

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет»

На правах рукописи

Фетисов Вадим

**ОБОСНОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ
ПРИРОДНОГО ГАЗА ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ГАЗОПРОВОДАМ
С УЧЕТОМ НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМОВ**

Специальность 25.00.19 – Строительство и эксплуатация
нефтегазопроводов, баз и хранилищ

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, доцент
Николаев Александр Константинович

Санкт-Петербург – 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	4
Глава 1. Анализ изученности. Цель и задачи исследования	
1.1 Анализ литературных и патентных источников	12
1.2 Анализ существующих математических моделей движения газа в трубопроводе	32
1.3 Цель и задачи исследований.....	50
Глава 2. Теоретические исследования термогазодинамических процессов в газотранспортной системе	
2.1 Метод математических моделей для газотранспортных систем.....	52
2.2 Математическое моделирование нестационарного потока газа в магистральном газопроводе.....	66
2.3 Решение задачи работы магистральных газопроводов при нестационарном режиме.....	75
Глава 3. Экспериментальные исследования нестационарных режимов работы системы “трубопровод-компрессорная станция”	
3.1 Методика проведения экспериментов.....	82
3.2 Результаты исследований и их обработка.....	88
3.3 Моделирование внештатной ситуаций в системе “трубопровод-компрессорная станция”.....	93

Глава 4. Рекомендации по управлению нестационарными режимами работы магистральных газопроводов

4.1 Алгоритм моделирования возникновения нестационарных режимов в работе системы «трубопровод-компрессорная станция».....	101
4.2 Алгоритм расчета компрессорной станции и ее параметры	110
Заключение	117
Список литературы	118
Перечень условных обозначений	130
Приложение 1	132
Приложение 2	133
Приложение 3	134
Приложение 4	135
Приложение 5	136
Приложение 6	137
Приложение 7	138

Введение

Результаты исследования работы носят научно-прикладной характер, направленный на повышение эффективности эксплуатации газотранспортного комплекса в соответствии со стратегией развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года (утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 22 декабря 2018 г. № 2914-р) [1].

Программа предусматривает расширенное воспроизводство минерально-сырьевой базы с учетом меняющейся структуры запасов и смещением центров добычи природного газа в такие регионы России: полуостров Ямал, Восточная Сибирь, Дальний Восток, морские шельфы. Реализация Программы позволит прирастить до 2035 годам около 20 млрд т.

Особое внимание в документе уделено проведению научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, которые позволят значительно повысить эффективность развития газовой промышленности.

Россия является одним из крупнейших экспортеров природного газа. Примерно 82% поставок из России приходится на страны Западной Европы, 18% — на центральноевропейские государства. Ввиду этого, рынок Азии, Восточной и Центральной Европы являются стратегическими направлениями исходя из географической близости к Российской Федерации.

В последние годы развитие взаимоотношений с партнерами происходит на фоне серьезных геополитических событий и изменений в отношениях диверсификации источников поставок энергоносителей. Ростом конкуренции на газовом рынке при реализации новых проектов по строительству трубопроводного транспорта. В 2018 г. ООО «Газпром экспорт» реализовал на этом рынке 25,51 млрд. м³ газа. Наличие комплекса из 26-ти подземных хранилищ газа и 6 газоперерабатывающих заводов, позволяют России быть ключевым игроком на рынке голубого топлива [2].

По состоянию на 2018 г. запасы газа категорий А+В1+С1 (по российской классификации) составили 35 355,4 млрд.м³. В 2018 г. предприятия ПАО «Газпром» добыли 487,4 млрд.м³. (Рисунок 0.1). На Газпром приходится 74% российской добычи газа. Протяженность магистральных газопроводов единой системы газоснабжения (ЕСГ), а также отводов, составляют более 188,5 тыс. км. Для транспортировки природного газа задействованы 268 компрессорных станций общей мощностью газоперекачивающих агрегатов в 46 тыс. МВт [2].

Поскольку поставки газа осуществляются в большом объеме на значительны расстояния, требования к бесперебойной работе газопроводов играют важный фактор.

Основная часть магистральных газопроводов работает в нестационарном режиме движения газа. По причине неравномерного потребления и отбора газа, а также включения и выключения газоперекачивающих агрегатов, перекрытия запорной арматуры, в результате аварийных утечек газа, изменяются параметры работы транспортирования газа, такие как давление, температура, расход.

Ввиду того что, основной функцией ЕСГ является обеспечение потребителя природным газом согласно определенному графику поставок, который неравномерный во времени, бесперебойная работа системы «трубопровод-компрессорная станция» крайне важна.

Стоит заметить, что с увеличением добычи природного газа особое внимание уделяется повышению эффективности работы газопроводов и компрессорных станций.

Данный вопрос с каждым годом приобретает все большее значение. Повышение эффективности эксплуатации магистральных газопроводов является одной из важнейших задач, аварии на газопроводах явление редкое, но если подобная происшествие происходит, оно вызывают экономические и экологические убытки для страны.

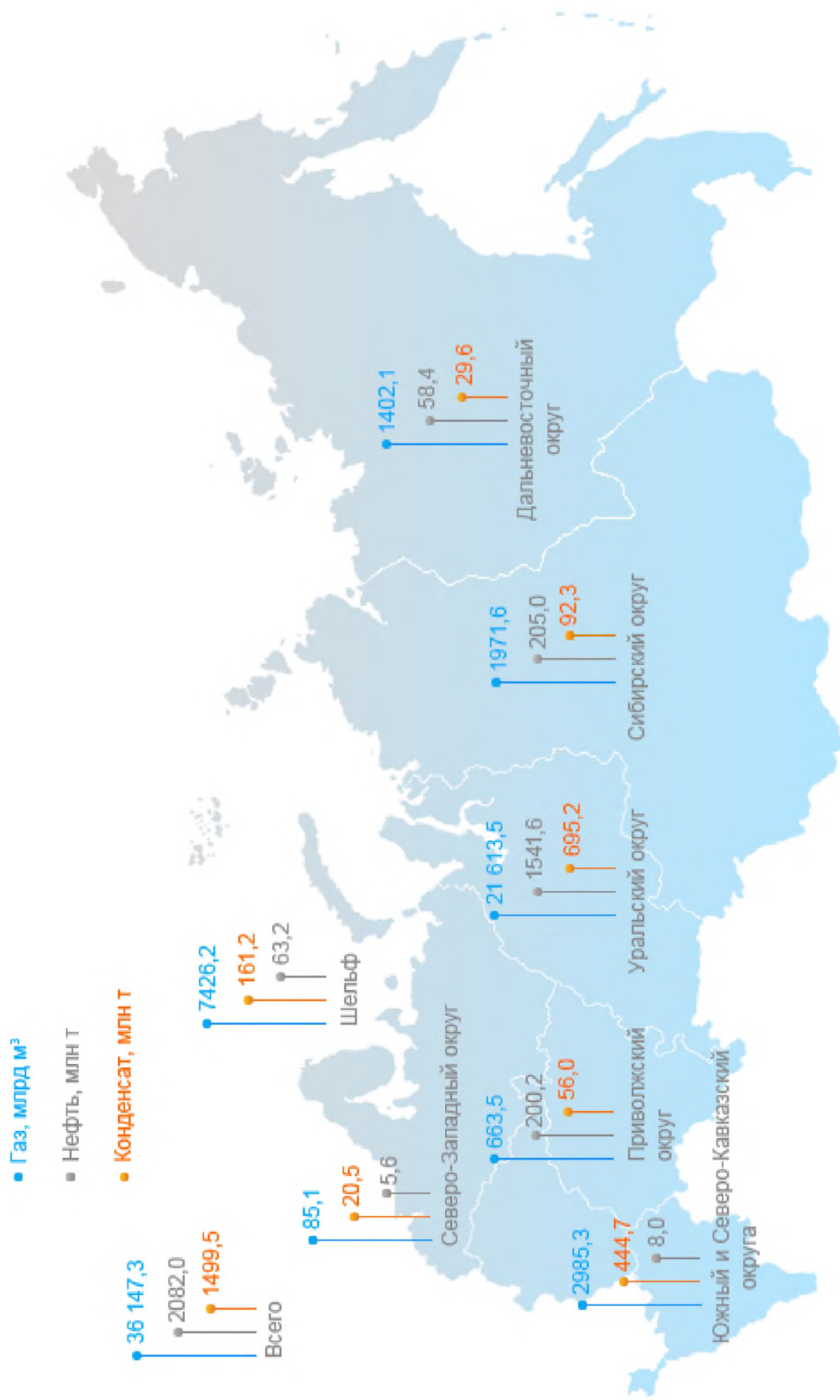


Рисунок 0.1 – Объемы разведанных запасов углеводородов в регионах Российской Федерации, млрд. м³

Материал взят с сайта ПАО «Газпром»©

Значительная часть газопроводов работает при нестационарном режиме течения газа, что необходимо учитывать при выборе режима эксплуатации газопровода. Задача расчета возникновения нестационарных процессов, вызванных любыми внештатными ситуациями несет за собой выбор обоснованных параметров работы магистральных газопроводов. Эту задачу следует считать одной из первоочередных.

Цель диссертационной работы

Целью диссертационной работы является повышение эффективности транспорта газа в условиях нестационарности за счет обеспечения рациональных режимов.

Основные задачи исследования

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Проанализировать литературные источники и патентные материалы.
2. Исследовать стационарные и нестационарные режимы движения газа в магистральных газопроводах с помощью компьютерного моделирования при различных режимах их работы.
3. Разработать математическую модель и алгоритм расчета, описывающий нестационарный режим движения газа в магистральном газопроводе.
4. Разработать научно-обоснованные рекомендации и алгоритм расчета нестационарных режимов транспортирования газа в магистральных газопроводах в системе «трубопровод-компрессорная станция».

Идея работы заключается в том, что разработка технических решений направленных на повышение эффективности эксплуатации газотранспортной системы «трубопровод-компрессорная станция» ведется на основе математического моделирования работы магистральных газопроводов с учетом нестационарных режимов движения природного газа.

Научная новизна работы

1. Разработана математическая модель, описывающая нестационарные режимы движения природного газа и ее алгоритмы с помощью которых

анализируются нестационарные режимы работы системы “трубопровод-компрессорная станция” с учетом отборов, подкачек газа, а также при аварийной остановке.

2. Полученное решение задачи идентификации по экспериментальным данным коэффициента гидравлического сопротивления и суммарного коэффициента теплообмена позволяет верифицировать расчет этих величин.

Научные положения, выносимые на защиту

1. Решения при проектировании магистральных газопроводов принимаются с учетом математического моделирования нестационарности движения газа.
2. Пропускная способность магистрального газопровода при эксплуатации определяется отклонением давления на $5 \div 10$ % от проектной величины и температурным режимом газа.

Методика исследований

Работа проводилась с использованием метода научного обобщения и анализа литературных источников и патентных материалов, позволяющих выявить направления совершенствования методики расчета нестационарных режимов работы магистральных трубопроводов, предназначенных для транспортирования природного газа.

Анализ работы газотранспортной системы с учетом нестационарного режима, моделируется с помощью компьютерной программы Mathematica и Ansys Fluent. Обработка экспериментальных данных производилась методами математической статистики. Влияние отдельных факторов на исследуемые параметры и связи между ними, определялись с помощью корреляционного анализа.

Достоверность научных положений

Достоверность научных положений подтверждается результатами теоретических и экспериментальных исследований, а сходимость их равна 95%.

Практическая ценность работы

Разработана методика расчета возникновения нестационарности на основе моделирования режимов транспортирования природного газа и алгоритм системы «трубопровод-компрессорная станция».

Соответствие диссертации паспорту специальности

Область исследования связанная с разработкой методики расчета нестационарных режимов движения газа в магистральных газопроводах и научно-обоснованных рекомендаций, что позволит повысить эффективность их работы, соответствует паспорту специальности 25.00.19 – «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ», а именно: пункта 1 « Напряженное состояние и взаимодействие с окружающей средой трубопроводов, резервуаров и оборудования при различных условиях эксплуатации с целью разработки научных основ и методов прочностного, гидравлического и теплового расчетов нефтегазопроводов и газонефтехранилищ»; пункта 3 « Разработка научных основ и усовершенствование технологии трубопроводного транспорта газа, нефти и нефтепродуктов, гидро- и пневмоконтейнерного транспорта»; пункту 7 «Исследования в области ресурса трубопроводных конструкций, в том числе прогнозируемого при проектировании и остаточного при их эксплуатации».

Апробация работы

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на семинарах и конференциях, посвященных проблемам развития газовой промышленности, в том числе на: XII международной научно-практической конференции «Достижения и проблемы современной науки» - Санкт-Петербург, 2017 г.; XIII международной научно-практической конференции «Достижения и проблемы современной науки» - Санкт-Петербург, 2017 г.; региональном конкурсе аспирантских работ в рамках Международной нефтегазовой конференции, Москва 2017 г.; международной научно-практической конференции «Развитие энергоэффективности» - Дрезден, Германия, 2018 г.; заседаниях научно-технического совета ООО «Уфимский Научно-Технический Центр» по вопросу состояния и перспектив применения

новых технических решениях при ремонте, реконструкции и строительстве линейной части магистральных газопроводов и газораспределительных станций - 2018-2019г.г.

Публикации

По направлению диссертации опубликовано 7 научных работ, 1 из которых в изданиях, входящих в перечень научных изданий рекомендованных ВАК Минобрнауки России, 5 в журналах входящие в международную базу цитирования Scopus, 1 свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Личный вклад соискателя

Разработана методика математического моделирования термогазодинамических процессов для проведения статистической идентификации погрешности параметров давления и температуры в процессе эксплуатации газопровода для эффективного контроля за его состоянием.

Исследованы закономерности протекания нестационарных процессов в магистральных газопроводах вызванные непроектными режимами работы. Созданы математические модели нестационарных режимов в системе «трубопровод-компрессорная станция», предложена методика и алгоритмы ее реализации.

Реализация результатов работы

Научные и практические результаты работы могут быть использованы в учебном процессе Санкт-Петербургского горного университета для изучения студентами направлений подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (уровень бакалавриата) и 21.04.01 «Нефтегазовое дело» (уровень магистратуры).

Объём работы

Диссертация изложена на 138 страницах текста, состоит из введения, четырёх глав, выводов и рекомендаций, списка литературы из 124 источников, перечня условных обозначений и семи приложений, содержит 18 рисунков и 4 таблицы.

Автор выражает глубокую благодарность и признательность своему научному руководителю, учителю и наставнику, доктору технических наук, профессору кафедры “Транспорта и хранения нефти и газа” Александру Константиновичу Николаеву.

Глава 1. Анализ изученности. Цель и задачи исследования

1.1 Анализ литературных и патентных источников

Единые системы газоснабжения (ЕСГ) – совокупность взаимосвязанных газопроводов и сопутствующих им сооружений, предназначенных для обеспечения газом потребителей.

В состав ЕСГ входят 160,4 тыс. км магистральных газопроводов (МГ) с давлением 7,5 – 9,8 МПа, 268 компрессорных станций, а также 6 комплексов по переработке газа и газового конденсата, 26 подземных хранилищ газа, распределительные газопроводы, газопроводы-перемычки, отводы. При оптимизации работы ЕСГ необходимо учитывать многие факторы, которые, в свою очередь, приводят к изменению режимов транспортирования газа. Многие из них могут вызвать аварийные ситуации. Для предупреждения этих ситуаций используется современная система планирования капитальных ремонтов на основе методологии управления техническим состоянием и целостностью газотранспортной системы. После проведения анализа возникновения рисков системной значимости, приоритет отдается тем объектам исследования, ремонт которых даст максимальный экономически выгодный эффект. Такой подход исследования газотранспортной системы позволяет одновременно повышать уровень технической надежности производственных объектов, повысить объем выполняемых работ и эффективности распределения финансовых ресурсов.

Также следует уделить внимание способам транспортирования природного газа. С помощью систем транспортирования осуществляется перекачка газа от места его залежи или хранения к месту его применения, таких как: заводы, производственные мощности, конечный потребитель. В связи со сложностью хранения природного газа существуют различные способы транспортирования, среди которых основными и самым дешевым и надежным являются газопроводы. На рисунке 1.1 Единая система газоснабжения России и мощности экспортных газопроводов [9, 10].

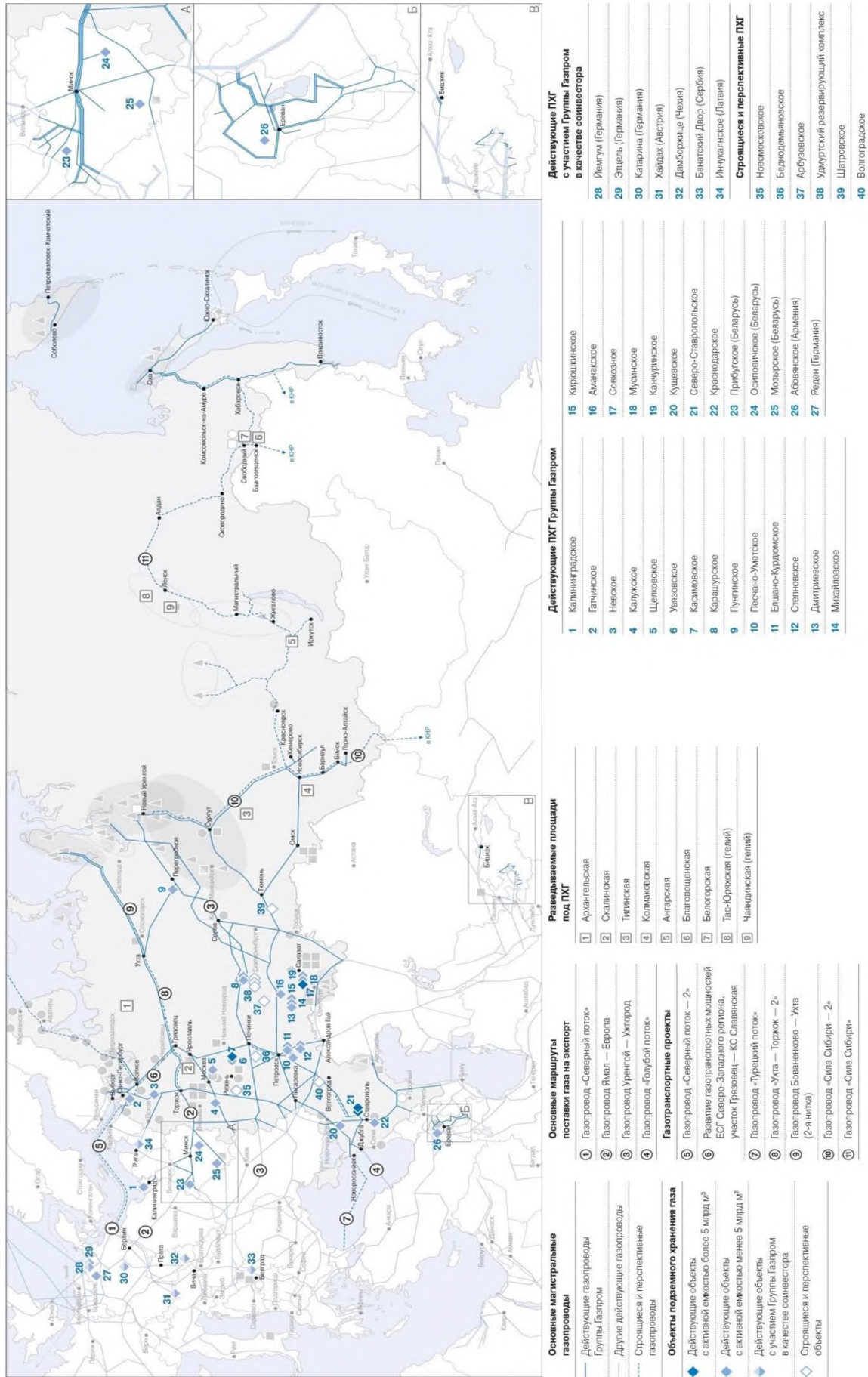


Рисунок 1.1 – Единая система газоснабжения России и мощности экспортных газопроводов

Материал взят с сайта ПАО «Газпром» ©

Не стоит забывать об надежности работе функционирования ЕСТ, которое обеспечивается благодаря внедрению прогрессивных методов диагностики, своевременному проведению капитального ремонта и планово-предупредительных работ. На диаграмме (рисунок 1.2) представлены данные о капитальном ремонте газотранспортной системы с 2010 по 2015 г.г. [2].

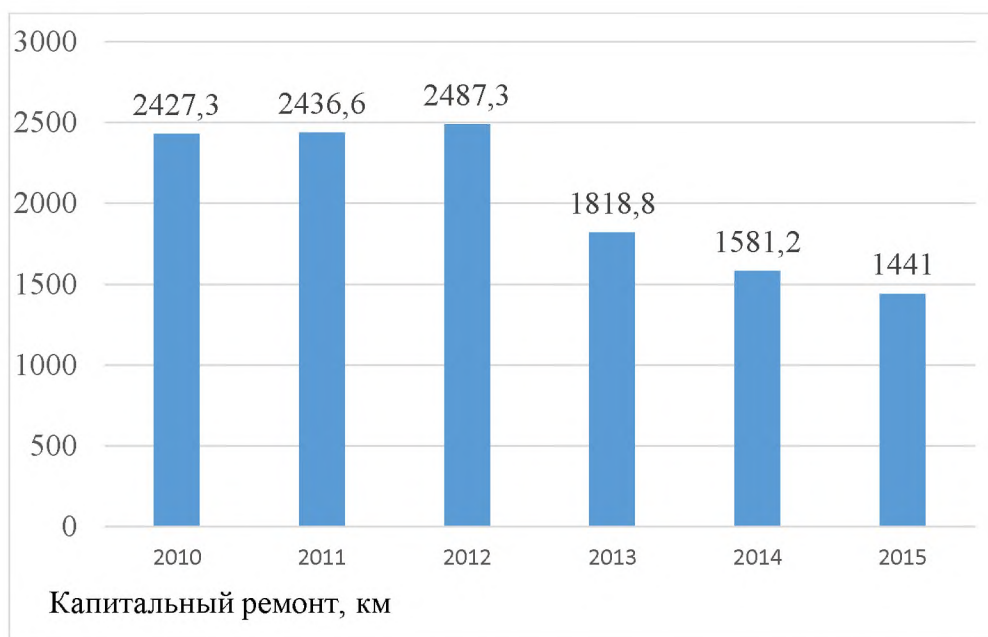


Рисунок 1.2 – Данные о капитальном ремонте газотранспортной системы на территории России

Повышение безопасности транспортирования природного газа в значительной степени основывается на анализе рисков возникновения внештатных ситуаций. В связи с этим актуальным является задача совершенствования методов и анализа рисков на основе исследования процессов утечки газа. Вопросами и задачами по транспорту газа по трубам и моделированию трубопроводных систем посвящено огромное количество работ как отечественных так и зарубежных ученых: В. Л. Стритер, Г.Н. Абрамович, А.Н. Папуша, Н.П. Бусленко, А.В. Акимов, К.П. Станюкович, А.А. Александров, И.А. Чарной, Акатьева В.А., Брущлинский Н.Н., С.К. Годунов, А.Г. Гумеров, А.Н. Елохин, И. Никурадзе, С. Кутателадзе, Р.Х. Идрисов, В.М. Лурье, С.А. Сарданашвили, В.И. Ларионов, М.В. Лисанов, Н.А. Махутов Н.А., Печоркин А.С.,

Суцев С.П., Швыряев А.А., А. Дж. Рейнольдса, А.Д. Альтшуля, Е.В. Вилли, Л. Дж. Левеки, Дж. Речфорд, и др.

Для выявления тенденций изменений аварийности на объектах магистрального трубопроводного транспорта, была проанализирована информация содержащаяся в открытых источниках. В этих работах представлены методы расчета нестационарных режимов работы газопроводов, решения обратных задач, методы решения дифференциальных уравнений в частных производных, описывающих основные законы движения газа в трубопроводе, прогнозирования времени и параметров нестационарного процесса. Для любого технологического объекта имеется определенный набор параметров и показателей, которые его характеризуют.

Сбором данных об авариях на трубопроводном транспорте занимаются [17,18,19]:

- европейская группа по сбору данных об авариях на газопроводах EGIG (European Gas Pipeline Incident Data Group) www.egig.nl;
- ассоциация операторов магистральных сухопутных газопроводов Великобритании UKOPA (United Kingdom Offshore Pipeline Operators' Association) www.ukopa.co.uk;
- европейская ассоциация нефтяных компаний CONCAWE (Conservation of Clean Air and Water in Europe) <http://www.concawe.be>;
- бюро трубопроводной безопасности Управления по безопасности трубопроводов и опасным материалам Министерства транспорта США (Office of Pipeline Safety under the Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration – OPS PHMSA) <http://www.phmsa.dot.gov>;
- национальное энергетическое управление Канады (National Energy Board – NEB) <http://www.neb.gc.ca>;
- федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) www.gosnadzor.ru.

Главная функция ЕСГ – это обеспечение потребителей природным газом в соответствии с заранее определенным графиком поставок. Сложность данной

задачи заключается в том, что график поставок неравномерный во времени, тогда как сама газотранспортная система является достаточно протяженной и время ее реакции на вносимые изменения почти всегда гораздо больше, чем периодичность этих изменений. Основные характеристики объектов исследования на магистральных газопроводах представлены в таблице 1.1

Таблица 1.1 – Основные характеристики объектов исследования

Название организации	EGIG	CONCAWE	UKOPA	NEB	PHMSA
Объекты исследования	Только линейная часть	Линейная часть, а также все насосные и промежуточные парки хранения	Только линейная часть	Линейная часть, а также все площадочные объекты и любое оборудование	Линейная часть, а также все площадочные объекты и любое оборудование
Материал трубопроводов	Сталь	Сталь	Сталь, пластик, другие	Сталь	Сталь, пластик, другие
Транспортируемые вещества	Природный газ	Сырая нефть и нефтепродукты	В основном природный газ	Природный газ, нефть, нефтепродукты	Природный газ, нефть, нефтепродукты вещества, CO ₂ и др.
Морские/континентальные	Континентальные	континентальные	континентальные	морские и континентальные	морские и континентальные
Типы нефтепроводов	Магистральные (с давлением > 15 бар)	магистральные	магистральные	Магистральные, часть промысловых	Промысловые, магистральные, распределительные
Общая протяженность, тыс.км	129,7	34,7	22,3 (МГ – 20,6)	МГ – 26,3; МН/МНПП – 40,6	МГ – 471,1 МН – 83,1 МНПП – 98,2
Период сбора	1971-2011	1971-2011	1962-2008	1991-1999, 2000-2007	1970-1984, 1984-2002 - 2009
Количество произошедших аварий за весь период сбора данных	1172 (88)	457 (49)	179 (7)	32 (2)	3526 (810)

Магистральные газопроводы большую часть времени работают в нестационарном режиме, поэтому часто изменяются воздействия на ее элементы.

Из-за большой протяженности и инертности газотранспортная система имеет большие внутренние резервы например, (одним из таких резервов является запас газа в трубах), которые можно умело использовать, экономя при этом энергоресурсы. Использование внутренних резервов системы должно быть заранее предусмотрено во избежание возникновения внештатных ситуаций.

Другая задача, обеспечения эффективной работы с возникновением внештатных ситуаций. Например, авария на линейном участке газопровода или внезапное прекращение отбора газа потребителем. В этих случаях оценивается тот промежуток времени, который имеется у оператора сети для принятия следующих решений:

1. Объем газа, который можно закачать в трубопровод.
2. Время, в течение которого потребитель может прекратить отбор газа без риска для функционирования газотранспортной системы.

Также необходимо учитывать максимальное значение запаса газа, которое не приведет к полной остановке газопровода и аварии.

Обеспечения надежности работы заключается не только в строгом соответствии графику поставок газа, но и в соблюдении технических и экологических норм. Так например, для морского газопровода важно, чтобы температура газа в трубе не выходила за определенные ограничения. Таким образом, не все возможные режимы функционирования линейного участка будут надежными с точки зрения выполнения этого требования. Основными параметрами, определяющими надежность функционирования МГ, являются максимальное и минимальное давление, минимальная и максимальная температура газа и запас газа в трубопроводе.

Обеспечение эффективной безопасности функционирования магистральных газопроводов зависит от решения следующих задач:

1. Рассчитать запас газа в любой момент времени и давления в линейной части, если прекращается одновременно подача и отбор газа.
2. Определить запас газа который имеется при прекращении отбора и заполнении трубопровода до максимального его значения.

3. Рассчитать максимальное время опорожнения, в течение которого можно не применять управляющие действия увеличения отбора газа при сохранении подачи.
4. Определить возможность обеспечения заданной неравномерности поставки газа при ограниченных ресурсах, поочередные опорожнения и заполнения газопровода.
5. Определить параметры потока газа при стационарных и нестационарных режимах для проверки выполнения требований безопасной и эффективной работы газопровода.

Все выше перечисленные технологические задачи решаются путем математического моделирования параметров потока газа, связанные с решением следующей системы дифференциальных уравнений [38,39]:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial}{\partial t}(\rho v) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho v^2) + \frac{\partial P}{\partial x} + \rho g \sin \alpha + \frac{1}{2d} \lambda \rho v |v| = 0 \\ \frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}(\rho v) = 0 \\ \frac{\partial}{\partial t} \left(\rho \varepsilon^{yA} + \rho \frac{v^2}{2} + \rho g H \right) + \frac{\partial}{\partial x} \left(\rho v \left(\frac{v^2}{2} + h^{yA} + g H \right) \right) = \frac{4}{d} K_{cp} (T - T_0), \\ \left\{ \begin{array}{l} h^{yA} = \varepsilon^{yA} + \frac{P}{\rho} \\ h^{yA} = \frac{1}{M} h(P, T) \\ \rho = \rho(P, T) \end{array} \right. \end{array} \right. \quad (1.1)$$

где ρ - плотность природного газа, кг/м³; v - скорость газа в рассматриваемой точке газопровода, м/с; P - абсолютное давление газа в заданной точке газопровода, МПа; α - угол между образующей трубы и горизонталью, радиан; d - внутренний диаметр трубы, мм; λ - коэффициент гидравлического сопротивления участка газопровода; ε^{yA} - удельная внутренняя энергия газа, Дж/кг; g - ускорение свободного падения, м/с²; H - высота точки газопровода над уровнем моря, м; h^{yA} - удельная энтальпия газа, Дж / кг; K_{cp} - средний на участке коэффициент общей теплопередачи от газа к окружающей среде, Вт/м² · К; T - температура газа в заданной точке газопровода, К; T_0 - расчетная температура окружающей среды, К;

M - молярная масса газа, кг/моль; h - молярная энтальпия газа, Дж/моль.

Для упрощения решения системы принималось во внимание, что движение газа в трубопроводе является стационарным. При постоянном установившемся режиме, это решение дает хороший результат. Однако, при изменении режима и параметров решение показывает неточный результат. К таким ситуациям относятся: колебания потребления газа, а также нарушение работы газоперекачивающих агрегатов, запорной арматуры, регуляторов давления или любого другого оборудования газопроводов, которые вызывают изменения режима движения газа.

Анализ возникновения нестационарных режимов движения газа связан с зависимостью переменных от времени и пространства в отличие от стационарных, где переменные зависят только от пространства. Исследования нестационарности позволит диспетчерам контролировать изменения параметров движения газа, его давления, температуру и расход, обеспечивая надежную работу системы в целом.

Для моделирования нестационарных режимов в МГ необходимо одновременно решать уравнения неразрывности, импульса и энергии. Которые создают достаточно сложные и громоздкие системы нелинейных уравнений с частными производными. Существуют традиционные числовые методы для моделирования одномерного нестационарного режима, в том числе метод характеристик, явные и неявные конечно-разностные схемы, метод конечных объемов и др. [24, 25].

Определение потерь давления на трение по длине газопровода, важная задача, возникающая при гидравлическом расчете трубопроводов всех видов, особенно, при перекачке газа на дальние расстояния. Для точного решения задачи потери давления на линейной части трубопровода, необходимо установить закон распределения скоростей по сечению трубопровода. Вопрос о распределении скоростей имеет большое значение при решении задач в области тепло- и массообмена, так как профиль скоростей определяется интенсивностью турбулентного обмена [40, 41].

Принимая во внимание вышеприведенные основные задачи, которые ставятся при проектировании и эксплуатации магистральных газопроводов, можно привести основные решения для получения необходимых данных. Запас газа в трубопроводе в любой момент времени может быть рассчитан с помощью неизотермической нестационарной системы уравнений (1.1) для любого типа граничных условий. Необходимо осуществить моделирование нестационарного режима работы линейного участка, используя данные об изменении предельных условий на основе реальных измерений. В результате моделирования нестационарного режима работы газопровода получаются данные о распределении давления и температуры в любой момент времени, которые однозначно связаны с запасом газа в трубопроводе.

Для оценочных расчетов можно использовать изотермические постановки математической задачи с любым типом граничных условий, однако поскольку в уравнении состояния нельзя пренебрегать температурой, точность расчетов будет невысокой. Расчет заполнения трубопровода осуществляется с помощью моделирование нестационарной неизотермической задачи с граничными условиями.

Для проведения более быстрых оценочных расчетов можно использовать нестационарную изотермическую постановку задачи со следующими граничными условиями: массовый расход в начале участка и массовый расход в конце участка. Моделирование работы магистральных газопроводов является важной частью работы операторов, ответственных за сохранение баланса газа и по его своевременному и бесперебойному снабжению. Немаловажным в сфере измерения параметров потока является точность результатов моделирования работы газопровода, что необходимо при определении утечек.

Физический баланс системы можно рассматривать как управление ее заполнением. Минимальное заполнение – это количество газа в трубопроводе, необходимое для достижения желаемого расхода и давления. Данного баланса можно достичь с помощью достаточной мощности подземных хранилищ газа, а также с помощью колебаний при заполнении системы. Последнее поддерживает

часовые изменения в поставках газа и определяется способами моделирования для предотвращения достижения значений давлений, превышающих допустимые.

Сегодня при моделировании работы газотранспортных систем часто применяются модели неизотермического потока газа. Коэффициент сжимаемости газа в модели рассматривается как устойчивый параметр или как функция от давления и температуры. В первую очередь, необходимо выбрать уравнение состояния, которое удовлетворительно работает в заданных условиях. Выбор метода расчета коэффициента сжимаемости наиболее существенно влияет на погрешность вычисления параметров транспорта газа в системах, работающих при высоком давлении, так как систематическое отклонение плотности может быть одной из причин возникновения ошибки при применении различных методов расчета данного параметра.

Лидером в области моделирования в нефтегазовой отрасли является норвежский программный комплекс «OLGA», разработанный компанией «SPT Group» (Норвегия). Данный программный комплекс предназначен для моделирования установившихся и неустановившихся течений многофазных потоков в скважинах и трубопроводах и используется инженерами во многих странах мира при моделировании и анализе работы нефтегазопроводов.

Существует также ряд других программ по моделированию процессов, такие как: Ansys Fluent, «Star-CD» «ANSYS CFX», «CorNet», «AMADEUS», «АСТРА» [117,118].

Современное программное обеспечение для газовой индустрии дает возможность на этапе проектирования и в реальном времени вычислять параметры природного газа, транспортируемого с учетом изменения его физических свойств. Расчеты производятся на основе измеренных значений давления и температуры и на основе предварительно определенных и введенных значений параметров состава газа или нефти. Большинство коммерческих пакетов для программ создают иллюзию, что с ихней помощью решается любая поставленная задача с проектированием или расчетом. На практике это выглядит не совсем так. По причине не совершенных математических моделей и методов

их решения, которые используются в этих программах. Главная проблема состоит в том, что применимость той или иной математической модели в конкретном случае для сложных многофакторных задач является предметом самостоятельного исследования.

Непростой задачей является и выбор численных алгоритмов решения уравнений математической модели. Наиболее распространенные из них: метод конечных разностей; метод конечных объемов; метод конечных элементов и спектральный метод, которые обладают своими преимуществами и недостатками. Пример тому, метод конечных элементов, который опирается на вариационную задачу о минимальной ошибке аппроксимации искомого решения базисными функциями, а не на исходные уравнения модели. Он эффективен при решении задач механики деформируемого твердого тела, но для решения задач газовой динамики и теплообмена его эффективность не очевидна.

