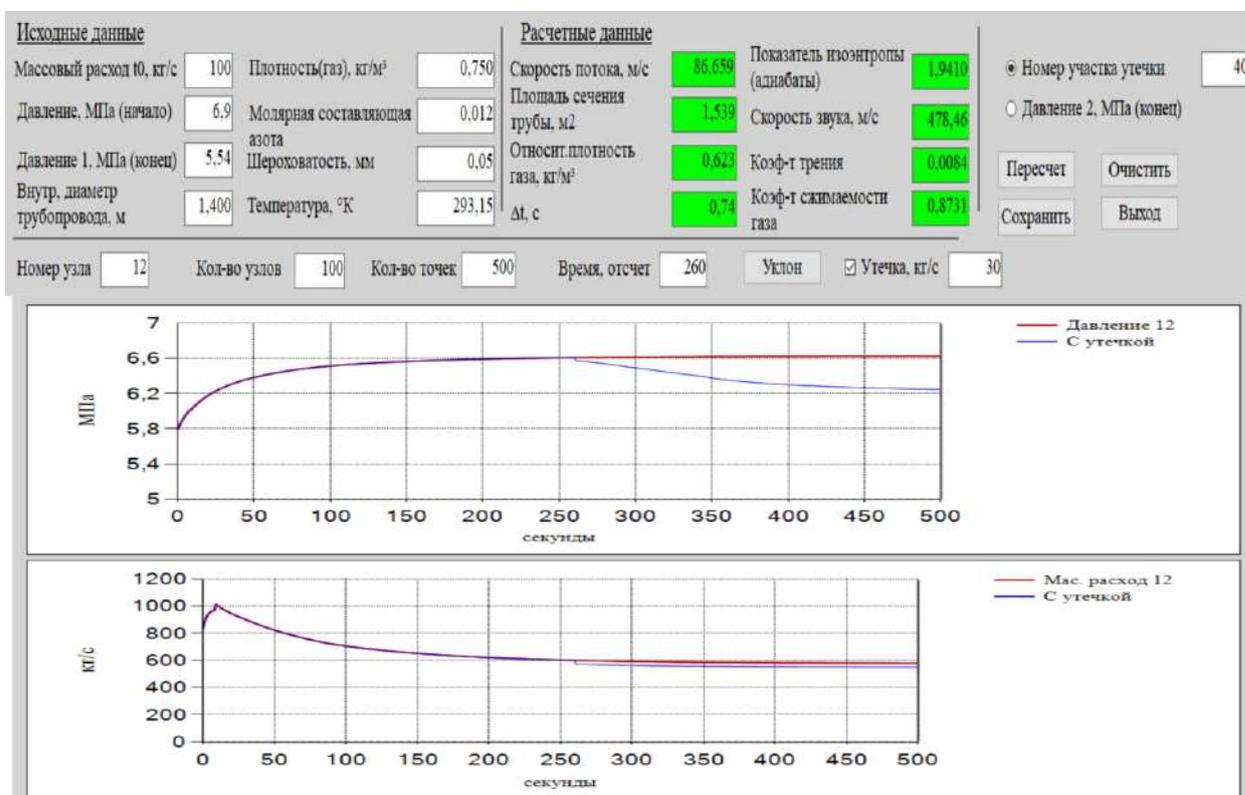


Рисунок 5.6 – Профиль давления, расхода и плотности по длине газопровода с утечкой в узле 40

Таблица 5.2 - Результаты моделирования давления, расхода и плотности по длине газопровода с утечкой в узле 40

Узлы	Значения P, МПа	Значения P <sub>у</sub> , МПа	Значения Q, м <sup>3</sup> /с	Значения W, кг/с	С утечкой Q <sub>у</sub> , м <sup>3</sup> /с	С утечкой W <sub>у</sub> , кг/с
0	6,90	6,90	133,33	100,00	133,33	100,00
5	6,71	6,71	771,01	578,26	771,01	578,26
10	6,65	6,65	770,61	577,96	770,61	577,96
15	6,59	6,59	770,18	577,63	770,18	577,63
20	6,53	6,53	769,71	577,28	769,71	577,28
25	6,47	6,47	769,21	576,91	769,21	576,91
30	6,41	6,41	768,69	576,52	768,69	576,52
35	6,35	6,35	768,15	576,11	768,15	576,11
40	6,29	5,66	767,60	575,70	704,30	548,57
45	6,23	5,60	767,05	575,29	704,10	548,31
50	6,17	5,54	766,50	574,87	703,86	548,03
55	6,11	5,50	765,95	574,46	703,60	547,74
60	6,05	5,45	765,42	574,06	703,34	547,46
65	5,99	5,40	764,90	573,67	703,08	547,18
70	5,93	5,36	764,40	573,30	702,84	546,92
75	5,86	5,32	763,93	572,95	702,60	546,66
80	5,80	5,29	763,48	572,61	702,35	546,41
85	5,73	5,26	763,06	572,30	702,06	546,15
90	5,67	5,25	762,67	572,00	701,74	545,89
95	5,60	5,26	762,31	571,73	701,36	545,61

### Уклон 1 градус

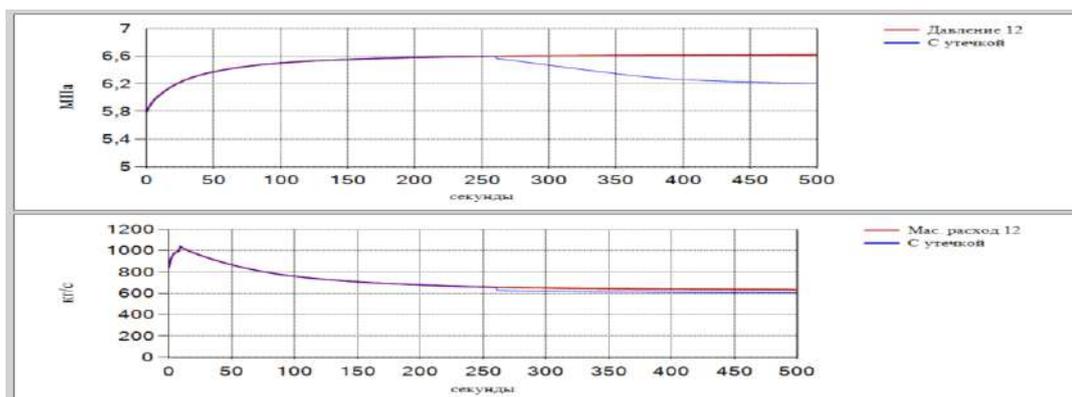


Рисунок 5.7 – Давление и расход в узле 12 газопровода, утечка в узле 40

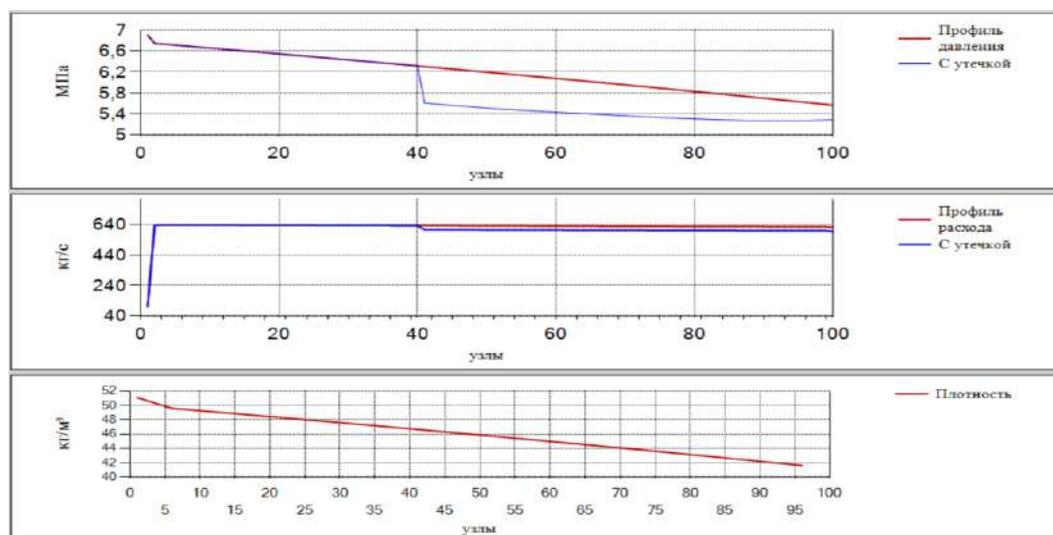


Рисунок 5.8 – Профиль давления, расхода и плотности по длине газопровода с утечкой в узле 40

Таблица 5.3 - Результаты моделирования давления, расхода и плотности по длине газопровода с утечкой в узле 40

Узлы	Значения P, МПа	Значения P <sub>у</sub> , МПа	Значения Q, м <sup>3</sup> /с	Значения W, кг/с	С утечкой Q <sub>у</sub> , м <sup>3</sup> /с	С утечкой W <sub>у</sub> , кг/с
0	6,90	6,90	133,33	100,00	133,33	100,00
5	6,70	6,70	845,58	634,18	845,58	634,18
10	6,64	6,64	844,91	633,68	844,91	633,68
15	6,58	6,58	844,19	633,14	844,19	633,14
20	6,53	6,53	843,42	632,56	843,42	632,56
25	6,47	6,47	842,60	631,95	842,60	631,95
30	6,41	6,41	841,75	631,31	841,75	631,31
35	6,36	6,36	840,87	630,65	840,87	630,65
40	6,30	5,61	839,97	629,98	776,97	602,98
45	6,24	5,55	839,06	629,29	776,39	602,44
50	6,18	5,50	838,15	628,61	775,76	601,87
55	6,12	5,46	837,24	627,93	775,10	601,30
60	6,06	5,42	836,35	627,27	774,42	600,72
65	6,00	5,39	835,48	626,61	773,75	600,16
70	5,94	5,36	834,64	625,98	773,10	599,61
75	5,88	5,32	833,83	625,37	772,47	599,07
80	5,81	5,30	833,05	624,79	771,85	598,56
85	5,75	5,28	832,31	624,23	771,22	598,05
90	5,68	5,27	831,61	623,71	770,58	597,55
95	5,62	5,27	830,95	623,21	769,90	597,05

