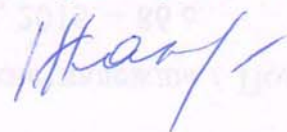


На правах рукописи



Калинина Жанна Вадимовна

**Разработка методов агрегирования газоснабжающих систем и
исследование на их основе направлений развития Единой системы
газоснабжения России на период до 2030 года**

Специальность 05.14.01 – Энергетические системы и комплексы.

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук

Иркутск 2016

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном учреждении науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева
Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН)

Научный руководитель: доктор технических наук,
Илькевич Николай Иванович,

Официальные оппоненты: **Сеннова Елена Викторовна**, доктор технических наук, старший научный сотрудник, ООО «ЛО-РЕС», НТЦ «Развитие ТЭК регионов», руководитель проектов
Белинский Александр Вячеславович, кандидат технических наук, АО «Газпром промгаз», Научно-технический центр «Магистральный транспорт газа», директор центра

Ведущая организация: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.», г. Саратов

Защита диссертации состоится «12» сентября 2016 года в 9.00 часов на заседании Диссертационного совета Д 003.017.01, созданного на базе Федерального государственного бюджетного учреждения науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук по адресу: **664033, Иркутск, ул. Лермонтова, 130, к. 355.**

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ИСЭМ СО РАН по адресу: **г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, к. 407** и на сайте: <http://www.sei.irk.ru/dissert/case/DIS-2016-4/>

Отзывы на автореферат в двух экземплярах с подписью составителя, заверенные печатью организации, просим направлять по адресу: **664033, Иркутск, ул. Лермонтова, 130**, на имя ученого секретаря диссертационного совета.

Автореферат разослан «___» _____ 2016 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета Д 003.017.01,
доктор технических наук, профессор



**Клер
Александр Матвеевич**

Общая характеристика работы

Актуальность темы исследования. Единая система газоснабжения (ЕСГ) Российской Федерации сложная, многониточная, протяженная система, которая объединяет газоснабжающие системы независимых государств бывшего Советского Союза, системы газоснабжения центральной и западной Европы, а также взаимодействует с поставщиками газа Средней Азии. ЕСГ имеет огромное количество элементов и связей. При комплексном исследовании развития системы создать точную модель, адекватно описывающую все ее объекты (линейные участки магистральных газопроводов (МГ), компрессорные станции, газоперекачивающие агрегаты, месторождения (МР), подземные хранилища газа (ПХГ), потребителей газа и т.п.), практически невозможно. Большое значение приобретают: агрегирование реальной схемы газоснабжения, представление в виде расчетной схемы, а также методы определения агрегированных характеристик ее объектов. Для решения различных задач по системе рассматриваются показатели разной степени детализации, используется многоуровневое моделирование. В связи с этим, возникает необходимость разработки методов многоуровневого моделирования и агрегирования газоснабжающих систем (ГСС), этим обусловлена актуальность данной работы.

Степень разработанности проблемы. В настоящее время существует множество исследований, связанных с разработкой методов проектирования ЕСГ в тесной взаимосвязи экономических и технологических параметров, направленных на изучение систем газоснабжения на уровне РФ, отрасли, региона и объектов при современных рыночных отношениях. Можно назвать ряд авторов, труды которых посвящены таким исследованиям, например, А.П. Меренков, Ю.А. Кузнецов, А.А. Макаров, М.Г. Сухарев, Е.Р. Ставровский, В.А. Саркисян, А.Э. Конторович, Б.Г. Санеев, А.С. Казак, Н.И. Илькевич, В.И. Фейгин, Э.М. Ясин и др. Разработанные ими подходы, модели и инструментальные средства для определения оптимального развития систем газоснабжения требуют создания специальных методов и алгоритмов для получения агрегированных технико-экономических показателей объектов газоснабжения и преобразования реальной ЕСГ в более простую расчетную схему, используемую при ее моделировании.

Для решения таких задач при существующем недостатке статистической информации и недостаточной ее прозрачности по технико-экономическим показателям всех объектов и подсистем возникает необходимость разработки методов, приводящих комплекс моделей и основные информационные связи, отражающие общеэнергетические, экономические и физико-технические особенности ЕСГ, к одному общему уровню детализации. Вследствие чего автором разработаны методы агрегирования ЕСГ, позволяющие согласовывать решения моделей разных уровней.