При постановке цели и задач диссертационной работы, были проанализированы научные труды по теме исследований за последние 15 лет.

Среди современных отечественных авторов следует отметить работу Н.Н. Ермолаевой [108], автор уделяет особое внимание созданию математических моделей процессов, лежащих в основе транспортирования природного газа по морским газопроводам в северных морях, а также о проведении экспериментов по созданному программному комплексу, позволяющему ответить на фундаментальные и прикладные вопросы, возникающие при реализации проектов связанных со строительством морских газопроводов.

Также, И.Т. Мищенко[48], который уделяет внимание анализу методов расчета коэффициента сжимаемости природного газа, при этом применяются и сравниваются различные алгоритмы (в соответствии с общегосударственными и международными стандартами). Автор считает, что коэффициент сжимаемости может влиять на погрешность результатов вычисления параметров транспортировки газа. Существует большое количество уравнений состояния для этого параметра, среди которых кубические уравнения состояния, множественноконтантные уравнения.

Мировыми центрами по исследованию физических свойств разработаны стандарты ГОСТ 30319.2-96, ГОСТ ISO12213-2,3:2009, ISO 20765-1:2005, ISO 12213-2:2006 [3,4,5,6]. Указанные нормативные документы имеют разные требования к формированию исходных данных для выполнения расчета, различные алгоритмы расчета, однако границы применения многих из них близки. Мищенко И.Т. отмечает, что отклонения значений коэффициента сжимаемости, вычисленные по методам ГОСТ 30319.2-96, GERG-91 и NX19, могут быть значительными, особенно для «тяжелых» природных газов. По этим методам имеется систематическое отклонение результатов расчета. Модуль отклонения возрастает с увеличением давления и снижения температуры. Систематическое отклонение значения коэффициента сжимаемости приводит к возникновению отклонения значения расхода, измеряемого методом переменного перепада давления. Использование систем учета, в которых применены различные методы расчета коэффициента сжимаемости, может быть одной из причин возникновения отклонений учтенного объема газа.

Об актуальности задачи моделирования процессов транспортирования газа по магистральным газопроводам говорит большое количество публикаций по этой теме. Предлагаемые в работах модели основаны на тех или иных допущениях, таких как: стационарность, одномерность процессов, изотермичность, несжимаемость потока, возможность пренебрежения силами инерции. Обзор публикаций по данным вопросам последних десятилетий приведен в работе В.Е. Селезнева, В.В. Алешина, С.Н. Прялова[116,117], Н.Н. Ермолаевой [108].

Особое внимание следует уделить работам профессора М.В. Лурье [105, 106] из ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М.Губкина», который четко дает определение и описывает расчеты гидравлических характеристик неустановившихся режимов работы трубопроводов, физические свойства природных газов, стационарные режимы работы простых газопроводов, а также стационарные режимы работы сложных газопроводов, расчеты режимов работы центробежных нагнетателей газа, переходные процессы в газопроводах.

Работа М.А. Козлова посвящена методам анализа рисков на магистральных газопроводах. В ней рассматривался следующий вопрос: анализа риска и прогнозирование аварий на магистральных газопроводах.

В работе [31,33,34], рассмотрены современные программные и технические средства, применяемые в управлении магистральными газонефте- и продуктопроводами для предупреждения аварийных и внештатных ситуаций.

При моделировании нестационарных режимов в трубопроводах применяются уравнение: NX-19 AGA-8, уравнение Бенедикта-Уэбба-Рубина и Соаве-Редлиха-Квонг [25, 27, 36, 42].

Автор работы [38] провел масштабное исследование по определению коэффициента сжимаемости природного газа в диапазоне температур от 265 К до 335 К и давлений до 12 МПа. Полученные данные использовались для вывода дифференциального уравнения для точного вычисления коэффициента сжимаемости смесей природного газа по компонентному составу. В результате исследования были получены уравнения, в которых среднеквадратичная погрешность между экспериментальными и расчетными значениями не превышала 0,95%.

$$z = 1B_M(T)\rho_m + C_M(T)\rho_m^2, \quad (1.2)$$

где $B_M(T)$, $C_M(T)$ – второй и третий вириальный коэффициенты смеси;

$$B_M(T) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n x_i x_j B_{ij}(T), \quad (1.3)$$

$$C_M(T) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^n x_i x_j x_k C_{ijk}(T), \quad (1.4)$$

где $x_i x_j x_k$ - молярная доля i-го, j-го и k-го компонентов;

B_{ij} , C_{ijk} - вириальные коэффициенты взаимодействия компонент.

В заключении автор работы - Jaeschke Manfred отмечает, что полученное уравнение дает возможность достаточно точно спрогнозировать значение коэффициента сжимаемости газа, однако оно действительно эффективно только в том случае, если газ находится именно в газовой фазе. В результате исследования автор также получил упрощенное уравнение GERG для применения в «полевых» условиях.

Работа [39] базируется на определении коэффициента сжимаемости с помощью нового компьютеризированного подхода, который сочетает применение векторного аппарата с поддержкой метода наименьших квадратов. Разработанная авторами модель позволяет определить коэффициент сжимаемости природного газа по известному составу, давлению и температуре. Полученные значения сравнивались с другими полученными по известным эмпирическим зависимостям. Статистический анализ показал, что абсолютная относительная погрешность метода составляет всего 0,19%, а результаты труда указывают на возможность его использования для более точного и определения коэффициента сжимаемости природного газа. Авторы обращают внимание именно на эмпирические зависимости для коэффициента сжимаемости, (а не на уравнения состояния газа), так как считают, что они более практичны и не требуют большого количества параметров. В статье проводится анализ широко применяемых формул для расчета коэффициента сжимаемости, их преимуществ и недостатков, приводятся основы модели векторного аппарата и описание разработки векторного аппарата с поддержкой метода наименьших квадратов модели. Применение рекомендуемого метода для значения коэффициента сжимаемости является достаточно эффективным и имеет хорошую точность по сравнению с другими эмпирическим зависимостям. Полученная математическая модель дополняет традиционные методы расчета коэффициента сжимаемости природного.

В работе [40] авторы говорят об необходимости более точного моделирование технологических процессов и создания эффективной модели для прогнозирования термодинамических характеристик. Для этого они составили новое уравнение состояния GERG-2008 для природных газов, в состав которых входит не более 21 компонента. Данное уравнение описывает газовую и жидкую фазы, а также сверхкритическую зону и зону равновесия фаз с высокой точностью. Как отмечают авторы, указанное уравнение рассматривается для создания международного стандарта. В программном продукте GERG-2008 разрешается моделировать свойства газов при следующих условиях: $60 \text{ K} \leq T \leq$

700 К и $P \leq 70$ МПа. В работе проводится сравнительный анализ результатов, полученных по уравнениям состояния GERG-2008 и Соаве-Редлиха-Квонг (Soave-Redlich-Kwong), Пенга-Робинсона (Peng-Robinson), Ли-Кесслера-Плокера (Lee-Kesler-Plucker). Особое внимание уделяется определению плотности и изобарной теплоемкости для сжиженного газа, которые являются важными в технологическом процессе и сложными для экспериментального исследования. В работе отмечается, эффективность уравнения GERG-2008.

В статье [41] рассматривается влияние выбора уравнения состояния на нестационарную модель движения газа в газопроводе. Для этого автор сравнивает уравнения состояния реального газа AGA-8 и SGERG-88, а также модели Соаве-Редлиха-Квонг и Бенедикта-Интернета-Рубина (Benedict-Webb-Rubin) для демонстрации общих неточностей модели движения газа. В работе показано влияние этих неточностей на параметры потока, особенно на температуру газа и загруженность газопровода.

Нестационарная модель движения газа представлена тремя уравнениями:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho w)}{\partial x} = 0, \quad (1.5)$$

$$\frac{\partial(\rho w)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho + \rho w^2)}{\partial x} = \frac{2f\rho w|w|}{D} - \rho g \sin \alpha, \quad (1.6)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\left(u + \frac{w^2}{2} \right) \rho \right] + \frac{\partial}{\partial x} \left[\left(h + \frac{w^2}{2} \right) \rho w \right] = \rho q - \rho w g \sin \alpha, \quad (1.7)$$

где ρ - плотность природного газа, кг/м³; w - скорость газа, м/с; p - давление газа, Па; f - коэффициент трения; D - внутренний диаметр трубопровода, мм; g - ускорение свободного падения, м/с²; α - угол между трубой и горизонталью, радиан; u - удельная внутренняя энергия газа, Дж/кг; h - удельная энтальпия газа, Дж/кг; q - скорость теплопередачи, Вт/кг.

В заключении работы, автором сделан вывод, что на параметры потока или загруженность трубопровода, выбор уравнения состояния практически не влияет. А форма уравнения состояния может быть важной в системах определения места утечки, основанных на методах объемного баланса.

В газопроводах возможны различные условия при которых возникает нестационарность. Его продолжительность может достигать нескольких суток при поставке газа в промышленные, коммерческие, жилые зоны или он может длиться только один час (в случае неожиданной аварии или остановки электроснабжения). Идеально, когда метод для расчета нестационарных потоков достаточно подробный для получения точных результатов для быстрой нестационарности, но не такой основательный как для вычисления медленной нестационарности, в этом случае он становится затратным по времени и неэкономичным.

В работе [43] автор рассматривает возникающие нестационарные процессы вследствие изменения потребления газа и описывает их системой дифференциальных уравнений, которые решаются с помощью преобразований Лапласа. Отмечается, что колебания потребления приводит к длительным скачкам давления и расхода в газопроводе, которые влияют на работу системы. Автор рассчитывает продолжительность перехода газа от одного стационарного потока в другое, которая составляет десятки часов для газопроводов протяженностью более 300 км. Проектирование и оптимизация работы газотранспортных систем требует четкого знания параметров и их возможного поведения при нестационарных процессах в связи с изменением условий эксплуатации. Автор исследований [44] сравнивает различные модели нестационарного режима, а именно изотермический и неизотермических. Описывает уравнения стационарной и нестационарной неизотермической моделей и выполняет моделирование процессов транспортирования газа. В выводах автор указывает на различие между двумя моделями в распределении давления вдоль трубопровода, которая увеличивается при увеличении количества газа в газопроводе. Это говорит о том, что при невозможности стабилизации температуры газа изотермическая модель приведет к значительным погрешностям. Выбор целесообразной модели зависит от сложности и структуры сети. В работе [49] авторы оценивают эффективность модели прогнозирования распределения давления, температуры и расхода, а также чувствительность

модели на выбор теплопередачи, коэффициента сжимаемости, коэффициента трения и теплоемкости. Авторы приводят основные уравнения трубопровода при нестационарном движении газа, модель теплопередачи, уравнение состояния реального газа. Подтверждение работы модели производят на примере участка газопровода Ямал-Европа. Результаты исследований показали, что наибольшее влияние на точность модели имеет коэффициент трения, а выбор уравнения состояния практически не влияет на качество результатов.

Работа [46] автора посвящена исследованию влияния различных моделей трубопровода на результаты прогнозирования параметров потока. В работе [46] описываются нестационарная модель, стационарная модель и приводятся фундаментальные различия между ними. В статье выполнен сравнительный анализ применения приведенных выше моделей для различных ситуаций. Автор установил, что при отслеживании продукта практически отсутствует разница результатов расчетов между этими моделями, однако при определении профиля загруженности трубопровода, его производительности и контроля работы компрессора нестационарная модель дает большую точность в расчете.

Также при определении места утечки на основе баланса трубопровода и мониторинга давления нестационарная модель адекватно работает, в отличие от стационарной, которая в первом случае замедляет реакцию, а во втором вообще не работает.

В работе [37] авторы рассматривают два метода численного решения дифференциальных уравнений нестационарного потока газа: метод характеристик и неявный метод. Приводятся основные уравнения Бенедикта-Уэбба-Рубина, Соаве-Редлиха-Квонг, Лапласа и основные особенности каждого из методов их решения. В результате авторы предлагают комбинированное использование обоих методов. При коротких амплитудах применяется неявный метод для увеличения шага времени, а метод характеристик для эффективного разделения системы на части и уменьшения количества нелинейных уравнений для вычисления.

Автор [47] выполнил фундаментальную работу по анализу метода конечных уравнений как способа численного решения дифференциальных уравнений для моделирования нестационарных процессов, происходящих в трубопроводах. Автором рассматриваются ситуации, при которых возникают проблемы числовой неустойчивости, а также способы их выявления и предотвращения. С этой целью исследуются явные, неявные и частично неявные модели конечных разностей, приводятся рекомендации по их применению на основе анализа различных сценариев. При этом отмечается, что при использовании вышеуказанных моделей можно изменять только временной шаг и межузловой интервал. Если модель явных конечных разностей дает колебания давления и расхода без колебаний температуры, то это можно исправить за счет уменьшения интервала времени или увеличения его между узлами. При колебании температуры необходимо уменьшить расстояние между узлами, увеличить временной шаг и замедлить изменение температуры.

В работе [47] рассматриваются задачи, связанные с числовым моделированием нестационарных процессов в газопроводах. А именно, недостатки современных методов численного вычисления дифференциальных уравнений при их применении для реальных газопроводов, а также использование нового класса численных методов. В статье уделяется внимание методу Рунге-Кутты-Чебышева. Автор приводит математические модели сегмента трубопровода, уравнения и численные методы для их решения. В работе приводится пример явных методов с расширенной областью стабильности, рассматриваются методы Рунге-Кутты-Чебышева и применение их решения уравнения работы трубопровода.

В статье [45] основные уравнения неизотермического потока газа в трубопроводе выводятся из уравнения Эйлера. Для их решения приводится новая методика ортогональных коллокации. Она позволяет получить систему нелинейных обыкновенных дифференциальных уравнений, которые можно решить методом Рунге-Кутты-Фельберга. В работе приведены результаты двух экспериментов, демонстрирующих успешность использования методики для

моделирование изотермического и неизотермического движения нестационарных потоков в газопроводах. В работе [40] авторы рассматривают поведение центробежных компрессоров на участке газопровода и анализируют их параллельное и последовательное подключение в ситуации, когда один нужно остановить. Также рассматриваются рабочие характеристики компрессоров и их влияние на работу системы компрессор-трубопровод при различных включениях первого. При параллельном подключении двух компрессоров в случае остановки одного из них другой начинает работать в дроссельном режиме (крайняя правая часть характеристики), что значительно менее эффективно, чем при последовательном подключении. Предполагается, что поток движения изотермический. Приводятся расчеты и выполняется их сравнительный анализ с помощью графиков. В статье [38] рассматривается работа газопровода и компрессорной станции в стационарных и нестационарных условиях, а также концепции оптимизации и контроля агрегатов. Авторы статьи описывают различные методы контроля работы компрессорных станций, влияние нестационарных режимов на их работу, сравнивается работа центробежных и поршневых компрессоров в этих режимах.

В работе [42] показано влияние изменения граничных условий на работу оборудования компрессорной станции. В ней также описывается использование смоделированной компрессорной станции для определения оборотов нагнетателя, потребление топлива, напора во времени. Работа выполнялась с помощью математического моделирования неизотермического потока газа при прохождении через компрессорную станцию. Для моделирования работы компрессоров применялись уравнения на основе характеристик компрессоров. Согласно результатам проведенной работы авторы отмечают, что для более точного расчета параметров потока и быстрых переходных процессов необходимо учитывать характеристики неизотермического потока в газопроводе.

Работа [33] посвящена исследованию нестационарных процессов, которые могут происходить в центробежных компрессорах или в оборудовании, непосредственно связанном с ними. Авторы подчеркивают, что результаты

математического прогнозирования необходимо сравнивать с экспериментальными данными. Значительное внимание уделяется прогнозированию мгновенной остановки нагнетателя во избежание необратимых процессов разрушения при отключении и реакции противоположных клапанов.

В работе [44] приводится методика определения пропускной способности газопровода, с использованием подхода оптимизации нестационарного движения. В методе применяется технология определения оптимального состояния газа для нахождения его реального потока, принимая во внимание данные, полученные с помощью телеметрии и сочетании с оптимизацией газовых переходных процессов для максимизации расхода трубопровода. В работе предполагается, что поток газа является изотермическим. Исследование проводилось на базе Северного газопровода СентерПоинт (Компания CenterPoint Energy). Авторы описывают метод установления исходных данных, начальное и конечное состояния потока газа, структуру системы, а также сам процесс моделирования и его структуру. Приводятся результаты исследования и выводы.

В труде [41] авторы исследовали задачу оптимизации нестационарного движения газа в газопроводе. Они описали алгоритм вычисления ключевых значений для всех станций. Целью оптимизации являлось определение наиболее эффективного метода достижения необходимого потока при заданном расходе за конкретно заданное время. Авторами описан подход к оптимизации, изучены четыре сценария и представлены результаты исследований. В выводах отмечается, что приведенный алгоритм использует точные числовые методы без упрощений, при этом оставаясь достаточно простым для быстрого вычисления с помощью современных компьютеров.

Авторы работы [34] выполнили моделирование двухниточного газопровода с компрессорной станцией, показали последствия аварийной работы компрессора. В статье описываются различные модели работы системы и влияние изменения работы компрессора на процесс транспортирования, а также выполнен анализ нестационарности работы системы. Инерционные силы, связанные с ускорением и остановкой движения газа в магистральных трубопроводах могут

вызвать колебания давления, которое возможно будут превышать давление нагнетания. Нарушения, появившиеся в одной точке системы, распространяются со скоростью звука в среде и незначительно замедляются только за счет трения. Временной промежуток, в котором они происходят, определяет их величину, форму и в результате, формирует необходимую часть данных для моделирования нестационарных процессов.

Из вышесказанного следует отметить, что тема исследований режимов работы газопроводов является актуальной, а исследования нестационарных режимов транспортирования природного газа до конца не изучена. Следует уделить внимание процессам происходящие с системе “трубопровод-компрессорная станция”.

1.2 Анализ существующих математических моделей движения газа в трубопроводе

На сегодня существует различные методы расчета нестационарных режимов работы магистральных газопроводов. Однако при выборе того или другого метода необходимо проводить оценку его сложности, гибкости, приспособляемости, поскольку расчеты нестационарных процессов зависят от многих факторов, таких как постановка задачи, стационарность или нестационарность течения, точность расчета, число необходимых узловых значений. Определить какой метод оптимальный для всех случаев, чрезвычайно сложно [77]. Поскольку уравнение движения газа относится к дифференциальным, возникает еще и задача выбора такого способа решения, которая смогла бы стать быстро действующим для оперативного управления системой газопроводов и удовлетворяла бы необходимую точную развязку.

Следует отметить, что в литературе, практически, отсутствуют рекомендации по выбору метода решения подобных задач.

Первые исследования, которые связаны с математическим моделированием трубопроводных систем относятся к 30-м годам XX века [87, 88] и касаются исследований нестационарных течений в водопроводах. Со временем

расчёты гидравлических систем выросли в отдельную научную дисциплину, так называемую «Теория гидравлических цепей». Основополагающей в данной области считается монография А.П. Меренкова и В.А. Хасилева «Теория гидравлических цепей» [89]. Развитием данной дисциплины послужили многочисленные работы М.Г. Сухарева, Е.Р. Ставровского [90,91] и др., А.П. Меренкова, Н.Н. Новицкого, Е.В. Сеннова, В.Г. Сидлера, С.В. Сумарокова [92,93,94] и др., А.Г. Евдокимова, А.Д. Тевяшева и др. [95], И.С. Квасова, М.Я. Панова, В.И. Щербакова [96,97] и др.

Обычно тепловые и гидродинамические задачи рассматриваются отдельно, что существенно помогает при выборе численного метода решения и его реализации в программе. Разностные методы решения задач гидродинамики рассмотрены в трудах [98,99]. В работах [100,101] рассматриваются конечно-разностные аналоги производных и проводится оценка ошибки аппроксимации.

Одним из самых распространенных методов решения дифференциальных уравнений, как обычных, так и с частными производными, является метод интегральных преобразований Фурье. Преобразование Фурье используется для решения различных видов задач теории упругости, теплопроводности, электродинамики и других разделов математической физики. Использование интегральных преобразований позволяет свести дифференциальное, интегральное или интегро-дифференциальное уравнение к алгебраическому, к дифференциальному уравнению с частными производными и уменьшить его размерность.

Проблема решения уравнения заключается в так называемой «краевой задачи», когда необходимо найти решение, удовлетворяющее граничным условиям. Для расчетов недостаток преобразований Фурье, заключается в необходимости сначала вычислить преобразование Фурье для граничных условий, а затем рассчитать обратное преобразование Фурье.

На режим движения газа в трубопроводах большое влияние оказывает коэффициент гидравлического сопротивления λ , являющийся функцией числа

Рейнольдса (Re), турбулентное течение порядка $10^5 - 10^7$ и эквивалентной шероховатости k и диаметра трубопровода d :

$$\lambda = \lambda(k, Re, d).$$

Для определения коэффициента сопротивления, существует ряд формул. Для гладких труб, возможно получение зависимости $\lambda = \lambda(k, Re, d)$ математическим путём. На практике формулы данной зависимости могут быть неприменимы за пределами диапазона чисел Рейнольдса для которого они были получены. При этом результаты моделирования режима газа с использованием данных формул могут различаться. Для численного моделирования потока в газопроводе и для определения коэффициента гидравлических сопротивлений используются следующие формулы:

1. Формула ВНИИГАЗа, (СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов) и рекомендуется для гидравлического расчета участка газопровода [5]

$$\lambda = \frac{\lambda_{тр}}{E^2},$$

$$\lambda_{тр} = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{Re} + \frac{2K}{d} \right)^2,$$

2. Формула Альтшуля приводится в учебнике по гидравлике [43] и используется для расчёта расчета сопротивления при турбулентном течении газа в трубах

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{68}{Re} + \frac{2k}{d} \right)^{0,25}.$$

3. Формула Хааланда используется в программном комплексе OLGA (SPT Group, Норвегия)

$$\lambda = 1 / \left(-0,6 \cdot \lg \left((6,9/Re)^3 + \left(\frac{k}{3,75d} \right)^{3,33} \right) \right)^2.$$

4. Формула Кольбука-Уайта имеет широкое применение в системе Pipeline Studio

$$\lambda = 1 / \left(-2 \cdot \lg \left(2,51 / Re \sqrt{\lambda} + \left(\frac{k}{3,7d} \right) \right) \right)^2.$$

5. Формула Американской Газовой Ассоциации (AGA) является упрощением формулы Кольбука-Уайта для больших чисел Рейнольдса

$$\lambda = 1 / \left(-2 \cdot \lg \left(\frac{k}{3,7d} \right) \right)^2.$$

В работе [38] приводятся результаты сравнения эффективности различных формул для расчета коэффициента гидравлического сопротивления по экспериментальным данным, полученных на одном из магистральных газопроводов. Результаты сравнения показывают, что наиболее эффективными являются формула ОНТП

$$\lambda = 0,67 \left(\frac{158}{Re} + \frac{2k}{d} \right)^{0,2}$$

и формула Альтшуля

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{68}{Re} + \frac{2k}{d} \right)^{0,25}.$$

Формулы данной формы являются сложными в расчетах гидравлических режимов в трубопроводах, что делает трудным для оценки. Для практических расчетов часто используются другие методы. Существуют различные графические и аналитические методы для их решения. Они являются приближенными и не могут быть использованы для анализа больших систем или систем с комплексными граничными условиями.

К методам, которые можно использовать при компьютерном анализе и осуществлять числовое интегрирование нелинейных гиперболических дифференциальных уравнений с частными производными, относятся следующие:

- метод характеристик;
- конечно-разностный метод;
- метод конечного элемента;
- спектральный метод;
- метод предельных интегралов.

Метод характеристик широко применяется для решения одномерных задач гидравлических нестационарных режимов, особенно при постоянной скорости волны. Данный метод доказал свою эффективность, особенно в корректном моделировании крутого волнового фронта, иллюстрации распространения волны, легкости программирования и эффективности расчетов.

В методе характеристик каждая граница и каждая секция трубопровода анализируется отдельно в течение временного шага. Поэтому, он особенно приемлем для анализа систем, имеющих сложные граничные условия. Основным ограничением этого метода является то, что при стабильной работе ограничивают размер вычислительного временного интервала. В дополнение может возникнуть необходимость в интерполяции для анализа систем с более чем одним трубопроводом, где скорость волны зависит от давления. Эти интерполяции могут привести числовую дисперсию к спаду.

Суть конечно-разностного метода заключается в построении сетки, где дифференциальные операторы заменяются разностными. В результате, в каждом узле сетки дифференциальное уравнение заменяется алгебраическим, обычно достаточно громоздким и нелинейным.

Метод конечного элемента заключается в решении дифференциальных уравнений с частными производными, а также интегральных уравнений, возникающих при решении задач прикладной физики. Данный метод используется для решения задач механики деформируемого твёрдого тела, а также теплообмена, гидродинамики и электродинамики. Идея метода заключается в том, что минимизация функционала вариационной задачи осуществляется в совокупности с функцией, каждая из которых определена в своей подобласти, что позволяет рассматривать его как одну из конкретных ветвей диакоптики — общего метода исследования, путём их расчленения при исследовании сложных систем, которые могут быть представлены в виде блок-схемы или графа.

Спектральный метод и *метод предельных интегралов* неэффективно справляются с задачами, зависящими от времени (по сравнению с другими

методами), особенно когда возникает ударная волна, также эти методы не пригодны для неперiodических граничных условий.

Существуют две наиболее известные модели транспортировки природного газа по сухопутным и морским газопроводам. В работе Ермолаевой Н.Н. [132], представлены и обоснованы математические модели описывающие неустановившиеся процессы в работе морских и сухопутных газопроводов.

Математическая модель для сухопутного газопровода, которая представлена в диссертационной работе Ермолаевой Н.Н., имеет вид одномерной нестационарной неизотермической модели транспортирования природного газа. Эта математическая модель была предложена в научном труде 1978-го года О.Ф. Васильевым, Э.А. Бондаревым, А.Ф. Воеводиным и М.А. Каниболотским [109].

Без притока и оттока газа через боковую поверхность при постоянном поперечном сечении газопровода система уравнений этой модели записывается следующим образом:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho v)}{\partial z} &= 0, \\ \frac{\partial \rho v}{\partial t} + \frac{\partial(p + \rho v^2)}{\partial z} &= -\rho g \frac{d\tilde{y}}{dz} - \lambda \rho \frac{v|v|}{2D}, \\ \frac{\partial(\rho e)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial z} \left(\rho v \left(e + \frac{p}{\rho} \right) \right) &= \frac{4\alpha}{D} (T^* - T) - \rho v g \frac{d\tilde{y}}{dz}, \\ e &= \varepsilon + \frac{v^2}{2}, \quad i = \varepsilon + \frac{p}{\rho}, \\ p &= Z_p R_g T, \quad Z = 1 + 0,07 \frac{p}{p_c T_c} \left(1 - 6 \frac{T_c^2}{T^2} \right), \\ i &= \int_{T_0}^T C_{p0} dT + RT(Z - z_2^*) \left(1 - \frac{p_0}{p} \right), \\ z_2^* &= 1 + 0,84 \frac{T_c^3 p}{T^3 p_c}. \end{aligned}$$

Где t — время, z — координата вдоль оси газопровода; $\rho(z, t)$, $p(z, t)$, $T(z, t)$, $v(z, t)$ — средние по сечению газопровода плотность, давление, температура и скорость газа; $e(z, t)$, $\varepsilon(z, t)$, $i(z, t)$ — удельные полная энергия, внутренняя энергия и энтальпия газа; D — диаметр газопровода; \tilde{y} — ордината точки z оси газопровода (ось \tilde{y} направлена в сторону, противоположную силе тяжести), $\tilde{y} =$

$z \sin(\varphi)$, φ — угол между осью газопровода и горизонтальной плоскостью, производная $\frac{d\tilde{y}}{dz}$ на спуске отрицательна, на подъеме — положительна; $\lambda = \lambda(Re, k)$ — коэффициент гидравлического сопротивления, $Re = \rho v D / \mu$ — число Рейнольдса, μ — коэффициент динамической вязкости газа, k — коэффициент относительной шероховатости; α — суммарный коэффициент теплопередачи через боковую поверхность газопровода; T^* — температура внешней среды; Z — коэффициент сжимаемости газа; R_g — газовая постоянная; p_c, T_c — критические давление и температура газа; c_{p0} — массовая плотность теплоемкости при постоянном давлении.

В работе В.И. Зубова, В.Н. Котерова, В.М. Кривцова и А.В. Шипилина описана математическая модель для морского газопровода, [110]. Эта математическая модель показывает расчет нестационарных газодинамических процессов в газопровode на подводном переходе через Черное море. Также упрощенные варианты этой модели, используются в работах [112,113,114]:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho v)}{\partial z} &= 0, \\ \frac{\partial \rho v}{\partial t} + \frac{\partial(p - \rho g y + \rho v^2)}{\partial z} &= -\lambda \rho \frac{v|v|}{2D} - g y \frac{\partial \rho}{\partial z}, \\ \frac{\partial}{\partial t} \left(\rho \left(\varepsilon - g y + \frac{v^2}{2} \right) \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\rho v \left(i - g y + \frac{v^2}{2} \right) \right) &= \frac{4\alpha}{D} (T^* - T), \\ i &= \varepsilon + \frac{p}{\rho}, \\ p = p(\rho, T), \quad \varepsilon = \varepsilon(\rho, T), \quad i &= i(\rho, T). \end{aligned}$$

В данной математической модели величины

$$t, z, g, \rho, p, T, T^*, v, D, \alpha, \lambda, \varepsilon, i$$

имеют тот же смысл, что и в математической модели для сухопутного газопровода; координата y направлена по направлению силы тяжести. На спуске производная $\frac{dy}{dz}$ положительна, а на подъеме — отрицательна. Эта модель является незамкнутой, вся термодинамическая часть не конкретизирована. Выбор уравнения состояния, в каждой конкретной прикладной задаче подлежит дополнительному исследованию. Хотя по внешнему виду уравнение движения и полной энергии в приведенных математических моделях записаны поразному.

Доказательство эквивалентности уравнений движения математической модели для сухопутного газопровода и математической модели для морского газопровода можно преобразовать следующим образом

$$\begin{aligned} \frac{\partial \rho v}{\partial t} + \frac{\partial(p + \rho v^2)}{\partial z} - \rho g \frac{dy}{dz} - gy \frac{\partial \rho}{\partial z} &= -\lambda \rho \frac{v|v|}{2D} - gy \frac{\partial \rho}{\partial z} \rightarrow \frac{\partial \rho v}{\partial t} + \frac{\partial(p + \rho v^2)}{\partial z} =, \\ &= \rho g \frac{dy}{dz} - \lambda \rho \frac{v|v|}{2D} = -\rho g \frac{dy}{dz} - \lambda \rho \frac{v|v|}{2D}, \end{aligned}$$

Уравнения движения в данных математических моделях совпадают.

Выполнена проверка формулы Альтшуля, которая использована в математической модели для сухопутного газопровода в условиях нестационарных процессов потока сжимаемого газа.

Доказательство эквивалентности уравнений энергии математической модели для сухопутного газопровода и математической модели для морского газопровода выводится следующим образом

$$\varepsilon + \frac{v^2}{2} = e, i + \frac{v^2}{2} = \varepsilon + \frac{p}{\rho} + \frac{v^2}{2} = e + \frac{p}{\rho};$$

преобразуем уравнение энергии и математической модели для сухопутного газопровода следующим образом:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(\rho(e - gy)) + \frac{\partial}{\partial z}\left(\rho v \left(e + \frac{p}{\rho} - gy\right)\right) &= \frac{\partial \rho e}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial z}\left(\rho v \left(e + \frac{p}{\rho}\right)\right) - \\ - \frac{\partial \rho g y}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial z}(\rho v g y) &= \frac{\partial \rho e}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial z}\left(\rho v \left(e + \frac{p}{\rho}\right)\right) - gy \left(\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho v)}{\partial z}\right) - \\ - \rho u g \frac{\partial y}{\partial z} &= \frac{\partial \rho e}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial z}\left(\rho v \left(e + \frac{p}{\rho}\right)\right) + \frac{d\tilde{y}}{dz}. \end{aligned}$$

В приведенных математических моделях для сухопутного и морского газопроводов, доказана теоретическая эквивалентность уравнений движения и уравнения полной энергии.

Приведенные математические модели оставляют открытым следующий вопрос: является ли правильным при моделировании нестационарных процессов в турбулентном потоке сжимаемого газа использование зависимости для коэффициента гидравлического сопротивления $\lambda(Re, k)$, которая рассчитана из полуэмпирических моделей турбулентности?

Несмотря на открытый вопрос, представленные математические модели сочетают в себе достаточную для большинства практических задач полноту описания процессов транспортировки газа с возможностью решения входящих в эти модели системы уравнений.

В работах [87, 88] была представлена концепция схем уменьшения полной вариации для линейных схем Годунова. Это привело к широкому разнообразию методов с точностью первого и высших порядков приближения, признанных как в теории так и для практических инженерных приложений. В работе [88] представлена пятиточечная схема уменьшения полной вариации второго порядка приближения для решения нелинейных систем гиперболических законов сохранения, описывающих нестационарные процессы в горизонтальных газопроводах на основе явной схемы уменьшения полной вариации Хартена со вторым порядком приближения. Особое внимание уделяется работе с краевыми условиями на входе и на выходе из трубопровода. Поскольку данная схема уменьшения полной вариации является пятиточечной, то для первого и n_j узлов необходимы дополнительные числовые схемы. С этой целью применяются явная трех точечная схема Годунова с первым порядком приближения, явная трех точечная схема Лакса-Вендрофа со вторым порядком приближения и явная трех точечная схема Роя с первым порядком приближения. Это ведет к гибридным схемам уменьшения полной вариации, а именно: схема уменьшения полной вариации Годунова, схема уменьшения полной вариации Лакса-Вендрофа и схема уменьшения полной вариации Роя.

Система одномерных нелинейных гиперболических дифференциальных уравнений с частными производными первого порядка для нестационарного потока природного газа в горизонтальных трубопроводах выглядит следующим образом

$$\frac{\partial}{\partial t} \rho + \frac{\partial}{\partial x} m = 0; \quad (1.8)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} m + \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{m^2}{\rho} + c^2 \rho \right) = - \frac{\lambda m |m|}{2D\rho}, \quad (1.9)$$

где ρ – плотность газа, кг/м³; m – массовый поток газа, кг/ с·м²; c – изотермическая скорость звука, м/с; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; D – внутренний диаметр трубопровода, м.

Уравнение (1.8) и (1.9) можно записать в следующей форме

$$\frac{\partial \vec{U}}{\partial t} + \frac{\partial \vec{F}(\vec{U})}{\partial x} = \vec{r}(\vec{U}); \quad (1.10)$$

$$\vec{U} = \begin{bmatrix} \rho \\ m \end{bmatrix}, \quad \vec{F} = \begin{bmatrix} m \\ \frac{m^2}{\rho} + c^2 \rho \end{bmatrix}, \quad \vec{r}(\vec{U}) = \begin{bmatrix} 0 \\ -\frac{f_g m |m|}{2D\rho} \end{bmatrix}, \quad (1.11)$$

где \vec{U} – переменная вектора состояния; \vec{F} – вектор потока.

Уравнение (1.10) является негомогенной гиперболической моделью, описывающей нестационарные процессы в горизонтальных газопроводах.

Для якобиана $A = \left(\frac{\partial}{\partial \vec{U}} \right) \vec{F}(\vec{U})$ существуют два собственных значения

$$a^1 = u - c, \quad a^2 = u + c, \quad (1.12)$$

где u – скорость газа, м/с.