### Уклон 2 градуса

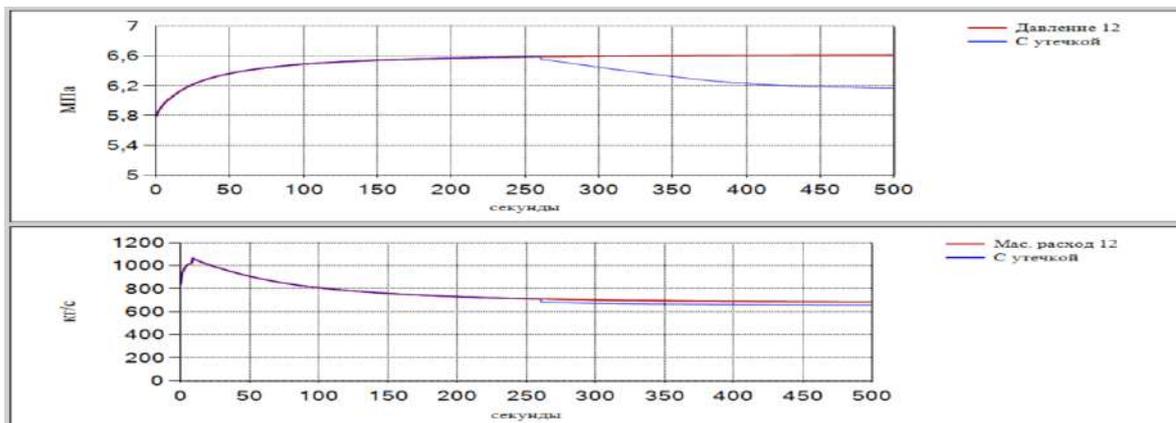


Рисунок 5.9 – Давление и расход в узле 12 газопровода, утечка в узле 40

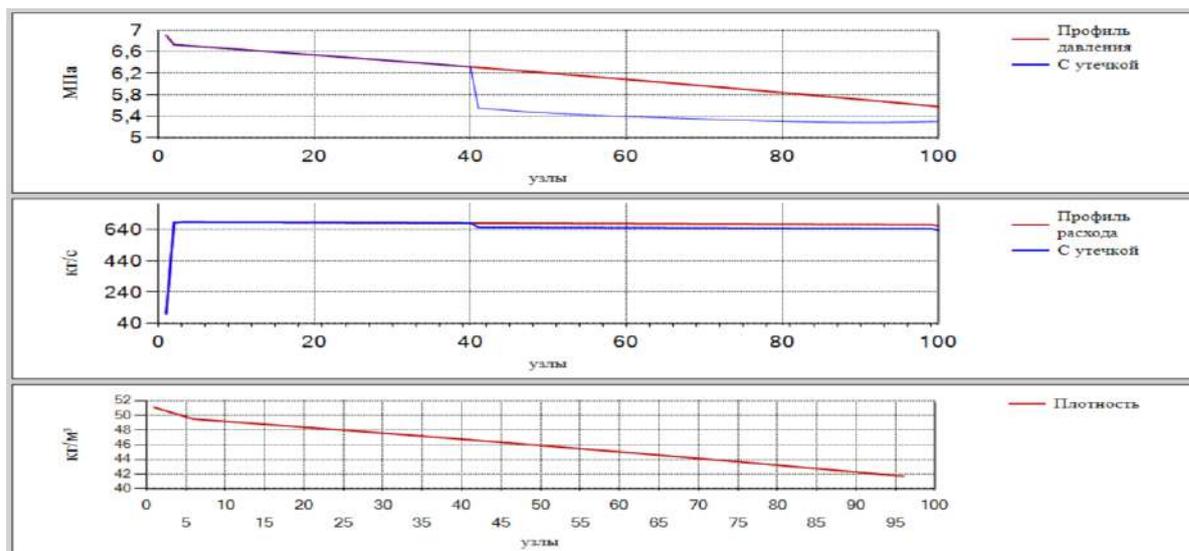


Рисунок 5.10 – Профиль давления, расхода и плотности по длине газопровода с утечкой в узле 40

Таблица 5.4 - Результаты моделирования давления, расхода и плотности по длине газопровода с утечкой в узле 40

Узлы	Значения P, МПа	Значения P <sub>y</sub> , МПа	Значения Q, м <sup>3</sup> /с	Значения W, кг/с	С утечкой Q <sub>y</sub> , м <sup>3</sup> /с	С утечкой W <sub>y</sub> , кг/с
0	6,90	6,90	133,33	100,00	133,33	100,00
5	6,68	6,68	915,20	686,40	915,20	686,40
10	6,63	6,63	914,28	685,71	914,28	685,71
15	6,58	6,58	913,29	684,97	913,29	684,97
20	6,52	6,52	912,22	684,17	912,22	684,17
25	6,47	6,47	911,10	683,32	911,10	683,32
30	6,41	6,41	909,92	682,44	909,92	682,44
35	6,36	6,36	908,70	681,53	908,70	681,53
40	6,30	5,55	907,46	680,59	844,80	653,74
45	6,25	5,49	906,20	679,65	843,86	652,93
50	6,19	5,45	904,93	678,70	842,84	652,09
55	6,13	5,41	903,66	677,75	841,78	651,23
60	6,07	5,39	902,41	676,81	840,69	650,36
65	6,01	5,36	901,18	675,89	839,61	649,50
70	5,95	5,34	899,99	674,99	838,54	648,65
75	5,89	5,32	898,83	674,12	837,50	647,84
80	5,82	5,30	897,71	673,28	836,50	647,05
85	5,76	5,29	896,65	672,48	835,51	646,28
90	5,70	5,28	895,63	671,72	834,53	645,54
95	5,63	5,29	894,67	671,00	833,53	644,80

### Уклон 3 градуса

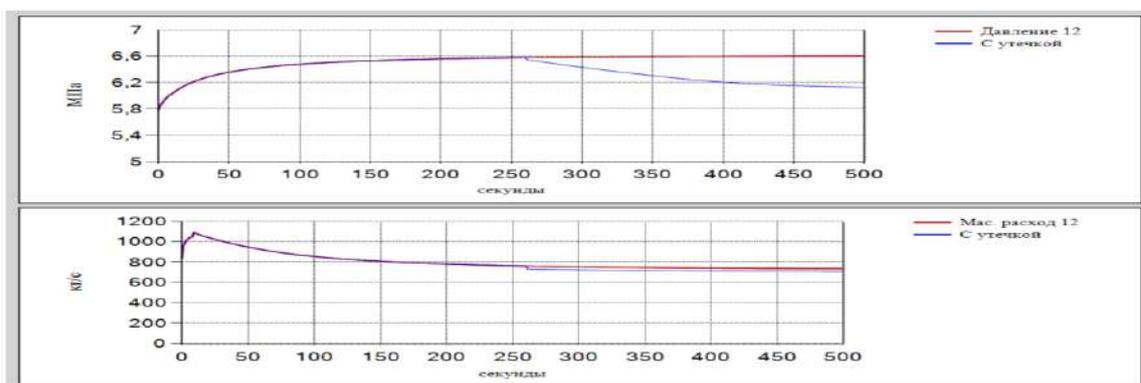


Рисунок 5.11 – Давление и расход в узле 12 газопровода, утечка в узле 40

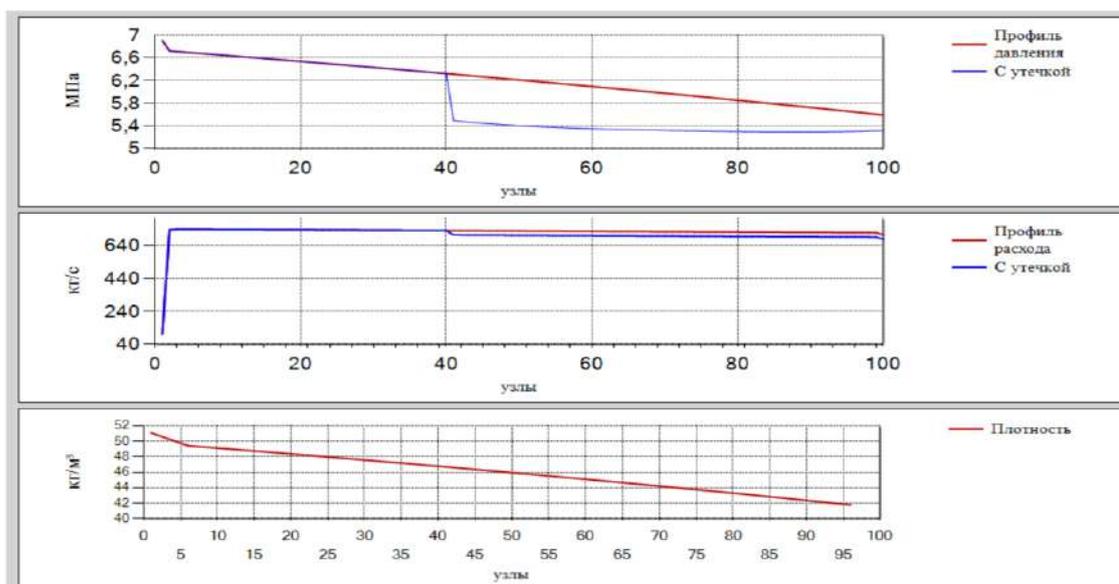


Рисунок 5.12 – Профиль давления, расхода и плотности по длине газопровода с утечкой в узле 40

Таблица 5.5 - Результаты моделирования давления, расхода и плотности по длине газопровода с утечкой в узле 40

Узлы	Значения P, МПа	Значения P <sub>у</sub> , МПа	Значения Q, м <sup>3</sup> /с	Значения W, кг/с	С утечкой Q <sub>у</sub> , м <sup>3</sup> /с	С утечкой W <sub>у</sub> , кг/с
0	6,90	6,90	133,33	100,00	133,33	100,00
5	6,67	6,67	980,73	735,55	980,73	735,55
10	6,62	6,62	979,58	734,68	979,58	734,68
15	6,57	6,57	978,33	733,74	978,33	733,74
20	6,52	6,52	976,98	732,74	976,98	732,74
25	6,47	6,47	975,56	731,67	975,56	731,67
30	6,41	6,41	974,07	730,55	974,07	730,55
35	6,36	6,36	972,52	729,39	972,52	729,39
40	6,31	5,49	970,93	728,20	908,63	701,50
45	6,25	5,43	969,32	726,99	907,33	700,42
50	6,19	5,39	967,69	725,77	905,94	699,30
55	6,14	5,36	966,07	724,55	904,49	698,16
60	6,08	5,34	964,45	723,34	903,00	697,00
65	6,02	5,33	962,86	722,15	901,50	695,85
70	5,96	5,31	961,31	720,98	900,01	694,71
75	5,90	5,30	959,80	719,85	898,57	693,61
80	5,83	5,29	958,35	718,76	897,16	692,54
85	5,77	5,29	956,95	717,71	895,80	691,50
90	5,71	5,29	955,61	716,71	894,46	690,50
95	5,64	5,30	954,34	715,75	893,13	689,52

В таблице 5.6 представлены расчетные режимные параметры в конце газопровода с утечкой и без утечки в зависимости от уклона.