Увеличение и усложнение газоснабжающих систем России и их объединение в ЕСГ привело к необходимости создания укрупненных расчетных схем для комплексного рассмотрения и определения оптимального пути развития. Существует подход к созданию укрупненных расчетных схем, в основе которого лежит экспертный способ, согласно которому на карте РФ намечаются основные газотранспортные коридоры и основные узлы пересечения газовых потоков. Такая схема имеет очень укрупненный вид и недостаточно раскрывает особенности газоснабжения большинства регионов и субъектов РФ. В данной работе описан алгоритм формирования модельной расчетной схемы ЕСГ до уровня субъектов, что может позволить формализовать данный процесс. В результате агрегирования схема ЕСГ представляется в упрощенном виде, удобном для визуализации результатов расчетов и выполнения исследований, при этом адекватно отражаются основные технико-экономические показатели системы.

Цель работы. Разработка методов агрегирования схем газоснабжающей системы и определение агрегированных технико-экономических характеристик ее элементов.

Основные задачи исследования:

1. Обоснование необходимости агрегирования схем ГСС для решения задач управления развитием ЕСГ.

2. Разработка методов агрегирования газоснабжающих систем, включающая следующие этапы:

– разработка метода агрегирования подробной схемы ГСС;

–разработка методов определения агрегированных технико-экономических характеристик новых и существующих газотранспортных и газодобывающих систем.

3. Формирование информационной базы технико-экономических показателей для многоуровневого моделирования развития системы газоснабжения России на период до 2030 года.

4. Исследование основных направлений развития Единой системы газоснабжения России на период до 2030 года на основе предложенной методики.

Объект исследования. ЕСГ России, включающая формирующие ее газотранспортные и газодобывающие предприятия (ГТП и ГДП), потребителей природного газа и подземные хранилища газа.

Предмет исследования. Эквивалентные характеристики предприятий добычи и транспорта газа в ЕСГ (объемы добычи, потоки газа по МГ, затраты на добычу и транспорт газа с учетом коэффициентов потерь), схемы ГСС.

Научная новизна.

Впервые предложены:

–математическое описание процесса формирования модельных расчетных схем ГСС, которое позволяет формализовать данный процесс;

–методы агрегирования основных технико-экономических характеристик ЕСГ по границам действия газотранспортных предприятий.

Получили развитие методы определения агрегированных технико-экономических характеристик источников газа и магистральных газопроводов, используемых при формировании информационной базы, а именно:

–методы разнесения затрат и потерь газа по узлам источникам и дугам агрегированного графа;

–методы определения оптимальных технико-экономических показателей для новых магистральных газопроводов и месторождений.

Создана информационная база для многоуровневого моделирования развития систем газоснабжения.

Положения, выносимые на защиту, и их достоверность:

- методы агрегирования подробной схемы газоснабжающей системы;
- принципы подготовки и анализа технико-экономической информации по объектам ГСС;
- сформированная информационная база для многоуровневого моделирования развития систем газоснабжения;
- результаты исследования основных направлений развития ГСС, выполненные на основе созданной информационной базы.

Степень достоверности результатов проведенных исследований подтверждается корректным использованием основных положений и методов системного анализа в энергетике.

Расчеты и исследования в работе проводились на основе официальной статистической информации ОАО «Газпром». Многочисленные расчеты и прогнозы, сделанные по предложенным агрегированным схемам, показали, что расчетные показатели (объемы добычи и потребления газа, оптовые и затратные цены), находятся в близком, сопоставимом диапазоне с фактическими показателями.

Теоретическая и практическая значимость работы.

1. Разработаны методы агрегирования схем ГСС, обеспечивающие получение адекватных расчетных схем и технико-экономических показателей газоснабжения территорий.

2. На основе предлагаемых методов была создана агрегированная расчетная схема ЕСГ и определены технико-экономические характеристики ее объектов, что позволяет решать задачу комплексного исследования развития ЕСГ, а именно:

- получение обобщенных количественных рекомендаций по капиталоемкости, технологическим показателям и издержкам различных вариантов развития газовой отрасли, по их трудоемкости, влиянию разных экспортных стратегий на развитие системы;
- исследование рациональных темпов и пропорций в развитии газоснабжения отдельных регионов и страны в целом.

3. Результатом проведенных исследований является созданная информационная база основных технико-экономических показателей.

4. Полученные показатели использовались при моделировании развития ЕСГ на перспективу до 2030 года с детализацией систем газоснабжения в Восточной Сибири.

Апробация работы.