По методу Хирша, характеристическое уравнение C^- , которое соответствует собственному значению a^1 , можно получить следующим образом

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} - \frac{\rho}{c} \frac{\partial u}{\partial t} + (u - c) \left(\frac{\partial}{\partial x} - \frac{\rho}{c} \frac{\partial u}{\partial x} \right) = \frac{\rho}{c} \frac{f_g u |u|}{2D}. \quad (1.13)$$

Также данное уравнение можно преобразовать следующим образом

$$\left(1 + \frac{m}{\rho c} \right) \frac{\partial \rho}{\partial t} - \frac{1}{c} \frac{\partial m}{\partial t} + \left(\frac{m}{\rho} - c \right) \left[\left(1 + \frac{m}{\rho c} \right) \frac{\partial \rho}{\partial x} - \frac{1}{c} \frac{\partial m}{\partial x} \right] = \frac{f_g m |m|}{2cD\rho}. \quad (1.14)$$

Уравнение C^+ соответствующее собственному значению a^2 , получается следующим образом

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\rho}{c} \frac{\partial u}{\partial t} + (u + c) \left(\frac{\partial \rho}{\partial x} + \frac{\rho}{c} \frac{\partial u}{\partial x} \right) = -\frac{\rho}{c} \frac{f_g u |u|}{2D}. \quad (1.15)$$

Это можно переписать с помощью переменных

$$\left(1 - \frac{m}{\rho c} \right) \frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{1}{c} \frac{\partial m}{\partial t} + \left(\frac{m}{\rho} + c \right) \left[\left(1 - \frac{m}{\rho c} \right) \frac{\partial \rho}{\partial x} + \frac{1}{c} \frac{\partial m}{\partial x} \right] = -\frac{f_g m |m|}{2cD\rho}. \quad (1.16)$$

Решение уравнения (1.10) получается из распределения переменных определенного выходного поля, то есть распределения плотности газа ρ и вектора массового расхода $m = \rho u$ вдоль трубопровода. При отсутствии данных о распределении значений выходного поля предполагается, что начальные условия формируют значение переменных стационарного режима, получаемых из следующего аналитического уравнения

$$\bar{\rho} = \frac{f_g m_0^2}{D c^2 \rho_0^2} \left(\frac{D}{f_g} \ln \bar{\rho} - \Delta L \right) + 1, \quad (1.17)$$

где ρ_0 – плотность газа в начале трубопровода, которая определяется по следующей зависимости

$$\bar{\rho} = \left(\frac{\rho}{\rho_0} \right)^2. \quad (1.18)$$

Уравнение (1.17), неявное по отношению к $\bar{\rho}$, подходит для итерации с фиксированной точкой для определения распределения плотности или давления. Для негомогенной гиперболической модели (1.10) применяется подход разделения времени [90] с целью сохранения точности второго порядка приближения общей схемы. На каждом временном шаге уравнение (1.10) можно разделить на две части

$$\frac{\partial \vec{U}}{\partial t} + \frac{\partial \vec{F}(\vec{U})}{\partial x} = 0; \quad (1.19)$$

$$\frac{\partial \vec{U}}{\partial t} = \vec{r}(\vec{U}). \quad (1.20)$$

Уравнение (1.19) является гиперболической моделью без источника, а уравнение (1.20) оператором обычного дифференциального уравнения. Точным решением уравнения (1.20) является следующее уравнение

$$\begin{bmatrix} \rho \\ m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{\rho} \\ \tilde{m} \\ \frac{f_g}{1 + \frac{f_g}{2D\bar{\rho}} \Delta t |\tilde{m}|} \end{bmatrix}, \quad (1.21)$$

где $\tilde{U} = [\tilde{\rho}, \tilde{m}]^T$ является решением уравнения (1.19), используя для этого схему уменьшения полной вариации. Пусть имеем систему гиперболических законов сохранения в форме

$$\frac{\partial}{\partial t} U + \frac{\partial}{\partial x} f(U) = 0, \quad (1.22)$$

где U – вектор m переменных, которые сохраняются; f – вектор потока.

Якобиан $A(U) = \left(\frac{\partial}{\partial U}\right) f(U)$ имеет в некоторой точке все частные производные первого порядка (a^1, a^2, \dots, a^m) и полный набор собственных векторов. Пусть $R = (R^1, R^2, \dots, R^m)$ является матрицей, столбцы которой являются собственными векторами A , а L – матрица, строки которой – левые собственные векторы A .

Принимаем, что $U_{j+1/2} = V(U_j, U_{j+1})$ обозначает среднее значение U_j и U_{j+1} , то есть функция $V(u, v)$ имеет следующий вид

$$V(u, v) = V(v, u); \quad (1.23)$$

$$V(u, u) = u. \quad (1.24)$$

$$\Delta_{j+1/2} v = \sum_{k=1}^m \alpha_{j+1/2}^k R_{j+1/2}^k; \quad (1.25)$$

$\alpha_{j+1/2}^k$ обозначает компонент $\Delta_{j+1/2} v = u_{j+1} - u_j$ в системе координат $\{R^k(u_{j+1/2})\}$

$$\alpha_{j+1/2}^k = L_{j+1/2}^k \Delta_{j+1/2} v, \quad (1.26)$$

В этом случае используется условное обозначение $b_{j+1/2} = b(v_{j+1/2}) = b(V(v_j, v_{j+1}))$.

Тогда одна версия пятиточечной явной схемы уменьшения полной вариации Хартена со вторым порядком приближения приобретает вид

$$v_j^{n+1} = v_j^n - \lambda(f_{j+1/2} - f_{j-1/2}); \quad (1.27)$$

$$f_{j+1/2} = \frac{1}{2} \left[f(v_j) + f(v_{j+1}) - \frac{1}{\lambda} \sum_{k=1}^m \beta_{j+1/2}^k R_{j-1/2}^k \right], \quad (1.28)$$

где

$$\beta_{j+1/2}^k = Q^k(v_{j+1/2}^k + \gamma_{j+1/2}^k) \alpha_{j+1/2}^k - (g_j^k + g_{j+1}^k); \quad (1.29)$$

$$v_{j+1/2}^k = \lambda \alpha^k(v_{j+1/2}); \quad (1.30)$$

$$g_i^k = S_{j+1/2}^k \max[0, \min(|g_{i+1/2}^k|, g_{i+1/2}^k)], S_{j+1/2}^k = \text{sgn}(g_{i+1/2}^k); \quad (1.31)$$

$$g_{i+1/2}^k = \frac{1}{2} \left[Q^k(v_{i+1/2}^k) - (v_{i+1/2}^k)^2 \right] \alpha_{i+1/2}^k; \quad (1.32)$$

Преобразуем уравнение (1.32), получим

$$\gamma_{i+1/2}^k = \frac{(g_{i+1}^k - g_i^k)}{\alpha_{i+1/2}^k} \text{ когда } \alpha_{i+1/2}^k \neq 0, \gamma_{i+1/2}^k = 0 \text{ при } \alpha_{i+1/2}^k = 0, \quad (1.33)$$

где $\lambda = \frac{\Delta t}{\Delta x}$.

Аналогично для схемы Лакса-Вендрофа второго порядка приближения и схемы Годунова с первым порядком приближения. Схема Лакса-Вендрофа второго порядка приближения получается из уравнения (1.27) и (1.28) путем проведения замены v_j^{n+1} на $\beta_{j+1/2}^k$ и $f_{j-1/2}$ на $R_{j-1/2}^k$

$$\beta_{j+1/2}^k = (v_{j+1/2}^k)^2 \alpha_{j+1/2}^k. \quad (1.34)$$

Это и есть явная трехточечная схема Лакса-Вендрофа со вторым порядком приближения.

Схема Роя типа Годунова с первым порядком приближения записывается в виде

$$\beta_{j+1/2}^k = |v_{j+1/2}^k| \alpha_{j+1/2}^k. \quad (1.35)$$

Для формулировки пятиточечной явной схемы уменьшения полной вариации Хартена второго порядка приближения, не требуется определенной конкретной формы усреднения $V(u, v)$ в уравнении (1.23). В работе [115] применяется следующая математическая форма усреднения, которая также применима. Данная математическая модель дает преимущество в расчете стационарных разрывов и описывает нестационарные потоки в газопроводах. За основу берутся уравнения (1.8) - (1.13) или (1.12) - (1.13), эти уравнения являются изотермическими одномерными уравнениями Эйлера с учетом трения о стенку. В работе [115] представлена матрица Роя для изотермических уравнений Эйлера одномерной газовой динамики

$$\tilde{A}(v_1, v_r) = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ c^2 - u^{-2} & 2\bar{u} \end{bmatrix}, \quad (1.36)$$

где средняя скорость \bar{u} определяется из следующего выражения

$$\bar{u} = \frac{\rho_1^{1/2} u_1 + \rho_r^{1/2} u_r}{\rho_1^{1/2} + \rho_r^{1/2}}. \quad (1.37)$$

Данная зависимость в виде уравнения, называется Рой-средней скоростью. Собственный вектор \tilde{A} можно рассматривать как якобиан $\left(\frac{\partial}{\partial \bar{u}}\right) \vec{F}(\bar{U})$, вычисленный при средней скорости \bar{u} . Собственные значения и собственные векторы \tilde{A} описываются зависимостями

$$\tilde{a}^1 = \bar{u} - c, \quad \tilde{a}^2 = \bar{u} + c; \quad (1.38)$$

$$\tilde{R}^1 = [\bar{u} - c], \quad \tilde{R}^2 = [\bar{u} + c]. \quad (1.39)$$

Предположим, что $\alpha^k = (v_1, v_r), k = 1, 2$ будет решением системы линейных уравнений (см. уравнение 1.25), тогда

$$v_r - v_1 = \sum_{k=1}^2 \alpha^k R^k(V(v_1, v_r)). \quad (1.40)$$

После подстановки уравнения (1.39) в (1.40), а α^k (1.40) получим следующее уравнения

$$\alpha^1 = \frac{1}{2c} \{-(m_r - m_1) + (\rho_r - \rho_1)[\bar{u} + c]\}; \quad (1.41)$$

$$\alpha^2 = \frac{1}{2c} \{-(m_r - m_1) - (\rho_r - \rho_1)[\bar{u} - c]\}. \quad (1.42)$$

При формулировке пятиточечной явной схемы уменьшения полной вариации со вторым порядком приближения для гиперболической модели без показателей уравнения (1.19) и коэффициентом числовой вязкости $Q^k(v)$ пятиточечной явной схемы уменьшения полной вариации Хартена второго порядка выбирается как

$$Q^k(v) = |v|. \quad (1.43)$$

При подстановки уравнений (1.37) - (1.39) и (1.41) - (1.43) в схему уменьшения полной вариации Хартена для общих гомогенных гиперболических систем законов сохранения пятиточечная явная схема уменьшения полной

вариации второго порядка для гиперболической модели (1.22) будет иметь следующий вид

$$\rho_j^{n+1} = \rho_j^n - \frac{\lambda}{2}(m_{j+1}^n - m_{j-1}^n) + \frac{1}{2}[(\beta_{j+1/2}^1 + \beta_{j+1/2}^2) - (\beta_{j-1/2}^1 - \beta_{j-1/2}^2)],$$

где $j = 2, 3, \dots, nj - 2;$

(1.44)

$$m_j^{n+1} = m_j^n - \frac{\lambda}{2} \left\{ \left[\frac{(m_{j+1}^n)^2}{\rho_{j+1}^n} + c^2 \rho_{j+1}^n \right] - \left[\frac{(m_{j-1}^n)^2}{\rho_{j-1}^n} - c^2 \rho_{j-1}^n \right] \right\} + \frac{1}{2} \{ \beta_{j+1/2}^1 [\bar{u}(v_{j+1/2}) - c] - \beta_{j+1/2}^2 [\bar{u}(v_{j+1/2}) + c] \} - \{ \beta_{j-1/2}^1 [\bar{u}(v_{j-1/2}) + c] - \beta_{j-1/2}^2 [\bar{u}(v_{j-1/2}) + c] \} - \beta_{j-1/2}^2 [\bar{u}(v_{j-1/2}) + c],$$
(1.45)

где $j = 2, 3 \dots, nj - 2,$

где $\beta_{l+1/2}^k = |v_{l+1/2}^k + \gamma_{l+1/2}^k| \alpha_{l+1/2}^k - (g_l^k + g_{l+1}^k), k = 1, 2; l = j - 1, j,$ (1.46)

$$g_l^k = S_{l+1/2}^k \max[0, \min(|g_{l+1/2}^k|, g_{l-1/2}^k S_{l+1/2}^k)], S_{l+1/2}^k = \text{sgn}(g_{l+1/2}^k),$$
 (1.47)

где $k = 1, 2; l = j - 1, j, j + 1,$

$$g_{l+1/2}^k = \frac{1}{2} [|v_{l+1/2}^k| - (v_{l+1/2}^k)^2] \alpha_{l+1/2}^k,$$
 (1.48)

$$v_{l+1/2}^k = \lambda \alpha^k (v_{l+1/2}), k = 1, 2; l = j - 2, j - 1, j, j + 1,$$
 (1.49)

$$\gamma_{l+1/2}^k = \frac{(g_{l+1}^k - g_l^k)}{\alpha_{l+1/2}^k} \text{ при } \alpha_{l+1/2}^k \neq 0,$$
 (1.50)

$$\gamma_{l+1/2}^k = 0 \text{ когда } \gamma_{l+1/2}^k = 0, k = 1, 2; l = j - 1, j,$$
 (1.51)

$$a^1(v_{l+1/2}) = \bar{u}(v_{l+1/2}) - c, l = j - 2, j - 1, j, j + 1,$$
 (1.52)

$$a^2(v_{l+1/2}) = \bar{u}(v_{l+1/2}) + c, l = j - 2, j - 1, j, j + 1,$$
 (1.53)

$$\bar{u}^2(v_{l+1/2}) = \frac{\sqrt{\rho_l^n u_l^n} + \sqrt{\rho_{l+1}^n u_{l+1}^n}}{\sqrt{\rho_l^n} + \sqrt{\rho_{l+1}^n}}, l = j - 2, j - 1, j, j + 1,$$
 (1.54)

$$\alpha_{l+1/2}^1 = \frac{1}{2c} \{ (m_{l+1}^n - m_l^n) + (\rho_{l+1}^n - \rho_l^n) [\bar{u}(u_{l+1/2}) + c] \},$$

$l = j - 2, j - 1, j, j + 1,$

(1.55)

В результате

$$\alpha_{l+1/2}^2 = \frac{1}{2c} \{ (m_{l+1}^n - m_l^n) - (\rho_{l+1}^n - \rho_l^n) [\bar{u}(u_{l+1/2}) - c] \},$$
 (1.56)

где $u_l^n = \frac{m_l^n}{\rho_l^n}$ и $\lambda = \frac{\Delta t}{\Delta x}$.

Физические краевые условия ставятся с целью учета большого разнообразия эксплуатационных условий. Они делятся на две категории:

1. Плотность или давление газа в начале является постоянными или известна функция времени, а в конце массовый расход является постоянным, или известна функция времени;
2. Значение массового расхода на входе и на выходе является функциями времени.

Эти краевые условия необходимы для основных уравнений (1.10) – (1.11).

Числовые краевые условия в начале и в конце необходимы для конечно-разностных схем. При моделировании работы магистрального трубопровода плотность газа или давление на входе трубопровода остаются постоянными или известны их функции времени, тогда конечно-разностное уравнение для методов расчета массового расхода в начале трубопровода можно записать в виде

- метода характеристической границы

$$m_0^{n+1} = m_0^n - \frac{\Delta t}{\Delta x} \left(c - \frac{m_0^n}{\rho_0^n} \right) \left[\left(c + \frac{m_0^n}{\rho_0^n} \right) (\rho_1^n - \rho_0^n) - (m_1^n - m_0^n) \right] - \frac{f_g}{2D} \frac{m_0^n |m_0^n|}{\rho_0^n} \Delta t + \left(c + \frac{m_0^n}{\rho_0^n} \right) (\rho_1^{n+1} - \rho_0^n); \quad (1.57)$$

- пространственная экстраполяция первого порядка

$$m_0^{n+1} = m_1^{n+1}; \quad (1.58)$$

- пространственная экстраполяция второго порядка

$$m_0^{n+1} = 2m_1^{n+1} - m_2^{n+1}. \quad (1.59)$$

- односторонний разностный метод первого порядка

$$m_0^{n+1} = m_0^n - \frac{\Delta t}{\Delta x} \left[\left(\frac{(m_1^n)^2}{\rho_1^n} + c^2 \rho_1^n \right) - \left(\frac{(m_0^n)^2}{\rho_0^n} + c^2 \rho_0^n \right) \right] - \frac{f_g}{2D} \frac{m_0^n |m_0^n|}{\rho_0^n} \Delta t. \quad (1.60)$$

Если известна функция от времени массового расхода газа на входе, тогда конечно-разностное уравнение для плотности газа в начале трубопровода можно записать в виде:

- метода характеристической границы

$$\begin{aligned} \rho_0^{n+1} = & \rho_0^n + \frac{\Delta t}{\Delta x} (m_0^n - m_1^n) \frac{1 - \frac{m_0^n}{c\rho_0^n}}{1 + \frac{m_0^n}{c\rho_0^n}} - \frac{\Delta t}{\Delta x} (\rho_1^n - \rho_0^n) \left(\frac{m_0^n}{\rho_0^n} - c \right) + \\ & + \frac{m_0^{n+1} - m_0^n}{c + \frac{m_0^n}{\rho_0^n}} + \frac{f_g m_0^n |m_0^n| \Delta t}{2D \rho_0^n (c + \frac{m_0^n}{\rho_0^n})}; \end{aligned} \quad (1.61)$$

- пространственной экстраполяции первого порядка

$$\rho_0^{n+1} = \rho_1^{n+1}; \quad (1.62)$$

- пространственной экстраполяции второго порядка

$$\rho_0^{n+1} = 2\rho_1^{n+1} - \rho_2^{n+1}; \quad (1.63)$$

- одностороннего разностного метода первого порядка

$$\rho_0^{n+1} = \rho_0^n + \frac{\Delta t}{\Delta x} (m_0^n - m_1^n). \quad (1.64)$$

Если при моделировании работы магистрального трубопровода массовый расход и давление на выходе постоянные и функция от времени неизвестна, тогда конечно-разностное уравнение для плотности газа из трубопровода, можно записать в виде:

- метода характеристической границы

$$\begin{aligned} \rho_0^{n+1} = & \rho_0^n + \frac{\Delta t}{\Delta x} (m_{n_j-1}^n - m_{n_j}^n) \frac{1 + \frac{m_{n_j}^n}{c\rho_{n_j}^n}}{1 + \frac{m_{n_j}^n}{c\rho_{n_j}^n}} - \frac{\Delta t}{\Delta x} (\rho_{n_j}^n - \rho_{n_j}^n) \left(\frac{m_{n_j}^n}{\rho_{n_j}^n} + c \right) - \\ & - \frac{m_{n_j}^{n+1} - m_{n_j}^n}{c - \frac{m_{n_j}^n}{\rho_{n_j}^n}} - \frac{f_g m_{n_j}^n |m_{n_j}^n| \Delta t}{2D \rho_{n_j}^n (c - \frac{m_{n_j}^n}{\rho_{n_j}^n})}; \end{aligned} \quad (1.65)$$

- пространственной экстраполяции первого порядка

$$\rho_{n_j}^{n+1} = \rho_{n_j-1}^{n+1}; \quad (1.66)$$

- пространственной экстраполяции второго порядка

$$\rho_{n_j}^{n+1} = 2\rho_{n_j-1}^{n+1} - \rho_{n_j-2}^{n+1}; \quad (1.67)$$

- одностороннего разностного метода первого порядка

$$\rho_{nj}^{n+1} = \rho_{nj}^n + \frac{\Delta t}{\Delta x} (m_{nj-1}^n - m_{nj}^n). \quad (1.68)$$

Где индексы 0 и nj соответствуют значениям в 0 и nj узлах (например, в начале и конце трубопровода).

Поскольку схема уменьшения полной вариации второго порядка является пятиточечной, то необходимо использовать специальные схемы для узлов сетки – (1 и $nj-1$).

Обычно авторы исследований применяли метод пространственной экстраполяции первого порядка. Явная трехточечная схема Годунова первого порядка для гомогенной гиперболической модели (1.19) записывается в виде:

$$\vec{U}U_{j+1/2}^{n+1} = \frac{1}{2}(U_{j+1/2}^n + U_j^n) - \frac{\Delta t}{\Delta x}(F_{j+1/2}^n - F_j^n); \quad (1.69)$$

$$\vec{U}U_{j+1/2}^{n+1} = U_j^n - \frac{\Delta t}{\Delta x}(F_{j+1/2}^{n+1} - F_{j-1/2}^{n+1}). \quad (1.70)$$

В уравнениях (1.69) и (1.70), представлена числовая предельная схема для гомогенной гиперболической модели (1.19) в узлах 1 и $nj-1$, которые описывают трехточечную схему Годунова первого порядка, принимающая вид:

$$\rho_{j+1/2}^{n+1} = \frac{1}{2}(\rho_{j+1}^n + \rho_j^n) - \frac{\Delta t}{\Delta x}(m_{j+1}^n - m_j^n), j = 0, 1, nj - 2, nj - 1; \quad (1.71)$$

$$m_{j+1/2}^{n+1} = \frac{1}{2}(m_{j+1}^n + m_j^n) - \frac{\Delta t}{\Delta x} \left[\frac{(m_{j+1}^n)^2}{\rho_{j+1}^n} + c^2 \rho_{j+1}^n - \left(\frac{(m_j^n)^2}{\rho_j^n} + c^2 \rho_j^n \right) \right], \quad (1.72)$$

где $j = 0, 1, nj - 2, nj - 1$;

$$\rho_j^{n+1} = \rho_j^n - \frac{\Delta t}{\Delta x}(m_{j+1/2}^{n+1} - m_{j-1/2}^{n+1}), j = 1, nj - 1; \quad (1.73)$$

$$m_{j+1/2}^{n+1} = m_j^n - \frac{\Delta t}{\Delta x} \left[\frac{(m_{j+1/2}^n)^2}{\rho_{j+1/2}^n} + c^2 \rho_{j+1/2}^n - \left(\frac{(m_{j-1/2}^n)^2}{\rho_{j-1/2}^n} + c^2 \rho_{j-1/2}^n \right) \right],$$

где $j = 1, nj - 1$. (1.74)

Схема Роя используется для 1 и $n_j - 1$ узлов при решении гиперболической модели (1.19), которую можно выразить уравнениями (1.44), (1.45), (1.50), (1.55 - 1.58) при $j = 1, n_j - 1$.

Выполненный анализ теоретических исследований показал, что в существующих математических моделях не учитываются временные факторы нестационарного движения газа по сухопутным газопроводам.

1.3 Цель и задачи исследования

Безотказная эксплуатация газопроводов в заданном гидравлическом режиме требует согласованности работы всех элементов сети, особенно при возникновении внештатной ситуации. Резкое увеличение или уменьшение отбора газа приводит к изменению режимов работы. К аналогичным последствиям приводят также уменьшение или увеличение подкачки газа, внезапное отключение газоперекачивающих агрегатов.

Математическое и компьютерное моделирование повышения эффективности транспортирования природного газа в системе «трубопровод-компрессорная станция» требует проведения дополнительных исследований нестационарных режимов его движения, что является актуальной задачей в настоящее время.

В соответствии с вышеизложенным целью диссертационной работы является, повышение эффективности транспорта газа в условиях нестационарности за счет обеспечения рациональных режимов.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Проанализировать литературные источники и патентные материалы.
2. Исследовать стационарные и нестационарные режимы движения газа в магистральных газопроводах с помощью компьютерного моделирования при различных режимах их работы.

3. Разработать математическую модель и алгоритм расчета, описывающих нестационарный режим движения газа в магистральном газопроводе.
4. Разработать научно-обоснованные рекомендации и алгоритм расчета нестационарных режимов транспортирования газа в системе «трубопровод-компрессорная станция».

Глава 2. Теоретические исследования термогазодинамических процессов в газотранспортной системе

2.1 Метод реализации математических моделей для газотранспортных систем

После выполненного анализа существующих математических моделей была разработана математическая модель нестационарного неизотермического течения природного газа, транспортируемого по системе «трубопровод – компрессорная станция», отличающаяся от существующих моделей, тем что предлагается дополнить эту модель описанием термодинамики в потоке газа и процесса теплообмена с окружающей средой на входе и на выходе компрессорной станции.

Данная модель дополнена нестационарным расчетом теплообмена в потоке газа. В ней исследовано влияние выбора уравнения состояния, параметры течения на основе проведенного анализа моделей термодинамики потока. Исследовано влияние изменений параметров потока газа на входе и выходе из газопровода и найдена область допустимых значений, предложено решение задачи.

Построение математической модели работы газотранспортной системы с помощью данного метода позволяет рассматривать работу МГ при различных внештатных ситуациях. Метод дает возможность определять отклонения режима работы МГ от проектного режима. Рассчитываются изменения в параметрах температуры, давления и расхода транспортируемого газа по длине трубопровода. На основании полученных данных строятся графические зависимости, которые выявляют возможность возникновения внештатных ситуаций.

Работа МГ сопровождается изменением работы всей системы. Для математического описания изменений работы МГ может применяться линейный временной шаг. Процесс функционирования любого временного шага описывающего работу МГ определяется набором следующих характеристик [36,42, 43,61,79,105]:

- уравнение границы пространства состояний;

- уравнения движения точки вектора дополнительных координат в пространстве состояний;
- соотношение для расчета нового состояния в результате скачка при выходе на допустимую границу и при поступлении входного сигнала;
- соотношение для расчета координат исходных сигналов.

Модель 1

Метод определяется множествами T, X, Y, Z и операторами переходов H и выходов G , T – множитель рассматриваемых моментов времени $\tau, \tau \in T$; T – множество входных сигналов $x(\tau)$; $x(\tau) \in X$ – множество выходных сигналов $y(\tau)$; $y(\tau) \in Y$; Z – пространство состояний $z(\tau)$; $z(\tau) \in Z$.

Множественное число состояний линейного временного шага представляет собой конечный набор подмножеств, которые не пересекаются, где z_v – многогранник в $n(v)$ мерном евклидовом пространстве.

Состояние $z \in Z$ определяется как

$$z = (v, z_v), \quad (2.1)$$

где $v(\tau)$ – дискретная составляющая или номер интервала времени;

z_v – вектор дополнительных координат.

Аналогично описываются входные и выходные сигналы временного шага.

Входной сигнал равен

$$x = (\mu, x_\mu), \quad (2.2)$$

где μ – коэффициент Джоуля-Томпсона; x_μ – вектор дополнительных координат.

Выходной сигнал определяется по зависимости

$$y = (\lambda, y_\lambda), \quad (2.3)$$

где λ – дискретная составляющая выходного сигнала; y_λ – вектор дополнительных координат.

В начальный момент времени ($\tau = \tau_0$) агрегат находится в состоянии z_0 , который определяется из условия

$$z_0 = (v_0, z_{v0}), \quad (2.4)$$

где z_{v_0} – внутренняя точка многогранника.

При $\tau > \tau_0$ происходит перемещение точки $z_{v_0}(\tau)$ внутри многогранника z_{v_0} до тех пор, пока она не выйдет за границы в точку $z_{v_0}^*$ в момент времени τ^* .

Состояние внутри многогранника изменяется по линейному закону и описывается следующими соотношениями:

$$\begin{aligned} v(\tau) &= \text{const}; \\ z_{v_1}(\tau) &= z_{v_1}^0 + \alpha_{v_1}(\tau - \tau_{v_0}), i = 1, 2, \dots, n(v); \\ \alpha_{v_1} &= \alpha_{v_1}, \alpha_{v_2}, \dots, \alpha_{n(v)} = \text{const}. \end{aligned} \quad (2.5)$$

После того, как состояние линейного участка

$$z_{v_1}(\tau) = z_{v_1}^0 + \alpha_{v_1}(\tau - \tau_{v_0}), i = 1, 2, \dots, n(v).$$

выходит за границу в точку (v, z_v^*) при $\tau = \tau^* + 0$, происходит скачок из одного состояния в другое. При этом дискретная составляющая v переходит в v' (прыжок в новый многогранник), а вектор дополнительных координат z_{v^*} в z_{v_1} – в вектор характеризующий внутреннюю начальную точку нового многогранника $z_{v_1}^0$.

Время выхода координаты z_{v_1} на границу z_v вычисляется по выражению

$$\tau^* = \tau^0 + z_{v_1}. \quad (2.6)$$

Новое состояние системы дополнено следующим образом

$$z = (v', z_{v_1}'), z_{v_1}' = \{z_{v_1}', z_{v_2}', \dots, z_{v_{4N_x+4}}'\}, \quad (2.7)$$

где $v' = v_0 + 1$ – дискретная составляющая; z_{v_1}' – вектор дополнительных координат; h – шаг интегрирования по времени.

Другие координаты вектора пространственных состояний вычисляются с помощью уравнения

$$z_{v_1} = z_{v_1}^0 + \alpha_{v_1}(\tau^* - \tau^0), i = 2 - 4N_x + 4. \quad (2.8)$$

В момент выхода на границу или в момент поступления входного сигнала линейный участок выдает выходной сигнал вида $y = (\lambda, y_\lambda)$. Дискретная составляющая этого сигнала, которая появилась в результате выхода точки z_v на границу, имеет вид

$$\lambda = f(v, v', z_v). \quad (2.9)$$

В случае образования выходного сигнала в момент поступления на участок входного сигнала коэффициент гидравлического сопротивления зависит от следующих факторов

$$\lambda = f(v, v'', z_v, \mu), \quad (2.10)$$

где μ – дискретная составляющая входного сигнала;

z_v – вектор дополнительных координат.

При получении временным шагом входного сигнала x в момент времени $\tau = \hat{\tau}$ перемещение точки $z_v(\tau)$ внутри многогранника прекращается и состояние вектора $z_v(\hat{\tau})$ переходит скачкообразно с точки (v, \hat{z}_v) в новую внутреннюю точку (v'', z_v'') нового многогранника z_v^* . При этом новое состояние описывается описывается следующей зависимостью

$$z'' = (v'', z_{v''}^*), \quad (2.11)$$

$$\text{где } v'' = v, \quad z_{v''} = \{z_{v_1}'', \dots, z_{v_{4N_x+4}}''\}. \quad (2.12)$$

Также следует учесть, что в работе МГ задействованы линейные участки, луппинги и компрессорные станции, а также отдельным элементом выделена внешняя среда.

Внешняя среда описывается с помощью регрессионной модели с дальнейшей поправкой принятого значения.

Уравнения, которые описывают движение газа по трубопроводу, представляют собой функции и вычисляются с шагом интеграции по времени h . Общее количество узловых точек равно $2N_x$.

Состояние элемента «линейный участок» определяется следующим образом

$$z'' = (v, z_v), \quad z_v = \{z_{v_1}, z_{v_2}, \dots, z_{v_{4N_x+4}}'\}, \quad (2.13)$$

где v – номер интервала длины h ; $z_{v_1} = \tau$ – время, оставшееся до окончания интервала; $z_{v_{i+1}} = P_i$ – давление в i -м узле сетки, $i = 1 - N_x$; $z_{v_{i+N_x+1}} = M_i$ – массовый расход в i -м узле сетки, $i = 1 - N_x$; $z_{v_{i+N_x+1}} = T_i$ – температура газа в i -

м узле сетки, $i = 1 - N_x$; $z_{v_{i+3N_x+1}} = T_{ct_i}$ - температура стенки трубопровода в i -м узле сетки, $i = 1 - N_x$.

Разбив по оси X значения температуры в начале следующего элемента можно определить сочетания временного шага $j+1$.

Тогда j -е временного шага:

$z_{v_{4N_x+2}}$ - температура газа во втором узле $j+1$ временного шага; $z_{v_{4N_x+4}}$ - температура стенки трубопровода в N_x+2 в узле $j+1$ временного шага; $z_{v_{4N_x+4}}$ - шаг интегрирования по длине трубопровода для $j+1$ временного шага.

Тогда выходные сигналы на линейном участке будут

$$y = (\lambda, y_\lambda), \quad y_\lambda = \{y_{\lambda_1}, \dots, y_{\lambda_i}\}, \quad (2.14)$$

где $\lambda = \nu(\tau)$ - интервал времени, после которого выдается выходной сигнал;

$y_{\lambda_1} = P_{N_x}$ - давление в конце линейного участка газопровода;

$y_{\lambda_2} = z_{v_{4N_x+4}} = T_{cm_{2N_x}}$ - температура стенки трубопровода на конце участка;

$y_{\lambda_3} = z_{v_{N_x+4}} = M_1$ - массовый расход в начале участка.

Если перед участком производится отбор или подкачка газа, тогда

$$y_{\lambda_3} = y_{\lambda_3} \pm M(k), \quad (2.15)$$

где $M(k)$ - массовый расход отбора или подкачки газа (знак «плюс» берется в случае отбора, а знак «минус» - в случае подкачки);

$y_{\lambda_4} = T_2 = z_{v_{2N_x+3}}$ - температура во втором узле участка;

$y_{\lambda_5} = T_{cm_{N_x+2}} = z_{v_{3N_x+3}}$ - температура стенки в N_x+2 узле;

$y_{\lambda_6} = \Delta x$ - шаг интегрирования по длине.

Входной сигнал на линейном участке газопровода равен

$$\begin{aligned} x &= (\mu, x_\mu); \\ \mu &= \lambda; \\ x_\mu &= \{x_{\mu_1}, \dots, x_{\mu_6}\}; \\ x_{\mu_i} &= y_{\lambda_i}, \quad i = 1 - 7, \quad i = 4. \end{aligned} \quad (2.16)$$

Если участок выдает выходной сигнал только на один участок, тогда $x_{\mu_4} = y_{\lambda_4}$, если же происходит разветвление линейной части, тогда

$$x_{\mu_4} = y_{\lambda_4} \pm \sum_1^N M(k) = y_{\lambda_4} \pm \sum_1^N \sqrt{\frac{(P_{L-\Delta x, k(j)} - P_L) D_{k(j)}^5 \rho_{k(j)} \pi^2}{8 \xi_{k(j)} \Delta x_{k(j)}}}, \quad (2.16)$$

где $k(j)$ – номера участков, на которые выдается выходной сигнал;

$\xi_{k(j)}, D_{k(j)}$ – коэффициенты гидравлического сопротивления и диаметры;

$P_{L-\Delta x, k(j)}$ – давление на участке газопровода с номером k на расстоянии шага интегрирования по длине $\Delta x_{k(j)}$ от j -ого временного шага.

Сигналы, которые принимаются участком как входные, поступающие из предыдущего по технологической схеме $j-1$ (давление, температура) и следующего, работающего по той же схеме участка $j+1$ (массовый расход).

Работа математической модели с помощью временного шага «линейный участок» будет определяться поведением всей системы при поступлении входного сигнала на данный исследуемый участок.

Если сигнал поступает на вход участка с $j-1$, в модели этот сигнал определяется параметром $\mu > \nu$, система переходит в состояние z'' , которое описывает функцию

$$z'' = (v'', z_{v'}); \quad (2.17)$$

где $v'' = \nu$, $z_{v'} = \{z_{v''}, \dots, z_{v_{4N_x+4}}\}$, $z_{v'} = 10^{-6}$, $z_{v_2''} = P_1 = x_{\mu_1}$, $z_{v_{2N_x+2}}'' = T_1 = x_{\mu_1}$, $z_{v_{3N_x+2}}'' = x_{\mu_3}$.

При поступлении входного сигнала из участка $j+1$ ($\mu = \nu$) состояние временного шага x'' формируется как

$$\begin{aligned} z_{v_{4N_x+3}}'' &= x_{\mu_6}; \\ z_{v_{4N_x+4}}'' &= \Delta x = x_{\mu_7}; \\ v'' &= \nu; \\ z_{v''} &= 10^{-6}; \\ z_{v_{4N_x+2}}'' &= x_{\mu_5}; \\ z_{v_{2N_x+1}}'' &= M_{N_x} = x_{\mu_4}. \end{aligned} \quad (2.18)$$

Остальные z_{v_i} остаются прежними.

Координаты вектора z_{v_i} меняются по соответствующим законам, которые описываются дифференциальными уравнениями

$$\begin{aligned}\frac{dz_{v_i}}{d\tau} &= \alpha_{v_i}, \quad i = 1 - 4N_x + 4; \\ z_{v_i} &= z_{v_i}^0 + \alpha_{v_i}(\tau - \tau_{v_0}).\end{aligned}\quad (2.19)$$

Координата времени z_{v_i} уменьшается с единичной скоростью, $\alpha_{v_1} = -1$. Давление и температура потока газа, температура стенки в начале трубопровода за интервал времени h не изменяется и определяется соответствующими входящими сигналами. При этом $i = 2, \alpha_{v_2} = 0, \alpha_{v_{3N_x+1}} = 0$.