Таблица 5.6 - Изменение режимных параметров в конце газопровода в зависимости от уклона

№№	Уклон, градус	P, МПа		Q, м <sup>3</sup> /с		W, кг/с	
		без утечки	с утечкой	без утечки	с утечкой	без утечки	с утечкой
1	0	5,6	5,26	762,31	701,36	571,73	545,61
2	1	5,62	5,27	830,95	769,90	623,21	597,05
3	2	5,63	5,29	894,60	833,53	671,00	644,80
4	3	5,64	5,30	954,34	893,13	715,75	689,52

### 5.3 Результаты идентификации и корректировки грубых ошибок измерений

**Давление (МПа) на выходе компрессорной станции через каждые два часа начиная с 01. 11. 2019 в 10:00:0**

Выявленная грубая ошибка в массиве измерений представляется красным шрифтом, восстановленная желтым.

В таблицах 5.7–5.15 массивы данных и критерии оценки грубых ошибок в массивах

Таблица 5.7 - Оценка и корректировка грубых ошибок критерием Роснера с числом точек массива измерений равной 20 с 1 элемента

<b>Критерий Роснера</b>									
Число точек выборки	20								
Номер элемента	1								
Вероятность	0,95								
Выборка:									
65,3710	64,2530	63,8780	63,6290	63,5030	63,1930	62,6340	62,0710	61,8220	61,7000
61,3250	61,1410	61,0760	61,1410	61,1410	61,2020	61,2640	61,2640	61,3250	61,3250
Восстановленные данные:									
62,0467	64,2530	63,8780	63,6290	63,5030	63,1930	62,6340	62,0710	61,8220	61,7000
61,3250	61,1410	61,0760	61,1410	61,1410	61,2020	61,2640	61,2640	61,3250	61,3250

Таблица 5.8 - - Оценка и корректировка грубых ошибок критерием Роснера с числом точек массива измерений равной 10 с 1 элемента

<b>Критерий Роснера</b>									
Число точек выборки	10								
Номер элемента	1								
Вероятность	0,95								
Выборка:									
65,3710	64,2530	63,8780	63,6290	63,5030	63,1930	62,6340	62,0710	61,8220	61,7000
Восстановленные данные:									
62,9648	64,2530	63,8780	63,6290	63,5030	63,1930	62,6340	62,0710	61,8220	61,7000

Таблица 5.9 - Оценка и корректировка грубых ошибок критерием Ирвина с числом точек массива измерений равной 10 с 10 элемента

<b>Метод Ирвина</b>									
Число точек выборки	10								
Номер элемента	10								
Вероятность	0,95								
Выборка:									
61,7000	61,3250	61,1410	61,0760	61,1410	61,1410	61,2020	61,2640	61,2640	61,3250
Восстановленные данные:									
61,2088	61,3250	61,1410	61,0760	61,1410	61,1410	61,2020	61,2640	61,2640	61,3250

Таблица 5.10 - Оценка и корректировка грубых ошибок критерием Роснера с числом точек массива измерений равной 20 с 10 элемента

<b>Критерий Роснера</b>									
Число точек выборки	20								
Номер элемента	10								
Вероятность	0,95								
Выборка:									
61,7000	61,3250	61,1410	61,0760	61,1410	61,1410	61,2020	61,2640	61,2640	61,3250
61,3250	61,3900	61,6390	61,5740	61,7610	62,0710	62,0710	62,2590	61,2020	61,0150
Восстановленные данные:									
61,7000	61,3250	61,1410	61,0760	61,1410	61,1410	61,2020	61,2640	61,2640	61,3250
61,3250	61,3900	61,6390	61,5740	61,7610	62,0710	62,0710	61,4014	61,2020	61,0150

Таблица 5.11 - Оценка и корректировка грубых ошибок критерием Роснера с числом точек массива измерений равной 20 с 5 элемента

<b>Критерий Роснера</b>									
Число точек выборки		20							
Номер элемента		5							
Вероятность		0,95							
Выборка:									
63,5030	63,1930	62,6340	62,0710	61,8220	61,7000	61,3250	61,1410	61,0760	61,1410
61,1410	61,2020	61,2640	61,2640	61,3250	61,3250	61,3900	61,6390	61,5740	61,7610
Восстановленные данные:									
61,4886	61,4886	62,6340	62,0710	61,8220	61,7000	61,3250	61,1410	61,0760	61,1410
61,1410	61,2020	61,2640	61,2640	61,3250	61,3250	61,3900	61,6390	61,5740	61,7610

Таблица 5.12 - Оценка и корректировка грубых ошибок критерием Роснера с числом точек массива измерений равной 20 с 30 элемента

<b>Критерий Роснера</b>									
Число точек выборки		20							
Номер элемента		30							
Вероятность		0,95							
Выборка:									
61,0760	61,0150	61,0150	61,0760	61,0760	61,5120	61,9490	62,0710	62,3850	63,0050
63,1930	65,0000	65,9950	66,6150	68,1120	68,8580	69,4780	70,3510	70,5390	70,6000
Восстановленные данные:									
61,0760	61,0150	61,0150	61,0760	61,0760	61,5120	61,9490	62,0710	62,3850	63,0050
63,1930	65,0000	65,9950	66,6150	62,6416	62,6416	62,6416	62,6416	62,6416	62,6416

Таблица 5.13 - Оценка и корректировка грубых ошибок критерием Роснера с числом точек массива измерений равной 20 с 38 элемента с вероятностью 0,95

<b>Критерий Роснера</b>									
Число точек выборки		20							
Номер элемента		38							
Вероятность		0,95							
Выборка:									
62,3850	63,0050	63,1930	65,0000	65,9950	66,6150	68,1120	68,8580	69,4780	70,3510
70,5390	70,6000	70,7880	71,0360	71,0980	71,3460	71,3460	71,4730	71,4730	71,4730
Восстановленные данные:									
69,7401	69,7401	69,7401	65,0000	65,9950	66,6150	68,1120	68,8580	69,4780	70,3510
70,5390	70,6000	70,7880	71,0360	71,0980	71,3460	71,3460	71,4730	71,4730	71,4730

Таблица 5.15 - Оценка и корректировка грубых ошибок критерием Роснера с числом точек массива измерений равной 20 с 38 элемента с вероятностью 0,9

<b>Критерий Роснера</b>									
Число точек выборки		20							
Номер элемента		38							
Вероятность		0,9							
Выборка:									
62,3850	63,0050	63,1930	65,0000	65,9950	66,6150	68,1120	68,8580	69,4780	70,3510
70,5390	70,6000	70,7880	71,0360	71,0980	71,3460	71,3460	71,4730	71,4730	71,4730
Восстановленные данные:									
69,7401	69,7401	69,7401	65,0000	65,9950	66,6150	68,1120	68,8580	69,4780	70,3510
70,5390	70,6000	70,7880	71,0360	71,0980	71,3460	71,3460	71,4730	71,4730	71,4730

Оценка грубых ошибок измерений и их восстановление (корректировка) осуществлено в программном модуле «Статистика»

В Приложении А представлено краткое описание работы модуля «Статистика».

### **Выводы к главе 5**

1. Разработана структура программного комплекса статистического анализа достоверности измерений и обнаружения утечек в трубопроводах транспортировки природного газа.
2. Разработан программный комплекс идентификации утечек в трубопроводах транспортировки природного газа и жидких углеводородов методом фильтра частиц;
3. Проведено моделирование давления, расхода, плотности без и с утечкой в узле 40 газопровода. Графические и табличные результаты приведены в разделах 5.2.1 – 5.2.2;
4. Проведено моделирование давления, расхода, плотности без и с утечкой в узле 40 газопровода с учетом уклона (1, 2, 3 градусов). Графические и табличные результаты приведены в разделе 5.2.2;
5. Разработан программный комплекс оценки и идентификации грубых ошибок, корректировки и восстановления измерений. Результаты оценки и корректировки грубых ошибок получены на основе исходных данных по

напору компрессорной станции газотранспортной системы через каждые два часа начиная с 01. 11. 2019 в 10:00:0. Графические и табличные результаты приведены в разделе 5.3;

6. Таким образом, представлена гидродинамическая модель трубопровода, описывающая процессы утечки в виде дифференциального уравнения в частных производных и граничных условий, так же её численное решение, реализованное в программном комплексе. Указаны алгоритмы определения параметров утечки (давления, массового расхода и координаты);
7. Смоделированы и исследованы три случая геометрического профиля трубы:
  - прямолинейный трубопровод без уклона;
  - прямолинейный трубопровод с уклоном;
  - алгоритмы с учётом геометрического профиля трубы через гидравлические характеристики.
8. Планируется апробация универсальных алгоритмов определения параметров утечки на реальных газопроводе и нефтепроводе, а также повышение чувствительности указанного метода обнаружения утечки к малым утечкам.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Проведен обзор и анализ существующих подходов к идентификации причин и источников небаланса природного газа (ПГ) в трубопроводной газотранспортной системе (ТГТС).
2. Обоснована необходимость и важность процедуры согласования данных при сведении материальных балансов потоков ТГТС и точной оценки причин и источников небаланса ПГ в ТГТС.
3. Сформулированы задачи транспортировки природного газа, идентификации причин и источников небаланса в ТГТС.
4. Разработаны алгоритмы: имитационного моделирования газовых сетей; идентификации причин и источников небаланса транспортируемого газа в ТГТС.
5. Разработаны алгоритмы и программный комплекс статистической оценки грубых ошибок и их корректировки при сведении материальных балансов по потокам ТГТС.
6. Разработаны алгоритм и программа обнаружения утечек методом фильтра частиц в трубопроводах транспортировки природного газа и нефтепродуктов.
7. Представлены результаты моделирования участка газопровода ТГТС ООО «Газпром трансгаз Волгоград».