Результаты работы докладывались на: конференциях молодых специалистов в ИСЭМ СО РАН в 2005-2010, 2015г.; IX Осенней конференции молодых ученых в Новосибирском Академгородке «Актуальные вопросы экономики и социологии», 2013 г.; Всероссийских конференциях: «Энергетика России в XXI веке: Развитие, функционирование, управление», Иркутск, 2005, 2010, 2015 г.; международных конференциях «Управление рисками и устойчивое развитие ЕСГ России», 2006 г.; «Энергетика XXI века: Экономика, политика, экология», Санкт – Петербург, 2008 г.; Всероссийских семинарах с международным участием: «Математические модели и методы анализа и оптимального синтеза развивающихся трубопроводных гидравлических систем», Санкт – Петербург, 2006 г., Иркутск, 2008 г., Ай-Петри, 2010 г., Вышний Волочок, 2012 г., Белокуриха, 2014 г.; Байкальских Всероссийских конференциях с международным участием «Информационные и математические технологии в науке и управлении» 2013, 2014 гг.

По теме диссертации опубликованы 29 работ, в которых нашли отражение теоретические принципы и результаты работы, в том числе, в центральных изданиях 5, 9 работ опубликованы без соавторов. Основные результаты работы были изложены в монографии.

Объем и структура работы. Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, списка литературы (117 наименований). Основная часть исследования изложена на 150 страницах, текст иллюстрирован 35 таблицами и 42 рисунками.

Основное содержание работы

Во введении представлена общая характеристика работы.

В первой главе приводится обзор литературы и краткий анализ особенностей исследований по многоуровневому моделированию развития и функционирования систем газоснабжения. Система газоснабжения РФ представляется в виде

многоуровневой модели. Определены основные задачи каждого уровня и процесс взаимоувязки решений разных уровней. Описаны методы и модели для определения оптимального развития системы газоснабжения.

Российский и зарубежный научно-практический опыт показывает, что проблема агрегирования газоснабжающих систем еще недостаточно изучена и не систематизирована. Отсутствует описание методов агрегирования схемы газоснабжающей системы. Недостаточно проработаны следующие вопросы.

1. Агрегирование объектов системы:

- потребность в природном газе чаще всего прогнозируется общей по всей стране или по округам;
- агрегированные узлы источники представляются на схеме крупными месторождениями, не учитываются мелкие месторождения и независимые производители газа;
- при агрегировании магистральных газопроводов выделяются основные газотранспортные коридоры, которые представляются в одностороннем исчислении с суммарной пропускной способностью. Остальные магистральные газопроводы часто не учитываются.

2. Агрегирование технико-экономических показателей объектов системы:

- при агрегировании нескольких месторождений в один узел источник, а также потребителей газа в один узел потребитель не учитывается пропускная способность магистральных газопроводов между ними;
- не учитываются коэффициенты расхода газа на собственные нужды и утечки для предприятий добычи и транспорта газа;
- не агрегируются экономические показатели системы, такие как издержки на добычу газа в узлах источниках и транспорт газа по дугам графа, что не позволяет в дальнейшем определить цену газа у потребителя;
- в России цены на газ для потребителей устанавливаются по ценовым поясам, рассчитываются они исходя из цен на мазут, газойль и др., при этом не учитываются затраты на предприятиях добычи и транспорта газа.

3. Агрегирование в квазидинамике по годам расчетного периода (долгосрочное, среднесрочное, годовое, сезонное):

– при агрегировании по временным периодам упускаются более детальные показатели системы (например, при годовом планировании упускаются сезонные и режимные показатели).

Во второй главе предлагаются методы агрегирования газоснабжающей системы.

Агрегирование схемы газоснабжающей системы

Газоснабжающая система в работе рассматривается на трех уровнях. При решении задач оптимального развития ГСС (рисунок 1) сначала рассматриваются технико-экономические характеристики элементов нижнего уровня (магистральные газопроводы, месторождения), затем эти данные используются для определения технико-экономических характеристик (ТЭХ) газодобывающих и газотранспортных предприятий, после чего рассматривается вся ЕСГ, где определяются оптимальные потоки, направления и издержки транспорта газа. В обратном порядке полученные данные согласуются с нижними уровнями. При возникновении расхождений производится следующий цикл расчетов, пока не будет найдено решение, приемлемое для всех уровней.



Рисунок 1 – Уровни моделирования ЕСГ.