Массовый расход газа в конце трубопровода задается входным сигналом

$$\alpha_{v_{2N_x+1}} = 0.$$

После преобразований уравнений описывающих движение газа по системе «трубопровод-компрессорная станция» (2.18), (2.19) система имеет следующий вид:

$$\begin{aligned}\frac{dz_i}{d\tau} &= f_i(\tau, z); \\ z &= \{z_1, \dots, z_{3N_x}\}; \\ z_i &= P_i, i = 1 - N_x, z_{N_x+i} = M_i, i = 1 - N_x \\ z_{v_{2N_x+i}} &= P_i, i = 1 - N_x, z_{v_{3N_x+i}} = T_{cm_i+N_x}, i = 1 - N_x \\ f_i(\tau, z) &= f_{2N_x}(\tau, z) = f_{2N_x+1}(\tau, z) = 0; \\ f_{2N_x+i}(\tau, z) &= \alpha_2 \left(\frac{\partial P}{\partial x} \right) + \frac{\alpha_3}{\alpha_2} M_i^j; \\ f_{3N_x+i}(\tau, z) &= \alpha_8 \left(\frac{\partial^2 T_{cm}}{\partial x^2} \right) + \alpha_6 (T_i - T_{cm_i+N_x}) + \alpha_7 (T_i - T_{cm_i+N_x}); \\ f_i(\tau, z) &= \frac{1}{\alpha_2} \left(\frac{\partial M}{\partial x} \right), i = 1 - 4N_x; \\ \alpha_{v_{i+1}} &= 0,5(K_1^i + K_2^i), i = 1 - 4N_x.\end{aligned}\quad (2.20)$$

Для каждого временного интервала с шагом h

$$K_1^i = f_i(\tau, z), K_2^i = f_i\left(\tau \pm \frac{h}{2}, z + \frac{h}{2} K_1\right),\quad (2.21)$$

где K_1^i - интервал временного шага.

Для нахождения производных второго порядка в уравнениях (2.20) используются значения соответствующих температур и пошаговое

интегрирование по длине. Эти значения являются состояниями j -го временного шага $z v_i, i = 4N_x + 2 - 4N_x + 4, \alpha v_i = 0$.

Найденные таким образом значения αv_i позволяют определить движение точки в пространстве состояний. Уравнением границы пространства состояний является соотношение $z v_1 = 0$, что определяется технологическими ограничениями. При выходе временного шага на границу формируется новое состояние

$$z' = (v', z_{v'}) . \quad (2.22)$$

Время выхода координаты z_{v_1} за границу z_v определяется из соотношения

$$\tau^* = \tau^0 + z_{v_1}^0 , \quad (2.23)$$

где $\tau^0, z_{v_1}^0$ – начальное время и состояние временного шага.

Состояние z' временного шага определяется следующими условиями:

- дискретная составляющая, $v' = v + 1$,
- вектор дополнительных координат, $z_{v_1}' = h$.

Шаг интегрирования по времени h для различных временных шагов может быть разным. Другие координаты вектора пространства состояний определяются из уравнения (2.19) при $\tau = \tau^*, i = 2 - 4N_x + 4$.

После формирования нового состояния z' получается

$$v = v', z_v = z_{v'}.$$

При выдаче сигнала временной шаг скачком переходит в новое состояние. Причем во избежание закливания выходной сигнал выдается с опозданием. Таким образом, определяется весь набор характеристик временного шага «линейный участок».

Таким образом после преобразований на основании проведенного анализа теоретических исследований предлагается следующая модель описания метода расчета математической модели нестационарного движения газа на линейном участке магистрального газопровода.

Состояние временного шага «компрессорная станция», как и состояние линейной части, описывается формулой (2.1), а также следующим выражением

$$z_{\nu} = \{z_{\nu_1}, \dots, z_{\nu_7}\}, \quad (2.24)$$

где ν – номер интервала времени длины равное h ; z_{ν_1} – время оставшееся до окончания интервала длины h ; z_{ν_2} – давление на входе компрессорной станции; z_{ν_3} – давление на выходе станции; z_{ν_4} – массовый расход газа на входе в станцию; z_{ν_5} – массовый расход газа на выходе из станции; z_{ν_6} – температура газа на входе в станцию; z_{ν_7} – температура газа на выходе со станции.

Исходящий сигнал работы компрессорной станции определяется по зависимости

$$y = (\lambda, y_{\lambda}), \quad (2.25)$$

где $\lambda = \nu_i(c)$ – номер интервала времени, после которого выдается выходной сигнал со станции

$$y_{\lambda} = \{y_{\lambda_1}, y_{\lambda_2}, y_{\lambda_3}\}, \quad (2.26)$$

где y_{λ_1} , y_{λ_2} – соответственно давление и температура на выходе из компрессорной станции; y_{λ_3} – массовый расход газа на входе в станцию.

Исходящий сигнал компрессорной станции

$$x = (\mu, x_{\mu});$$

$$x_{\mu} = \{x_{\mu_1}, x_{\mu_2}, x_{\mu_3}\}, \quad (2.27)$$

где μ – номер интервала времени длины; x_{μ_1} , x_{μ_2} – давление и температура на входе в станцию; x_{μ_3} – массовый расход на выходе из станции.

Основное отличие описания компрессорной станции от линейной части заключается в том, что переменные состояния станции не меняются по координате, то есть во временном шаге «компрессорная станция» происходит движение только одной координаты z_{ν_1} . Время и траектория движения описывается уравнением $\frac{dz_{\nu_1}}{d\tau} = -1$. Другие координаты z_{ν_i} , $i = 2 \div 7$, определяются соотношением

$$\frac{dz_{\nu_i}}{d\tau} = 0, i = 2 \div 7. \quad (2.28)$$

При поступлении входящего сигнала с предыдущего временного шага ($\mu > \nu$) состояние z определяется следующим образом

где

$$\begin{aligned} z_{v_i}'' &= z_{v_i}', \quad z_{v'} = \{z_{v_1}'', z_{v_2}''\}, \\ z_{v_1}'' &= 10^{-6}; \\ z_{v_3}'' &= x_{\mu_1}; \\ z_{v_6} &= x_{\mu_6}; \\ z_{v_i} &= x_{\mu_i}, \quad i = 3, 2, 5, 7. \end{aligned}$$

Когда исходящий сигнал поступает из последующего временного шага ($\mu = v$), состояние z'' формируется следующим образом

$$v'' = v, z_{v''} = \{z_{v_1}'', \dots, z_{v_7}''\}, z_{v_5}'' = x_{\mu_3}, z_{v_i}'' = z_{v_i}, i = 1 - 4, 5, 7. \quad (2.29)$$

При поступлении входящих сигналов исходящие сигналы не выдаются, так как при выходе на грань многогранника состояние временного шага выполняет прыжок в состояние

$$\begin{aligned} z' &= \{v', z_{v'}'\}, \quad v' = v + 1; \\ z_{v'}' &= \{z_{v_1}'', \dots, z_{v_7}''\}, \end{aligned} \quad (2.30)$$

где $z_{v_1}' = h$ – шаг интегрирования по времени, $z_{v_2}' = z_{v_2}$; $z_{v_4}' = z_{v_4}$; $z_{v_5}' = z_{v_5}$; $z_{v_6}' = z_{v_6}$.

Тогда давление на выходе из компрессорной станции определяется из выражения

$$\begin{aligned} P_B &= z_{v_3}'(DN^2 - e^B)\rho g + P_1; \\ B &= \alpha_0 + \alpha_1 X_1 + \alpha_2 X_2 + \alpha_3 X_3 + \alpha_4 X_4. \end{aligned} \quad (2.31)$$

В этом случае зависимость (2.31) записывается в виде

$$\begin{aligned} X_1 &= \ln N; \quad X_2 = \ln v; \quad X_3 = \ln M; \\ X_4 &= \ln N \ln v + \ln M \ln N - \ln v \ln M. \end{aligned} \quad (2.32)$$

Исходящая температура определяется по формулам

$$\begin{aligned} T_K &= T_{\text{вх}} + A \frac{\rho N^3}{c_p M}; \\ z_{v_7} &= z_{v_0} + A \frac{\rho N^3}{c_p z_v}. \end{aligned} \quad (2.33)$$

Исходящий сигнал из компрессорной станции

$$\begin{aligned} y &= (\lambda, y_\lambda); \\ y_\lambda &= \{y_{\lambda_1}, \dots, y_{\lambda_3}\}; \\ y_{\lambda_1} &= z_{v_3}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} y_{\lambda_2} &= z_{v_7}; \\ y_{\lambda_3} &= z_{v_4}; \\ \lambda &= v. \end{aligned} \quad (2.34)$$

При изменении состояния временного шага работы компрессорной станции

$$v = v'; z_{v_i} = z_{v_{v'}}; i = 1 - 7. \quad (2.35)$$

На основе данного метода расчета доказано, что даже при малых изменениях в скорости потока газа недопустимы упрощения в тепловом уравнении, основанные на гипотезе о постоянстве плотности и скорости газа.

Необходимо дополнить существующий метод расчета новой математической моделью по расчету изменения температуры и давления на линейном участке, что позволит выявлять закономерности возникновения внештатных ситуаций при работе газопровода с учетом нестационарного режима.

Для решения математической модели работы линейного участка газопровода численным методом используется конечно-разностный метод, система уравнений имеет уклоняющийся вид, что позволяет построить разностную схему.

Система уравнений (1.1) состоит из записанных в форме дифференциальных уравнений законов неразрывности и сохранения импульса и энергии

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial}{\partial t}(\rho v) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho v^2) + \frac{\partial P}{\partial x} + \rho g \sin \alpha + \frac{1}{2d} \lambda \rho v |v| = 0 \\ \frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}(\rho v) = 0 \\ \frac{\partial}{\partial t} \left(\rho \varepsilon^{y^A} + \rho \frac{v^2}{2} + \rho g H \right) + \frac{\partial}{\partial x} \left(\rho v \left(\frac{v^2}{2} + h^{y^A} + g H \right) \right) = \frac{4}{d} K_{cp} (T - T_0), \end{array} \right.$$

$$\left\{ \begin{array}{l} h^{y^A} = \varepsilon^{y^A} + \frac{P}{\rho} \\ h^{y^A} = \frac{1}{M} h(P, T) \\ \rho = \rho(P, T) \end{array} \right.$$

Для решения системы уравнений (1.1.) можно воспользоваться методом Годунова, в виду того, что решать данную задачу нужно численным методом. Решение методом Годунова заключается в том, что дифференциальные

уравнения интегрируется по ячейкам сетки. Построение разностной схемы производится следующим образом:

- вводится двумерная прямоугольная сетка с постоянным шагом по времени Δt и координатой Δx . Узлы сетки будут располагаться в точках с координатами (t_i, x_j) , $t_i = i \cdot \Delta t$, $x_j = j \cdot \Delta x$ [92-94].

Для более простого обозначения функций в узловых точках будем обозначать

$$f(t_i, x_j) = f_j^i.$$

где i – индекс временного шага;

j – индекс координаты узла сетки.

Рассмотрим уравнение неразрывности (1.1) из системы

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}(\rho v) = 0. \quad (2.36)$$

Воспользовавшись теоремой Грина, получим

$$\iint_{\Omega} \left(\frac{\partial Q}{\partial x} - \frac{\partial P}{\partial y} \right) dx dy = \oint_{d\Omega} P dx - Q dy, \quad (2.37)$$

где $d\Omega$ – замкнутая кривая, ограничивающая область Ω .

Уравнение неразрывности (1.1) можно переписать в виде

$$\oint_{d\Omega} (\rho v dt + \rho dx) = 0. \quad (2.38)$$

Криволинейный интеграл (2.38) вдоль границы ячейки можно записать в виде суммы интегралов по сторонам

$$\begin{aligned} & \int_{(i,j)-(i,j+1)} (\rho v dt + \rho dx) + \int_{(i,j+1)-(i+1,j+1)} (\rho v dt + \rho dx) + \\ & + \int_{(i+1,j+1)-(i+1,j)} (\rho v dt + \rho dx) + \int_{(i+1,j)-(i,j)} (\rho v dt + \rho dx) = 0. \end{aligned} \quad (2.39)$$

При интегрировании вдоль двух сторон ячейки сетки $dx = 0$, а при интегрировании вдоль двух других сторон $dy = 0$. Кроме этого нужно учитывать

направление движения газа вдоль трубопровода. Тогда уравнение (2.39) можно записать в виде

$$\int_{(i,j)-(i,j)} \rho dx - \int_{(i+1,j+1)-(i+1,j)} \rho dx + \int_{(i,j+1)-(i+1,j+1)} \rho v dt - \int_{(i+1,j)-(i,j)} \rho dx = 0. \quad (2.40)$$

Формула (2.40) будет верна для любого прямоугольника на плоскости (t, x) без каких-либо приближений. Интегралы по сторонам прямоугольника заменяются приближенными выражениями, рассчитанными по формуле трапеции. Для приближенных значений интегралов по dx определяется по следующему уравнению

$$\begin{aligned} \int_{(i,j)-(i,j)} \rho dx &\approx \rho_{j+1/2}^i \Delta x, \rho_{j+1/2}^i \equiv 0,5(\rho_j^i + \rho_{j+1}^i); \\ \int_{(i+1,j+1)-(i+1,j)} \rho dx &\approx \rho_{j+1/2}^{i+1} \Delta x, \rho_{j+1/2}^{i+1} \equiv 0,5(\rho_j^{i+1} + \rho_{j+1}^{i+1}). \end{aligned} \quad (2.41)$$

Для приближенных значений интегралов по времени в результате преобразований получим зависимость

$$\int_{(i,j+1)-(i+1,j+1)} \rho v dt \approx (\rho v)_{j+1}^{i+1/2} \Delta t, (\rho v)_{j+1}^{i+1/2} \equiv 0,5((\rho v)_{j+1}^i + (\rho v)_{j+1}^{i+1}).$$

Данную зависимость преобразуем в таком виде

$$\int_{(i,j+1)-(i,j)} \rho v dt \approx (\rho v)_j^{i+1/2} \Delta t, (\rho v)_j^{i+1/2} \equiv 0,5 \left((\rho v)_{j+\frac{1}{2}}^i + (\rho v)_{j+\frac{1}{2}}^{i+1} \right). \quad (2.42)$$

Тогда разностный аналог уравнения (2.35) запишется в следующем виде

$$\left((\rho v)_{j+1}^{i+1/2} - (\rho v)_j^{i+1/2} \right) \Delta t + (\rho_{j+1/2}^{i+1} - \rho_{j+1/2}^i) \Delta x = 0. \quad (2.43)$$

Разностное уравнение (2.42), как и уравнение (2.35), имеет дивергентную форму, то есть закон неразрывности выполняется в обоих случаях. Рассмотрим уравнения сохранения импульса в системе по уравнению (1.1)

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho v) + \frac{\partial}{\partial x} (\rho v^2 + P) + \rho g \sin \alpha + \frac{1}{2d} \lambda \rho v |v| = 0. \quad (2.44)$$

Проинтегрировав это уравнение по некоторой области Ω и применив формулу Грина, уравнение можно записать в виде

$$\oint_{\partial \Omega} (\rho v^2 + P) dt + (\rho v) dx = \iint_{\Omega} \left(\rho g \sin \alpha + \frac{1}{2d} \lambda \rho v |v| \right) dx dt. \quad (2.45)$$

В качестве Ω выберем ячейку сетки. Тогда разностный аналог уравнения (2.45) примет вид

$$\begin{aligned} & ((\rho v)_{j+1}^{i+1} - (\rho v)_{j+1/2}^i) \Delta x + ((\rho v^2 + P)_{j+1}^{i+1/2} - (\rho v^2)_j^{i+1/2}) \Delta t + (\rho g \sin \alpha + \\ & + \frac{1}{2d} \lambda \rho v |v|)_{j+1/2}^{i+1/2} \Delta x \Delta t = 0. \end{aligned} \quad (2.46)$$

Как и в предыдущем случае, для приближенного интегрирования по времени и по координате использовалась формула трапеции. Двумерный интеграл был заменен следующей зависимостью

$$\iint_{\Omega} \left(\rho g \sin \alpha + \frac{1}{2d} \lambda \rho v |v| \right) dx dt \approx \left(\rho g \sin \alpha + \frac{1}{2d} \lambda \rho v |v| \right)_{j+1/2}^{i+1/2} \Delta x \Delta t. \quad (2.47)$$

Рассмотрим уравнения сохранения энергии системы

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\rho \varepsilon + \rho \frac{v^2}{2} \rho g H \right) + \frac{\partial}{\partial x} \left(\rho v \left(\frac{v^2}{2} + h + g h \right) \right) + \frac{1}{d} K (T - T_0) = 0. \quad (2.48)$$

После интегрирования уравнения (2.48) по ячейке сетки и замены интегралов на их приближенные значения, разностный аналог уравнения энергии будет иметь следующий вид

$$\begin{aligned} & \left(\rho \varepsilon + \rho \frac{v^2}{2} + \rho g H \right)_{j+1}^{i+1} \Delta x - \left(\rho \varepsilon + \rho \frac{v^2}{2} + \rho g H \right)_{j+1/2}^i \Delta x + \\ & + \left(\rho v \left(\frac{v^2}{2} + h + g H \right) \right)_{j+1}^{i+1/2} \Delta t - \left(\rho v \left(\frac{v^2}{2} + h + g H \right) \right)_j^{i+1/2} \Delta t + \\ & + \left(\frac{1}{d} K (T - T_0) \right)_{j+1/2}^{i+1/2} \Delta x \Delta t = 0. \end{aligned} \quad (2.49)$$

Для приближенного вычисления интегралов по координате и по времени была использована формула трапеции. Двумерный интеграл от недивергентной части уравнения заменяется приближенным его значением

$$\iint_{\Omega} \left(\frac{1}{2} K (T - T_0) dx dt \right) \approx \left(\frac{1}{2} K (T - T_0) dx dt \right)_{j+1/2}^{i+1/2} \Delta t \Delta x. \quad (2.50)$$

Во всех разностных уравнениях половинные индексы означают, как и в формуле (2.38), среднее значение сеточной функции. Например

$$f_{j+1/2}^{i+1/2} = 0,25(f_j^i + f_j^{i+1} + f_{j+1}^i + f_{j+1}^{i+1}).$$

Все полученные разностные уравнения имеют дивергентный вид и в этих уравнениях автоматически выполняются разностные аналоги физических законов сохранения.

Таким образом, схема заданная уравнениями (2.41), (4.42), (2.46) является консервативной разностной схемой.

2.2 Математическое моделирование нестационарного потока газа в магистральном газопроводе

Система разностных уравнений (2.43), (2.46), (2.49) аппроксимирует исходную систему дифференциальных уравнений

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial}{\partial t}(\rho v) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho v^2) + \frac{\partial P}{\partial x} + \rho g \sin \alpha + \frac{1}{2d} \lambda \rho v |v| = 0 \\ \frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}(\rho v) = 0 \\ \frac{\partial}{\partial t} \left(\rho \varepsilon^{y^d} + \rho \frac{v^2}{2} + \rho g H \right) + \frac{\partial}{\partial x} \left(\rho v \left(\frac{v^2}{2} + h^{y^d} + g H \right) \right) = \frac{4}{d} K_{cp} (T - T_0), \\ \left\{ \begin{array}{l} h^{y^d} = \varepsilon^{y^d} + \frac{P}{\rho} \\ h^{y^d} = \frac{1}{M} h(P, T) \\ \rho = \rho(P, T) \end{array} \right. \end{array} \right.$$

Постановка начальной задачи заключается в следующем. В момент начала моделирования необходимо задать распределение неизвестных функций, входящих в уравнение. В данном случае неизвестными функциями являются давление, скорость и температура газа, которые зависят от времени и координаты. Температура входит в систему уравнения через уравнение состояния и термодинамических потенциалов газа. Вместо скорости газа удобнее использовать массовый расход газа

$$G = \rho v F. \quad (2.51)$$

При стационарном режиме работы газопровода уравнение неразрывности превращается в алгебраическое уравнение

$$G = const. \quad (2.52)$$

На компрессорных станциях проводятся измерения температуры, давления и расхода газа. Поэтому на границах газопровода для решения необходимо

задавать давление, температуру и массовый расход. Не все возможные постановки краевой задачи будут корректными

Математически это приведет к тому, что алгебраическая система уравнений (2.43), (2.46), (2.49) будет иметь бесконечное множество решений или не одного решения.

Также нужно помнить, что установившийся режим является основным режимом эксплуатации газопроводов. Модель установившегося режима при транспортировании газа по трубопроводу можно записать в параметрах давления, плотности и температуры и вводом характерных значений p_x , T_x , ρ_x , l_x , $u_x = Q/(\pi R^2 \rho x)$ модель приводится к безразмерному виду. Величина ρ_x определяется по величинам p_x , T_x из уравнения состояния Редлиха-Квонга. После ряда преобразований, опуская штрихи у безразмерных величин ρ , T , p , z , u , запишется уравнение в виде [132]:

$$\begin{aligned} \rho u &= 1; \\ f_4 &= n_3(T^* - T) + \frac{n_4}{\rho^2}; \\ f_4 &= \frac{\partial p}{\partial \rho} = \frac{n_6 T}{1 - n_1 \rho \left(1 - \frac{n_2}{T_2}\right)} + \frac{n_6 \rho T n_1 \left(1 - \frac{n_2}{T_2}\right)}{\left(1 - n_1 \rho \left(1 - \frac{n_2}{T_2}\right)\right)^2}; \\ f_4 &= \frac{\partial p}{\partial \rho} = \frac{n_6 T}{1 - n_1 \rho \left(1 - \frac{n_2}{T_2}\right)} + \frac{n_6 \rho T n_1 \left(1 - \frac{n_2}{T_2}\right)}{\left(1 - n_1 \rho \left(1 - \frac{n_2}{T_2}\right)\right)^2}; \\ f_p &= \frac{n_6 \rho T}{1 - n_1 \rho \left(1 - \frac{n_2}{T_2}\right)}; \\ f_T &= \frac{\partial p}{\partial T} = \frac{n_6 \rho}{1 - n_1 \rho \left(1 - \frac{n_2}{T_2}\right)} + \frac{2 n_6 \rho^2 n_1 n_2 \left(1 - \frac{n_2}{T_2}\right)}{T^2 \left(1 - n_1 \rho \left(1 - \frac{n_2}{T_2}\right)\right)^2}. \end{aligned}$$

Здесь безразмерные комплексы $n_0 - n_6$ входящие в выражение для функций $f_3, f_4, f_\rho, f_p, f_T$, равны:

$$\begin{aligned} n_0 &= \frac{R_g}{C_v}, n_1 = \frac{0,07 T_c R_g \rho_x}{p_c}, n_2 = \frac{6 T_c^2}{T_x^2}, n_3 = \frac{2 l_x \beta}{R C_v \rho_x u_x}, n_4 = \frac{\lambda u_x^2 l_x}{4 C_v R T_x}, \\ n_5 &= \frac{\rho_x 0,14 R_g^2 T_c^3}{p_c T_c^2 C_v}. \end{aligned}$$

В случае использования уравнения состояния Редлиха-Квонга тепловое уравнение запишется в виде:

$$\frac{dT}{dz} = - \left(\frac{Th}{c_v u(1-\delta\rho)} + \frac{c\rho}{2c_v u(1+\delta\rho)T^{\frac{1}{2}}} \right) \frac{du}{dz} + \frac{2q}{c_v \rho v R} + \frac{\lambda u^2}{4Rc_u}.$$

Если предположить, что в предыдущие моменты времени газопровод работал в стационарном режиме, тогда система уравнений с частными производными превратится в систему обыкновенных дифференциальных уравнений, одно из которых интегрируется аналитически и приводит к системе

$$\begin{cases} \frac{d}{dx}(\rho v^2 + P) + \rho g \sin\alpha + \frac{1}{2d} \lambda \rho v |v| = 0 \\ \frac{d}{dx} \left(\rho v \left(\frac{v^2}{2} + h + gH \right) \right) = -\frac{1}{d} K_{cp}(T - T_0) \\ \rho v F = const \end{cases} \quad (2.53)$$

Можно построить разностную схему, которая аппроксимирует эту систему уравнений. Разностные уравнения (2.43), (2.46) представляются в виде следующей системы (2.54) и (2.55)

$$\begin{cases} (\rho v^2 + P) - (\rho v^2 + P)_j + \left(\rho g \sin\alpha + \frac{1}{2d} \lambda \rho v |v| \right)_{j+\frac{1}{2}} \Delta x = 0, \\ \left(\rho v \left(\frac{v^2}{2} + h + gH \right) \right)_{j+1} - \left(\rho v \left(\frac{v^2}{2} + h + gH \right) \right)_j + \left(\frac{1}{d} K(T - T_0) \right)_{j+\frac{1}{2}} \Delta x = 0, \end{cases}$$

Система разностных уравнений (2.54), (2.55), дополненная граничными условиями и уравнением (2.52) имеет решение. Получив уравнения (2.54), (2.55) для стационарной задачи, можно начинать динамическое моделирование, используя в качестве начального распределения, давление, температуру и расход.

Моделирование нестационарного режима работы газопровода приводится к решению системы дифференциальных уравнений с частными производными первого порядка, при этом задача решается при помощи разностных алгебраических уравнений (2.42), (2.45), (2.48). Выписывая уравнения для всех соседних узлов, $j-1$ и j , начиная с первого и последовательно исключая неизвестные P_{j-1} ; P_j ; P_{j+1} , преобразуются к уравнению следующего вида

$$A_j G_{j-1} + B_j G_j + C_j G_{j+1} = D_j, \quad (2.56)$$

где

$$A_j = \frac{\left(\frac{a_{22}^{j-1}}{b_{21}^{j-1}} - \frac{a_{11}^{j-1}}{b_{11}^{j-1}} \right)}{\left(\frac{b_{22}^{j-1}}{b_{21}^{j-1}} - \frac{b_{12}^{j-1}}{b_{11}^{j-1}} \right)}, \quad (2.57)$$

$$B_j = \frac{\left(\frac{a_{22}^{j-1}}{b_{21}^{j-1}} - \frac{a_{12}^{j-1}}{b_{11}^{j-1}} \right)}{\left(\frac{b_{22}^{j-1}}{b_{21}^{j-1}} - \frac{b_{12}^{j-1}}{b_{11}^{j-1}} \right)} - \frac{\left(\frac{a_{21}^{j-1}}{b_{22}^{j-1}} - \frac{a_{11}^{j-1}}{b_{12}^{j-1}} \right)}{\left(\frac{b_{21}^{j-1}}{b_{22}^{j-1}} - \frac{b_{11}^{j-1}}{b_{12}^{j-1}} \right)}, \quad (2.58)$$

$$C_j = \frac{\left(\frac{a_{22}^j}{b_{22}^j} - \frac{a_{12}^j}{b_{12}^j} \right)}{\left(\frac{b_{21}^j}{b_{22}^j} - \frac{b_{11}^j}{b_{11}^j} \right)}, \quad (2.59)$$

$$D_j = \frac{\frac{f_2^{j-1}}{b_{21}^{j-1}} - \frac{f_1^{j-1}}{b_{11}^{j-1}}}{\left(\frac{b_{22}^{j-1}}{b_{21}^{j-1}} - \frac{b_{12}^{j-1}}{b_{11}^{j-1}} \right)} - \frac{\frac{f_2^j}{b_{22}^{j-1}} - \frac{f_1^j}{b_{12}^{j-1}}}{\left(\frac{b_{21}^j}{b_{22}^j} - \frac{b_{11}^j}{b_{12}^j} \right)}. \quad (2.60)$$

Для первого узла, учитывая граничное условие по давлению, и для последнего узла, учитывая граничное условие по расходу газа, можно записать

$$\begin{aligned} B_0 G_0 + C_0 G_1 &= D_0; \\ A_N G_{N-1} + B_N G_N &= D_N, \end{aligned} \quad (2.61)$$

где

$$\begin{aligned} B_0 &= \left(\frac{a_{11}^0}{b_{12}^0} - \frac{a_{21}^0}{b_{22}^0} \right); \\ C_0 &= \left(\frac{a_{11}^0}{b_{12}^0} - \frac{a_{21}^0}{b_{22}^0} \right); \\ D_0 &= \left(\frac{b_{21}^0}{b_{22}^0} - \frac{b_{11}^0}{b_{12}^0} \right) P_M(dt) + \frac{f_1^0}{b_{12}^0} - \frac{f_2^0}{b_{22}^0}. \end{aligned} \quad (2.62)$$

При $A_N = 0, B_N = 1, D_N = G_K(dt).$ (2.63)

Система уравнений (2.55), (2.61) – это классическая трёхдиагональная система уравнений, которая решается методом прогонки. Решение систем такого вида описано в [84, 104]. После того, как все значения расхода G_i известны, неизвестные значение давления рассчитываются по зависимостям:

$$\begin{aligned} P_0 &= P_H(dt); \\ P_{j+1} &= \frac{f_1^j}{b_{12}^j} - \frac{a_{11}^j}{b_{12}^j} G_j - \frac{a_{11}^j}{b_{12}^j} G_{j+1} - \frac{b_{11}^j}{b_{12}^j} P_j; \end{aligned} \quad (2.64)$$

$$j = 0 \div N - 1 .$$

Алгоритм получения решения нестационарной системы уравнений с граничными условиями, такими как, давление в начале газопровода, массовый расход в конце газопровода, формируется в следующем порядке:

1. Построить сетку по координате и по времени, задать распределение расхода и давления в начальный момент времени.
2. Получить начальное приближение для давления и расхода в момент времени dt .
3. Проверить начальное приближение, является ли оно решением системы уравнений (2.53).
4. Если начальное приближение не является решением системы (2.57), то за формулами (2.58), (2.59), (2.60) возможно получить коэффициенты $a_{ki}^j, b_{ki}^j, f_i^j$.
5. Сформировать систему линейных уравнений для расхода по формулам (2.61), (2.63) и решить ее методом прогонки.
6. По формуле (2.64) найти итерационные значения давления.
7. Если полученное решение удовлетворяет систему уравнений (2.53), то итерации прекращаются, в противном случае проводится следующее приближение до тех пор, пока итерационный процесс не закончится.
8. Строится решение для следующего временного шага. Решение для второго, третьего и последующих временных шагов ничем не отличается от процедуры для первого шага.

Данная математическая модель представлена с виде алгоритма на рис. 2.1

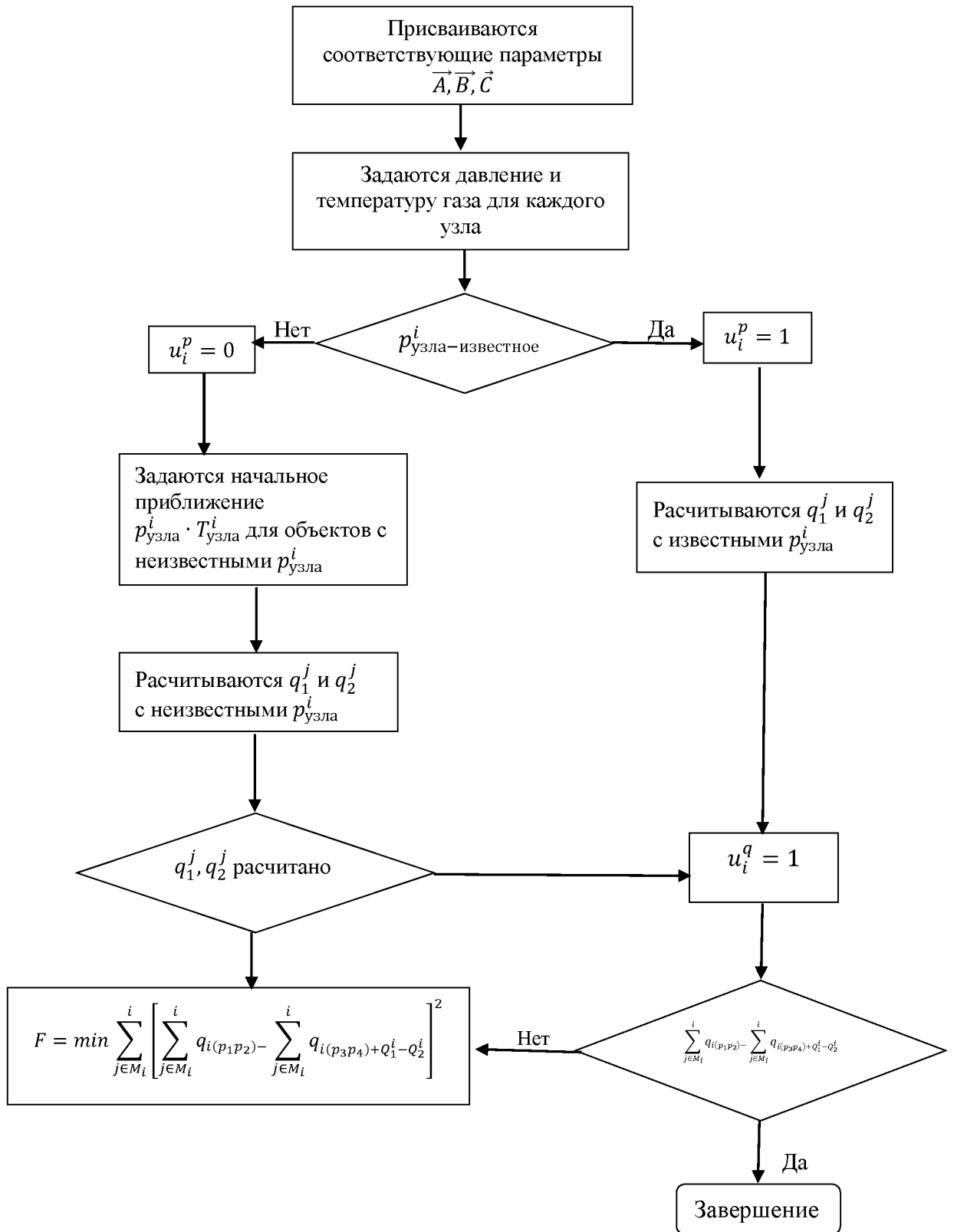


Рисунок 2.1 – Алгоритм расчета параметров работы газопровода при нестационарном режиме

Рассматривается следующая задача.

Пример 2: Необходимо определить распределения давления и расхода в последующие моменты времени.

Распределение температуры во все моменты времени совпадает с начальными условиями. Пусть количество узлов сетки по координате равно $N + 1$, а узлы имеют номера $0, 1, \dots, N$ и начальный момент времени равен нулю. Тогда, используя граничные условия, можно записать уравнения (2.62), (2.63) для расхода в нулевом узле сетки и давления в $N + 1$ узле сетки в любой момент времени в следующем виде

$$\begin{aligned} P_N^t &= P_k(i \cdot dt); \\ G_0^i &= G_H(i \cdot dt). \end{aligned} \quad (2.65)$$

Для нахождения значений давления и расхода в узлах сетки используется система разностных уравнений (2.64). Дополненная граничными условиями, она будет иметь вид

$$\begin{cases} G_0 = G_H((i + 1) \cdot dt) \\ f_1 = (G_j, P_j, G_{j+1}, P_{j+1}) = 0, j = 0 \div N - 1 \\ f_2 = (G_j, P_j, G_{j+1}, P_{j+1}) = 0, j = 0 \div N - 1 \\ P_N = P_H((i + 1) \cdot dt) \end{cases}, \quad (2.66)$$

Решается нелинейная система (2.65) методом Ньютона, с помощью системы линейных уравнений. Если $i = 0$, а известное начальное уравнение выражается следующими функциями $\{G_j^1\}^{(0)}$ и $\{P_j^1\}^{(0)}$. Обычно в качестве начального приближения выбираются значения на предыдущем временном шаге, в данном случае - на нулевом. Уравнение раскладывается в ряд в начальном приближении с точностью до первого члена. После преобразований система уравнений для узловых значений расхода на первом временном шаге запишется в виде

$$\begin{cases} B_0 G_0 + C_0 G_1 = D_0 \\ A_j G_{j-1} + B_j G_j + C_j G_{j+1} = D_j, j = 1 \div N - 1, \\ A_N G_{N-1} + B_N G_N = D_N \end{cases} \quad (2.67)$$

где коэффициенты A_j, B_j, C_j и D_j рассчитываются по формулам (2.57) - (2.60) для всех $j = 1 \div N - 1$

$$\begin{aligned} B_0 &= 1, \\ C_0 &= 0, \end{aligned} \quad (2.68)$$

$$D_0 = G_H(dt).$$

$$\begin{aligned} A_N &= \left(\frac{a_{11}^{N-1}}{b_{11}^{N-1}} - \frac{a_{21}^{N-1}}{b_{21}^{N-1}} \right), \\ B_N &= \left(\frac{a_{12}^{N-1}}{b_{11}^{N-1}} - \frac{a_{22}^{N-1}}{b_{21}^{N-1}} \right), \end{aligned} \quad (2.69)$$

$$D_N = \frac{f_1^{N-1}}{b_{11}^{N-1}} - \frac{f_2^{N-1}}{f_{21}^{N-1}} \left(\frac{b_{12}^{N-1}}{b_{11}^{N-1}} - \frac{a_{22}^{N-1}}{b_{21}^{N-1}} \right) P_k(dt).$$

Система уравнений (2.66) – это классическая трёхдиагональная система уравнений, решаемая методом прогонки. Решение систем такого вида описано в [84], [97]. После того, как все значения расхода G_i найдены, неизвестные значения давления рассчитываются по формулам

$$\begin{aligned} P_N^i &= P_k(i \cdot dt); \\ P_j &= \frac{f_2^j}{b_{21}^j} - \frac{a_{21}^j}{b_{21}^j} G_j - \frac{a_{22}^j}{b_{21}^j} G_{j+1} - \frac{b_{22}^j}{b_{21}^j} P_{j+1}. \end{aligned} \quad (2.70)$$

Алгоритм получения решения нестационарной системы уравнений с граничными условиями массового расхода в начале газопровода и с давлением в конце газопровода, можно построить следующим образом:

1. Построить сетку по координате и по времени, задать распределение расхода и давления в начальный момент времени.
2. Получить начальное приближение для давления и расхода в момент времени dt .
3. Проверить, выбранное начальное приближение является ли решением системы уравнений (2.66).
4. Если начальное приближение не является решением системы уравнения (2.65), то за формулами (2.48), (2.49), (2.50) можно получить коэффициенты $a_{ki}^j, b_{ki}^j, f_i^j$.