В диссертации представлено применение фильтра частиц для обнаружения утечек в трубопроводах. Результаты моделирования показывают, что фильтр частиц хорошо отражает динамику реальной системы и может служить в качестве программного обеспечения - «мягкого» («виртуального») датчика реальной системы.

Предложенная система может эффективно обнаруживать утечки. Хотя локализация утечки еще не является точной, она может, по крайней мере, изолировать минимально возможный участок трубопровода, в котором предположительно имеется утечка. В настоящее время ведется работа над повышением точности локализации утечки и над тем, чтобы сделать этот метод пригодным даже для небольших утечек, составляющих всего 1 процент от номинального массового расхода.

Более сложная модель, а также уравнение сохранения энергии будут также использоваться для более точной оценки динамики реального трубопровода, что всегда является сложной задачей.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ААНС - автоассоциативная нейронная сеть

БСС - беспроводные сенсорные сети

ГИС – газоизмерительная станция

ГРС – газораспределительная станция

ГПА – газоперекачивающий агрегат

ЕСГ – единая система газоснабжения

ИМ – имитационная модель

ИНС – искусственные нейронные сети

ИС – измерительная система

КС – компрессорная станция

ЛУ – линейный участок газопровода

МНК – метод наименьших квадратов

НГ – неучтенный газ

ПГ – природный газ

ПО – программное обеспечение

СПГ – сжиженный природный газ

СППР – система поддержки и принятия решений

СППДР – специальные программные комплексы поддержки принятия диспетчерских решений

ТГТС – трубопроводная газотранспортная система

УУГ – узел учета газа

УИРГ – узел измерения расхода газа

ЭС – экспертная система

CZ – Comfort zone (Зона комфортности)

GT - Global Test (Глобальный тест)

GED - Gross Error Detection (Обнаружение грубых ошибок)

DR - Data Reconciliation (Согласование данных)

FCMP - Fuel cost minimization problem (Минимизация затрат природного газа на топливо для компрессоров)

MT – Measurement Test (измерительный тест)

MINLP - Mixed-integer nonlinear program (смешанное целочисленное нелинейное программирование)

SICC – Serial Identification with Collective Compensation (Последовательная идентификация с общей (коллективной) компенсацией))

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Кафаров В. В. Методы кибернетики в химии и химической технологии: учебник для вузов по специальности "Основные процессы химических производств и химическая кибернетика" / В. В. Кафаров. - 4-е изд., перераб. и доп. - Москва: Химия, 1985. - 448 с.: ил. - (Для высшей школы). - (в пер.): 1.30 р., 1.90 р. - Текст: непосредственный.
2. Мешалкин В.П. Основы интенсификации и ресурсоэнерго эффективности химико-технологических систем. - Смоленск: Универсум, 2021. — 999 с.: ил.
3. Егоров А.Ф. Интегрированные системы управления химическими производствами: учеб. Пособие / А. Ф. Егоров. – М.: РХТУ им. Д. И. Менделеева, 2020. – 200 с.
4. Егоров А. Ф. Интегрированные автоматизированные системы управления химическими производствами и предприятиями: учебное пособие для вузов / А. Ф. Егоров. Москва: Издательство Юрайт, 2021. – 248 с. – (Высшее образование). – Текст: непосредственный
5. Применение нейронных сетей в химии и химической технологии / А. И. Галушкин, М. Б. Глебов. - Текст: непосредственный // Нейрокомпьютеры. - 2003. - №№ 2 - 4. - С. 1-50.
6. Коршунов С. А. Разработка алгоритмического метода диагностики утечек газа в линейных частях магистральных газопроводов высокого давления: автореф. дис. канд. техн. наук, 2013. 31 с.
7. Тухбатуллин Ф. Г., Семейченков Д. С. О причинах разбаланса природного газа в системе газораспределения и методах прогнозирования его величины // Территория НЕФТЕГАЗ. 2017. № 6. с. 14–20.
8. Тухбатуллин Ф. Г., Семейченков Д. С., Тухбатуллин Т. Ф. Прогнозирование величины разбаланса природного газа//Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина. 2017. № 3 (288). с. 63–69.
9. Ильченко Б. С., Прищепо И. А., Ивасютяк И. С., Инкулис В. В. Нормирование погрешности расчета баланса газа в трубопроводной газотранспортной системе // Проблемы машиностроения. 2013. Т. 16. № 1. С. 57–61.

10. Ильченко Б. С. Математические модели для расчета погрешности материального баланса при трубопроводной транспортировке природного газа // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. 2013. № 3 (109). с. 12–17.
11. Набатова С. Н. Системы интегральных показателей качества и эффективности функционирования газотранспортных систем // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. 2007. № 4–5 (28). с. 51–56.
12. Исикава К. Японские методы управления качеством / Сокр. пер. с англ.; под ред. А. В. Гличева. М.: Экономика, 1988. 214 с.
13. Botev L., Johnson P. Applications of statistical process control in the management of unaccounted for gas[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2020,76: 103194.
14. The gas (calculation of thermal energy) regulations 1996[EB/OL]. <https://www.legislation.gov.uk/uksi/1996/439/regulation/4/made>.
15. The gas (calculation of thermal energy) (amendment) regulations 1997[EB/OL]. <https://www.legislation.gov.uk/uksi/1997/937/made>.
16. Arpino F., Dell'Isola M., Ficco G., et al. Unaccounted for gas in natural gas transmission networks: Prediction model and analysis of the solutions[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2014,17: 58-70.
17. Arpino F., Celenza L., D'Alessio R., et al. Unaccounted for gas in natural gas transport networks: 16th International Flow Measurement Conference, FLOMEKO 2013[C], 2013.
18. National Energy Administration. SY/T 5922-2012 Run criterion of natural gas pipeline[S]. 2012.
19. China National Petroleum Corporation. Q/SY 197-2012 Calculation methods for transmission loss of oil and gas pipelines[S]. 2012.
20. Australian Gas Networks. Attachment 7.3 unaccounted for gas forecast[R].2015.
21. Teoh E, Fitzgerald B. Review of unaccounted for gas benchmarks - calculation[R]. 2017.

22. Hongbin Wang, Wei Du, Xiang Zhang. Analysis and control of unaccounted for gas of longdistance natural gas pipeline [J]. Chemical Engineering & Equipment, 2015(9): 50-51.
23. Bin Wu, Mingliang Liu. Measurement of natural gas and reduction control [J]. Instrument and Metrological Technology, 2006(02): 32-34.
24. Shibin Zhu. Control and analysis of unaccounted for gas in natural gas trade measurement[J]. Global Market, 2016,000(024): 192.
25. Xiaocui Tian, Changlong Dong, Zhengran Yang, et al. Review of Analysis and Control for Gas Loss of Pipeline[J]. Contemporary Chemical Industry, 2014,43(07): 1322-1325.
26. Baocun Li. Discussion on causes and control measures of unaccounted for gas of pipeline natural gas: The Third National Oil and Gas Storage and Transportation Technology, Information and Standard Technology Exchange Conference[C].
27. Bo Li. Discussion on the management and control of unaccounted for gas of natural gas long distance pipeline system in Shaanxi Province[J]. Technology Supervision in Petroleum Industry, 2007(12): 44-46.
28. Theilliol D., Noura H., Ponsart J. (2002) Fault diagnosis and accommodation of a three-tank system based on analytical redundancy. ISA 41(3):365–382.
29. А. В. Костандян, С. С. Горбунов, А. Ф. Егоров, В. В. Сидоров, В. А. Костандян. Мониторинг измерений в интеллектуальных системах управления технологическими процессами, с. 41 - 45. Инфорино-2022 Материалы VI Международной научно-практической конференции ИНФОРИНО, «Информатизация инженерного образования» (12-15 апреля 2022 г., Москва) - М.: Издательство МЭИ, 2022. - 100 с.: ил.
30. А. В. Костандян, С. С. Горбунов, А. Ф. Егоров, В. В. Сидоров Интеллектуальная система мониторинга измерений в системах управления технологическими процессами. с. 21 – 25. Математические методы в технологиях и технике. Научный журнал № 1, 2022.
31. Bagajewicz, M. J. (2010). Smart process plants. Software and hardware solutions for accurate data and profitable operations. New York: McGraw-Hill.