В работе используются следующие исходные данные:

- по потребителям: прогнозы потребности в газе на перспективу для субъектов РФ, различных отраслей, стран экспортеров газа, полученные в результате исследования моделей ТЭК РФ, а также данные Генеральной схемы развития газовой отрасли и других отраслей экономики;

- по источникам: максимальные годовые объемы добычи газа на всех месторождениях и по газодобывающим предприятиям в целом, эксплуатационные затраты и доли потерь газа на ГДП. Используется информация из Главного управления природных ресурсов министерства природных ресурсов РФ и службы ОАО «Газпром»;

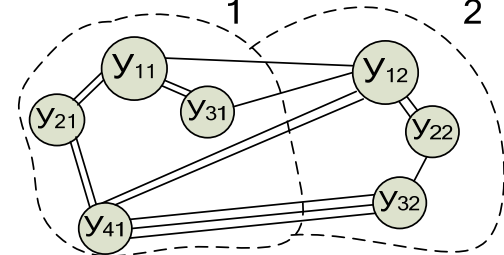
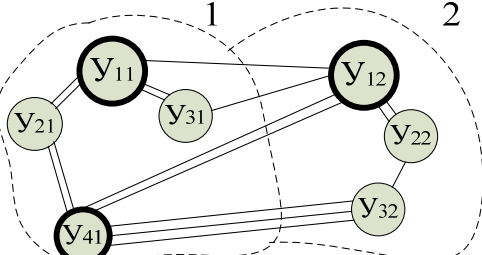
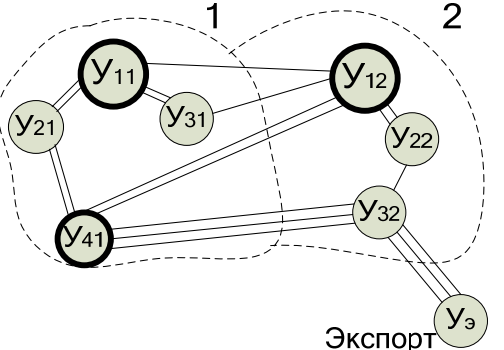
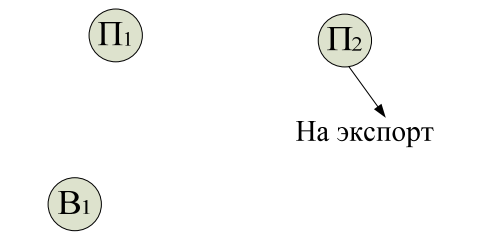
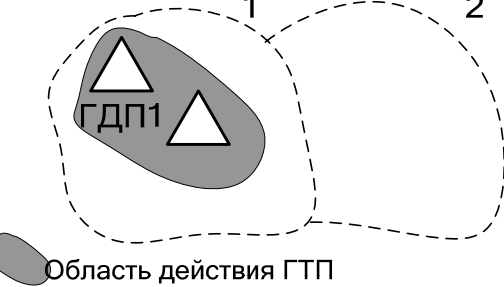
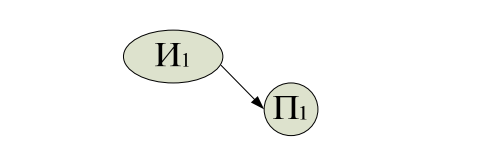
- по магистральным газопроводам ГСС: диаметры, количество ниток, длины, места подключений всех компрессорных станций (КС), эксплуатационные затраты и доля потерь газа на газотранспортном предприятии (расход газа на собственные нужды и утечки). Используются карты ЕСГ, сборники статистической информации ОАО «Газпром».