5. Сформировать систему линейных уравнений для расход по формулам (2.66), (2.67), (2.68) и решить ее методом прогонки.
6. По формуле (2.70) найти итерационные значения давления.
7. Если найденное решение удовлетворяет систему уравнений (2.66), то итерации прекращаются, в противном случае строится следующее приближение до тех пор, пока итерационный процесс не закончится.
8. Получить решение для следующего временного шага.

Процедура решения для второго, третьего и последующих временных шагов ничем не отличается от процедуры для первого шага.

Для построения алгоритма нестационарной системы уравнений с граничными условиями массового расхода давления в начале газопровода и давлением в конце газопровода, нужно найти распределение давления и расхода в последующие моменты времени.

Распределение температуры во все последующие моменты времени совпадает с начальными условиями. Пусть количество узлов сетки по координате равна $N + 1$, узлы имеют номера $0, 1, \dots, N$. Пусть также начальный момент времени равен нулю. Тогда, используя граничные условия, можно записать уравнение для давления в нулевом узле сетки и давления в $N + 1$ в узле сетки в любой момент времени

$$\begin{aligned} P_N^i &= P_k(i \cdot dt), \\ P_0^i &= P_H(i \cdot dt). \end{aligned} \quad (2.71)$$

Для нахождения значений давления и расхода в узлах сетки, как и в предыдущем случае, используется система разностных уравнений (2.35). Система разностных уравнений дополнена граничными условиями, примет вид

$$\begin{cases} P_0 = P_H((i + 1) \cdot dt) \\ f_1(G_j, P_j, G_{j+1}, P_{j+1}) = 0, j = 0 \div N - 1 \\ f_2(G_j, P_j, G_{j+1}, P_{j+1}) = 0, j = 0 \div N - 1' \\ P_N = P_k((i + 1) \cdot dt) \end{cases} \quad (2.72)$$

где f_1 и f_2 определяются формулами (2.36), (2.37).

Для решения нелинейной системы (2.71) используется метод Ньютона с помощью системы линейных уравнений. Обычно в качестве начального приближения выбираются значения по предыдущему временному шагу, в данном случае - по нулевому. Уравнения раскладываются в ряд по начальному приближению с точностью до первого члена. После преобразований система уравнений для узловых значений расхода на первом временном шаге запишется в виде уравнения (2.67), где коэффициенты рассчитываются по формулам (2.66), (2.67) для всех $j = 1 \div N - 1$.

Система уравнений (2.66), это классическая трёхдиагональная система уравнений, решаемая методом прогонки. Решение систем такого вида описано в работе [84, 95]. После того, как все значения расхода G_i найдены, неизвестные значения давления рассчитываются по формулам (2.59) или (2.69).

При построении математической модели на примере массового расхода в конце газопровода и массового расхода в начале газопровода, нужно найти распределение давления и расхода в последующие моменты времени.

Распределение температуры во все последующие моменты времени совпадает с начальными условиями.

2.3 Решение задачи работы магистральных газопроводов при нестационарном режиме

Анализ работы газотранспортной системы показывает, что значительную часть времени МГ работают в нестационарном режиме движения газа. Такие параметры транспортируемого газа как: давление, температура и расход, они изменяются по длине трубопровода и во временном промежутке. Расход в свою очередь изменяется в результате неравномерного потребления и отбора газа, включение и выключение ГПА на компрессорных станциях, перекрытие запорной арматуры, появления аварийных утечек. Оперативное управление такими режимами связано со сложностью согласования режимов работы отдельных участков газопровода между собой, а также с компрессорными станциями. Определение причин, вызывающих изменение режима работы

трубопроводной системы, и выявления закономерностей этих изменений обуславливают выбор ее параметров. Поэтому знание законов изменения основных технологических параметров перекачки газа по трубопроводам в условиях нестационарного движения имеет большое значение для практики.

Для решения дифференциальных уравнений, описывающих нестационарное движение в магистральных газопроводах, где присутствуют подкачки, отборы и нештатные ситуации, необходимо знать начальные и граничные условия, которые соответствуют конкретным технологическим режимам эксплуатации газопроводов. Более того, задание начальных и граничных условий связано с решением конкретных инженерных задач.

По системе уравнений (1.1), в разделе 1, можно рассчитать распределение давления, температуру, плотность, скорость, массовый расход газа в трубопроводе в любой момент времени.

Для того, что бы провести расчет стационарного неизотермического режима для распределения параметров давления и температуры, когда массовый расход газа неизвестен, нужно задать начальные значения давления и температуры в начале и конце газопровода.

При проведении расчета нестационарного режима работы линейной части газопровода возникают следующие постановки задач:

- изотермический расчет распределения давления и массовый расход;
- неизотермический расчет распределения давления, температуры и массовый расход.

Для проведения нестационарного изотермического расчета распределения давления и массового расхода необходимо задать среднюю температуру транспортируемого газа, начальное распределение давления и массовый расход по длине участка газопровода и краевые условия.

Для проведения нестационарного изотермического расчета возможны такие варианты краевых условий:

1. Расчитать схему зависимости давления в начале газопровода от времени массового расхода в конце газопровода.

2. Расчитать схему зависимости давления в конце газопровода зависимости массового расхода в начале газопровода по времени.
3. Расчитать схему зависимости давления в начале газопровода от давления в конце газопровода.

Для того, что бы провести расчет нестационарного неизотермического режима для распределения параметров: давления, температуры и массового расхода газа, нужно задать начальное давление, температуру, массовый расход газа по длине участка газопровода. Для этого необходимо проведения нестационарного неизотермического расчета. В качестве начальных условий при решении практических задач задаются закономерности распределения расхода газа или давления по длине газопровода в момент времени, принимается за начало процесса ($t = 0$). Если дифференциальное уравнение составленное для расхода газа, тогда в качестве начального условия принимается распределение массового расхода по длине газопровода: $M(0, x) = f(x)$. При отсутствии отбора газа по все длине газопровода и при устойчивом движении газа, массовый расход будет постоянным: $M(0, x) = M = const$. В газопроводах, где присутствует постоянный и равномерный путевой отбор, его массовый расход в любой точке трубопровода будет определяться выражением [24, 25]

$$M(0, x) = M_0 - m_l x, \quad (2.73)$$

где M_0 – массовый расход газа в начале газопровода; m_l – путевой отбор газа; x – расстояние до точки отбора.

Если путевой отбор газа m_l зависит от расстояния, тогда начальное распределение расхода запишется так

$$M(0, x) = M_0 - m_l(x)x. \quad (2.74)$$

Для газопроводов имеющих постоянную подкачку газа по длине в условиях выражения (2.73) и (2.74), знак перед вторым членом в правой части нужно изменить на противоположный.

Сосредоточенные отборы газа в начальных условиях учитываются следующим образом

$$M(0, x) = M_0 - [M_1 \delta(x - x_1) + M_2 \delta(x - x_2) + \dots + M_n \delta(x - x_n)], \quad (2.75)$$

где δ – функция Дирака.

В общем случае, пути отбора газа можно заменить суммой постоянного и сосредоточенных отборов. Тогда начальные условия запишутся в виде

$$M(0, x) = M_0 - m_l(x)x - [M_1\delta(x - x_1) + M_2\delta(x - x_2) + \dots + M_n\delta(x - x_n)]. \quad (2.76)$$

В реальных газопроводах сосредоточенные отборы газа, равномерно распределены по всей длине, и их можно заменить постоянным отбором. Отборы с большим расходом газа, которые нельзя представить как постоянные распределенные, они учитываются в условиях (2.76) как сосредоточенные.

Для дифференциальных уравнений, описывающих изменение давления, в качестве начальных условий принимается распределение давления по всей длине газопровода равно $P(0, x) = \varphi(x)$. В остановленном горизонтальном газопроводе давление газа выравнивается по всей его длине. Для этого случая начальные условия записываются таким образом: $P(0, x) = P_0 = const$. Для наклонного газопровода начальное распределение давления можно описать выражением: $P(0, x) = P_l \exp\left(-\frac{bx}{2l}\right)$.

Для горизонтально работающего газопровода при установившемся движении газа начальное распределение давления характеризуется параболическим законом

$$P(0, x) = \sqrt{P_1^2 - (P_1^2 - P_2^2)x/l}. \quad (2.77)$$

Для наклонного газопровода при тех же условиях, изменение давления описывается по формуле

$$P^2(0, x) = P_l^2 \exp(-bx/l) - (P_1^2 \exp(-b) - P_2^2)(x^2/l^2) \frac{1 - \exp(-b)}{1 - \exp(-bx/l)}, \quad (2.78)$$

$$b = \frac{2g\Delta z}{ZRT},$$

где Z – коэффициент сжимаемости газа; R – газовая постоянная газа, Дж/кг · К; T – абсолютная температура газа, К.

При относительно малых перепадах давления в газопроводах, изменение давления по длине близко к линейному. В этом случае начальные условия запишутся в виде

$$P(0, x) = P_1 - \frac{P_1 - P_2}{l} x, \quad (2.79)$$

где P_1 – давление в начале газопровода;

P_2 – давление в конце газопровода.

При частых и в большом количестве сосредоточенных отборах газа, изменение давления в газопроводе между точками отбора необходимо описывать для каждого участка соответствующим законом. Тогда начальные условия для такого случая можно записать следующим образом

$$\begin{aligned} P(0, x) = & [\sigma(x - x_1) - \sigma(x - x_2)] \sqrt{P_1^2 (P_1^2 - P_2^2) (x - x_1) / (x_2 - x_1) +} \\ & + [\sigma(x - x_2) - \sigma(x - x_3)] \sqrt{P_2^2 (P_2^2 - P_3^2) (x - x_2) / (x_3 - x_2) + \dots +} \\ & + [\sigma(x - x_{n-1}) - \sigma(x - x_n)] \sqrt{P_{n-1}^2 (P_{n-1}^2 - P_n^2) (x - x_{n-1}) / (x_n - x_{n-1})}, \end{aligned} \quad (2.80)$$

где σ – функция Хевисайда.

Начальные условия при линейном распределении давления на каждом участке записываются в виде

$$\begin{aligned} P(0, x) = & [\sigma(x - x_1) - \sigma(x - x_2)] \left[P_1 \frac{P_1 - P_2}{x_2 - x_1} (x - x_1) \right] + \\ & + [\sigma(x - x_2) - \sigma(x - x_3)] \left[P_2 \frac{P_2 - P_3}{x_3 - x_2} (x - x_2) \right] + \dots + \\ & + [\sigma(x - x_{n-1}) - \sigma(x - x_n)] \left[P_n \frac{P_n - P_{n-1}}{x_n - x_{n-1}} (x - x_{n-1}) \right]. \end{aligned} \quad (2.81)$$

В магистральных газопроводах давление газа в начале каждого участка зависит от характеристики компрессорной станции, которую аналитически с помощью математической модели можно представить как

$$P_1^2 = \bar{a} P_2^2 - \bar{b} M_1^2, \quad (2.82)$$

где \bar{a} и \bar{b} – коэффициенты, которые зависят от числа агрегатов, схемы их включения, число оборотов рабочих колес центробежного компрессора от физического состояния и свойств газа.

Учитывая уравнение (2.82), граничные условия можно представить в следующем виде

$$P(0, t) = P_1(t) = \sqrt{\bar{a}P_2^2 - \bar{b}M_1^2}. \quad (2.83)$$

В конце газопровода при расчете математической модели, можно использовать следующие условия

$$M(l, t) = M_2 = const; \quad (2.84)$$

$$M(l, t) = M_2(t); \quad (2.85)$$

$$P(l, t) = P_2 = const. \quad (2.86)$$

При сравнительно небольших изменениях расхода газа на компрессорной станции ее характеристику можно представить линейной зависимостью. В этом случае, вместо условия (2.82) получается

$$P(0, x) = P_1(t) = a_1P_{21} - b_1M, \quad (2.87)$$

где a_1 и b_1 – постоянные коэффициенты.

Давление газа перед компрессорной станцией в процессе перекачки газа может изменяться во времени в зависимости от режима работы предыдущего участка газопровода. В таком случае граничные условия в начале участка следует записать с учетом изменения давления на входе в компрессорную станцию

$$P(0, t) = P_1(t) = \sqrt{\bar{a}P_{21}^2(t) - \bar{b}M_1^2}; \quad (2.88)$$

$$P(0, t) = P_1(t) = a_1P_{21} - b_1M. \quad (2.89)$$

Зависимость отбора газа в конце газопровода по времени закачки формируется в соответствии с конкретными условиями. В математическом виде такая зависимость может быть как линейной так и нелинейной. Изменение давления на входе можно описать соответствующим математическим выражением, характеризующим реальный процесс перекачки газа.

Теоретические исследования нестационарных турбулентных течений усложняются тем, что отсутствуют данные о характере изменения параметров турбулентности в нестационарных условиях. В представленных математических моделях используются некоторые дополнительные связи между

характеристиками турбулентной структуры, которые были найдены опытным путем или взяты в форме предположений к принятию математических моделей нестационарного режима течения газа.

В литературе практически отсутствуют советы по выбору метода решения подобных уравнений. Обычно, тепловые и гидродинамические задачи рассматриваются отдельно, что существенно помогает при выборе численного метода решения.

На основе теоретических исследований термогазодинамических процессов установлены закономерности распределения потоков газа с учетом переменных геометрических характеристик и характера гидравлического сопротивления, что позволило дополнить существующие математические модели новыми расчетами по управлению нестационарных режимов работы сухопутных газопроводов. В главе 3 на основе расчетов общей задачи транспортирования природного газа в неустановившихся режимах получена оценка допустимости использования математических моделей в расчетах нестационарных неизотермических течений смеси газов по сухопутным газопроводам.

Глава 3. Экспериментальные исследования нестационарных режимов работы системы “трубопровод-компрессорная станция”

3.1 Методика проведения экспериментов

Целью проведения экспериментальных исследований было доказать адекватность представленной математической модели, а также алгоритмов, разработанных для моделирования режимов внештатных ситуаций в газотранспортной системе с учетом нестационарности.

Экспериментальные исследования неустановившихся режимов транспортирования природного газа осуществлялись на Северо-Европейском газопроводе «Грязовец-Выборг» замыкающего сухопутную часть Северного газового коридора на участках КС «Елизаветинская» – КС «Портовая» (рис. 3.1).

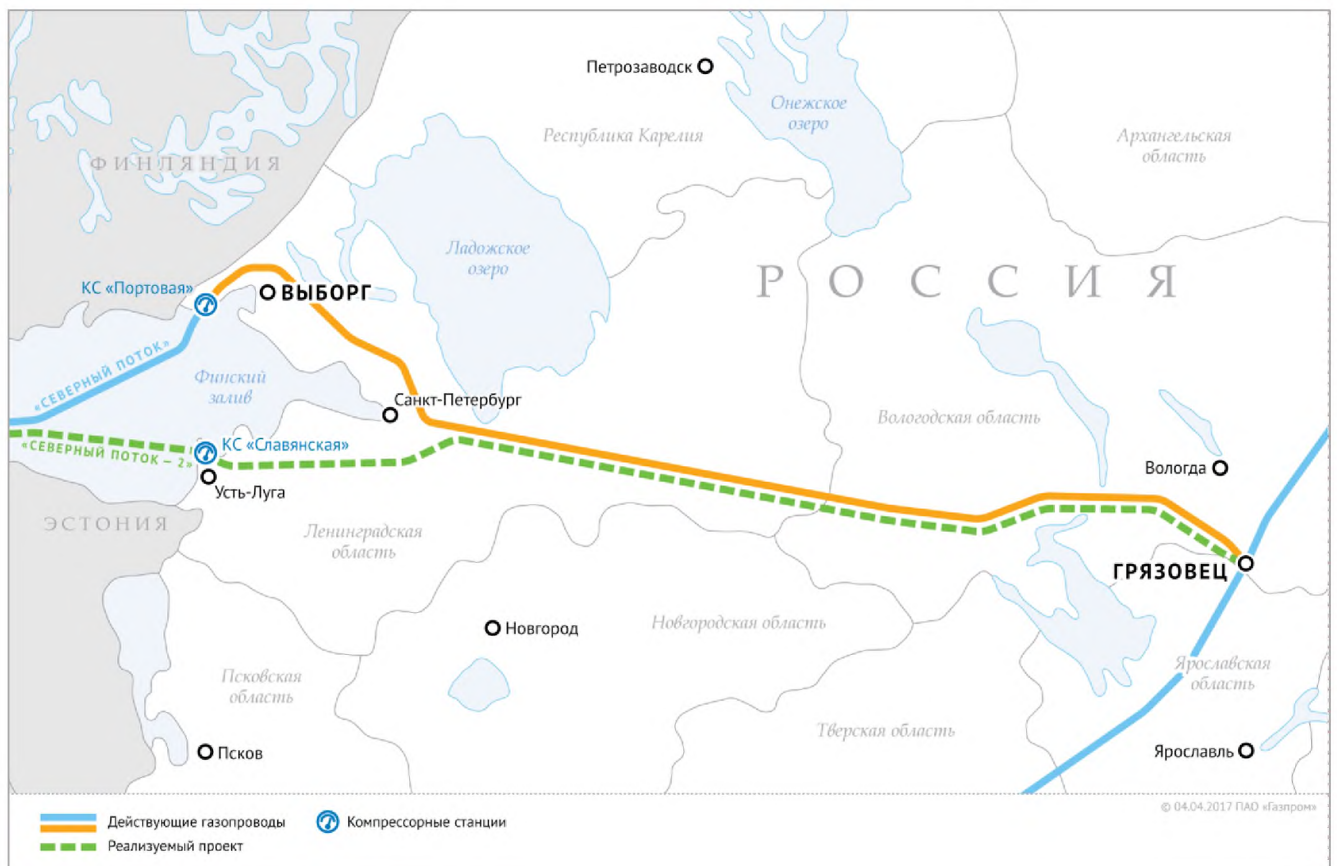


Рисунок 3.1 Схема Северо-Европейского газопровода «Грязовец-Выборг»

Выполнялось моделирование внештатной ситуаций, которые повлекли за собой изменения параметров транспортируемого газа и режима работы газотранспортной системы.

Постановка экспериментальной задачи:

1. В результате перегрева масла в системе, произошла остановка одного из газоперекачивающих агрегатов, происходит понижение давления, в результате чего происходит изменение режима работы газопровода.

В условиях имитации возникшей внештатной ситуации при исследовании действий выполненных на участке КС, были поставлены две основные задачи:

1. Обеспечить требуемое давление на участке КС «Портовая» для избежания нарушения экспортных контрактных обязательств.
2. Расчитать допустимые параметры транспортирования газа для стабильности работы системы «трубопровод-компрессорная станция».

Последняя задача являлась достаточно сложной в условиях моделирования внештатной ситуации, так как нельзя было допустить функционирование ГПА в зоне помпажа, для того чтобы предотвратить их отключение.

Сопоставления с экспериментальными исследованиями проводились с помощью аналитического и компьютерного моделирования в программе Ansys Fluent, которые позволили смоделировать переходные процессы, вызванные нестационарным многофазным течением газа и сопоставить данные моделирования с данными действующего магистрального газопровода и расчетами созданной математической модели и его алгоритма.

Для достижения поставленной цели необходимо было решить следующие задачи:

1. Провести сбор информации о различных режимах работы Северо-Европейского магистрального газопровода «Грязовец-Выборг» и КС «Портовая» (Приложения 1, 2, 3, 4, 5).
2. На основе собранных данных сделать расчеты технологических параметров влияющие на изменение режима работы системы «трубопровод-компрессорная станция».

Расчет параметров модели движения газа в трубопроводе проводился при начальном стационарном распределении давления газа вдоль трубопровода, а затем при появлении внештатной ситуации, при которой возникали нестационарные процессы в системе.

Для преодоления этих ограничений был разработан метод под названием «Моделирование временного шага». Поскольку он непрерывно вычисляет поведение работы газопровода на основе таких параметров: расход, давление и температура на входе и выходе. Модель остается работоспособной, даже если на одной стороне газопровода низкое давления, например во время буферизации в газопроводе.

В сотрудничестве с немецкими коллегами из Института механики и динамики флюидов при Фрайбергской горной академии, был разработан и добавлен в расчет алгоритм. Преимущество этого алгоритма заключается в том, что он уменьшает ложные тревоги возникновения внештатных ситуаций.

Разработанная математическая модель, вычисляет условия работы газопровода, алгоритм образует основу программного кода дополненную в данной работе по методике расчета нестационарного движения газа в трубопроводах. Данные изменения параметров транспортируемого газа и оборудования в системе «трубопровод-компрессорная станция» позволили установить граничные условия и определить начальные распределения параметров: давления и массовый расход природного газа.

Целью исследования было установить характер распределения скорости газа в газопроводе при возникновении нестационарности. В основу математической модели положены уравнения движения и неразрывности в виде

$$\begin{aligned} \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\lambda \rho w^2}{2d} &= 0; \\ -\frac{\partial P}{\partial t} &= c^2 \frac{\partial(\rho w)}{\partial x}, \end{aligned} \tag{3.1}$$

где $P(x, t)$ – давление в трубопроводе; ρ – плотность газа; w – линейная скорость; d – диаметр газопровода; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; c – скорость звука в газе.

Реализация приведенной системы уравнений осуществлялась при следующих начальных и граничных условиях:

$$\begin{aligned} P(x, 0) &= P_0, \\ \left\{ \frac{\partial P^2}{\partial x} \right. &= -\mu m^2, \\ \left. \frac{\partial P^2}{\partial x} \right. &= 0. \end{aligned} \quad (3.2)$$

Система уравнений (3.2) путем дифференцирования по времени может быть сведена к уравнению теплопроводности относительно массовой скорости газа

$$\frac{\partial(\rho w)}{\partial t} = \varepsilon \frac{\partial^2(\rho w)}{\partial x^2}. \quad (3.3)$$

Если в начальный момент времени ($t = 0$) в газопроводе наблюдается стационарность, в этом случае $\rho w(x, 0) = 0$. Через некоторый отрезок времени ($t > 0$) в конце трубопровода начинается отбор газа с постоянным массовым расходом $m = \text{const}$, вследствие чего $\rho w(0, t) = \frac{m}{F}$ (где F – площадь сечения газопровода), а правый конец газопровода остается изолированным, в этом случае $\rho w(L, t) = 0$. Для получения решения уравнения (3.3) сведем поставленную краевую задачу до однородной, для этого введем новую функцию $\varphi(x, t)$, возведенную с искомым соотношением $\rho w(x, t)$

$$\rho w(x, t) = \varphi(x, t) + \gamma + \gamma_1 x, \quad (3.4)$$

где γ, γ_1 – постоянные коэффициенты, которые подлежат определению.

Функция $\varphi(x, t)$ должна удовлетворять уравнение (3.3) при однородных граничных условиях $\varphi(0, t)$ и $\varphi(L, t) = 0$.

Тогда из уравнения (3.3) коэффициенты будут иметь значение

$$\gamma_1 = \frac{m}{f},$$

$$\gamma = -\frac{m}{FL}.$$

Начальное условие

$$\varphi(x, 0) = -\frac{m}{F} \left(1 - \frac{x}{L}\right).$$

Реализацию однородной краевой задачи осуществляем методом Фурье, для чего разделяются переменные

$$\varphi(x, t) = X(x) \cdot T(t).$$

Тогда уравнение (3.1) запишется в виде

$$\frac{1}{\varepsilon} \frac{T'}{T} = \frac{X''}{X} = -\lambda_n^2.$$

Получаем два линейных дифференциальных уравнения

$$\begin{aligned} X'' + \lambda^2 X &= 0, \\ \frac{dT}{T} &= \lambda^2 \varepsilon dt. \end{aligned} \tag{3.5}$$

Из первого уравнения системы (3.5) находим

$$\lambda_n = \frac{\pi n}{L}.$$

Тогда общее решение однородной задачи будет иметь вид

$$\varphi_n(x, t) = a_n \sin \frac{\pi n x}{L} e^{-\frac{\pi^2 n^2 \varepsilon t}{L^2}}.$$

Интегрируя постоянную

$$a_n = \frac{2}{L} \int_0^L \varphi(x, 0) \sin \frac{\pi n x}{L} dx.$$

Конечный вид решения

$$\varphi(x, t) = \frac{2m}{F\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \left[\frac{1 - (-1)^n}{n} + (-1)^n \right] \sin \frac{\pi n x}{L} e^{-\frac{\pi^2 n^2 \varepsilon t}{L^2}}.$$

Для массовой скорости

$$\rho w(x, t) = \frac{m}{F} \left\{ \left(1 - \frac{x}{L}\right) + \frac{2}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \left[\frac{1 - (-1)^n}{n} + (-1)^n \right] \sin \frac{\pi n x}{L} e^{-\frac{\pi^2 n^2 \varepsilon t}{L^2}} \right\}. \tag{3.6}$$

Распределение давления в газопроводе найдем из первого уравнения системы (3.2) в виде

$$-\int_{P_0}^P \frac{\partial P}{\partial x} dx = 2a \int_0^x \rho w(x, t) dx.$$

Где $2a = \frac{\lambda \bar{w} m}{2df}$ - коэффициент линеаризации. В конечном виде распределение давления в газопроводе как функция линейной координаты и времени выразится зависимостью

$$P^2(x, t) = P_0 - \frac{\lambda \bar{w} m}{2df} \left\{ x \left(-1 - \frac{x}{2L} \right) + \frac{2L}{\pi^2} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1 + (n-1)(-1)^n}{n} \left(1 - \cos \frac{\pi n x}{L} \right) e^{-\frac{\pi^2 n^2 x t}{L^2}} \right\}. \quad (3.7)$$

Для линейной скорости газа на основе уравнения неразрывности

$$w(x, t) = \frac{2m}{\pi f \rho(x, t)} \sum_{n=1}^{\infty} \left[\frac{1 - (-1)^n}{n} + (-1)^n \right] \sin \frac{\pi n x}{L} e^{-\frac{\pi^2 n^2 x t}{L^2}}. \quad (3.8)$$

где

$$\rho(x, t) = \frac{P(x, t)}{zRT}.$$

Математическая модель, которая имеет многофакторную функцию находилась как произведение

$$F(x_1, x_2, x_3, x_4) = \alpha f(x_1) \cdot f(x_2) \cdot f(x_3) \cdot f(x_4).$$

В результате было получена эмпирическая зависимость

$$\mu = 0.285 \cdot d^{0.45} R^{0.033} T^{0.034} \exp(-0.0015 P^2). \quad (3.9)$$

где μ - коэффициент расхода отверстия; d - диаметр отверстия, мм; R - газовая постоянная, Дж/кгК; T - абсолютная температура в газопроводе в К; P - давление газа, бар.

Полученная на основе математической модели зависимость, хорошо сопоставляется с аналитическим выражением.

Оценка расчетов проводилась на основе данных параметров транспортирования газа (Приложении А). Для этого определялась среднеквадратичная погрешность по формуле

$$\sigma = \frac{1}{n} \sqrt{\sum_{i=1}^n (X_{\text{ср}} - X_i)^2},$$

где n - число расчетов; $X_{\text{ср}}$, X_i - среднеарифметическое и текущие значения измеряемой величины.

Ширина гарантийного интервала

$$\Delta X = \frac{\sigma t_{\alpha;n}}{n-1},$$

где $t_{\alpha;n}$ – коэффициент (критерий) Стьюдента.

Тогда эмпирическая зависимость (3.14) будет иметь вид

$$\mu = 0.285 \cdot d^{0,45} (R, T)^{0,034} e(-0,0015P^2). \quad (3.10)$$

Следует отметить, что данная математическая модель справедлива только для условий постоянного изменения режима работы газопровода.

Общая математическая модель для многофакторной функции находилась как произведение

$$F(x_1, x_2, x_3) = \alpha f(x_1) \cdot f(x_2) \cdot f(x_3).$$

В результате получена эмпирическая зависимость

$$\mu = 0.582 \cdot (RT)^{0,025} P^{-0,11}, \quad (3.11)$$

где μ – коэффициент расхода газа; R – газовая постоянная в Дж/кгК;

T – абсолютная температура газа; P – давление газа, бар.

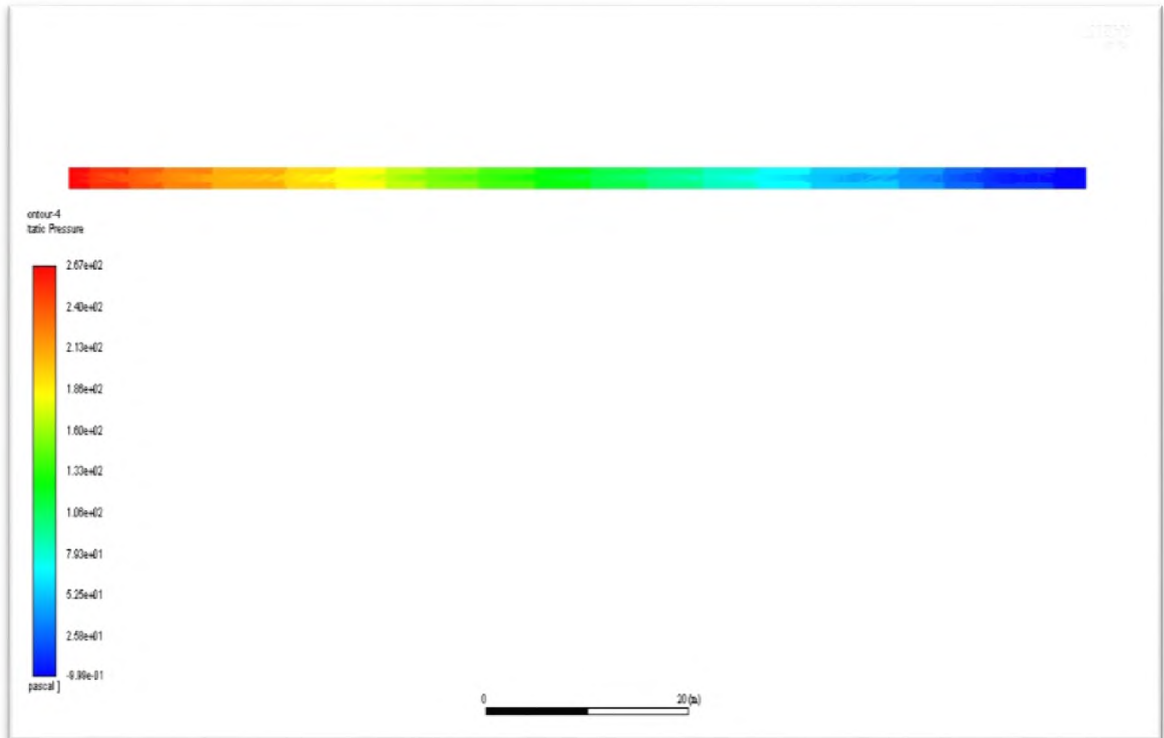
Математическая модель полученная на основе классического уравнения энергии, является выражением общего закона сохранения энергии и строго выведена для условий утечки газа.

В расчетах было выявлено, что в результате резкого падения скорости газа на линейном участке МГ возник рост давления газовой среды и рост гидравлического сопротивления, что привело к возникновению нестационарности. Данная методика расчета, это дополненная методика расчета разработанная М.М. Протождяконовым и Р.И. Тедером [77]. Она дает намного более высокую чувствительность во время переходных процессов в работе МГ.

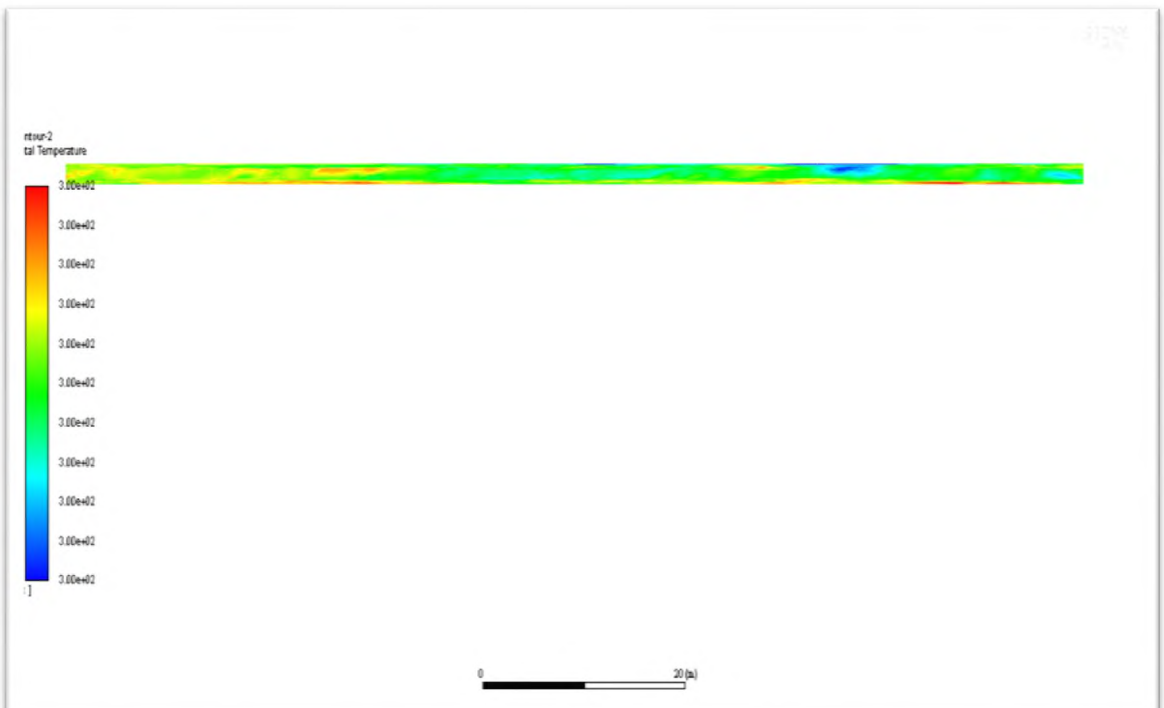
3.2. Результаты исследований и их обработка

Для точности полученных данных разработанной математической модели и алгоритма была смоделирована в программе Ansys Fluent CFD18.0 работа участка магистрального газопровода с условиями изменения параметров, что вызвало нестационарность (рисунок 3.3).

Сопоставление данных параметров транспортирования газа (Приложение А) с расчетами компьютерной моделью трубопровода дало возможность проследить изменения режима в его работе .