32. Narasimhan, S. & Jordache, C. (2000). Data reconciliation & gross error detection. An intelligent use of process data. Houston: Gulf Publishing. 211, 178 – 180.
33. Crowe, C. M. (1996). Data reconciliation-progress and challenges. *J. Process Control*, 6(2-3), 89-98.
34. Kuehn, D. R. & Davidson, H. (1961). Computer control. II. Mathematics of control. *Chem. Eng. Progress*, 57(6), 44-47.
35. Mah, R. S. H., Stanley, G. M. & Downing, D. M. (1976). Reconciliation and rectification of process flow and inventory data. *Ind. Eng. Chem. Process Des. Dev.*, 15(1), 175-183.
36. Heenan, W. A., Cardiel, M. G. & Serth, R. W. (1987). Gross error detection and data reconciliation in natural gas distribution systems: A feasibility study. American Institute of Chemical Engineers spring national meeting, Houston, TX, USA. Technical Paper 67b.
37. Oliveira, E. C. & Aguiar, P. F. (2009). Data reconciliation in the natural gas industry: Analytical applications. *Energy & Fuels*, 23(7), 3658-3664.
38. Özyurt, D. B. & Pike, R. W. (2004). Theory and practice of simultaneous data reconciliation and gross error detection for chemical processes. *Comp. Chem. Eng.*, 28(3), 381-402.
39. Jiang, Q. & Bagajewicz, M. J. (1999). On a strategy of serial identification with collective compensation for multiple gross error estimation in linear data reconciliation. *Ind. Eng. Chem. Res.*, 38(5), 2119-2128.
40. Rollins, D. K. & Davis, J. F. (1992). Unbiased estimation of gross errors in process measurements. *AIChE J.*, 38(4), 563-572.
41. Narasimhan, S. & Mah, R. (1987). Generalized likelihood ratio method for gross error identification. *AIChE J.*, 33(9), 1514-1521.
42. Madron, F. (1992). *Process plant performance: Measurement and data processing for optimization and retrofits*. Chichester: Ellis Horwood Limited.
43. Iordache, C., Mah, R. S. H. & Tamhane, A. C. (1985). Performance studies of the measurement test for detecting gross errors in process data. *AIChE J.*, 31(7), 1187-1201.

44. Bagajewicz, M. J. & Jiang, Q. (1998). Gross error modeling and detection in plant linear dynamic reconciliation. *Comp. Chem. Eng.*, 22(12), 1789-1809.
45. Serth, R. W. & Heenan, W. A. (1986). Gross error detection and data reconciliation in steam-metering systems. *AIChE J.*, 32(5), 737-742.
46. Использование метода исключения грубых ошибок в статистике с применением ПЭВМ: метод указания / сост. М. В. Анисимов. Томск.: Изд-во Том. гос. архит.-строит. ун-та, 2008. 17 с.
47. Львовский Е. Н. Статистические методы построения эмпирических формул: учеб. пос. для вузов. М.: Высшая школа, 1988. 239 с.
48. Афифи А., Эйзен С. Статистический анализ. Подход с использованием ЭВМ / пер. с англ. М.: Мир, 1982. 488 с.
49. Павловский М. А. Применение методов математической статистики для анализа причин дисбаланса транспорта природного газа в трубопроводной газотранспортной системе // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2012. № 1. с. 69–75.
50. Харламов А. И., Башина О. Э., Бабурин В. Т. Общая теория статистики: учеб. М.: Финансы и статистика, 1994. 296 с.
51. Сарданашвили С. А. Расчетные методы и алгоритмы (трубопроводный транспорт газа). М.: Нефть и газ; РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. 2005. 577 с.
52. Селезнев В. Е., Алешин В. В., Прялов С. Н. Основы численного моделирования магистральных трубопроводов. Изд. 2-е, перераб. и доп. М.: Макс Пресс, 2009. 436 с.
53. Badillo-Herrera, Jesús-David; Chaves, Arlex; Fuentes-Osorio, José-Augusto COMPUTATIONAL TOOL FOR MATERIAL BALANCES CONTROL IN NATURAL GAS DISTRIBUTION NETWORK, *CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro*, vol. 5, núm. 2, 2013, pp. 31-46 ECOPETROL S.A. Bucaramanga, Colombia.
54. Fusiello, A., Trucco, E., Tommasini, T. & Roberto, V. (1999). Improving feature tracking with robust statistics. *Pattern Analysis & Applications*, 2(4), 312-320.

55. Shapiro L. S., Wang H, Brady J. M. A matching and tracking strategy for independently moving objects. Proceedings of the British Machine Vision Conference, BMVA Press, 1992; 306 – 315.
56. Fischler M. A., Bolles R. C. Random Sample Consensus: a paradigm model fitting with applications to image analysis and automated cartography. Communications of the ACM 1981; 24(6):38 – 395.
57. Hampel F. R., Rousseeuw P. J., Ronchetti E. M., Stahel W. A. Robust Statistics: Approach Based on Influence Functions. Wiley Series in Probability and Mathematical Statistics, John Wiley & Sons, 1986.
58. Brandt J. W. Improved accuracy in gradient-based optical flow estimation. International Journal of Computer Vision 1997; 25(1): 5 – 22.
59. Huiyu Chen, Shanshan Li, Lili Zuo, Wanjun Li. Research Progress on Calculation and Control of Unaccounted for Gas of Natural Gas Pipeline Network. Journal of Physics: Conference Series, Том 2076, 7-я Международная конференция по энергетическим технологиям и материаловедению (ICETMS 2021) 27-29 сентября 2021, Чжоушань, Китай.
60. Babu, B. V. & Onwubolu, G. C., “New Optimization Techniques in Engineering”. Springer-Verlag, Heidelberg, Germany, 2003 (In Print).
61. Wikipedia, Homepage of pipeline accidents as on Oct. 25,2013. URL: [http://en.wikipedia.org/wiki/List\\_of\\_pipeline\\_accidents](http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_pipeline_accidents).
62. Cleveland, T. & Millinusic, M., “Pipeline Optimization By Computer Simulation”, ASME International, 335 East 47<sup>th</sup> street, New York, NY10017, Oct,2000.
63. Chan, C. W.; Sun, C.; Tontwinachwuthikul, P., “Fuzzy Expert System for optimizing pipeline operation”, 1997.
64. Bickel, T. C., Edgar, T. F. and Himmelblau, D. M., “Optimal Design of Gas Transmission Network”, Society of Petroleum Engineering Journal, 30, 96, 1978.
65. B.P. Review, “BP Statistical Review,” [Online]. Available: [http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/StatisticalReview2012/statistical\\_review\\_of\\_world\\_energy\\_2012.pdf](http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/StatisticalReview2012/statistical_review_of_world_energy_2012.pdf).

66. Graham, G. E.; Maxwell; D. A. and Vallone, A., "How to Optimize Gas Pipeline Networks", Pipeline Industry, June, 41 - 43, 1971.
67. Martch, H. B. & McCall, N. J., "Optimization of the Design and Operation of Natural Gas Pipeline Systems", Paper No. SPE 4006, Society of Petroleum Engineers of AIME, 1972.
68. Olorunniwo, F. O., "A Methodology for Optimal Design and Capacity Expansion planning of Natural Gas Transmission Networks", Ph. D Dissertation, The University of Texas Austin, May, 1981.
69. Singh & Nain, "Optimization of Natural Gas Pipeline Design and Its Total Cost Using GA", 2012.
70. Cheesman, A.P., "How to Optimize Gas Pipeline Design by Computer". Oil and Gas Journal, 69 (51), December 20, 64, 1971.
71. Larson, R. E. & Wong, P. J., "Optimization of Natural Gas System via Dynamic Programming", Industrial and Engineering Chemistry, AC 12(5), 475-481,1968.
72. Bundalian, L. T.; Caldo, R. B; Pariño, R. B, "Type 1 Fuzzy Logic Classification of Pain Severity (Pain Assessment)", 6<sup>th</sup> International Conference Humanoid, Nanotechnology, Information Technology Communication and Control, Environment and Management (HNICEM), 2013. IEEE International Conference, Nov. 2013.
73. Dandy, G.C.; Murphy, L.J. & Simpson, A.R., "An improved genetic algorithm for pipeline network optimization", Feb 1996.
74. Golderg, D. E. & Kuo, C. H., "Genetic algorithms in pipeline optimization", J. Comput. Civ. Eng., 1(2), 128-141,1987.
75. Floudas, C. A., "Nonlinear and mixed-integer optimization. Oxford University Press", New York, 1995.
76. Salcedo, R. L., "Solving Nonconvex Nonlinear Programming Problems with Adaptive Random Search". Industrial & Engineering Chemistry Research,31, 262, 1992.
77. Li, F.; Liu, L.; Jin, C. "Study on fuzzy optimization methods based on quasi-linear fuzzy number and genetic algorithm Computers & Mathematics with Applications", Volume 57, Issue 1, January 2009, Pages 67–78.

78. Flanigan, O., “Constrained Derivatives in Natural Gas Pipeline System Optimization”, *Journal of Petroleum Technology*, May, 549, 1972.
79. Mah, R. S. H. & Schacham, M., “Pipeline Network Design and Synthesis”, *Advances in Chemical Engineering*, 10, 1978.
80. Niku, S. B. “Introduction to Robotics”. John Wiley & Sons, Inc, 2011.
81. Chamani, Pourshahabi, Sheikholeslam, “Fuzzy genetic algorithm approach for optimization of surge tanks”, Volume 20, Issue 2, April 2013, Pages 278- 285.
82. A Simulation of a Natural Gas Pipeline Management System using MatLab Fuzzy logic Toolbox Engr. Edgar Caburatan Carrillo II, Dr. Elmer P. Dadios, Engr. Roberto S. Caling Jr, Engr. Argel Bandala and Dr. Laurence Gan Lim College of Engineering, De La Salle University 2401 Taft Avenue, 1004 Manila, Philippines.
83. Русев В. Н. Модели и методы построения вероятностно-статистических оценок для мониторинга показателей надежности в диспетчерском управлении транспортом газа. РГУ нефти и газа НИУ им. И.М. Губкина. На правах рукописи. Москва – 2019. – 180 с.
84. Попов Р. В. Математическое и компьютерное моделирование и оптимизация нестационарных режимов в крупномасштабных газотранспортных системах. РГУ нефти и газа НИУ им. И.М. Губкина. На правах рукописи. Москва – 2017. – 151 с.
85. Kody Kazda and Xiang Li. Approximating Nonlinear Relationships for Optimal Operation of Natural Gas Transport Network. Department of Chemical Engineering, Queen’s University, 19 Division Street, Kingston, ON K7L 3N6, Canada; 17kk18@queensu.ca \*Correspondence: xiang.li@queensu.ca; Tel.: +1-613-533-6582 Received: 4 September 2018; Accepted: 15 October 2018; Published: 18 October 2018.
86. IEA. World Energy Outlook 2016; International Energy Agency: Paris, France, 2016; p. 684.
87. Schroeder, D. Hydraulic analysis in the natural gas industry. In *Advances in Industrial Engineering Applications and Practice I*; International Journal of Industrial Engineering: Houston, TX, USA, 1996; pp. 960–965.