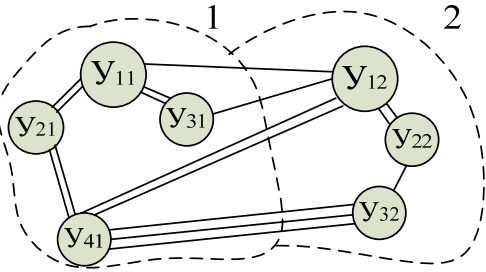
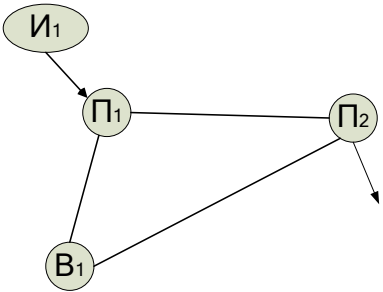
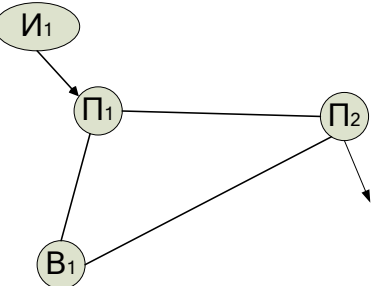
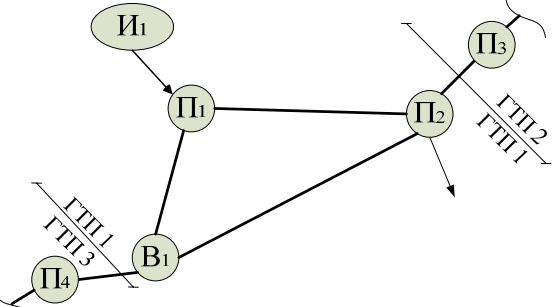
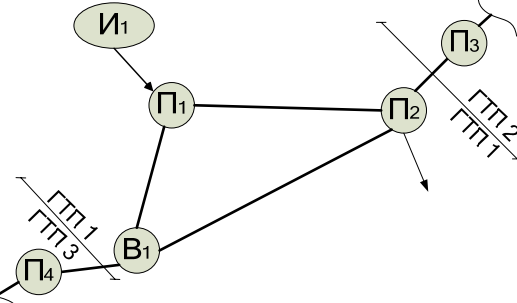
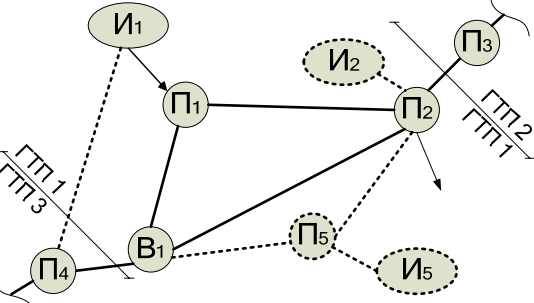
С помощью разработанного алгоритма, показанного в таблице 1, была получена расчетная схема Единой системы газоснабжения, агрегированная до уровня субъектов РФ. В итоге каждый субъект представляется одним узлом потребителем (П), одним узлом источником (если в субъекте есть месторождения). Сеть магистральных газопроводов между узлами представляется дугами в одностороннем виде.

Применительно к полученной агрегированной схеме системы газоснабжения предложены методы определения технико-экономических показателей элементов.

Была составлена условная подробная схема газоснабжения, состоящая из нескольких субъектов с заданной необходимой информацией, и создана ее агрегированная схема. Расчеты по различным вариантам, учитывающим недостаток газа в узлах источниках, узкое место на дуге и др., показывают, что при соблюдении принципов агрегирования полученная эквивалентная схема четко отражает потоки газа между субъектами.

Таблица 1 – Алгоритм агрегирования подробной схемы газоснабжающей системы

Шаг	Действия	Исходная схема	Полученная схема
1. Определение смежных узлов	1.Выделение в схеме узлов ветвления (количество смежных узлов>3)	 y_{ij} – узел потребитель подробной схемы, i – номер узла потребителя, j – номер субъекта РФ	
2. Определение агрегированных узлов потребителей и узлов ветвления	1. Выделение узлов с максимальной потребностью. 2. Совмещение узлов потребителей со смежными узлами ветвления. 3. Объем экспортных поставок из субъекта относим к узлу потребителю. 4. Расчет агрегированной потребности. 5. Выделение основных узлов ветвления.	 Экспорт	 На экспорт P_i – узел потребитель агрегированной схемы; B_i – узел ветвления агрегированной схемы
3. Агрегирование узлов источников по ГДП	1. Идентификация узла источника. 2. Определение агрегированной добычи. 3. Определение цены добычи газа в узлах источниках.	 Область действия ГТП	 I_i – узел потребитель агрегированной схемы

4. Агрегирование магистральных газопроводов	1. Представление много- ниточных МГ в однони- точные дуги. 2. Определение пропуск- ной способности агреги- рованных дуг. 3. Определение длины дуг. 4. Определение цены транспорта газа по дугам графа.		
5. Склеивание полученных агрегированных схем для каждого ГТП в одну	1. Соединение агрегиро- ванных схем по границам действия ГТП.		 Границы действия газотранспортных предприятий
6. Формирование избыточной схемы	1. Добавляем на схему проекты новых МГ, гото- вящихся к разработке но- вых месторождений и но- вых потребителей.		

Метод разнесения затрат и потерь для существующих предприятий транспорта газа

Прогноз себестоимости осуществляется на основе ретроспективных данных о себестоимости транспорта газа на ГТП. С помощью регрессионного анализа, строится линия тренда и определяется возможный диапазон значений.

Полученные эксплуатационные затраты ГТП ($D_{\text{ГТП}}$) разносятся по дугам агрегированного расчетного графа в соответствии с протяженностью МГ и их диаметрами.