А)



Б)

Рисунок 3.3. – Модель работы газопровода в условиях изменения режима
А – скорость изменения давления; Б – скорость изменения температуры.

На рисунке 3.3 показана скорость изменения параметров давления и температуры и возникновения переходного процесса из стационарного режима в нестационарный при отключении ГПА.

Результаты вычислений при различных значения изменения параметров влияния на возникновение нестационарности и ее распределения по трубопроводу представлено на графике (рисунок 3.4.).

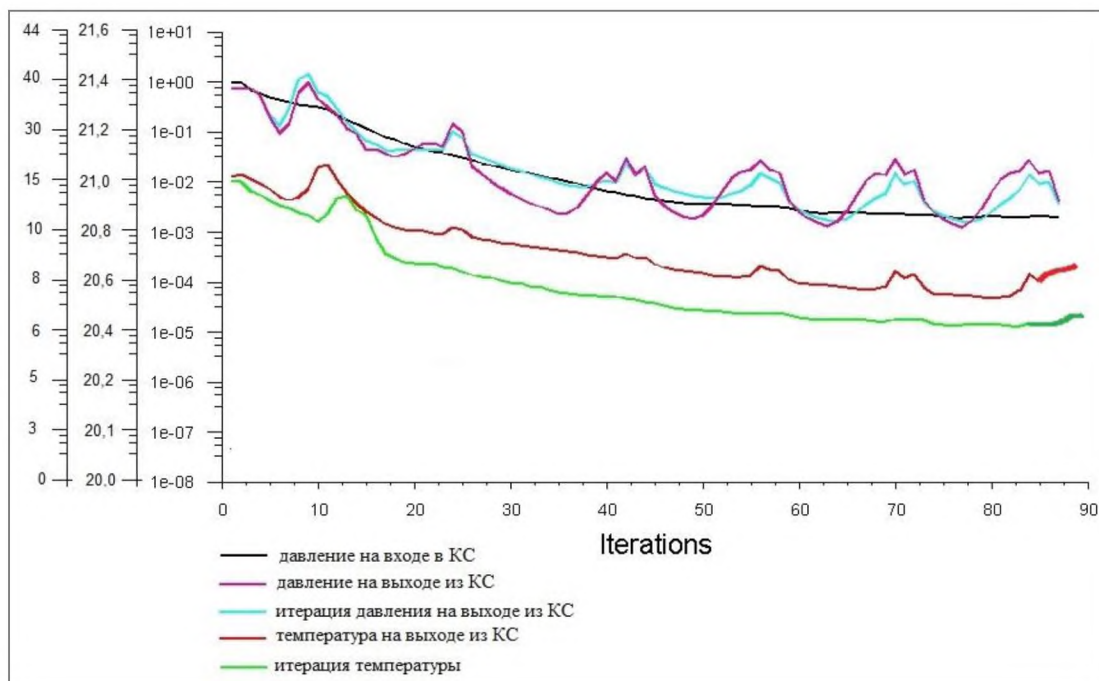


Рисунок 3.4. – График изменения параметров при возникновении нестационарности

На графике (рисунок 3.4.) по оси абсцисс приведено время с минутами после отключения ГПА. Среднее относительное отклонение между результатами расчетов изменения давления и температуры на выходе из КЦ КС «Портовая» с приведенной итерацией данных, составило 5%.

Далее производится расчет и моделирование данных изменения давления газа на выходе из КС, в результате чего происходит переходной процесс транспортирования газа. На графиках (рисунки 3.5., 3.6.) приведено сравнение данных.



Рисунок 3.5. – Изменение давления на выходе из КС «Портовая» магистрального газопровода «Грязовец-Выборг» в результате отключения ГПА

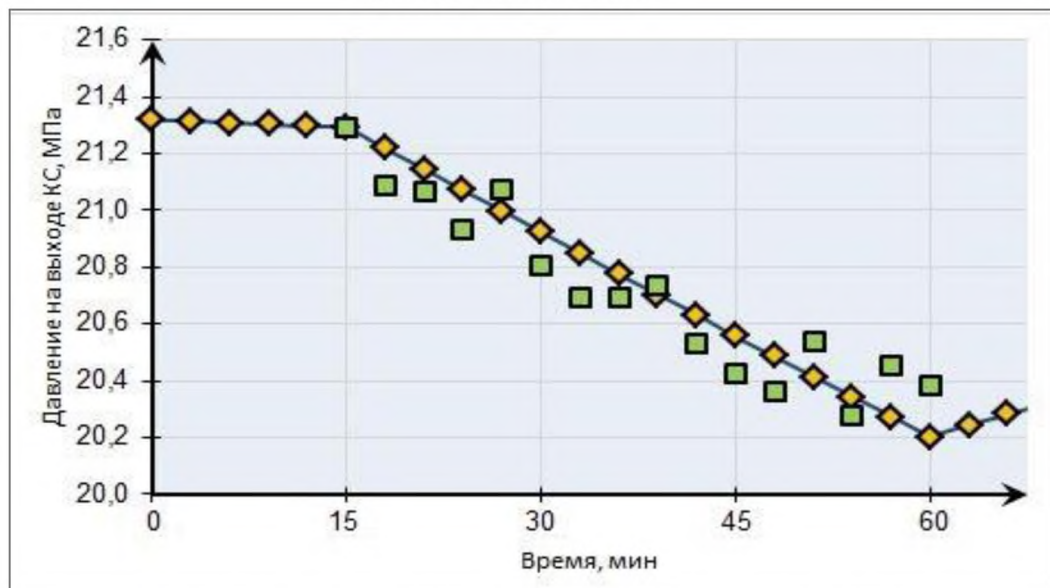


Рисунок 3.6. – Нестационарный режим в работе компрессорной станции

Согласно этим данным можно утверждать, что обеспечивается высокая сходимость результатов с фактическими данными работы КС, а также, что предложенная модель расчета адекватно описывает сложные нестационарные процессы в системе «трубопровод-компрессорная станция». Среднее относительное отклонение между результатами расчетов и фактическими данными составляет 5%.

На рисунках по оси абсцисс приведены значения времени в часах (график 3.5.) и в минутах (график 3.6.) после возникновения внештатной ситуации. Именно в период между 15 и 16 часами, от начала изменения режима осуществляются управляющие действия, которые больше всего влияют на процесс развития нестационарности в газопроводе, к ним относятся включение-выключение резервных газоперекачивающих агрегатов на КС «Портовая» и переключение линейных кранов для изменения движения газа по газопроводу.

На графике (рисунок 3.6.) видно, что между 15-16 минутами заданого времени происходит понижение давления, в результате чего происходит изменение режима работы системы. Через 60 минут имитации переходного режима в работе компрессорной станции, работа системы восстанавливается путем открытия линейного крана и включения резервного ГПА.

Поскольку внештатные ситуации на магистральных газопроводах могут повлечь за собой аварийные ситуации в работе оборудования и нанести ущерб экономике государства, нужно всегда быть готовым к подобным ситуациям для скорейшего восстановления нормальной эксплуатации системы. Важную роль при этом играет время выполнения управляющих действий для локализации изменения режимов работы, аварии, откачки газа и пр.. Особенно, если такая ситуация происходит близко к газоизмерительной станции (ГИС), которая измеряет количество экспортируемого газа, управляющие действия должны быть безошибочными для быстрой остановки нестационарного процесса, который может привести к нежелательным последствиям.

В связи с этим, сделан вывод, что сотрудники диспетчерского пункта газотранспортной системы должны рассматривать различные возможные внештатные ситуации, которые могут иметь место в работе системы «трубопровод-компрессорная станция», и с помощью программного обеспечения предвидеть эти последствия, а также разрабатывать комплекс мер по скорейшему устранению факторов негативного влияния на работу газопровода.

Полученные на основе сравнения результаты теоретических и экспериментальных исследований дают возможность дополнить их

математической моделью и адаптировать к рабочим условиям докритического и критического режима работы системы.

3.3 Моделирование внештатной ситуаций в системе “трубопровод – компрессорная станция”

Для улучшения общей безопасности и уменьшения рисков появления внештатных ситуаций на магистральных газопроводах необходимо проводить оценку безопасности работы и рисков эксплуатации, а именно: выявление внештатные ситуации при эксплуатации газопровода, нестабильности в работе оборудования, появления несанкционированных отборов и пр. Этой задачей занимаются сотрудники диспетчерского пункта газотранспортных систем, которые постоянно наблюдают за показаниями систем приборов с помощью телеметрии. Важным в такой работе является понимание процессов, происходящих и правильной интерпретации полученной визуальной информации. А именно: умение распознать, произошло ли правильное подключения или отключения потребителя, возможно возникла неисправность в оборудовании и ихнего отключении, аварийная утечка т.д. Для этого диспетчер должен быть ознакомлен с возможными ситуациями и способами ее распознавания в рабочей программе, с помощью которой осуществляется моделирование процесса транспортировки газа.

Поскольку изучение внештатных ситуаций на реальном газопроводе затруднительно по причине технической безопасности, единственным методом проведения исследований является математическое и компьютерное моделирование. Поэтому для выполнения поставленных задач было применено моделирование работы газотранспортной системы и процессов, которые могут вызвать внештатные ситуации в ее работе. Объектом исследования выбран участок магистального газопровода для исследования переходных процессов, возникающих при закрытии запорной арматуры и внезапном отключении ГПА.

Математическая модель системы базируется на уравнениях нестационарного движения газа, неразрывности и энергии с использованием

уравнения состояния реального газа, которое образует замкнутую систему. Задача выбирается согласно условий эксплуатации.

При исследовании реакции системы на внезапное отключение ГПА, может иметь место при ремонте, замене масла, аварии и пр. К рассмотрению принята модель Северо-Европейского магистрального газопровода «Грязовец-Выборг» (рисунок 3.7), состоящий из 7 основных трех узлов - входного и выходного.

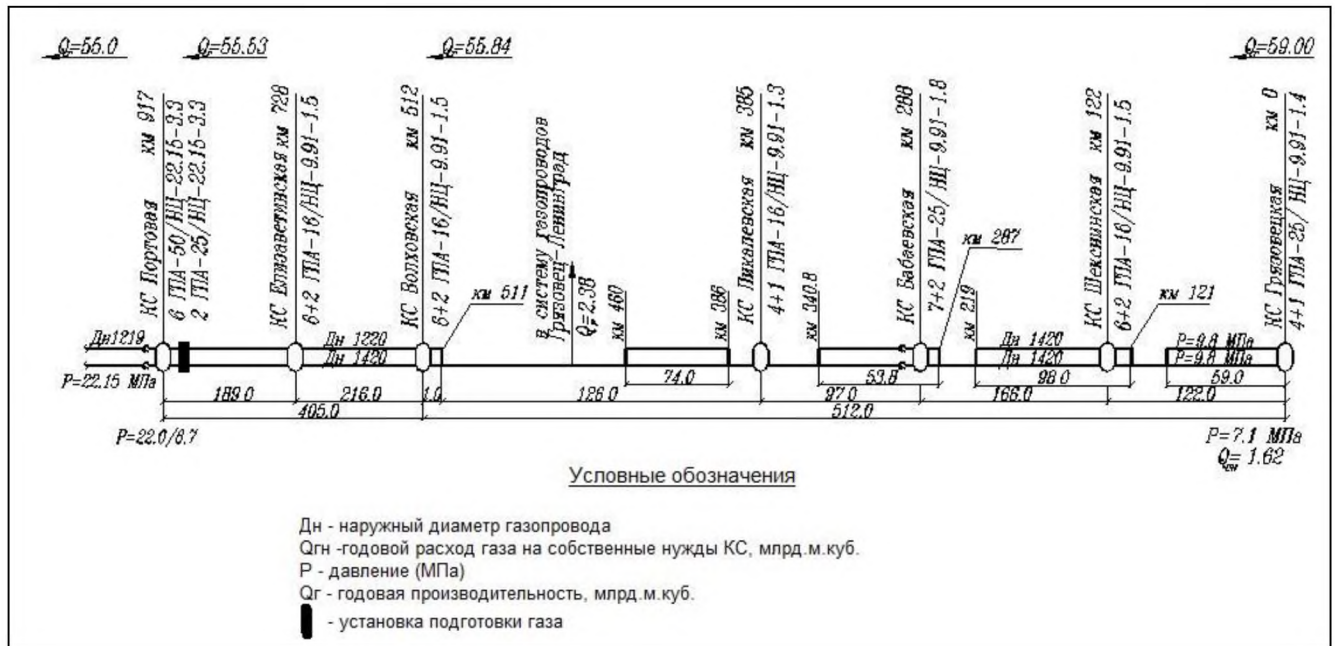


Рисунок 3.7. - Схема исследуемого газопровода

Эти узлы имитируют компрессорные станции, контроль за которыми осуществляется в ручном режиме путем введения значений давления и температуры природного газа на входе в исследуемую часть системы «трубопровод-компрессорная станция» и на выходе из нее. Изменение входных условий задается согласно параметрам (Приложение 1). При моделировании данной модели, значение этих узловых параметров линейной части газопровода были следующими: на входе P – 7,1 МПа, T – 18 °С; на выходе P – 8,5 МПа, T – 21 °С.

Между этими узлами находилось восемь линейных участков и семь компрессорные станции. Длина каждого такого участка составляет 124 км. Внутренний диаметр трубопровода линейной части составляет 1420 мм.

Среднее значение в системе «трубопровод-компрессорная станция» КС «Портовая»: на входе $P = 8,1$ МПа, $T = 16,8$ °С; на выходе $P = 21,6$ МПа, $T = 23,5$ °С.

Компрессорная станция «Портовая» в своем составе имеет 8 рабочих агрегата с газотурбинным приводом марки – DATUM/Dresser-Rand, привод – Trent 60 DLE/Rolls-Royce мощностью 52 МВт и 2 ГПА мощностью 27 МВт, 2 аппарата воздушного охлаждения по 18 секций каждая, марки Айсберг 25,0-Б1-ВОЗТ/7-3-12-С. Режимы работы КС рассчитаны при степени повышения давления газа 1,3-3,3 по теоретическим газодинамическим характеристикам нагнетателей.

Внутренний диаметр трубопроводов компрессорных станций составляет 1400 мм. Входной и выходной трубопровод компрессорной станции имеет длину 100 м. Трубопроводы между линиями компрессоров – 100 м. Линии на которых установлены компрессоры – 50 м. (рисунок 3.8.).

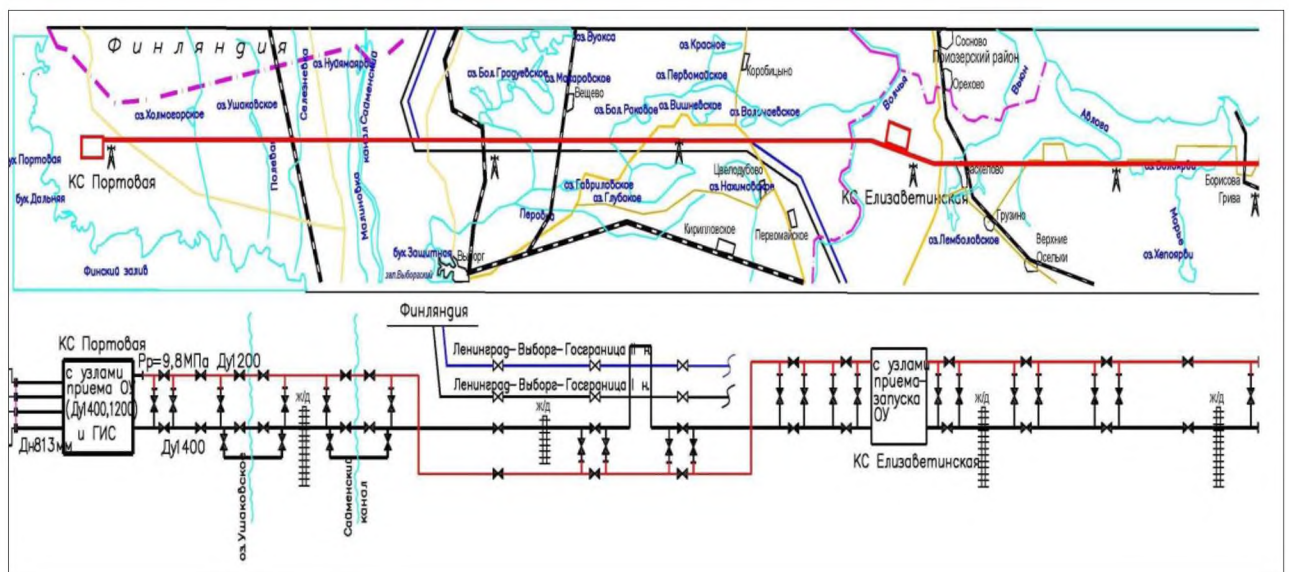


Рисунок 3.8. – Участок Северо-Европейского магистрального газопровода

Установки значений давления для изменения положения запорного элемента кранов приведены в таблице 3.1 при необходимости изменения условий, могут меняться.

Таблица 3.1. - Значения давления на входе и выходе из КС

Кран	Вход, МПа	Выход, Мпа
P_1	8,1	21,6

В течение 14 часов работы КС, природный газ транспортируется с постоянным расходом. Между 15-16 минутами имитации внештатной ситуации на КС кран имитации полной остановки поставок газа перекрылся, имитируя прекращение работы ГПА при аварийной остановке. Время его закрытия 2 минуты. В результате происходит уменьшение давления в газопроводе. Это требует выполнения мер по недопущению переходных режимов КС «Портовая» на каждом участке.

Последовательность действий выглядит следующим образом: при уменьшении давления в соответствующих значениях крана 7, 3 подаются соответствующие сигналы на эти краны компрессорной станции, которые закрываются и открываются. Время их открытия и закрытия равный 30 секундам. Также для имитации полной остановки ГПА закрываются краны на каждом участке, где смонтирован нагнетатель, перед нагнетателем и за ним. Таким образом происходит изменение движения остального газа в обход отключенного ГПА через кран 7 и уменьшается его массовый расход. Через 20 минут имитации внештатной ситуации, режим работы КС восстанавливается путем включения резервного ГПА. Давления на каждом участке растет и в свою очередь кран 7 закрывается, а краны 3 открываются для прохождения газа через КС. Режим транспорта газа нормализуется к тем параметрам, которые были перед прекращением поставок (Рисунок 3.9).

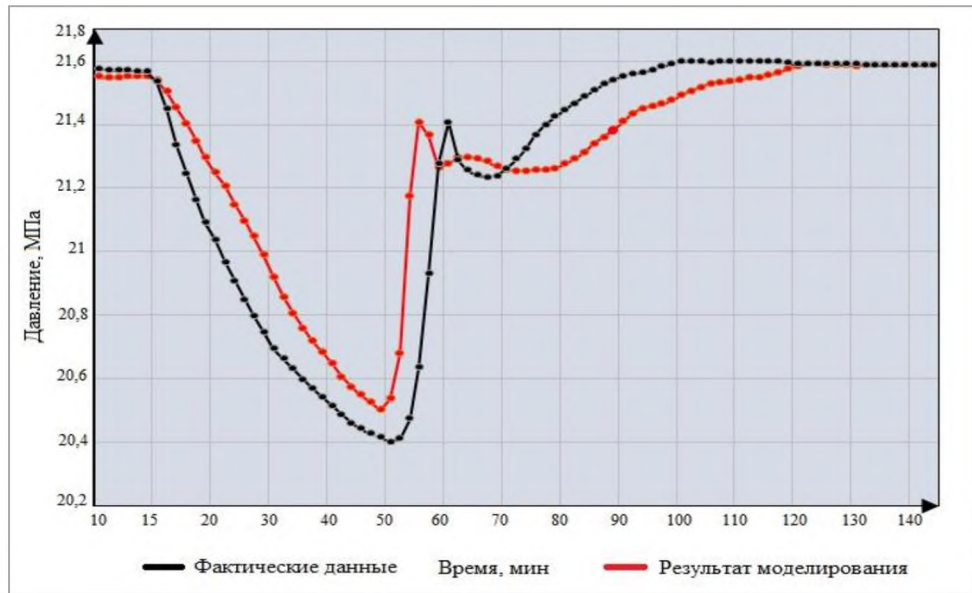


Рисунок 3.9. – Изменение параметра давления в работе компрессорной станции

На графике (рисунок 3.10.) можно увидеть, что после перекрытия линейного крана давление на входе и выходе падает и вместе с тем ГПА продолжает работать еще некоторое время. В каждом участке значительно уменьшается масса газа, особенно это заметно на последнем участке. Однако после восстановления работы системы, процесс происходит в обратном направлении, участки заполняются газом с конца к началу.

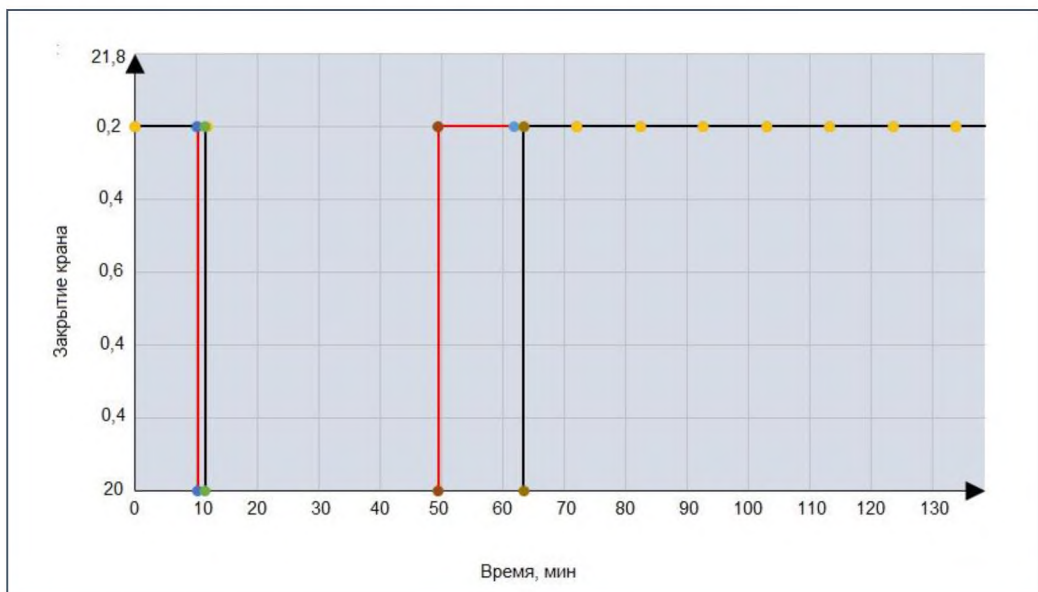


Рисунок 3.10. – Изменение давления при закрытии-открытии крана

При этом обороты нагнетателей, которые устанавливались в ручном режиме на КС «Портовая» составляли 7672 об/мин. Значение массового расхода в системе равнялось 28,0 млн. м³/сутки. Значение параметров давления и температуры на входе и выходе из КС приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2. - Значение давления и температуры на входе и на выходе КС

Участок	Давление, МПа		Температура °С	
	на входе	на выходе	на входе	на выходе
КС «Портовая»	8,1	21,6	16	29,5
АВО			55	29,5

В качестве параметра, который характеризовал изменение режима транспорта газа, было выбрано время выявления падения давления в системе не более 5%. Это объясняется классом точности приборов установленных на КС и отклонением от проектной величины, которая не должна превышать 5-10 %.

В результате изменения значений расхода и давления, было выявлено, что в течение заданного времени минимальное значение изменения параметров работы КС, таких как: давление и температура изменялось на 5%, а общий расход газа на технологические нужды составил 28,0 млн. м³/сут.

Результаты вычислений при различных значениях расхода в соответствии со временем и местах его наибольшего значения приведены в таблице 3.3, а их графическое сравнение представлено на графике (рисунок 3.11). Данные таблицы 3.3 отображают зависимость изменения параметра расхода газа во времени в результате изменения режима транспортирования газа. Максимальный пик расхода газа происходит между 12-13 часами работы КС. Данные моделирования сопоставлены с фактическими данными работы КС (Приложение 4). Среднее относительное отклонение по результатам, составляет 5-6%, допустимая погрешность при проектной величине составляет 5-10%.

Таким образом в ходе проведения экспериментальных исследований проведено моделирование и анализ режимов работы системы «трубопровод-компрессорная станция» в следствии возникновения внештатной ситуации.

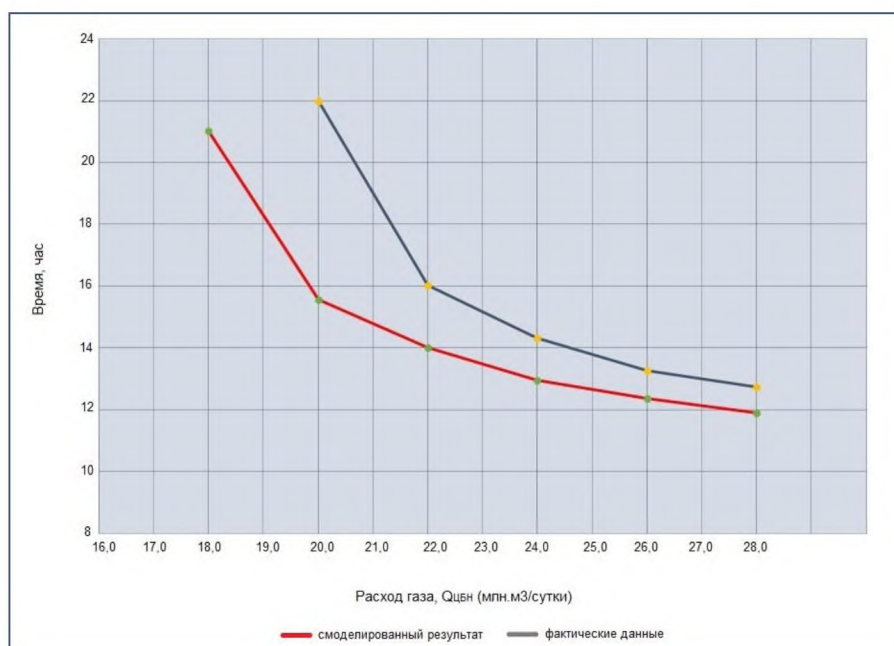


Рисунок 3.11. – Изменение расхода топливного газа и его итерации во времени

Таблица 3.3. – Временная зависимость расхода газа между фактическими данными и моделированием процесса

№	Время выявления падения давления на 5%, за заданным расходом газа									
	18,0	19,0	20,0	22,0	23,0	24,0	25,0	26,0	27,0	28,0
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	21:00	18:15	15:40	14:00	14:35	13:50	12:55	12:30	12:15	12:00
3	-	-	22:00	16:00	15:40	14:30	13:50	13:30	13:20	12:50

Установлено, что быстрое распространения изменений волны давления с изменением режима транспортирования газа приведет к остановке первой по ходу газа ГПА менее чем за 5 минут, а последующие остановки ГПА следуют через 2 минуты. При возобновлении работы время повторного включения возрастает до 5 минут между запуском каждой ГПА.

Проведены экспериментальные исследования нестационарных режимов работы системы «трубопровод-компрессорная станция» при возникновении внештатной ситуации на примере Северо-Европейского магистрального газопровода «Грязовец-Выборг» с использованием моделирования неустановившегося режима работы на основе разработанной методики и с

сопоставлением результатов экспериментальных исследований с диспетчерскими данными КС.

Разработанная методика позволяет рассчитать различные возможные варианты внештатных ситуаций, которые могут иметь место в работе газотранспортной системы, а также предусматривать их последствия. С помощью данной методики можно разработать рекомендации по устранению факторов негативно влияющих на работу системы «трубопровод-компрессорная станция».

Среднее относительное отклонение по результатам полученным согласно экспериментальным данным, составляет 5%, а точность полученных результатов 95%.

Глава 4. Рекомендации по управлению нестационарными режимами работы газотранспортной системы

4.1 Алгоритм моделирования возникновения нестационарных режимов в работе системы «трубопровод-компрессорная станция»

Обоснование параметров при котором транспортируется природный газ по магистральным газопроводам зависят от режимов, которые возникают в системе. Для управления переходными режимами необходимо: сокращение разного рода расходов, увеличение эффективности работы силовых агрегатов, виды энергосберегающих и безотходных технологий при транспортировании природного газа.

Основной величиной затрат на компрессорных станциях, является расход газа как топлива (75-85%), которое сжигается в камере сгорания газовой турбины. Энергосбережению, прежде всего, должна подвергаться именно величина топливного газа для газоперекачивающих агрегатов.

Если при оптимизации расхода топливного газа учитывать фактические режимные данные и реальное техническое состояние агрегатов, то нормой расхода будет не что иное как расчетная величина расхода топливного газа определенная с той или иной погрешностью. В связи с этим, сэкономить или перерасходовать топливо при указанном режиме и техническом состоянии агрегатов невозможно. Отклонение от «нормы» может быть либо за счет изменения технического состояния агрегатов или за счет изменения режима их работы, которое может быть описано расчетным путем. Критерием в этом случае будет служить, минимальный расход топливного газа в работе компрессорной станции.

Функция цели оптимизационной задачи может быть разной, она включает в себя затраты на транспорт газа: себестоимость или закупочная стоимость природного газа, потребляемые мощности. В общем виде ее можно представить как

$$F = \min \sum_{i=1}^{N_{KC}} [q_{KC_i} (p_{ВХKC_{xi}}, Q_{ВХKC_{xi}}, T_{ВХKC_{xi}}, p_{ВЫХKC_{xi}}, A_{ГПАКС_{xi}})], \quad (4.1)$$

где N_{KC} - количество КС в составе МГ; q_{KC_i} - затраты на перекачку газа i -й КС; $p_{ВХKC_{xi}}, Q_{ВХKC_{xi}}, T_{ВХKC_{xi}}, p_{ВЫХKC_{xi}}$ - расчетные параметры газового потока через i -ю КС; $A_{ГПАКС_{xi}}$ - вектор заданных и расчетных параметров ГПА i -й КС ($i = 1 \dots N_{KC}$).

В соответствии с разработанной методикой, функция цели дополняется следующей системой ограничений:

$$\begin{aligned} p_{ВХKC_i} &= p_{ВХKC_{факт_i}} = const; \\ p_{ВЫХKC_i} &= p_{ВЫХKC_{факт_i}} = const; \\ \sum_{i=1}^{KC} Q_{ВХKC_i} &= \sum_{i=1}^{KC} Q_{ВХKC_{факт_i}} = const; \\ T_{ВХKC_i} &= T_{ВХKC_{факт_i}} = const. \end{aligned} \quad (4.2)$$

где $p_{ВХKC_{факт_i}}, p_{ВЫХKC_{факт_i}}, Q_{ВХKC_{факт_i}}, T_{ВХKC_{факт_i}}$ - фактические значения параметров газового потока через КС. Данные параметры являются постоянными величинами, так как рассматривается методика расчета оптимизации параллельно работающих КС многониточных систем газопроводов, основным требованием которого является сохранение общего установленного режима работы трубопроводной системы при минимальных затратах ГПА.

Учитывая принятые ограничения можно сделать вывод, что при методике данного расчета оптимизация достигается только за счет изменения значения вектора $A_{ГПАКС_i}$, которую можно записать в следующем виде:

$$A_{ГПАКС_i} = (V_{оцн_{KC_i}} \cdot C_{ГТ_{KC_i}}), \quad (4.3)$$

где $V_{оцн_{KC_i}}$ - вектор заданных и расчетных параметров центробежного нагнетателя i -й КС; $C_{ГТ_{KC_i}}$ - вектор заданных и расчетных параметров газовой турбины i -й КС.

В общем виде их можно записать как:

$$V_{оцн_{KC_i}} = \left(\varepsilon_{оцн_{KC_i}} \frac{n_{KC_i}}{n_{KC_i}} \cdot Q_{оцн_{KC}} \cdot N_{оцн_{KC}} \right), \quad (4.4)$$

$$C_{ГТ_{KC_i}} = \left(n_{СТ_{KC_i}} \cdot N_{СТ_{KC_i}} \cdot T_{1ТДГТ_{KC_i}} \cdot T_{2ТДГТ_{KC_i}} \cdot T_{3ТДГТ_{KC_i}} \cdot T_{4ТДГТ_{KC_i}} \right), \quad (4.5)$$

где $\varepsilon_{оцн_{KC_i}}$ - степень повышения давления газа нагнетателей i -й КС; $\frac{n_{KC_i}}{n_{KC_i}}$ - относительные обороты нагнетателей i -й КС; $Q_{оцн_{KC}}$ - расход газа через

нагнетатели i -й КС, в условиях всасывания; $N_{\text{оцнКС}}$ – эффективная мощность нагнетателей i -й КС; $n_{\text{СТКС}_i}$ – обороты силовых турбин i -й КС; $N_{\text{СТКС}_i\text{ТДГТ}}$ – мощность газовых турбин i -й КС; $T_{1\text{ТДГТ}_{\text{КС}i}} \cdot T_{2\text{ТДГТ}_{\text{КС}i}} \cdot T_{3\text{ТДГТ}_{\text{КС}i}} \cdot T_{4\text{ТДГТ}_{\text{КС}i}}$ – температурные параметры термодинамического цикла газовых турбин i -й КС.

Методика расчета возникновения нестационарности в системе «трубопровод-компрессорная станция» представлена в виде алгоритма на рисунке 4.1.

Полученные с помощью интерактивного ввода информации исходные данные $p_{\text{вхКС}_{\text{факт}_i}}, p_{\text{выхКС}_{\text{факт}_i}}, Q_{\text{вхКС}_{\text{факт}_i}}, T_{\text{вхКС}_{\text{факт}_i}}$ ($i=1, \dots, n$, где n - количество КС в составе магистральной системы), поэтапно производится расчет режимов работы каждой из параллельно работающих КС. При этом с помощью циклических операторов, условно меняются параметры режима работы ГПА этих КС, то есть значения вектора $A_{\text{ГПАКС}_i}$. Разгружая одну станцию, автоматически нагружается другая и на оборот, общий режим работы магистрального газопровода при этом остается неизменным, сохраняется заданная производительность перекачки газа и его давление. Выполняется условие, заданное системой уравнений (4.2). Данный расчет выполняется в виде:

1. Определяются значения параметров вектора $V_{\text{оцнКС}_i}$ i -й КС, а именно относительные обороты $\frac{n_{\text{КС}_i}}{n_{\text{КС}_i}}$ и эффективная мощность $N_{\text{оцнКС}}$ центробежных нагнетателей в соответствии с их газодинамическими характеристиками, при i -том условно-заданном режиме работы КС.
2. Выполняется термодинамический и технико-экономический расчет газотурбинных установок, установленных на i -той КС.
3. Определяются значения параметров вектора $C_{\text{ГТКС}_i}$, а именно показатели работы газотурбинной установки $T_{1\text{ТДГТ}_{\text{КС}i}}, T_{2\text{ТДГТ}_{\text{КС}i}}, T_{3\text{ТДГТ}_{\text{КС}i}}, T_{4\text{ТДГТ}_{\text{КС}i}}$, а также $q_{\text{КС}_i}$ - удельный расход топливного газа, при i -том условно-заданном режиме работы КС.