88. Ríos-Mercado, R.Z.; Borraz-Sánchez, C. Optimization problems in natural gas transportation systems: A state-of-the-art review. *Appl. Energy* 2015, 147, 536–555. [CrossRef].
89. Tawarmalani, M.; Sahinidis, N. V. A polyhedral branch-and-cut approach to global optimization. *Math. Program.* 2005, 103, 225–249. [CrossRef].
90. Sahinidis, N. V. *BARON 17.8.9: Global Optimization of Mixed-Integer Nonlinear Programs, User's Manual*; BARON Software: Pittsburgh, PA, USA, 2017.
91. Gleixner, A.; Eifler, L.; Gally, T.; Gamrath, G.; Gemander, P.; Gottwald, R. L.; Hendel, G.; Hojny, C.; Koch, T.; Miltenberger, M.; et al. *The SCIP Optimization Suite 5.0*; ZIB-Report 17-61; Zuse Institute: Berlin, Germany, 2017.
92. M. Gugat, F. M. Hante, M. Hirsch-Dick, and G. Leugering. Stationary states in gas networks. *Netw. Heterog. Media*, 10(2):295- 320, 2015.
93. A. Herran-Gonzalez, J. M. De La Cruz, B. De Andr\_es-Toro, and J. L. Risco-Martin. Modeling and simulation of a gas distribution pipeline network. *Appl. Math. Model.*, 33(3):1584 - 1600, 2009.
94. M. Herty, J. Mohring, and V. Sachers. A new model for gas ow in pipe networks. *Math. Methods Appl. Sci.*, 33(7):845{855, 2010.
95. S. Grundel, N. Hornung, B. Klaassen, P. Benner, and T. Clees. Computing surrogates for gas network simulation using model order reduction. In *Surrogate-Based Modeling and Optimization, Applications in Engineering*, pages 189 - 212. 2013.
96. A. Fugenschuh, B. Geibler, R. Gollmer, A. Morsi, J. Rovekamp, M. Schmidt, K. Spreckelsen, and M.C. Steinbach. Chapter 2: Physical and technical fundamentals of gas networks, pages 17- 43. Society for Industrial and Applied Mathematics, Philadelphia, 2015.
97. S. Grundel, N. Hornung, and S. Roggendorf. Numerical aspects of model order reduction for gas transportation networks. In *Simulation-Driven Modeling and Optimization*, volume 153 of Springer Proceedings in Mathematics & Statistics, pages 1-28. 2016.

98. A. Zlotnik, M. Chertkov, and S. Backhaus. Optimal control of transient flow in natural gas networks. In 2015 54th IEEE Conference on Decision and Control (CDC), pages 4563-4570, Dec 2015.
99. F. M. Hante, G. Leugering, A. Martin, L. Schewe, and M. Schmidt. Challenges in optimal control problems for gas and fluid flow in networks of pipes and canals: from modeling to industrial applications, pages 77-122. Springer Verlag, Singapore, 2017.
100. Efficient Numerical Methods for Gas Network Modeling and Simulation Yue Qiu, Sara Grundel, Martin Stoll, Peter Benne. arXiv:1807.07142v2 [math.NA] 25 Nov 2018.
101. H. Egger, T. Kugler, and N. Strogies. Parameter identification in a semilinear hyperbolic system. *Inverse Probl.*, 33(5):055022, 2017.
102. E. F. Toro and S. J. Billett. Centred TVD schemes for hyperbolic conservation laws. *IMA J. Numer. Anal.*, 20(1):47 (79, 2000).
103. C. Johnson and J. Pitkaranta. An analysis of the discontinuous Galerkin method for a scalar hyperbolic equation. *Math. Comp.*, 46(173):1-26, 1986.
104. P. Benner, S. Grundel, C. Himpe, C. Huck, T. Streubel, and C. Tischendorf. Differential-Algebraic Equations Forum, chapter Gas Network Benchmark Models. Springer, Berlin, Heidelberg, 2018.
105. M. Herty. Modeling, simulation and optimization of gas networks with compressors. *Netw. Heterog. Media*, 2(1):81- 97, 2007.
106. S. Grundel, L. Jansen, N. Hornung, T. Clees, C. Tischendorf, and P. Benner. Model order reduction of differential-algebraic equations arising from the simulation of gas transport networks. In *Progress in Differential-Algebraic Equations*, Differential-Algebraic Equations Forum, pages 183- 205. 2014.
107. M. Herty. Coupling conditions for networked systems of Euler equations. *SIAM J. Sci. Comput.*, 30(3):1596 - 1612, 2008.
108. Borraz-Sanchez, C.; Bent, R.; Backhaus, S.; Hijazi, H.; Van Hentenryck, P. Convex relaxations for gas expansion planning. arXiv preprint arXiv:1506.07214.
109. Geißler, B.; Morsi, A.; Schewe, L.; Schmidt, M. Solving power-constrained gas transportation problems using an MIP-based alternating direction method. *Computers & Chemical Engineering*. 82, 2(2015), pp. 303-317.

110. Humpola, J. Gas Network Optimization by MINLP, Ph.D. Thesis. TU Berlin, Logos Verlag, Berlin, 2017.
111. Koch, T.; Hiller, B.; Pfetsch, M. E.; Schewe, L. Evaluating Gas Network Capacities. MOS SIAM Series in Optimization, 2015.
112. Morsi, A. Solving MINLPs on Loosely-Coupled Networks with Applications in Water and Gas Network Optimization. Dissertation Universitat Erlangen-Nurnberg, 2013.
113. O'neill, R. P.; Williard, M.; Wilkins, B.; Pike, R. A Mathematical Programming Model for Allocation of Natural Gas. *Operations Research* 27, 5(1979), pp. 857-873.
114. Rios-Mercado, R. Z.; Wu, S.; Scott, L. R.; Boyd, E. A. A Reduction Technique for Natural Gas Transmission Network Optimization Problems. *Annals of Operations Research*. 117, 1-4(2002), pp. 217-234.
115. Rios-Mercado, R. Z.; Borraz-Sanchez, C. Optimization problems in natural gas transportation systems: A state-of-the-art review. *Applied Energy* 147, (2015), pp. 536-555.
116. Wilson, J. G.; Wallace, J.; Furey, B. P. Steady-state Optimization of Large gas transmission systems. in *Simulation and optimization of large systems*, A. J. Osiadacz Ed, Clarendon Press, Oxford, 1988.
117. Maugis, M. J. J. Etude de Réseaux de Transport et de Distribution de Fluide. *RAIRO* 11, 2(1977), pp. 243-248.
118. De Wolf, D.; Smeers, Y. The Gas Transmission Problem Solved by an Extension of the Simplex Algorithm. *Management Sciences*. 46, 11(2000), pp. 1454-1465.
119. Bilman L., Isermann R.: Leak detection methods for pipelines”, *Automatica*, vol.23, 1987, no. 3, pp. 381-385.
120. Kowalczyk Z., Gunawickrama K., “Detekcja i lokalizacja wycieków w rurociągach przemysłowych” [Detection and localization of leakages in industrial pipelines], Chapter 21 of the monograph edited by J. Korbicz and J.M. Kościelny, Warszawa: WNT Publishing House, 2002.
121. Горбунов С. С., Костандян А. В., Сидоров В. В., Егоров А. Ф. Идентификация утечек на подземных и наземных трубопроводах методом максимального правдоподобия. *Автоматизация и информатизация ТЭК*. 2023. № 4(587). с. 46 -53.

122. Akyildiz I.F., Sun Zhi, Vuran M.C. Signal propagation techniques for wireless underground communication networks // *Physical Communication*. – 2009. – Vol. 2, Issue 3. – P. 167–183. – DOI: 10.1016/j.phycom. 2009.03.004.

123. Mathematical analysis of marine pipeline leakage monitoring system based on coherent OTDR with improved sensor length and sampling frequency / A.B. Pnev, A.A. Zhirnov, K.V. Stepanov [et al.] // *J. of Physics: Conf. Series*. – 2015. – Vol. 584. *Int. Scientific Seminars on "Fundamental and Applied Problems of Photonics and Condensed Matter Physics"*, May 30 – June 27, 2014, Moscow, Russia. – DOI: 10.1088/1742-6596/584/1/012016.

124. Xiaoqing Yu, Wengting Han, Zenglin Zhang. Survey on a novel wireless sensor network communication at 433 MHz frequency // *Int. J. of u- and e- Service, Science and Technology*. – 2015. – Vol. 8, No. 7. – P. 223–234. – DOI: 10.14257/ijunesst.2015.8.7.22.

125. Boaz L., Kaijage S., Sinde R. Wireless Sensor Node for Gas Pipeline Leak Detection and Location // *Int. J. of Computer Applications*. – 2014. – Vol. 100, No. 18. – P. 29–33. – DOI: 10.5120/17627-8394.

126. Penty R., Lee M. Keystone XL pipe shuns infrared sensors to detect leaks. – 2013. – URL: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2013-06-17/keystone-xl-pipeline-shuns-high-tech-oil-spill-detectors>.

127. Koskiahde J. Decentralized detection in realistic sensor networks: Master of Science in Technology Thesis. – School of Electrical Engineering, Aalto University, 2011. – VII, 54 p. – URL: <http://lib.tkk.fi/Dipl/2011/urn100607.pdf>.

128. Johnson D. Introduction to detection theory. – URL: [https://www.ece.iastate.edu/~namrata/EE527\\_Spring08/15.pdf](https://www.ece.iastate.edu/~namrata/EE527_Spring08/15.pdf).

129. Кобзарь А.И. Прикладная математическая статистика: для инженеров и науч. работников. – М.: Физматлит, 2006. – 816 с.