Удельные издержки транспортировки газа на 1 километр по газопроводу максимального диаметра ($d_1 = 1420$) находятся из выражения:

$$\Theta_1 = \frac{D_{\text{ГТП}}}{\sum_{k=1}^n \gamma_k \cdot L_k},$$

где $k = \overline{1, n}$; $n = 7$ – количество вариантов диаметров газопроводов ($d_1 = 1420$, $d_2 = 1220$, $d_3 = 1020$, $d_4 = 820$, $d_5 = 720$, $d_6 = 529$, d_7 – прочие диаметры, мм); γ_k – коэффициент увеличения цены транспорта газа по газопроводу диаметра d_k по сравнению с газопроводом диаметра d_1 (эксплуатационные затраты, связанные с передачей газа по газопроводам больших диаметров, меньше, чем затраты на передачу таких же объемов газа по газопроводам меньших диаметров, коэффициенты превышения цены транспорта были определены в работах ИСЭМ СО РАН); L_k – протяженность газопроводов диаметром d_k в одноконтурном исчислении газотранспортного предприятия, км.

Цена передачи газа по газопроводу диаметром d_k на расстояние 1 км определяется:

$$\Theta_k = \Theta_1 \cdot \gamma_k.$$

Тогда стоимость (прогнозные издержки) транспорта газа по связи ij находятся:

$$T_{ij} = \sum_{k=1}^n \Theta_k \cdot L_{kij},$$

где L_{kij} – протяженность магистральных газопроводов дуги в однопунктном исчислении.

Удельные издержки на транспорт одного метра кубического газа по связям расчетного графа определяются:

$$c_{ij} = \frac{T_{ij}}{Q_{ij}},$$

где Q_{ij} – пропускная способность связи ij , находится как сумма номинальных производительностей МГ, агрегированных в дуге ij .

В работе предложен упрощенный способ определения расхода газа на собственные нужды, основанный на учете доли газа в процентах, расходуемой на перекачку газа по газопроводам газотранспортных предприятий. Коэффициент, показывающий уменьшение объемов подачи газа за год из-за расхода газа на собственные нужды:

$$\alpha_{сн_{ij}} = \frac{0,01 \cdot P_{сн}^{МГ}}{L} L_{ij},$$

где L – протяженность газопроводов в однопунктном исчислении газотранспортного предприятия, км; $P_{сн}^{МГ}$ – доля газа, используемого на собственные нужды, принятая для расчетов, %; L_{ij} – протяженности газопроводов дуги ij на расчетном графе газотранспортного предприятия, км.

Коэффициент, показывающий уменьшение объемов подачи газа за год из-за утечек газа в атмосферу:

$$\alpha_{пот_{ij}} = \frac{0,01 \cdot P_{пот}^{МГ}}{L} L_{ij},$$

где $P_{пот}^{МГ}$ – доля потерь газа, принятая для расчетов, %.

Коэффициент, одновременно учитывающий уменьшение объемов подачи газа за год в газотранспортном предприятии из-за его расхода на собственные нужды и потери, находится следующим образом:

$$\alpha_{ij} = 1 - (\alpha_{сн_{ij}} + \alpha_{пот_{ij}}).$$

Метод разнесения затрат и потерь для существующих газодобывающих предприятий

Из нормативно-справочной литературы определяется состояние сырьевой базы на месторождениях газоносного района.

Эксплуатационные затраты газодобывающего предприятия задаются в виде таблицы, представляющей смету затрат. Прогноз себестоимости осуществляется на основе ретроспективных данных по затратам на добычу газа на ГДП. С помощью метода наименьших квадратов проводится регрессионный анализ, строится линия тренда и определяется возможный диапазон значений себестоимости.

Удельные издержки составят:

$$c_{\text{ГДП}} = \frac{D_{\text{ГДП}}}{Q_{\text{ГДП}}},$$

где $D_{\text{ГДП}}$ – потребность в финансовых средствах ГДП; $Q_{\text{ГДП}}$ – прогнозный «верхний» объем добычи газа в ГДП.

Определяется коэффициент, одновременно учитывающий уменьшение объемов добычи газа в год на ГДП из-за расхода на СН и потери:

$$a_{\text{ГДП}} = 1 - \frac{P_{\text{пот}}^{\text{ГДП}} + P_{\text{сн}}^{\text{ГДП}}}{100},$$

где $P_{\text{сн}}^{\text{ГДП}}$ – доля газа, расходуемая на собственные нужды ГДП, %; $P_{\text{пот}}^{\text{ГДП}}$ – доля утечек газа, принятая для ГДП, %.