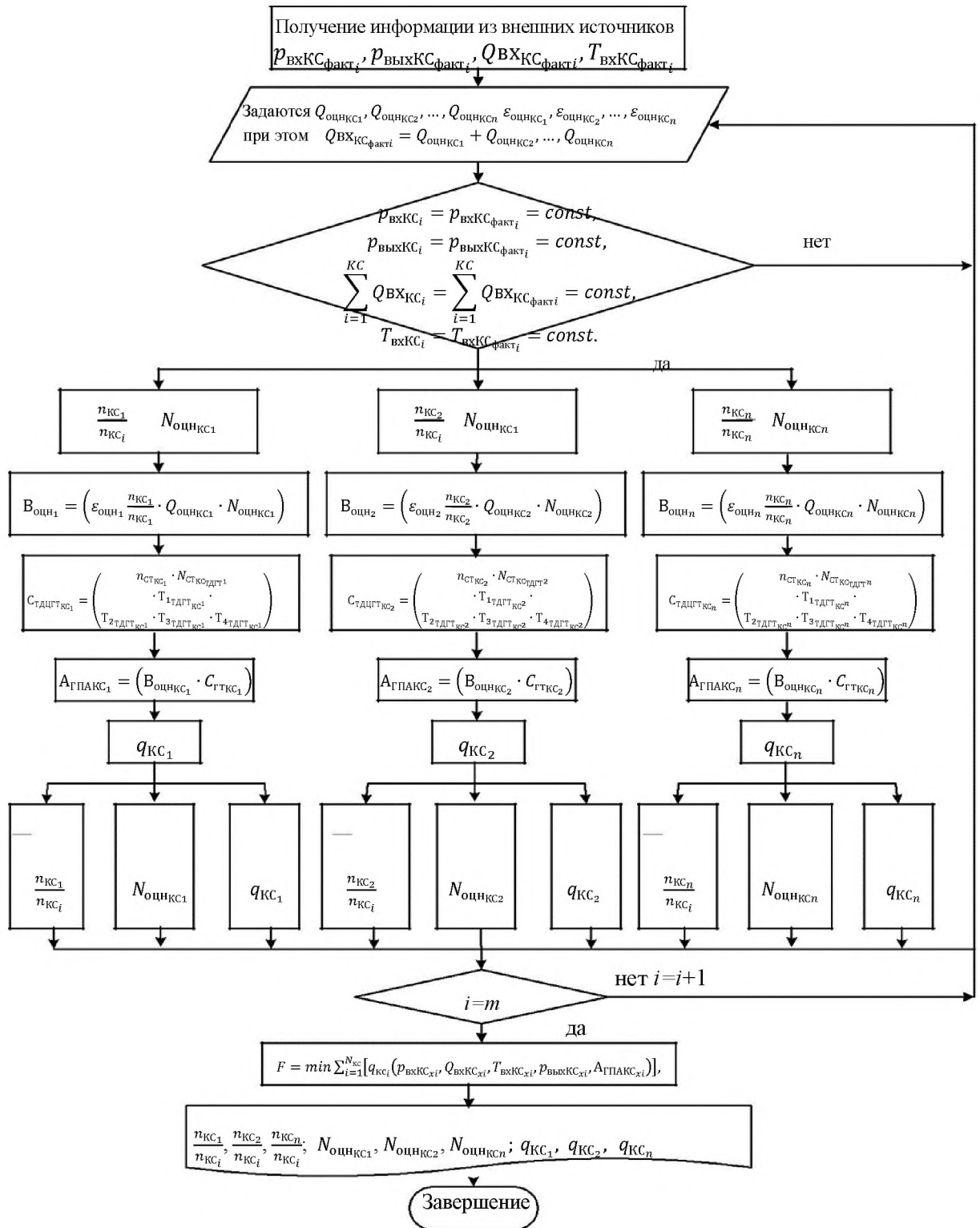


Рисунок 4.1 – Алгоритм расчета нестационарного режима работы системы «трубопровод-компрессорная станция»

По результатам программного расчета формируется ряд числовых массивов $\frac{n_{КСi}}{n_{КСi}}, N_{оцнКС}, q_{КСi}$. То есть при i -тых условно заданных режимов работы i -

й КС, получаем разные значения величины нагрузки ГПА, их потребляемой мощности, величины потребленного топливного газа. Количество условно-заданных режимов работы каждой КС m определяется программно, исходя из антипомпажных характеристик центробежных нагнетателей установленных на данных КС.

С помощью логических операторов по ряду сложившихся результатов избирается результат, при котором экономичность работы КС была бы максимальной, избирается такой режим работы КС условно предложенной программой, при котором суммарный расход топливного газа был бы минимальным.

Во время проведения экспериментальных исследований, разработаны методики расчета возникновения нестационарности, моделирования работы системы «трубопровод-компрессорная станция» на примере модели Северо-Европейского газопровода «Грязовец-Выборг» замыкающего сухопутную часть Северного газового коридора. В течение времени параллельно работающим ГПА на КС «Портовая», было проведено 5 экспериментов по обоснованию влияния параметров работы системы на возникновение нестационарных и неизотермических режимов.

С использованием данной методики расчета фактическая средняя экономия топливного газа на разных режимах работы составляет 5% от проектной при этом среднеквадратическое отклонение по формуле составляет 0,52.

$$S = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2}, \quad (4.6)$$

где N – количество экспериментов выборки; x_i – среднее арифметическое значение выборки; \bar{x} – среднее арифметическое значение результатов результатов наблюдения по выборкам.

$$\bar{x} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i. \quad (4.6)$$

Проведем проверку гипотезы, что средняя экономия топливного газа на разных режимах работы действительно составляет 4%

$$H_0 \div \bar{\Theta} = 4\%, \quad (4.7)$$

где $\bar{\Theta}$ – средняя экономия топливного газа при изменении режимов работы.

Определив статистическую характеристику t

$$t = \frac{\bar{\Theta}-4}{s} \sqrt{N}, \quad (4.7)$$

$$t = \frac{4-4}{0,52} \sqrt{35}=0,95,$$

задавая $\alpha = 0,05$ по закону распределения Стьюдента с числом степеней свободы $\nu = N - 1 = 52$ условие выполняется,

$$|t| \leq t_{\alpha/2,\nu}, \quad (4.8)$$

где $t_{\alpha/2,\nu} = 2$.

Средняя экономия топливного газа при разных режимах работы компрессорных станций действительно составляет 5%.

Также необходимо определить значимую среднюю экономию топливного газа с использованием новой методики.

Дано:

$$H_0 \div \bar{\Theta} = \hat{\Theta}, \quad (4.9)$$

где $\hat{\Theta}$ – средняя экономия топливного газа (в зависимости от опыта диспетчерского персонала составляла до 4%). Для проверки используем статистику

$$t = \frac{\bar{\Theta}-\hat{\Theta}}{s} \sqrt{N}, \quad (4.10)$$

$$t = \frac{4-2}{0,52} \sqrt{35}=28,1.$$

Используя по аналогии закон распределения Стьюдента при $\alpha = 0,05$ с количеством степеней свободы $\nu = N - 1 = 52$, можно убедиться, что условие (4.8) не выполняется, $t_{\alpha/2,\nu} = 2$. Следует считать, что новая методика обеспечивает статистически значимый прирост экономии топливного газа при эксплуатации паралельнорботающих компрессорных станциях.

Данная методика расчета является несложной в своем решении, так как зависит в целом только от незначительных изменений нагрузки газоперекачивающих агрегатов, при этом обеспечивается выполнение главного

условия оптимизационной задачи - сохранение общего установленного режима работы магистрального газопровода.

Переходные режимы, которые влекут за собой изменения режимов транспортирования природного газа, включая процессы потокораспределения газа при остановке или запуске технологического оборудования, при возникновении аварийных ситуаций, отказов, неисправностей технологического оборудования, перекрытия или открытия запорного и регулирующего оборудования, продолжаются довольно долго и нарушают рабочий режим работы магистральных газопроводов, что влечет за собой снижение производительности, выключение основного оборудования из соображений безопасности транспортировки газа и в конечном результате к финансовым потерям. Исходя из вышеприведенного, анализ нестационарных режимов работы магистральных газопроводов, является чрезвычайно важной и актуальной проблемой как для отрасли производства, так и для науки.

По этой причине был разработан алгоритм математического моделирования нестационарных режимов транспортирования природного газа, который объясняет проблему возникновения переходных процессов и механизм управления этими процессами.

Система уравнений (1.1),

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial}{\partial t}(\rho v) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho v^2) + \frac{\partial P}{\partial x} + \rho g \sin \alpha + \frac{1}{2d} \lambda \rho v |v| = 0 \\ \frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}(\rho v) = 0 \\ \frac{\partial}{\partial t} \left(\rho \varepsilon^{y^{\text{л}}} + \rho \frac{v^2}{2} + \rho g H \right) + \frac{\partial}{\partial x} \left(\rho v \left(\frac{v^2}{2} + h^{y^{\text{л}}} + g H \right) \right) = \frac{4}{d} K_{\text{ср}} (T - T_0), \end{array} \right.$$

$$\left\{ \begin{array}{l} h^{y^{\text{л}}} = \varepsilon^{y^{\text{л}}} + \frac{P}{\rho} \\ h^{y^{\text{л}}} = \frac{1}{M} h(P, T) \\ \rho = \rho(P, T) \end{array} \right.$$

которая была описана в главе 1, состоит из записанных в форме дифференциальных уравнений законов неразрывности, сохранения импульса и энергии. Решать эти уравнения необходимо численно, можно использовать тот

же метод Годунова, который описывается во второй главе работы. Он заключается в том, что дифференциальное уравнение интегрируется по ячейке сетки, при этом численное выполнения законов сохранения обеспечивается автоматически.

Построение разностной схемы производится следующим образом: вводится двумерная прямоугольная сетка с постоянным шагом по времени Δt и координатой Δx . Узлы сетки будут располагаться в точках с координатами (t_i, x_j) , $t_i = i \cdot \Delta t$, $x_j = j \cdot \Delta x$. Для краткости значения функций в узловых точках будем обозначать $f(t_i, x_j) = f_j^i$.

где i - индекс временного шага, j - индекс координаты узла сетки.

Рассмотрим уравнение неразрывности из системы:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}(\rho v) = 0. \quad (4.11)$$

Воспользовавшись теоремой Грина

$$\iint_{\Omega} \left(\frac{\partial Q}{\partial x} - \frac{\partial P}{\partial y} \right) dx dy = \oint_{d\Omega} P dx - Q dy, \quad (4.12)$$

где $d\Omega$ - это замкнутая кривая, ограничивающая область Ω .

Уравнение неразрывности можно переписать в виде

$$\oint_{d\Omega} (\rho v dt + \rho dx) = 0. \quad (4.13)$$

Рассмотрим ячейку сетки, в которой криволинейный интеграл (4.11) вдоль границы ячейки можно записать в виде суммы интегралов по сторонам

$$\begin{aligned} & \int_{(i,j)-(i,j+1)} (\rho v dt + \rho dx) + \int_{(i,j+1)-(i+1,j+1)} (\rho v dt + \rho dx) + \\ & + \int_{(i+1,j+1)-(i+1,j)} (\rho v dt + \rho dx) + \int_{(i+1,j)-(i,j)} (\rho v dt + \rho dx) = 0. \end{aligned}$$

Кроме этого нужно учитывать направление движения газа вдоль трубопровода. Тогда уравнение можно записать в виде

$$\int_{(i,j)-(i,j)} \rho dx - \int_{(i+1,j+1)-(i+1,j)} \rho dx + \int_{(i,j+1)-(i+1,j+1)} \rho v dt - \int_{(i+1,j)-(i,j)} \rho dx = 0.$$

Интегралы по сторонам прямоугольника заменяются приближенными выражениями, рассчитанными по формуле зависимости. Для приближенных значений интегралов по dx определяется следующим уравнением

$$\int_{(i,j)-(i,j)} \rho dx \approx \rho_{j+1/2}^i \Delta x, \rho_{j+1/2}^i \equiv 0,5(\rho_j^i + \rho_{j+1}^i);$$

$$\int_{(i+1,j+1)-(i+1,j)} \rho dx \approx \rho_{j+1/2}^i \Delta x, \rho_{j+1/2}^i \equiv 0,5(\rho_j^{i+1} + \rho_{j+1}^{i+1}). \quad (4.14)$$

Для приближенных значений интегралов по времени в результате преобразований получим следующее уравнение

$$\int_{(i,j+1)-(i+1,j+1)} \rho v dt \approx (\rho v)_{j+1}^{i+1/2} \Delta t, (\rho v)_{j+1}^{i+1/2} \equiv 0,5((\rho v)_{j+1}^i + (\rho v)_{j+1}^{i+1});$$

$$\int_{(i,j+1)-(i,j)} \rho v dt \approx (\rho v)_j^{i+1/2} \Delta t, (\rho v)_j^{i+1/2} \equiv 0,5\left((\rho v)_{j+\frac{1}{2}}^i + (\rho v)_{j+\frac{1}{2}}^{i+1}\right). \quad (4.15)$$

Тогда разностный аналог уравнения (4.15) запишется в следующем виде

$$\left((\rho v)_{j+1}^{i+1/2} - (\rho v)_j^{i+1/2}\right) \Delta t + (\rho_{j+1/2}^{i+1} - \rho_{j+1/2}^i) \Delta x = 0. \quad (4.16)$$

Закон неразрывности выполняется в обоих случаях в уравнениях (4.15) и (4.16).

Если рассмотреть уравнение сохранения импульса проинтегрировав по области Ω и применив формулу Грина, уравнение можно записать в виде

$$\oint_{d\Omega} (\rho v^2 + P) dt + (\rho v) dx = \iint_{\Omega} \left(\rho g \sin \alpha + \frac{1}{2d} \lambda \rho v |v|\right) dx dt. \quad (4.16)$$

В качестве Ω выберем ячейку сетки, тогда разностный аналог уравнения (4.16) примет вид

$$\left((\rho v)_{j+1}^{i+1} - (\rho v)_{j+1/2}^i\right) \Delta x + \left((\rho v^2 + P)_{j+1}^{i+1/2} - (\rho v^2)_j^{i+1/2}\right) \Delta t + \left(\rho g \sin \alpha + \frac{1}{2d} \lambda \rho v |v|\right)_{j+1/2}^{i+1/2} \Delta x \Delta t = 0. \quad (4.17)$$

Рассмотрим уравнение сохранения энергии в системе

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\rho \varepsilon + \rho \frac{v^2}{2} \rho g H\right) + \frac{\partial}{\partial x} \left(\rho v \left(\frac{v^2}{2} + h + gh\right)\right) + \frac{1}{d} K(T - T_0) = 0. \quad (4.18)$$

После интегрирования уравнения (4.18) по ячейке сетки и замены интегралов на их приближенные значения, разностный аналог уравнения энергии будет иметь следующий вид

$$\begin{aligned}
& \left(\rho \varepsilon + \rho \frac{v^2}{2} + \rho gH \right)_{j+1/2}^{i+1} \Delta x - \left(\rho \varepsilon + \rho \frac{v^2}{2} + \rho gH \right)_{j+1/2}^i \Delta x + \\
& + \left(\rho v \left(\frac{v^2}{2} + h + gH \right) \right)_{j+1}^{i+1/2} \Delta t - \left(\rho v \left(\frac{v^2}{2} + h + gH \right) \right)_j^{i+1/2} \Delta t + \\
& + \left(\frac{1}{d} K(T - T_0) \right)_{j+1/2}^{i+1/2} \Delta x \Delta t = 0. \tag{4.19}
\end{aligned}$$

Двумерный интеграл от недивергентной части уравнения заменяется приближенным его значением

$$\iint_{\Omega} \left(\frac{1}{2} K(T - T_0) dx dt \right) \approx \left(\frac{1}{2} K(T - T_0) dx dt \right)_{j+1/2}^{i+1/2} \Delta t \Delta x. \tag{4.20}$$

Во всех разностных уравнениях половинные индексы означают, как и в формуле (4.14), среднее значение сеточной функции.

В этих уравнениях автоматически выполняются разностные аналоги физических законов сохранения и они имеют дивергентный вид. Таким образом, алгоритм, заданный уравнениями (4.14), (4.16), (4.19) объясняет проблему возникновения переходных процессов, которые возникают в процессе транспортирования природного газа по системе «трубопровод-компрессорная станция».

4.2 Алгоритм расчета компрессорной станции и ее параметры

Проблема выполнения функций автоматизации производственно-диспетчерской службой по обслуживанию магистральных газопроводов в части оптимизации работы на основе использования новейших информационных технологий остается весьма актуальной на сегодняшний день.

В основу данного алгоритма положен расчет режимов работы ГПА и параллельно работающих компрессорных станций, а также рекомендации по расчету их параметров. Результатом расчета является определение такого режима в каждой КС, при котором обеспечивался бы заданный объем перекачки с минимальным использованием топливного газа.

Результаты программного расчета, в соответствии с исходными данными взятыми с базы данных реального времени системы диспетчерского пункта КС «Портовая», представлены на графике (Рисунок 4.2.).

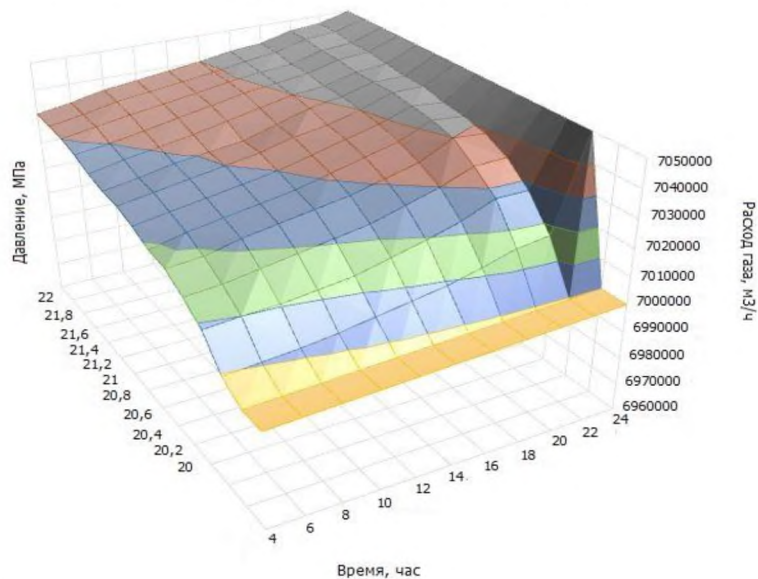


Рисунок 4.2 - Динамика изменения параметров давления и расхода на выходе с учетом изменения режима работы ГПА

Кроме расчетных функций, данный алгоритм ориентирован на выявление в реальном масштабе времени возможных отклонений от норм проектных режимных параметров работы магистрального газопровода в системе «трубопровод-компрессорная станция» с последующим их анализом и выдачей сообщений о характере и возможных последствий в результате изменения режима транспортирования природного газа. Моделирование работы участка магистрального газопровода в данном случае осуществляется, используя исходные данные реального времени. На экране моделирования постоянно отображается текущая информация о состоянии объектов МГ и в случае его изменения система выдает на экран соответствующее сообщение.

Определение возможных отклонений в работе магистральных систем проводится путем постоянного сравнения расчетных значений параметров работы объектов с фактическими значениями. Это является эффективным путем сокращения последствий возникновения масштабных аварий, связанных с разрывами магистральных газопроводов высокого давления.

Так как газодинамический параметр наиболее значительный при переходных режимах транспортирования природного газа, решение задачи выполняется на основе анализа изменения градиента давления в конце поврежденного участка газопровода.

В результате аварийного режима работы магистрального газопровода, происходит изменение параметров работы компрессорных станций, которые являются важнейшими активными объектами магистральных систем и с помощью которых осуществляется управление потоками и режимами транспортирования природного газа. Проблемам моделирования и оптимизации КС посвящено много научных работ, такие как, «Численный анализ и оптимизация газодинамических режимов транспорта природного газа», авторов В.Е.Селезнев, Г.С.Клишии и др./М. 2003; «Расчетные методы и алгоритмы (трубопроводный транспорт газа)», автор С.А.Сарданашвили – М.: ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М.Губкина» [104], 2005; «Расчеты систем транспорта газа с помощью вычислительных машин», авторов М.Г.Сухарев, Е.Р.Ставровский – М.: «Недра», 1971 и др.

Однако практическая реализация вычислительных алгоритмов во многих компьютерных комплексах предполагает либо использование упрощенных моделей, или ограниченные варианты подключения КС к трассе магистрального газопровода.

Технологическая схема КС включает в себя большое количество моделируемых и немоделированных технологических объектов. Моделировать все объекты КС нет смысла, поскольку основной задачей моделирования является, расчет параметров газового потока на входе и выходе из компрессорной станции, аппаратов воздушного охлаждения, газоперекачивающих агрегатов, расчет режимно-энергетических параметров работы ГПА и КС в целом. Для решения данной задачи достаточно рассматривать только те объекты и те факторы, которые непосредственно влияют на режим работы компрессорной станции, поэтому на практике в расчетах используют не технологическую, а расчетную схему КС.

Для задач транспортирования природного газа по магистральным газопроводам нет смысла проводить расчет внутрицеховой трубопроводной обвязки, поскольку это связано с расчетом коротких труб с многочисленными местными сопротивлениями (повороты, отводы, краны и т.д.). Это резко увеличило бы размерность задачи, в то время как основные потери давления в обвязке КС можно учесть интегрально, как потери на входе и выходе КС.

Математическая модель КС для адекватного описания физических процессов транспортирования природного газа в расчетном алгоритме поддержки диспетчерских решений, должна строиться из моделей ее сегментов (рисунок 4.3).

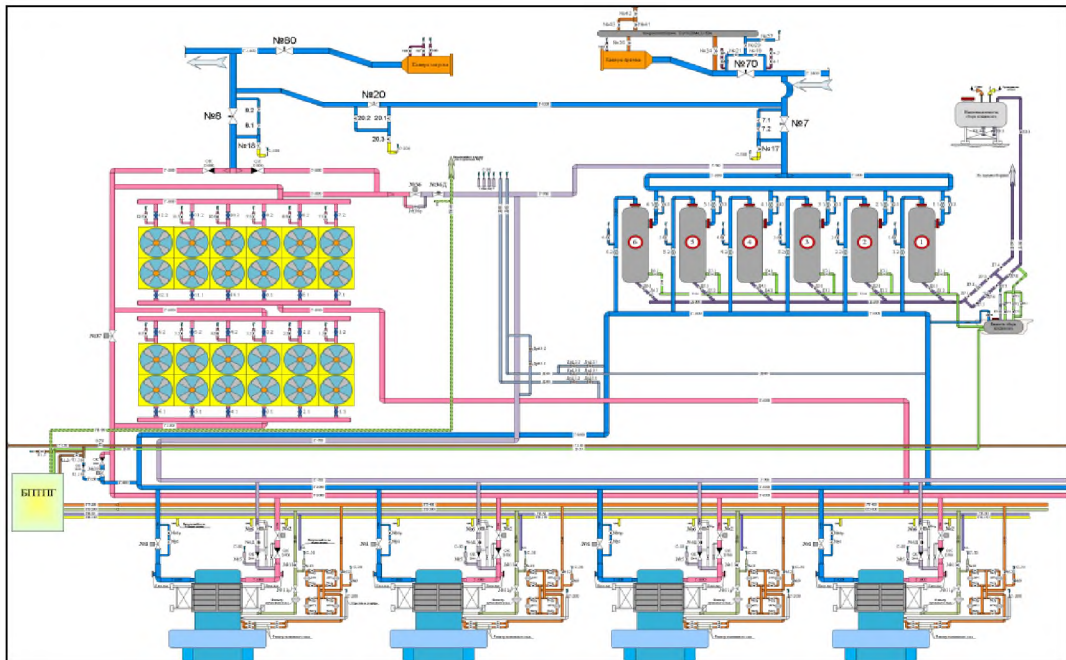


Рисунок 4.3. – Компрессорная станция с объектами расчетной схемы

Под сегментами КС имеются в виду моделируемые объекты расчетной схемы: ГПА, аппараты воздушного охлаждения, установки охлаждения газа.

Среди основных следует выделить:

1. Модель работы центробежного нагнетателя основанный на сочетании математических зависимостей для политропных газодинамических процессов и газодинамических характеристик завода производителя в

процессе его комплексного обследования. Данная модель описывается полиномом второй степени

$$\varepsilon_H = a + b[Q_{pв}]_{пр} + c[Q_{pв}]_{пр}^2, \quad (4.21)$$

$$\eta_{полит.} = k_1 + k_2[Q_{pв}]_{пр} + k_3[Q_{pв}]_{пр}^2, \quad (4.22)$$

$$\left[\frac{N_i}{\rho_{pв}}\right]_{пр} = c_1 + c_2[Q_{pв}]_{пр} + c_3[Q_{pв}]_{пр}^2, \quad (4.23)$$

где ε_H – степень повышения давления газа в нагнетателе; $a, b, c, k_1, k_2, k_3, c_1, c_2, c_3$ – коэффициенты полинома; $[Q_{pв}]_{пр}$ – приведенный расход газа на входе нагнетателя; $\left[\frac{N_i}{\rho_{pв}}\right]_{пр}$ – приведенная мощность нагнетателя; $\eta_{полит.}$ – политропный КПД нагнетателя.

2. Моделирование рабочего процесса реального цикла газовой турбины, процесс сжатия воздуха в осевом компрессоре

$$T_2' = T_1 + \frac{T_1 \cdot \varepsilon_k \cdot R_{pm} (C_{pm}/T_1 - T_2)}{\eta_{вк}}, \quad (4.24)$$

где T_1, T_2 – температура воздуха на входе и выходе из осевого компрессора; ε_k – степень повышения давления в осевом компрессоре; R_{pm} – газовая постоянная рабочего тела; C_{pm} – средняя теплоемкость рабочего тела в интервале температур от T_1 до T_2 ; $\eta_{вк}$ – внутренний КПД осевого компрессора.

$$\varepsilon_k = \Delta P_{ат} \cdot \varepsilon_{оспд}, \quad (4.25)$$

где $P_{ат}$ – атмосферное давление; $\Delta P_{ат}$ – потери давления на входе в осевой компрессор; $\varepsilon_{оспд}$ – оптимальную степень повышения давления в осевом компрессоре.

$$T_3 = \frac{T_4'}{1 - \eta_m (1 - C_{pm}/T_4 - T_3)}, \quad (4.26)$$

где T_4' – температура на выходе газовой турбины, T_3 – температура рабочего тела на входе в газовую турбину, η_m – внутренний КПД газовой турбины; $C_{pm}/T_4 - T_3$ – средняя теплоемкость рабочего тела в интервале температур от T_3 до T_4 .

$$\varepsilon_m = \frac{P_{ат} \varepsilon_{оспд} - \Delta P_{кс}}{P_{ат} + \Delta P_s}, \quad (4.27)$$

где $\Delta P_{кс}$ – потери давления в камере сгорания; ΔP_s – потери давления на выходе из газотурбинной установки.

3. Модель работы аппаратов воздушного охлаждения газа

$$T_K = T_3 + (T_H - T_{oc}) \cdot e^{\left(\frac{k \cdot F_{op}}{M \cdot C_p}\right)}, \quad (4.28)$$

где, T_K , T_H – температура газа на входе и выходе аппарата воздушного охлаждения; T_{oc} – температура окружающей среды; k – коэффициент теплопередачи, характеризующий интенсивность передачи теплоты от газа в окружающую среду через распределительную стенку трубы и ее изоляционное покрытие (данный коэффициент относится к полной оребренной поверхности теплообмена - F_{op}) C_p – средняя теплоемкость газа при постоянном давлении; M – массовый расход газа через аппарат воздушного охлаждения.

Температура газа на выходе из аппарата воздушного охлаждения поддерживается не более чем 40°C , что позволяет предотвращать повреждение и разрушение битумной изоляции, повышает пропускную способность газопровода и позволяет избегать появления дополнительных напряжений в трубопроводе.

4. Математическая модель работы установки очистки газа

$$\xi = f_{ч} \cdot \rho_{г} \frac{w_0^2}{2} \leq m_{ч} \cdot \omega_2 \cdot r, \quad (4.29)$$

где ξ – коэффициент сопротивления среды установки очистки газа; $f_{ч}$, w_0^2 , $m_{ч}$ – параметры частиц загрязнения; ω – угловая скорость движения газового потока; r – средний радиус установки.

Для упрощения процесса расчета при моделировании нестационарных, переходных режимов транспортирования газа через КС, можно пренебречь временной составляющей нестационарного режима газовых потоков через КС принимая во внимание относительно малую протяженность трубопроводной обвязки КС и низкую инерционность газодинамических процессов. Независимо от характера движения газа в прилегающих к КС участках газопровода, изменения расхода на входе и выходе из КС считается практически синхронными,

поэтому для описания нестационарных режимов работы компрессорных станций, используется методика расчета последовательной смены стационарных режимов.

При использовании данной методики, весь исследуемый временной интервал разбивается на множество малых промежутков времени (в общем случае неравномерных). Режим транспортирования природного газа на каждом временном промежутке условно принимается за стационарный. Таким образом, на каждом шаге методики расчета при последовательной смене стационарных режимов решаются соответствующие системы нелинейных алгебраических равенств и неравенств. По результатам их решения на каждом временном промежутке определяются параметры природного газа на выходе из КС.

Таким образом, для стабильной работы системы «трубопровод-компрессорная станция» отклонения в параметрах транспортируемого газа не должна превышать 5-10 % от проектной величины.

Заключение

Диссертация является законченной научно-квалификационной работой, в которой содержится решение актуальной научно-технической задачи. На основании выполненных теоретических и экспериментальных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Выполнен анализ литературных и патентных исследований.
2. Создана математическая модель, которая позволяет рассчитывать возникновение нестационарности при отключении одного из газоперекачивающих агрегатов.
3. Проведено сопоставление результатов экспериментальных данных компьютерного моделирования с результатами диспетчерских данных КС «Портовая».
4. Для стабильности работы системы «трубопровод-компрессорная станция» отклонения в параметрах транспортируемого газа не должна превышать 5-10 % от проектной величины.
5. Адекватность разработанной модели и экспериментальных исследований составила до 5 %.

Литература

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 22 декабря 2008 г. № 2914-р) [Электронный ресурс] //Режим доступа: (http://www.mnr.gov.ru/docs/strategiya_razvitiya_mineralno_syrevoy_bazy_rossiyskoy_federatsii_do_2035_goda/strategiya_razvitiya_mineralno_syrevoy_bazy_rossiyskoy_federatsii_do_2035_goda/)
2. Материалы ежегодных отчетов о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору за 2015-2018 года//Режим доступа: (http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/).
3. СТО РД Газпром 39-1.10-084-2003 «Методические указания по проведению анализа риска при проектировании и эксплуатации опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром».
4. СТО Газпром 2-2.3-351-2009. «Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром».
5. СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. – Введ. 2006-07-03. – М.: ЗАО «Изд. Дом Полиграфия», 2006. – 196 с.
6. РД 03-409-01 «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей (с изменениями и дополнениями)» (утв. пост. Госгортехнадзора России №2 от 26.06.01).
7. Метод определения удельных частот различных типов разгерметизации МТ. (Приложение №6 к Методике определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах (утв. Приказом МЧС России №404 от 04.07.2009 с изменениями от 14.12.2010 №649)
8. Методика экспертной оценки ожидаемой частоты аварий на участке газопровода (МЭОЧАГаз) в составе Рекомендаций по учету влияния

- технико-технологических, природно-климатических и других факторов при прогнозировании аварийности на МГ ОАО«Газпром» (утв. ОАО «Газпром» 27.03.2007);
9. Промышленная безопасность и надежность магистральных трубопроводов / Под ред. А.И. Владимирова, В.Я. Кершенбаума. – М.: Национальный институт нефти и газа, 2009. 696 с.
 10. Башкин В.Н., Галиулин Р.В., Галиулина Р.А. Аварийные выбросы природного газа: проблемы и пути их решения//Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2010. № 8. С. 4-11.
 11. Лисанов М.В., Савина А.В., Дегтярев Д.В. и др. Анализ Российских и зарубежных данных по аварийности на объектах трубопроводного транспорта //Безопасность труда в промышленности. 2010. № 7 С. 16
 12. Ревазов А.М. Анализ чрезвычайных и аварийных ситуаций на объектах магистрального газопроводного транспорта и меры по предупреждению их возникновения и снижению последствий//Управление качеством в нефтегазовом комплексе. 2010. № 1. С. 68-70.
 13. Шумайлов А.С., Гуменов А.Г., Молдованов О.И. Диагностика магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1992. – 251 с.
 14. Анализ аварий и несчастных случаев на трубопроводном транспорте России: учеб. пособие для вузов//Под ред. Б.Е. Прусенко, В.Ф. Мартынюка. — М.: Анализ опасностей, 2003. — 351 с.
 15. Шумайлов А.С., Гуменов А.Г., Молдованов О.И. Диагностика магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1992. – 251 с.
 16. Лисанов М.В., Савина А.В., Дегтярев Д.В., Самусева Е.А. «Анализ российских и зарубежных данных по аварийности на объектах трубопроводного транспорта»//«Безопасность труда в промышленности».- 2010 - № 7. — С.16-22.
 17. 7th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group – Groningen: EGIG, December 2014 [Электронный ресурс]//Режим доступа:

- (<https://www.egig.eu/uploads/bestanden/ba6dfd62-4044-4a4d-933c-07bf56b82383>)
18. PHMSA Pipeline Safety - Flagged Incidents 2009-10-14//Режим доступа: (https://www.phmsa.dot.gov/sites/phmsa.dot.gov/files/docs/pdmpublic_incident_page_allrpt.pdf)
19. Performance of European cross-country oil pipelines. Statistical summary of reported spillages in 2007 and since 1971 – Brussels: CONCAWE, November 2009//Режим доступа: https://www.concawe.eu/wp-content/uploads/2018/03/Rpt_18-6-2.pdf
20. Овчаров С.В. «О некоторых методах оценки частоты аварий на магистральных трубопроводах при расчете пожарного риска» / «Безопасность труда в промышленности». - 2011 - № 2. — С.61-69.
21. Кутуков С.Е. Информационно-аналитические системы магистральных трубопроводов//Издательство СИП РИА - Москва, 2002;
22. Поляков В.А. Разработка методологии расчета и оценки процессов деформации технологических трубопроводов в условиях снижения несущей способности//диссертация доктора технических наук– Москва 2003;
23. Самусева Е. А.//Разработка методических подходов к анализу риска аварий на морских трубопроводах//дис. канд. техн. наук. Москва 2011;
24. ПАО «Газпром». Запасы нефти и газа (Электронный ресурс)//Режим доступа: (<http://www.gazprom.ru/about/production/reserves/>)
25. Jaeschke Manfred. Accurate prediction of compressibility factors by the GERG virial equation / Manfred Jaeschke [et al.] // SPE Production engineering. – 1991. – P. 343
26. Fayazi Amir. Efficient estimation of natural gas compressibility factor using a rigorous method / Amir Fayazi, Milad Arabloo, Amir H. Mohammadi//Journal of natural gas science and engineering. – 2014. – № 16. – P. 8-17.
27. Dauber Florian. Achieving higher accuracies for process simulations by implementing the new reference equation for natural gases/Florian Dauber, Roland Span //Computers and chemical engineering. – 2012. – № 37. – P. 15-21.

28. Chaczykowski M. Sensitivity of pipeline gas flow model to the selection of the equation of state / M. Chaczykowski//Chemical engineering research and design.– 2009. – № 87. – P. 1596-1603.
29. Modisette Jerry L. Transient and succession-of-steady-states pipeline flow models / Jerry L. Modisette, Jason P. Modisette/PSIG Annual meeting. – Utah. – October 17-19, 2001.
30. Streeter V. L. Natural gas pipeline transients/V. L. Streeter, E. B. Wylie -44th SPE Annual Fall meeting. – Denver. – September 28 – October 1, 1969.
31. Osiadacz A. J. Comparison of isothermal and non-isothermal pipeline gas flow models / A. J. Osiadacz, M. Chaczykowski//Chemical engineering journal. – 2001. – № 81. – P. 41-51.
32. Osiadacz A. J. Verification of transient gas flow simulation model /A. J. Osiadacz, M. Chaczykowski/PSIG Annual meeting. – Florida. – May 11-14, 2010.
33. Modisette Jerry L. Transient and succession-of-steady-states pipeline flowmodels /Jerry L. Modisette, Jason P. Modisette/PSIG Annual meeting. – Utah. – October 17-19, 2001.
34. Modisette Jason. Instability and other numerical problems in finite difference pipeline models / Jason Modisette / PSIG Annual meeting. – New Mexico. – May 15-18, 2012.
35. Lewandowski A. New numerical methods for transient modeling of gas pipeline networks /A. Lewandowski/PSIG Annual meeting. – New Mexico. –October 18-20, 1995.
36. Ebrahimzadeh Edris. Simulation of transient gas flow using the orthogonal collocation method / Edris Ebrahimzadeh, Mahdi Niknam Shahrak, Bahamin Bazooyar //Chemical Engineering Research and Design. – November 2012.
37. Ohanian Sebouh. Transient simulation of the effects of compressor outage /Sebouh Ohanian, Rainer Kurz / PSIG Annual meeting. – Bern. – October 15-17, 2003., Issue 11. – Pages 1701-1710.