130. Taboga M. Maximum likelihood – hypothesis testing // *StatLect: Digital textbook*. – URL: <https://www.statlect.com/fundamentals-of-statistics/maximum-likelihood-hypothesis-testing>.

131. Passerini A. Maximum-likelihood and Bayesian parameter estimation. –URL: [https://disi.unitn.it/~passerini/teaching/2018/2019/MachineLearning/slides/06\\_07\\_bayesian\\_learning/talk.pdf](https://disi.unitn.it/~passerini/teaching/2018/2019/MachineLearning/slides/06_07_bayesian_learning/talk.pdf).
132. Özyurt D.B., Pike R.W. Theory and practice of simultaneous data reconciliation and gross error detection for chemical processes // *Computers & Chemical Engineering*. – 2004. – Vol. 28, Issue 3. – P. 381–402. – DOI: 10.1016/j.compchemeng. 2003.07.001.
133. Al-Rafai, W. and Barnes, R. (1999). Underlying the performance of real-time software-based pipeline leak detection systems. *Pipes and Pipelines International*, 44(6), 44–51.
134. Chis, T. (2007). Pipeline leak detection techniques. *Annals. Computer Science Series*, 5th Tome, 1st Fasc.- 2007.
135. Geiger, G. (2006). State-of-the-art in leak detection and localization. *Oil Gas European Magazine*, 32(4), 193.
136. Geiger, I.G. (2005). Principles of leak detection. *Fundamentals of leak detection*. KROHNE oil and gas.
137. Sivathanu, Y. (2003). Technology status report on natural gas leak detection in pipelines. Prepared for US Department of Energy, National Energy Technology Laboratory by Yudaya Sivathanu EnUrga Inc.
138. Stafford, M., Williams, N., and Britain, G. (1996). Pipeline leak detection study. HSE Books.
139. Zhang, J., Hoffman, A., Murphy, K., Lewis, J., and Twomey, M. (2013). Review of pipeline leak detection technologies. In Pipeline Simulation Interest Group Annual Meeting, Prague, Czech Republic, 16–19 April, 2013. Pipeline Simulation Interest Group.
140. Arulampalam, M.S., Maskell, S., Gordon, N., and Clapp, T. (2002). A tutorial on particle filters for online nonlinear/non-gaussian bayesian tracking. *Signal Processing, IEEE Transactions on*, 50(2), 174–188.
141. Ristic, B., Arulampalam, S., and Gordon, N.J. (2004). *Beyond the Kalman filter: Particle filters for tracking applications*. Artech House.

142. Liu, M., Zang, S., and Zhou, D. (2005). Fast leak detection and location of gas pipelines based on an adaptive particle filter. *International Journal of Applied Mathematics and Computer Science*, 15(4), 541.
143. Nagel, T., Zhang, C., and Liu, S. (2012). Kalman filter based leak localization applied to pneumatic systems. In *Control Automation Robotics & Vision (ICARCV), 2012 12th International Conference on*, 1777–1782. IEEE.
144. Daugherty, R.L. and Franzini, J.B. (1977). *Fluid mechanics, with engineering applications*. McGraw-Hill NY.
145. Uilhoorn, F.E. (2014). State-space estimation with a Bayesian filter in a coupled pde system for transient gas flows. *Applied Mathematical Modelling*.
146. Verde, C. (2001). Multi-leak detection and isolation in fluid pipelines. *Control Engineering Practice*, 9(6), 673–682.
147. Thomas, P.J. (1999). *Simulation of industrial processes for control engineers*. Butterworth-Heinemann.
148. Hayward, A.T.J. (1967). Compressibility equations for liquids: a comparative study. *British Journal of Applied Physics*, 18(7), 965.
149. С. С. Горбунов, А. В. Костандян, В. А. Дубинин, В. А. Костандян, «Построение системы идентификации источников и причин небаланса газа в газотранспортной системе», «Газовая промышленность», № 2, (786) 2019, стр. 68 – 76.
150. Филлипс Д., Гарсиа-Диас А. Методы анализа сетей / пер. с англ. М.: Мир, 1984. 496 с.
151. Беллман Р., Дрейфус С. Прикладные задачи динамического программирования / под ред. А. А. Первозванского. М.: Наука, 1965. 460 с.
152. Беллман Р., Заде Л. Принятие решений в расплывчатых условиях // Вопросы анализа и процедуры принятия решений: сб. переводов. М.: Мир, 1976. С. 172–215.
153. А. В. Костандян, С. С. Горбунов, А. Ф. Егоров, В. В. Сидоров, «Имитационная модель идентификации причин и источников небаланса природного газа в трубопроводной газотранспортной системе». *Автоматизация и информатизация ТЭК*. 2022. № 3(584). с. 37–48.

154. Guo B., Ghalambor A. Natural gas engineering handbook. – 1st edition. Houston, Texas: Gulf Publishing Company, 2005. – 457 p.

155. Carter R.G. Pipeline optimization: Dynamic programming after 30 years // Proc. of the 30th PSIG Annual Meeting, Denver, Colorado, Oct 28–30. – 1998. – Paper No PSIG-9803.

156. Ríos-Mercado R.Z., Kim S., Boyd E.A. Efficient operation of natural gas transmission systems: A network-based heuristic for cyclic structure // Computers & Operations Research. – 2006. – Vol. 33, Issue 8. – P. 2323–2351. – DOI: 10.1016/j.cor.2005.02.003.

157. Morini M., Pinelli M., Venturini M. Analysis of biogas compression system dynamics // Applied Energy. – 2009. – Vol. 86, Issue 11. – P. 2466–2475. – DOI: 10.1016/J.APENERGY.2009.03.008.

158. Taitel Y., Dukler A.E. A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow // American Institute of Chemical Engineers J. – 1976. – Vol. 22, Issue 1. – P. 47–55. – DOI: 10.1002/aic.690220105.

159. A fuzzy constraint-based approach to data reconciliation in material flow analysis / D. Dubois, H. Fargier, M. Ababou, D. Guyonnet // Int. J. of General Systems. – 2014. – Vol. 43, Issue 8. – P. 787–809. – DOI: 10.1080/03081079.2014.920840.

160. Тевяшев А. Д., Тевяшева О. А., Фролов В. А. Об одном классе стохастических моделей квазистационарных режимов работы газотранспортных систем // Радиоэлектроника и информатика. – 2011. – № 3. – С. 75–81.

161. Расчет линейных участков магистрального газопровода на стационарном режиме работы: методические указания к курсовой работе / сост. И. П. Канунников, В. П. Показеев. – Самара: Изд-во Самарского университета, 2017. – 57 с.

162. Чупин В. Р., Майзель Д. И. Обнаружение утечек газа из магистрального газопровода // Известия вузов. Инвестиции. Строительство. Недвижимость. – 2011. – № 1(1). – С. 142–148.

163. Theilliol D, Noura H, Ponsart J (2002) Fault diagnosis and accommodation of a three-tank system based on analytical redundancy. ISA 41(3):365–382.

164. Kramer MA (1991) Nonlinear principal component analysis using autoassociative neural networks. *AIChE J* 37(2):233–243.

165. Hines J, Garvey D (2007) Process and equipment monitoring methodologies applied to sensor calibration monitoring. *Qual Reliab Eng Int* 23:123–135.

166. Hines J, Grinok A, Attieh I, Urigh R (2000) Improved methods for on-line sensor calibration verification. In: 8th International conference on nuclear engineering, Baltimore, USA.

167. Kramer MA (1992) Autoassociative neural networks. *Comput Chem Eng* 16(4):313–328.

168. Зорич, В. А. Математический анализ. Часть I [Текст] / В. А. Зорич. — Изд. 10-е, испр. - М.: МЦНМО, 2019. — 564 с.

169. Banerjee, R. On the unification of line processes, outlier rejection, and robust statistics with applications in early vision [Текст] / R. Banerjee, N. Division // International Conference on Signal Processing and Communication, ICSC 2013. — 2013. — P. 445—448.

170. Д. А. Алексанян, М. В. Яшина и А. В. Костандян, "Интеллектуальное управление инфокоммуникационной системой слабоформализованными процессами на основе нечеткой логики", 2018 Системы синхронизации, генерации и обработки сигналов в телекоммуникациях (SYNCHROINFO), Минск, Беларусь, 2018, стр. 1-4, doi: 10.1109/SYNCHROINFO.2018.8456982.

171. Aleksanyan D. A., Yashina M. V., Kostandyan A. V. INFOCOMMUNICATION SYSTEM WEAKLY FORMALIZED PROCESSES INTELLIGENT CONTROL BASED ON FUZZY LOGIC. Publisher: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Minsk, Belarus, 4 – 5 July 2018, IEEE Catalog: CFP18P67-POD, ISBN: 978-1-5386-6475-9, с. 6 – 9. (Scopus).

172. Костандян А. В., Горбунов С. С., Алексанян Д. А., Егоров А. Ф., Сидоров В. В. Обнаружение утечек в трубопроводах методом фильтра частиц. Автоматизация и информатизация ТЭК. 2024. № 6(611). С. 46 – 58.

173. DONG S H, ZHANG H W. Solution of full-life-cycle intelligent pipeline network based on big data[J]. *Oil & Gas Storage and Transportation*, 2017, 36(1): 28-36.

174. Accenture. GE and Accenture announce Columbia Pipeline Group first to deploy break-through “intelligent pipeline solution”[EB/ OL]. (2016-01-06) [2020-03-16]. <https://newsroom.accenture.com/news/ge-and-accenture-announce-columbia-pipeline-group-first-to-deploy-break-through-intelligent-pipeline-solution>. Htm.

175. YU J M, WANG X H, ZHANG Y, LIU Y, ZHAO S A, SHAN L F. Construction and application of knowledge graph for intelligent dispatching and control[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(3): 29-35.

176. ZHANG X H, FENG C Y, WANG Y M, WANG Y Y, WANG J, DENG Y, et al. Design ideas of robotic dispatcher for power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(13): 1-8.