Метод определения оптимальных технико-экономических характеристик для проектируемых магистральных газопроводов

В работе предложен алгоритм создания и развития новой газотранспортной системы и определения ее технико-экономических характеристик на основе упрощенного бизнес-плана.

Задаются в динамике развития: первоначальная годовая цена продажи газа c , годовая производительность газотранспортной системы $Q_{\text{г}}$, и длина газопровода L , список возможных диаметров труб, из которых может быть сооружен МГ $\{D_1, D_2, \dots, D_i\}$, число ниток и список типоразмеров газоперекачивающих агрегатов, которые могут быть установлены на КС $\{No_1, No_2, \dots, No_j\}$.

Далее определяются следующие показатели:

доход от продажи газа: $D = c \cdot Q_{\Gamma}$;

коэффициент дисконтирования: $a_t = \frac{1}{(1+E)^t}$;

суточная производительность МГ: $Q = \frac{Q_{\Gamma} \cdot k_{\Gamma}}{365}$,

где k_{Γ} – безразмерный среднегодовой коэффициент неравномерности потребления газа, E – норма дисконта, t – период времени.

В алгоритме используются следующие удельные ежегодные показатели: по капиталовложениям в линейную часть ($k_{\text{св } i}$), и КС ($k_{\text{КС } j}$), эксплуатационным издержкам в линейную часть ($S_{\text{л } i}$) и КС (зависящие от установленной мощности и типа газоперекачивающего агрегата (ГПА) – $S_{\text{ж } j}$, независимые – $S_{\text{н } j}$), взятые из нормативов и проектных расчетов.

С помощью разработанного ранее метода определяется: длина участка труб между двумя КС, число компрессорных станций, рабочая мощность КС, рабочее число ГПА, число установленных ГПА, установленная мощность КС.

Экономические показатели определяются следующим образом:

капиталовложения в линейную часть МГ: $K_{\text{ли}} = k_{\text{сви}} \cdot L$;

ежегодные издержки в линейную часть МГ: $S_{\text{ли}} = s_{\text{ли}} \cdot L$;

капиталовложения в КС: $K_{\text{КС } ij} = k_{\text{КС } j} \cdot N_{yij}$;

эксплуатационные затраты в КС: $S_{\text{КС } ij} = S_{\text{н } j} + S_{\text{ж } j} N_{yij}$;

суммарные капиталовложения в МГ: $K_{\text{МГ } ij} = K_{\text{ли}} + K_{\text{КС } ij}$;

суммарные эксплуатационные затраты в МГ: $S_{\text{МГ } ij} = S_{\text{ли}} + S_{\text{КС } ij}$.

По стандартной методике оценки эффективности проектов определяется чистый дисконтированный доход и устанавливается срок окупаемости проектов.

Рассматриваются варианты всех типоразмеров ГПА и труб. Выбирается расчет, при котором чистый дисконтированный доход имеет наибольшее значение. Сравнивается срок окупаемости проекта данной итерации с нормой срока окупаемости. Если срок окупаемости меньше или равен норме, то расчет завершается.

Если срок окупаемости больше нормы, то принятая цена продажи газа увеличивается на некоторую заданную величину Δc и повторяется расчет, пока не выполнится данное условие.

Метод определения оптимальных технико-экономических характеристик для месторождений, вводимых в разработку

Исследование развития ГСС на отдаленную перспективу требует рассмотрения широкого круга задач, связанных с возможным освоением месторождений газа известных газоносных районов. Для проведения таких расчетов в условиях недостаточности информации по вновь открываемым месторождениям, предлагается упрощенный алгоритм определения агрегированных технико-экономических характеристик.

Исходя из геологоразведочных данных и предварительной геологической оценки месторождения, находятся похожие существующие проекты. По аналогии с ними оцениваются: добыча газа Q , капиталовложения K , основные фонды и издержки, с учетом инфляции. Задается базисная цена на газ C_0 .

В зависимости от максимально возможного годового объема потребления газа из месторождения Q_t строится в динамике график добычи на рассматриваемый период.

Прогнозная цена газа в конце t -ого шага (года) расчета, определяется по формуле: $C_t = C_0 \cdot J_t$, где J_t – индекс изменения цен продукции или ресурсов соответствующей группы в конце t -ого шага по отношению к начальному моменту расчета, в котором цены известны. Значение J_t устанавливается в соответствии с прогнозами экономики РФ.