38. Kurz Rainer. Control concepts for centrifugal compressor applications / Rainer Kurz, Matt Lubomirsky, Sidney Santos / PSIG Annual meeting. – New Mexico. – May 15-18, 2012
39. Chapman K. S. Non-isothermal compressor station transient modeling / K. S. Chapman, M. Abbaspour / PSIG Annual meeting. – Bern. – October 15-17, 2003.
40. Garcia-Hernandez Augusto. Transient analysis of centrifugal compressors / Augusto Garcia-Hernandez, Rainer Kurz, Klaus Brun / PSIG Annual meeting. – Prague. – April 16-19, 2013
41. Alfred Steve. Capacity determination using state finding and gas transient optimization / Steve Alfred, Jonathan Fasullo, John Pfister, Andrew Daniels/ PSIG Annual meeting. – Prague. – April 16-19, 2013.
42. Rachford H. H. Some applications of transient flow simulation to promote understanding the performance of gas pipeline systems / H. H. Rachford, T. Dupont SPE-AIME 47th Annual Fall meeting. – San Antonio. – October 8-11, 1972.
43. Альтшуль А.Д. Гидравлические сопротивления, -2-у изд. перераб. и доп. М. Недра, 1982, 224 с.
44. Араманович И. Уравнения математической физики / И. Араманович, В. И. Левин. – М.: Наука, 1964. – 286 с.
45. Андронов А.А. Теория колебаний / А. А. Андронов, А. А. Витт, С Э. Хайкин. – М.: Физматгиз, 1959. – 427 с.
46. Абрамович Н. Прикладная газовая динамика / Н. Абрамович. – М.: Наука, 1969. – 544
47. Араманович И. Уравнения математической физики / И. Араманович, В. И. Левин. – М.: Наука, 1964. – 286 с
48. Асатурян А.М. О неустановившихся движениях газа в трубопроводах / А. М. Асатурян, З. Т. Галиуллин, В. И. Черников // Изв. вузов. Нефть и газ. – Баку. – 1961. – Т10. – С.73-79
49. Бахвалов И.С. Численные методы / И. С. Бахвалов. – М.: Наука, 1973. – 631

- 50.Белаконь Н. И. Термодинамика/ Н. И. Белаконь. – М.-Л.:Госэнергоиздат,1954. – 416 с.
- 51.Бобровский С.А. Движение газа в газопроводе с путевым отбором / С. А. Бобровский, С. Г. Щербаков, М. А. Гусейнзаде.–М.: Наука,1972.–193
- 52.Яковлев Е. И. Газовые сети и газохранилища/ Яковлев Е. И. – М.: Недра, 1991 – 543с.
- 53.Бобровский С.А., Щербаков С.Г., Яковлев Е.И.Трубопроводный транспорт газа.–М.: Наука,1972.–168
- 54.Калинин А.Ф. Эффективность и регулирование режимов работы систем трубопроводного транспорта природного газа. М.: МПА-Пресс, 2007. 323с.
- 55.Бусленко Н. П. Лекции по теории сложных систем : научное издание /Н. П. Бусленко, В. В. Калашников, И. Н. Коваленко. – М. : Сов. радио, 1973. – 440
- 56.Бусленко Н. П. Автоматизация имитационного моделирования сложных систем / Н. П. Бусленко. – М. : Наука, 1977.
- 57.Бусленко Н. П. Моделирование сложных систем / Н. П. Бусленко. –М. : Наука, 1978. – 399 с.
- 58.Бусленко Н. П. Метод статистических испытаний (метод Монте-Карло) и его реализация в цифровых машинах / Н. П. Бусленко,Ю. А. Шрейдер. – М. : Физматгиз, 1961. – 226 с.
- 59.Трубопроводный транспорт нефти и газа: учеб. для вузов /[Р. А. Алиев, В. Д. Белоусов, А. Г. Немудров и др.]. – М. : Недра, 1988. – 368
- 60.Методика расчета сложных газотранспортных систем с пересеченным профилем трассы /[Е. И. Яковлев, А. С. Казак, В. Б. Михалкив и др.] – К. : Союзпроект, 1984. – 112 с
- 61.Казак А. С. Расчет температурных и гидравлических полей магистрального трубопровода с учетом переменности свойств газов//Газовая промышленность. – 1981. – № 4. – С. 47–49. 80. Казак А. С.
- 62.Исследование неустановившихся неизотермических режимов магистральных газопроводов / А. С. Казак, Е. И. Яковлев. Труды семинара секции газопроводного транспорта АН СССР. – 1983. – 11 с.

63. Коздоба Л. А. Методы решения нелинейных задач теплопроводности / Л. А. Коздоба. – М., 1975. – 170 с. 82.
64. Браиловский И. Ю. Разностные методы решений уравнений Навье-Стокса / И. Ю. Браиловский, Т. В. Кускова, В. А. Чудов / Вычислительные методы и программирование. – 1968. – Вып. 11. – С. 55-93. 83.
65. Вазов В. Разностные методы решения дифференциальных уравнений в частных производных / В. Вазов, Д. Форсайд. – М. : Иностранная литература, 1963. – 487 с.
66. Корн Г. Справочник по математике для научных работников и инженеров / Г. Корн, Т. Корн. – М. : Наука, 1970. – 720 с.
67. Wylie E. B. Unsteady natural gas calculation in complex piping systems / E. B. Wylie, V. L. Streeter, M. A. Stoner // SPE Journal. – 1974. – № 10.
68. Rachford H. H. A fast, highly accurate means of modeling transient flow in gas pipeline systems by variational methods / H. H. Rachford, T. Dupont // SPE Journal. – 1974. – № 15. – P. 165-178.
69. Harten A. High resolution schemes for hyperbolic conservation laws // Journal of computational physics. – 1983. – № 49. – P. 357-392.
70. Harten A. On a class of high resolution total variation stable finite difference schemes // SIAM Journal on numerical analysis. – 1984. – № 21. – P. 1-23.
71. Годунов С. К. Уравнения математической физики / С. К. Годунов. – М. Наука, 1971. – 416 с.
72. LeVeque R. J. A study of numerical methods for hyperbolic conservation laws with stiff source terms / R. J. LeVeque, H. C. Yee // Journal of computational physics. – 1990. – № 86. – P. 187-210
73. Roe P. L. Approximate riemann solvers, parameter vectors and difference schemes // Journal of computational physics. – 1983. – № 43. – P. 357-372.
74. Голуб Дж. Матричные вычисления / Дж. Голуб, Ч. Лоун Ван ; [пер. с англ. под ред. В. В. Воеводина]. – М. : Мир, 1999. – 548 с. 105.
75. Абрамович Г. Н. Прикладная газовая динамика : в 2 ч. Часть 1. – М. : Наука, 1991. – 600 с. 106.

- 76.Ковеня В. М. Метод расщепления в задачах газовой динамики / В. М. Ковеня, Н. Н. Яненко ; отв. ред. Ю. И. Шокин. – Новосибирск : Наука, 1981. – 304 с.
- 77.Протодяконов М.М., Р.И. Тедер/ Методика рационального планирования экспериментов/ - М.: Наука, 1970
- 78.Дж. Голуб, Ч. Лоун Ван/Матричные вычисления/[Пер. с англ. под ред. В. В. Воеводина]. - М.: Мир, 1999. - 548 с.
- 79.Адилова М.Д. Нестационарные процессы в трубопроводах с возможным разрывом сплошного потока транспортируемой среды// дис. На соиск. Учен. Степ. Канд. Техн. Наук : Московский государственный университет нефти и газа им. М.И. Губкина – Москва, 1994.
- 80.Чёрный Г. Г. Ламинарные движения газа и жидкости в пограничном слое с поверхностью разрыва // Изв. АН СССР. Отделение технич. наук. — 1954. — № 12. — С. 38—67.
- 81.Чёрный Г. Г. Одномерные неустановившиеся движения совершенного газа с сильными ударными волнами // Доклады АН СССР. — 1956. — Т. 107, № 5. — С. 657—660.
- 82.Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. М.-Л.: Гостехиздат,1950.
- 83.Бобровский С.А., Щербаков С.Г, Яковлев Е.И, Гарляускас А.И., Грачёв В.В./Трубопроводный транспорт газа/ 1976
- 84.Чарный И.А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубах/ И. А. Чарный. – М.: Гостехиздат,1951. – 224 с.
- 85.Cross H. Analysis of flow in networks of conduits or conductors. / Urbana Illinois: Eng. Exp. Station of Univ. of Illinois, 1936, November, Bull. N 286. — 29 p.
- 86.Андряшев М.М. Гидравлические расчеты водоводов и водопроводных сетей. -М.: Стройиздат, 1964. — 107 с.
- 87.Андряшев М.М. Техника расчета водопроводной сети. - М.: Сов. законодательство, 1932. — 62 с.

88. Лобачев В.Г. Вопросы рационализации расчетов водопроводных сетей. — М.: ОНТИ, 1936.-148 с.
89. Меренков А.П., Хасилев В.А. Теория гидравлических цепей. М.: Наука, 1965. – 278 с.
90. Сухарев М. Г., Ставровский Е.Р. Расчёты систем транспорта газа с помощью вычислительных машин. — М.: Недра. 1971.-206с.
91. Сухарев М. Г., Ставровский Е.Р. Оптимизация систем транспорта газа. — М.: Недра. 1975.-277с.
92. Сухарев М.Г., Ставровский Е.Р. Расчеты систем транспорта газа с помощью вычислительных машин. - М: Недра. 1971. - 206 с.
93. Гидравлические цепи. Развитие теории и приложения. / Новицкий Н.Н., Сеннова Е.В., Сухарев М.Г. и др. - Новосибирск: «Наука», 2000. - 273 с.
94. Математическое моделирование и оптимизация систем тепло-, водо-, нефте-и газоснабжения. / Меренков А.П., Сеннова Е.В., Сумароков С.В. и др. — Новосибирск: Наука, 1992.-407 с.
95. Новицкий Н.Н. Задачи и алгоритмы анализа наблюдаемости и идентифицируемости гидравлических цепей. / В кн.: Методы анализа и оптимального синтеза трубопроводных систем. - Иркутск, 1991. — с. 142-
96. Новицкий Н.Н. Оценивание параметров гидравлических цепей. — Новосибирск: Наука, Сиб. предприятие РАН, 1998. - 214 с.
97. Сидлер В.Г., Новицкий Н.Н. Идентификация трубопроводных систем как гидравлических цепей с переменными параметрами // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1984, № 4.-е. 155 - 162.
98. Сидлер В.Г., Новицкий Н.Н., Шлафман В.В. Задачи и методы системной идентификации трубопроводных систем. Математическое моделирование трубопроводных систем. —Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1988. - с. 177-186.
99. Панов М.Я., Курганов А.М. Многоконтурные гидравлические сети. Теория и методы расчета. — Воронеж : Воронежский гос. ун-т, 1989, - 188 с.
100. Ходанович И.Е., Кривошеин Б.Л., Бикчентай Р.Н. Тепловые режимы магистральных газопроводов. М. Недра, 1971, 216с.

101. Кулик В.С., Коршунов С.А., Казак К.А., Чионов А.М., Казак А.С. Об использовании различных формул коэффициента гидравлического сопротивления для расчёта параметров потока в газопроводах высокого давления. – Трубопроводный транспорт: Теория и практика. – 2012 – №3, с. 34 – 37.
102. Ванчин А. Г. Разработка метода расчета нестационарного неизотермического режима работы магистрального газопровода// Нефтегазовое дело: электронный научный журнал. 2014. №1, с. 565
103. Селезнев, В. Е. Основы численного моделирования магистральных трубопроводов /В. Е. Селезнев, В. В. Алешин, С. Н. Прялов. — М.: МАКС Пресс, 2009. — 436 с.
104. Сарданашвили С.А. Методические основы моделирования режимов работы газотранспортных систем / С.А.Сарданашвили – М.: ФГУП «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. - 98 с.
105. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа/Учебное пособие. — Москва: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. — 456 с.
106. Лурье М.В. Задачник по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа/ Учебное пособие для вузов. — М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. — 349с.
107. Неизотермическое течение газа в трубах / О. Ф. Васильев, Э. А. Бондарев, А. Ф. Воеводин, М. А. Каниболотский. — Новосибирск С.О.: Наука, 1978. — 128 с.
108. Ермолаева Н.Н. Математическое моделирование нестационарных неизотермических процессов в движущихся многофазных средах//диссертация доктора физико-математических наук – Санкт-Петербург 2017;
109. Васильев О.Ф., Бондарев А.Э, Воеводин А.Ф., Каниболотский М.А. Неизотермическое течение газа в трубах//Новосибирск: Наука, 1978.-126с.

110. Нестационарные газодинамические процессы в газопроводе на подводном переходе через Черное море / В. И. Зубов, В.Н. Котеров, В. М. Кривцов, А. В. Шипилин // Математическое моделирование. — 2001. — Т.13, №4. — с. 58–70.
111. Fetisov V.G., Nikolaev A.K., Lykov U.V. Experimental studies for determining gas flow rate accidental release on the linear part of the pipeline/ / IOP: Earth and Environmental Science (EES No. 87), 2017. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://doi.org/10.1088/1755-1315/87/6/062003>
112. Гинзбург И. П. Прикладная гидрогазодинамика/ И. П. Гинзбург. — Л.: Изд. ЛГУ, 1958. — 339 с.
113. Казак, К. А. Моделирование нестационарных режимов газопроводов с граничными условиями по давлению и температуре в начале участка и массовому расходу на конце/ К. А. Казак, А. С. Казак//Системы управления и информационные технологии. — 2007. —Т. 29, №3.
114. Кривошеин, Б. Л. Некоторые математические модели нестационарного течения газа в магистральных трубопроводах/ Б.Л. Кривошеин, В. П. Радченко, С. А. Бобровский и др.//Известия АН СССР. Серия: Энергетика и Транспорт.— 1974. — №6.— С. 112–120.
115. V.G. Fetisov, A.K. Nikolaev, Y.V. Lykov Aggregative simulation method for implementing mathematical models for gas transmission systems// //IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering, 2018. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://doi.org/10.1088/1757-899X/327/2/022033>
116. Богомоллов, С. В. Течение газа в трубопроводах при наличии стока /С. В. Богомоллов, К. В. Гаврилюк, С. И. Мухин//Математическое моделирование. — 1998. — Т.10, №11. — С. 82–92. 275
117. Тевяшев, А. Д. Об одном классе задач математического моделирования нестационарных неизотермических режимов транспорта природного газа по участку трубопровода /А. Д. Тевяшев, В. С. Смирнова // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. Серия: Математика

- и кибернетика — фундаментальные и прикладные аспекты. — 2007. №4/5. — С. 45–51.
118. Fetisov V.G. Non-stationary operation of gas pipeline based on selections of travel// AK Nikolaev, GH Samigullin, LG Samigullina, VG Fetisov//IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering, 2018. – Режим доступа: <http://doi.org/10.1088/1757-899X/327/2/022074>
119. Шишкин Г.И. Сисленное решение задачи Коши для обыкновенного дифференциального уравнения с малым параметром при производной /Г.И.Шишкин, В.А. Титов. — В сб.: Численные методы механики сплошной среды. — Новосибирск. — 1978. — Т. 9, №7. —С. 112–121
120. Селезнев, В. Е. Основы численного моделирования магистральных трубопроводов /В. Е. Селезнев, В. В. Алешин, С. Н. Прялов. — М.: МАКС Пресс, 2009. — 436 с.
121. Николаев А.К., Фетисов В.Г., Лыков Ю.В. Экспериментальные исследования определения расхода газа при аварийной утечке на линейном участке газопровода//Научно-технический журнал «Трубопроводный транспорт: теория и практика». – М. –2017. №2 (60) С. 14-18.
122. V.G. Fetisov, A.K. Nikolaev, Y.V. Lykov, L.N. Duchnevich Mathematical modeling of non-stationary gas flow in gas pipeline// IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering 327, 2018. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://doi.org/10.1088/1757-899X/327/2/022034>
123. Цыбульник, В.Н. Комплекс моделирования и оптимизации газотранспортных систем «Астра»/ В. Н. Цыбульник, В. В. Рубель// Газовая промышленность. 2006. №1.— С. 27–29.
124. Численный анализ и оптимизация газодинамических режимов транспорта природного газа /В. Е. Селезнев, Г. С. Клишин, В. В. Алешин, С. Н. Прялов, В. В. Киселев, А. Л. Бойченко, В. В. Мотлохов — М.: УРСС, 2003. — 223 с.

Перечень условных обозначений и сокращений

ЕСГ – единые системы газоснабжения;

МГ – магистральный газопровод;

ГПА – газоперекачивающий агрегат;

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

α_1 – коэффициент линейного расширения металла труб;

c – скорость звука в газе;

$\left(\frac{\partial p}{\partial v}\right)_s$ – величина, обратная адиабатной сжимаемости веществ;

U – внутренняя энергия;

v – удельный объем;

$U_{\text{теор}}$ – геометрический объем участка;

T – абсолютная;

z – коэффициент сжимаемости;

F – площадь сечения отверстия утечки;

k – показатель адиабаты процесса;

P_0, P_a – давление внутри и снаружи;

ρ_0 – плотность газа при условиях внутри емкости;

$P(x, t)$ – давление в трубопроводе;

ρ – плотность газа;

w – линейная скорость;

d – диаметр газопровода;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

μ – коэффициент расхода отверстия;

R – газовая постоянная в Дж/кгК;

P – давление газа в бар;

n – число опытов;

X_{cp}, X_i – среднеарифметическое и текущее значение измеряемой величины;

$t_{a;n}$ – коэффициент Стьюдента;

T – абсолютная температура, К;

η – динамическая вязкость подвижной непрерывной среды;

F – площадь сечения;

h – глубина заложения газопровода в почве;

P_j^k – давление в узле агрегата;

$erfc(z)$ – интеграл вероятности;

k – проницаемость почвы;

$\delta(x - x_q)$ – функция Дирака;

A – амплитудное значение газопотребления;

$2a$ – коэффициент линеаризации.

Приложение 1

Параметры транспортирования газа через компрессорную станцию

Температура газа на входе в ЦБН	$T_{вх}$	°С	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
Температура газа на выходе из ЦБН	$T_{вых}$	°С	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5
Давление газа на входе в ЦБН	$P_{вх}$	МПа	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1
Давление газа на выходе из ЦБН	$P_{вых}$	МПа	21,6	21,6	17,6	17,6	18,5	20,3	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6
Ток статора	I	А	660	640	645	595	575	565	560	550	538	525	510	490	485	475	468	460
Потребляемая мощность	$P_{эд}$	кВт	12003	11603	11203	10766	10330	9910	9475	8893	8529	8300	8200	7900	7850	7585	7256	6950
Перепад на конфузоре	ΔP	кПа	67,8	61,9	57,2	52,7	49,1	42,8	40,4	34,4	31,4	27,3	24,5	22,3	18,7	15,6	14,3	10,4
Расчетный КПД электродвигателя	$\eta_{эд}$	%	36,25	36,25	36,25	36,25	36,25	36,25	36,25	36,25	36,25	36,25	36,25	36,25	36,25	36,25	36,25	36,25
Степень сжатия нагнетателя	E		1,271	1,266	1,266	1,264	1,265	1,264	1,260	1,260	1,254	1,250	1,248	1,247	1,246	1,245	1,243	1,240
Производительность нагнетателя по конфузору	Q	м ³ /мин	330,6	320,2	307,8	295,1	285,0	266,0	258,1	240,3	227,2	211,1	198,4	182,0	165,9	151,4	131,5	123,9
Коммерческая производительность нагнетателя	Q_k	млн.м/сут	27,9	27,1	26,1	25,1	24,2	22,6	22,0	20,6	19,5	18,5	17,0	16,5	16,0	15,4	14,4	13,1
Внутренняя мощность нагнетателя	N_i	кВт	10729	10360	9738	9114	8692	7926	7605	6862	6402	5817	5367	4950	4428	3975	3466	3241
Полиетропный КПД	$\eta_{п}$	%	38,96	38,96	38,96	38,96	38,96	38,96	38,96	38,96	38,96	38,96	38,96	38,96	38,96	38,96	38,96	38,96
Удельные затраты электроэнергии на 1 м ³ газа	w	кВтч/м ³	0,605	0,604	0,608	0,607	0,599	0,620	0,611	0,617	0,647	0,647	0,664	0,695	0,730	0,761	0,838	0,865
Мощность на валу электродвигателя	N_e	кВт	11563	11183	10801	10338	9838	9490	9073	8504	8139	7801	7502	7186	6876	6504	6203	6150
Частота вращения нагнетателя	n	об/мин	5000	4900	4800	4700	4600	4500	4400	4300	4200	4100	3900	3800	3700	3600	3500	3400

Основные параметры работы компрессорной станции

ГПА	Ротор	Частота вращения ротора, мин ⁻¹					КПД, %	N _{ном.} , МВт	Q _{ЦБН} млн. м ³ /сут	Q _{ГТ} тыс.м ³ / сут
		ном.	макс.	авар	XX	МГ				
<i>Trent 60 DLE</i>	КНД	3400	3570	3960	1000	2380	38,96	52	28,0	306
	ЦБН	7672	8055	-	-	-				
<i>RB 211</i>	КНД	-	-	-	3250	-	36,25	27	13,0	188
	СТ	4800	5040	-	-	3500				
	ЦБН	10697	11232	-	-	-				
ГПА 50 ГПА 25	Непроектный режим (167,43 млн. м ³ /сут.) Проектный режим (150,68 млн. м ³ /сут.)									
I кв.	II кв.			III кв.			IV кв.			
6	6			6			6			
5	5			5			5			
I кв.	II кв.			III кв.			IV кв.			
-	1			2			-			
-	-			1			-			

Журнал показаний качеств газа за сутки

Время, ч. мин.	Молярные проценты														Кислород (O ₂) ррм	Абс. Погрешность кг/м ³	Относ. Погрешность	Температура горючих (инж.) МДж/м ³	Температура горючих (высв.) МДж/м ³	Индекс Воббе
	Метан (СН ₄)	Этан (С ₂ H ₆)	Пропан (С ₃ H ₈)	н-Бутан (i-С ₄ H ₁₀)	н-Бутан (n-С ₄ H ₁₀)	н-Пентан (i-С ₅ H ₁₂)	н-Пентан (n-С ₅ H ₁₂)	н-Гексан (С ₆ H ₁₄)	Азот (N ₂)	Углекислотный газ (СО ₂)	Вода (Н ₂ О)	Кислород (O ₂)	Водород (H ₂)	Гелий (He)						
10:00	96,3982	2,8268	0,0492	0,0375	0,0079	0,0030	0,0047	0,0117	0,2535	0,3991	0,0000	0,0008	0,0005	0,0070	0,1073	0,6926	0,5750	34,0323	37,7328	49,76
11:00	96,3987	2,8260	0,0492	0,0373	0,0077	0,0031	0,0047	0,0117	0,2537	0,3995	0,0000	0,0008	0,0005	0,0070	0,1194	0,6926	0,5750	34,0318	37,7322	49,76
12:00	96,3955	2,8314	0,0503	0,0374	0,0081	0,0030	0,0048	0,0116	0,2509	0,3989	0,0000	0,0008	0,0005	0,0070	0,1742	0,6926	0,5750	34,0350	37,7357	49,76
13:00	96,3797	2,8549	0,0502	0,0373	0,0080	0,0030	0,0048	0,0116	0,2414	0,4010	0,0000	0,0006	0,0005	0,0070	0,0562	0,6927	0,5751	34,0436	37,7450	49,77
14:00	96,3855	2,8513	0,0500	0,0371	0,0079	0,0030	0,0048	0,0115	0,2417	0,3992	0,0000	0,0006	0,0005	0,0070	0,1736	0,6927	0,5751	34,0427	37,7441	49,77
15:00	96,3817	2,8540	0,0500	0,0369	0,0079	0,0029	0,0047	0,0116	0,2417	0,4003	0,0000	0,0006	0,0005	0,0070	0,1387	0,6927	0,5751	34,0429	37,7442	49,77
16:00	96,3815	2,8537	0,0503	0,0376	0,0080	0,0030	0,0048	0,0113	0,2416	0,4001	0,0000	0,0006	0,0005	0,0070	0,0999	0,6927	0,5751	34,0435	37,7449	49,77
17:00	96,3842	2,8527	0,0502	0,0370	0,0079	0,0030	0,0048	0,0116	0,2413	0,3992	0,0000	0,0006	0,0005	0,0070	0,0979	0,6927	0,5751	34,0433	37,7448	49,77
18:00	96,3743	2,8584	0,0508	0,0375	0,0080	0,0029	0,0046	0,0117	0,2413	0,4024	0,0000	0,0006	0,0005	0,0070	0,0972	0,6927	0,5752	34,0444	37,7458	49,77
19:00	96,3840	2,8531	0,0503	0,0366	0,0079	0,0029	0,0045	0,0120	0,2411	0,3993	0,0000	0,0006	0,0005	0,0070	0,0623	0,6927	0,5751	34,0434	37,7449	49,77
20:00	96,3713	2,8630	0,0507	0,0374	0,0081	0,0028	0,0045	0,0115	0,2406	0,4019	0,0000	0,0006	0,0005	0,0070	0,2179	0,6928	0,5752	34,0454	37,7470	49,77
21:00	96,3813	2,8550	0,0503	0,0373	0,0081	0,0030	0,0047	0,0116	0,2405	0,4001	0,0000	0,0006	0,0005	0,0070	0,1384	0,6927	0,5751	34,0442	37,7457	49,77
22:00	96,3823	2,8560	0,0500	0,0368	0,0079	0,0029	0,0045	0,0118	0,2399	0,3998	0,0000	0,0006	0,0005	0,0070	0,1012	0,6927	0,5751	34,0440	37,7455	49,77
23:00	96,3696	2,8649	0,0506	0,0374	0,0079	0,0028	0,0045	0,0115	0,2401	0,4027	0,0000	0,0006	0,0005	0,0070	0,0993	0,6928	0,5752	34,0457	37,7473	49,77
0:00	96,3853	2,8532	0,0503	0,0371	0,0080	0,0029	0,0046	0,0116	0,2408	0,3981	0,0000	0,0006	0,0005	0,0070	0,0995	0,6926	0,5751	34,0438	37,7453	49,77
1:00	96,3796	2,8570	0,0506	0,0368	0,0079	0,0028	0,0044	0,0118	0,2413	0,3996	0,0000	0,0006	0,0005	0,0070	0,0824	0,6927	0,5751	34,0441	37,7456	49,77
2:00	96,3751	2,8591	0,0510	0,0378	0,0081	0,0029	0,0047	0,0115	0,2405	0,4012	0,0000	0,0006	0,0005	0,0070	0,2008	0,6927	0,5752	34,0454	37,7469	49,77
3:00	96,3855	2,8534	0,0501	0,0368	0,0079	0,0029	0,0046	0,0116	0,2404	0,3987	0,0000	0,0006	0,0005	0,0070	0,1228	0,6926	0,5751	34,0434	37,7449	49,77
4:00	96,3720	2,8636	0,0503	0,0372	0,0080	0,0028	0,0045	0,0117	0,2399	0,4018	0,0000	0,0006	0,0005	0,0070	0,1018	0,6928	0,5752	34,0458	37,7474	49,77
5:00	96,3780	2,8590	0,0499	0,0375	0,0081	0,0029	0,0047	0,0112	0,2396	0,4011	0,0000	0,0006	0,0005	0,0070	0,0504	0,6927	0,5751	34,0444	37,7459	49,77
6:00	96,3806	2,8588	0,0497	0,0367	0,0078	0,0029	0,0045	0,0114	0,2398	0,3997	0,0000	0,0006	0,0005	0,0070	0,1969	0,6927	0,5751	34,0440	37,7455	49,77
7:00	96,3710	2,8643	0,0503	0,0374	0,0080	0,0028	0,0046	0,0116	0,2398	0,4021	0,0000	0,0006	0,0005	0,0070	0,1285	0,6928	0,5752	34,0459	37,7475	49,77
8:00	96,3835	2,8540	0,0500	0,0372	0,0080	0,0030	0,0047	0,0114	0,2404	0,3997	0,0000	0,0006	0,0005	0,0070	0,0946	0,6927	0,5751	34,0435	37,7450	49,77
9:00	96,3837	2,8530	0,0503	0,0370	0,0079	0,0030	0,0047	0,0118	0,2410	0,3994	0,0000	0,0007	0,0005	0,0070	0,0983	0,6927	0,5751	34,0437	37,7451	49,77
Среднее за сутки:	96,3817	2,8532	0,0502	0,0372	0,0080	0,0029	0,0046	0,0116	0,2422	0,4002	0,0000	0,0007	0,0005	0,0070	0,1191	0,6927	0,5751	34,0428	37,7441	49,7710

Фактические данные работы компрессорной станции сопоставленные с результатами моделирования

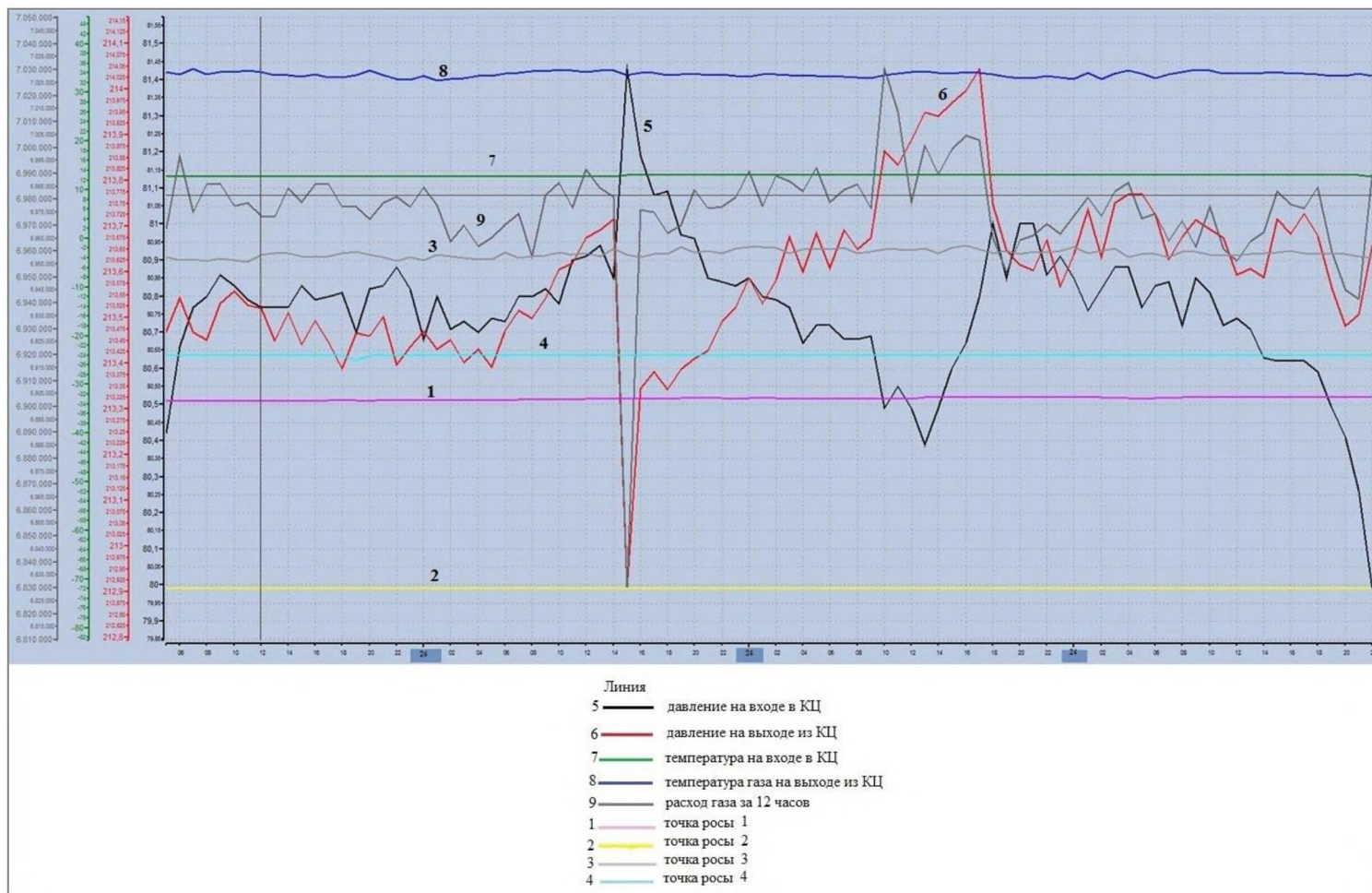
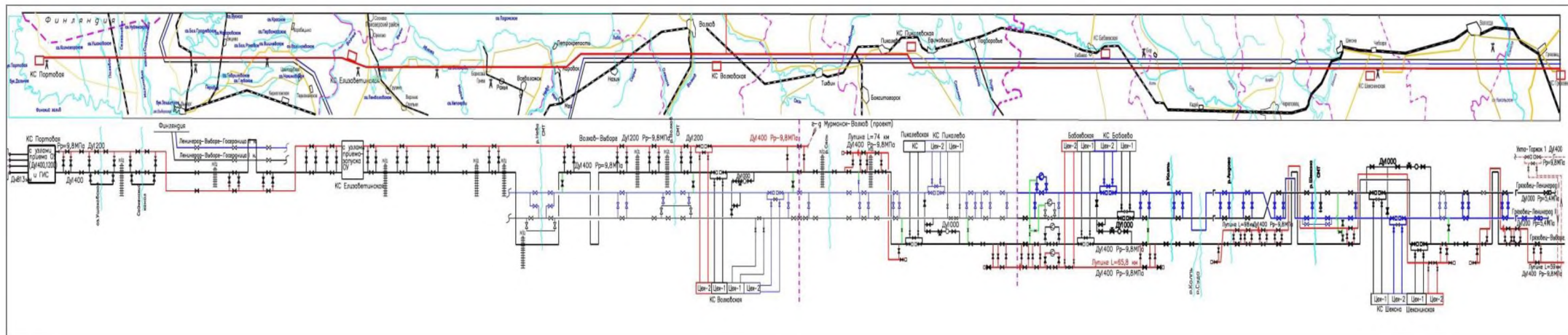


Схема Северо-Европейского газопровода «Грязовец-Выборг»



Акт внедрения результатов диссертационной работы



Общество с ограниченной ответственностью
«Уфимский Научно-Технический Центр»

Российская Федерация,
Республика Башкортостан,
450078, г. Уфа, ул. Кирова 99, корп.3
тел/факс: (347) 246-05-82
e-mail: mail@ufntc.ru

УТВЕРЖДАЮ
Директор
ООО «Уфимский НТЦ»
/Муллагалин И.З./
« 19 » *Июль* 2018 г.

АКТ
внедрения результатов диссертационной работы
аспиранта кафедры транспорта и хранения нефти и газа
«Санкт-Петербургского горного университета»
ФЕТИСОВА Вадима Георгиевича

«Обоснование параметров транспортирования природного газа по магистральным газопроводам с учетом нестационарных режимов»

Акт составлен на основании результатов диссертационной работы Фетисова Вадима Георгиевича «Обоснование параметров транспортирования природного газа по магистральным газопроводам с учетом нестационарных режимов» разработанного Алгоритма расчета нестационарных режимов транспортирования природного газа по магистральным газопроводам и работы компрессорной станции в системе «трубопровод-компрессорная станция». Данный алгоритм позволяет прогнозировать возникновение нестационарности.

По результатам экспертной оценки, с помощью данного алгоритма возможно спланировать управляемые решения для предупреждения возникновения нестационарности в работе системы «трубопровод-компрессорная станция».

Результаты данной работы будут учтены при расширении функциональности модуля расчета поверхностного обустройства ПК «NGT Smart», предназначенного для выработки управленческих решений и анализа текущего состояния разработки нефтяных и газовых месторождений.

Главный научный сотрудник


(подпись)

/Хатмуллин И.Ф./

**Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ
«Расчет нестационарного режима эксплуатации газопровод**

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2017616346

**РАСЧЕТ НЕСТАЦИОНАРНОГО РЕЖИМА
ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОПРОВОДА**

Правообладатель: *федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет» (RU)*

Авторы: *Фетисов Вадим Георгиевич (UA), Николаев Александр
Константинович (RU), Лыков Юрий Васильевич (RU)*


Заявка № **2017613576**

Дата поступления **19 апреля 2017 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **06 июня 2017 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

 **Г.П. Ивлиев**