177. LIU D W, LI B Q, SHAO G H, LI Z Y, GAO D B, XU X W, et al. Intelligent control system framework based on big data and artificial intelligence for large power grid [J]. Electric Power Information and Communication Technology, 2019, 17(3): 14-21.

178. Костандян А. В., Егоров А. Ф., Сидоров В. В. Идентификация и локализация утечек в трубопроводах методом фильтра частиц. Технические науки. Информатика, вычислительная техника и управление. Международная научно-практическая конференция LXX. Сборник статей, № 2(70), февраль 2024. с. 4 -13. Научная электронная библиотека eLIBRARY.RU.

179. Сивак М. А. Робастное обучение нейронных сетей с простой архитектурой для решения задач классификации. Диссертация на соискание учёной степени к. т. н., «Новосибирский государственный технический университет», 2022, с. 111.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Программный модуль «Статистика»

Входными данными модуля оценки грубых ошибок Gross Error являются массивы данных с измерительных систем. Данные для обработки в файле располагаться по строке или по столбцу. После запуска модуля откроется окно:

Рисунок А.1 – Интерфейс загрузки данных и выбора метода оценки грубых ошибок  
Окно программы функционально разбито по горизонтали на несколько зон.  
Рассмотрим их по очереди сверху вниз. Первая зона - «загрузка данных»:

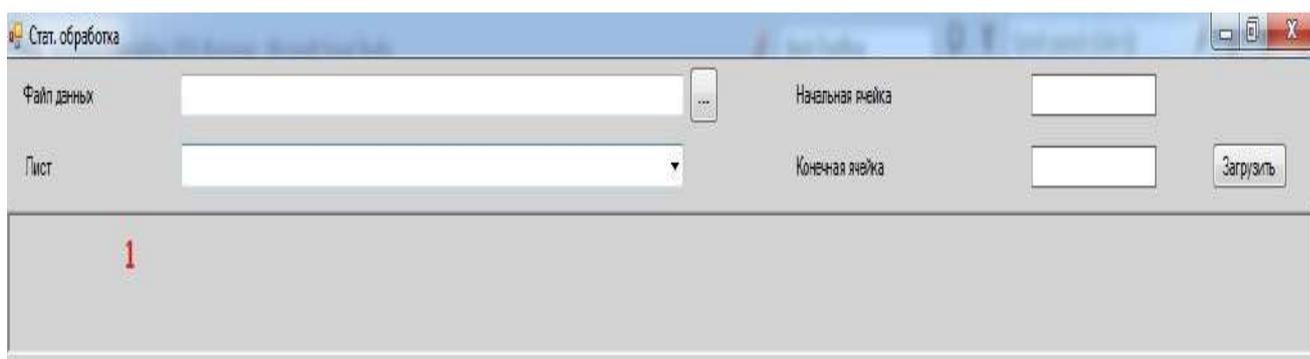


Рисунок А.2 – Интерфейс загрузки данных по зонам

В ней указывается файл данных. Нажатие на кнопку с тремя точками открывает окно диалога выбора файла. Затем из выпадающего списка выбирается лист из книги Excel, в котором расположены данные, после этого указываются начальная и конечная ячейки на выбранном листе. После ввода этих данных загружаются данные, кнопка f «Загрузить». Пустое поле **1** заполняется данными. Например

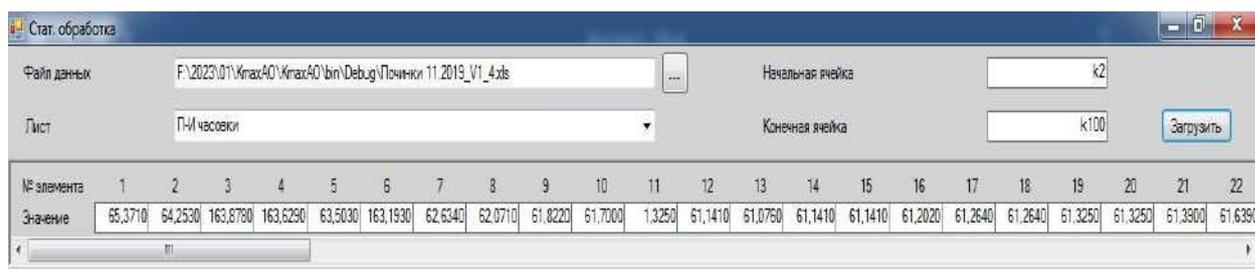


Рисунок А.3 – Интерфейс загрузки файла

Следующая зона предназначена для выявления грубых ошибок (выбросов) в измерениях.

В программном модуле реализованы шесть методов оценки грубых ошибок в измерениях:

1. Критерий наибольшего абсолютного отклонения;
2. Метод Ирвина;
3. Критерий Романовского;
4. Критерий 3-х сигм;
5. Критерий Диксона;
6. Критерий Роснера.

Критерий наибольшего абсолютного отклонения Число точек выборки:  Среднее:   
 Метод Ирвина Номер элемента:  Дисперсия:   
 Критерий Романовского Вероятность:  Стандартное отклонение:   
 Критерий 3 сигм  
 Критерий Диксона  
 Критерий Роснера

tau\_расч:  tau\_табл:

Восстановить Расчет

Рисунок А.4 – Интерфейс выбора метода оценки грубых ошибок

В ней указываются критерий поиска, число элементов выборки, номер элемента (из выборки на предыдущем шаге) и доверительную вероятность из выпадающего списка. После этого выполняется расчет, кнопка «Расчет». При наличии выбросов появиться окно

Выявлено 2 выброс(а)!

OK

Критерий наибольшего абсолютного отклонения Число точек выборки: 20 Среднее: 63.67  
 Метод Ирвина Номер элемента: 5 Дисперсия: 730.24  
 Критерий Романовского Вероятность: 0.95 Стандартное отклонение: 27.02  
 Критерий 3 сигм  
 Критерий Диксона  
 Критерий Роснера

№ элемента	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Значение	63.5030	63.1930	62.6340	62.0710	61.8220	61.7000	61.3290	61.1410	61.0760	61.1410	61.1410	61.2020	61.2640	61.2640	61.3250	61.3250	61.3900	61.6390	61.6390	61.5740	61.7610

Восстановить Расчет

Рисунок А.5 – Интерфейс отображения результатов оценки грубых ошибок

После нажатия на ОК поля «Среднее, Дисперсия, Стандартное отклонение» заполнятся и появятся элементы выборки с подсвеченными (светло коричневым цветом) полями выбросов из массива данных. Если выбросов нет – поля не подсвечиваются. Кнопка «Восстановить» предназначена для корректировки выбросов по «скользящему» массиву текущей выборки. Восстановленное поле подсвечивается желтым цветом.

Критерий наибольшего абсолютного отклонения Число точек выборки: 20 Среднее: 63.67  
 Метод Ирвина Номер элемента: 5 Дисперсия: 730.24  
 Критерий Романовского Вероятность: 0.95 Стандартное отклонение: 27.02  
 Критерий 3 сигм  
 Критерий Диксона  
 Критерий Роснера

№ элемента	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Значение	63.5030	61.6096	62.6340	62.0710	61.8220	61.7000	61.6096	61.1410	61.0760	61.1410	61.1410	61.2020	61.2640	61.2640	61.3250	61.3250	61.3900	61.6390	61.6390	61.5740	61.7610

Восстановить Расчет

Рисунок А.6 – Интерфейс отображения результатов корректировки грубых ошибок

Следующая зона «выбор массива минимальной размерности». Здесь необходимо указать точность и размерность выборки. Выборка начинается с элемента №1 (ячейка k2 в Excel-файле). Если нужно не с первого – изменяется содержание начальной ячейки и загружается, кнопка «Загрузить». После этого, осуществляется нажатие кнопки «Получить».

Например

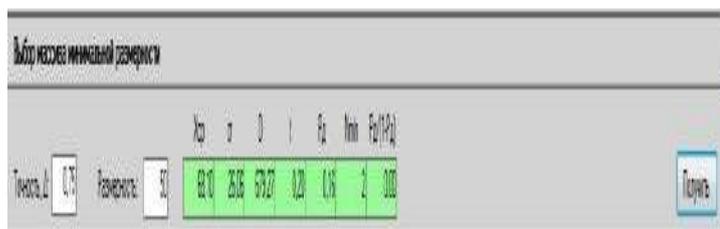


Рисунок А.7 – Интерфейс отображения результатов выбор массива минимальной размерности

Следующий расчетный блок - «Проверка однородности дисперсий». Здесь заполняются поля число степеней свободы и число измерений из выпадающих СПИСКОВ.

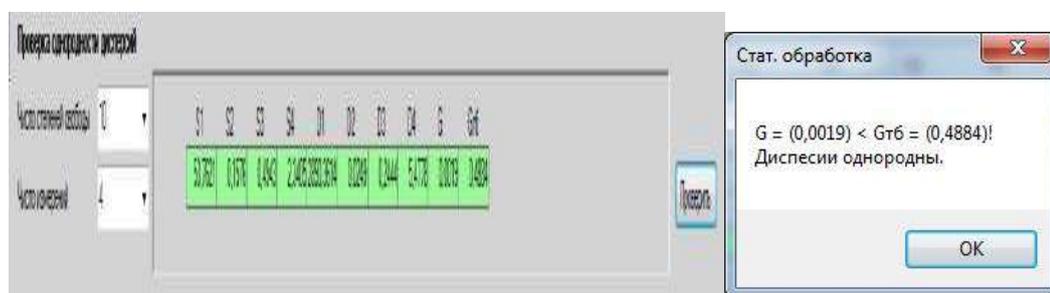


Рисунок А.8 – Интерфейс отображения параметров проверки однородности дисперсий

Нажав кнопку «Проверить», выдается информация о достоверности (недостоверности) дисперсий.

Следующий блок – «Критерий отношения правдоподобия (Неймана-Пирсона)». Здесь заполняются поля число выборок и объем выборки из выпадающих СПИСКОВ.



Рисунок А.9 – Интерфейс отображения параметров критерия Пирсона  
Нажав кнопку «Проверить», выдается сообщение: отклоняется или нет нулевая гипотеза.