Далее определяются:

выручка V_t для каждого года: $V_t = Q_t \cdot C_t$;

издержки I_t вычисляются в процентном соотношении от основных фондов;

себестоимость газа: $S_t = I_t / Q_t$.

По стандартной методике оценки эффективности проектов определяется чистый дисконтированный доход и устанавливается срок окупаемости проектов.

Срок окупаемости проекта сравнивается с нормой срока окупаемости, равной 7 годам. Расчеты завершаются, если срок окупаемости станет меньше или равен этой норме. В противном случае устанавливается более высокое значение цены C_t и повторяется расчет, пока не выполнится данное условие.

Прогнозирование спроса на оптовых рынках природного газа

При моделировании потребности в природном газе в узлах расчетной схемы используется упрощенный метод прямого счета. Суть метода заключается в установлении по отчетным данным объемов потребления газа по субъектам РФ и отраслям. Собираются данные о потребности в газе для каждого субъекта РФ, изучаются тенденции увеличения или уменьшения объемов потребления газа отраслями (энергетика, промышленность, коммунально-бытовой сектор и население) с установлением соответствующих индексов. Динамика использования природного газа в перспективе определяется на основе существующих объемов потребления, с помощью установленных индексов для расчетных периодов времени.

Экспорт газа в ближнее и дальнее зарубежье рассчитывается на основе анализа мировых тенденций в развитие системы газоснабжения и оценки конъюнктуры рынка газа из материалов, приведенных в генеральной схеме развития газовой отрасли. Собирается ретроспективная информация по каждой стране, потребляющей российский газ: объемы закупок, а также информация о долгосрочных контрактах по продаже газа этим странам. На основе этой информации прогнозируются экспортные объемы. Средние значения экспорта газа детализируются и разносятся по узлам расчетной схемы в соответствии с пропускными способностями экспортных коридоров.

В третьей главе показано формирование информационной базы технико-экономических показателей для многоуровневого моделирования развития ЕСГ. Собрана статистическая информация и проведен анализ существующего состояния газовой отрасли РФ по всем газотранспортным и газодобывающим предприятиям, по магистральным газопроводам, месторождениям и потреблению газа. С помощью предложенных в работе методов агрегирования для модельной сети получены агрегированные схемы и рассчитаны агрегированные характеристики

их объектов: объемы добычи и транспорта, коэффициенты снижения добычи и транспорта из-за потерь и утечек газа, затраты на добычу и транспорт и объемы потребления газа (рисунки 2 – 4). Исследуется и прогнозируется динамика развития потребности в природном газе агрегированных узлов потребителей (таблица 2).

Таблица 2 – Потребление газа субъектами РФ и его экспорт, млрд. м³

№	Узел	2015			2020			2025			2030		
		внутреннее	экспорт	всего	внутреннее	экспорт	всего	внутреннее	экспорт	всего	внутреннее	экспорт	всего
1	Белгород	6,7	0	6,7	8,6	0	8,6	11,2	0	11,2	14,5	0	14,5
2	Брянск	3,2	0	3,2	3,6	0	3,6	4,1	0	4,1	4,7	0	4,7
3	Гаврилов-Ям	17,2	0	17,2	18,8	0	18,8	20,5	0	20,5	22,4	0	22,4
4	Новопсков	6,3	15	21,3	8,8	11	19,8	12,4	9	21,4	17,5	7	24,5
5	Калуга	2,3	0	2,3	3,1	0	3,1	4,2	0	4,2	5,7	0	5,7
6	Курск	3	40	43	3,3	40	43,3	3,6	25	28,6	3,9	25	28,9
...	...												
	Всего	474,2	201,8	676	518,4	238,2	756,6	567	273,8	840,8	619,9	310,4	930,3

В четвертой главе проведена верификация представленных в работе методов и моделей на основе расчета объемов добычи, транспорта и потребления газа, оптовых и затратных цен в системе газоснабжения РФ на период, по которому имеется вся необходимая информация для сравнительного анализа.

По методам, представленным в главе 2, и на основе данных, полученных в главе 3, рассчитаны: темпы и направления развития газотранспортной структуры, темпы разработки новых месторождений, оптимальные потоки газа по дугам, производительности и цены самофинансирования в узлах системы на перспективу до 2030 года (таблица 3, рисунок 5).

Оценка возможностей развития системы газоснабжения России с учетом обеспечения внутренней потребности и заданных экспортных поставок в страны ближнего и дальнего зарубежья производилась на сетевой потоковой модели (программное средство ПОТОК).

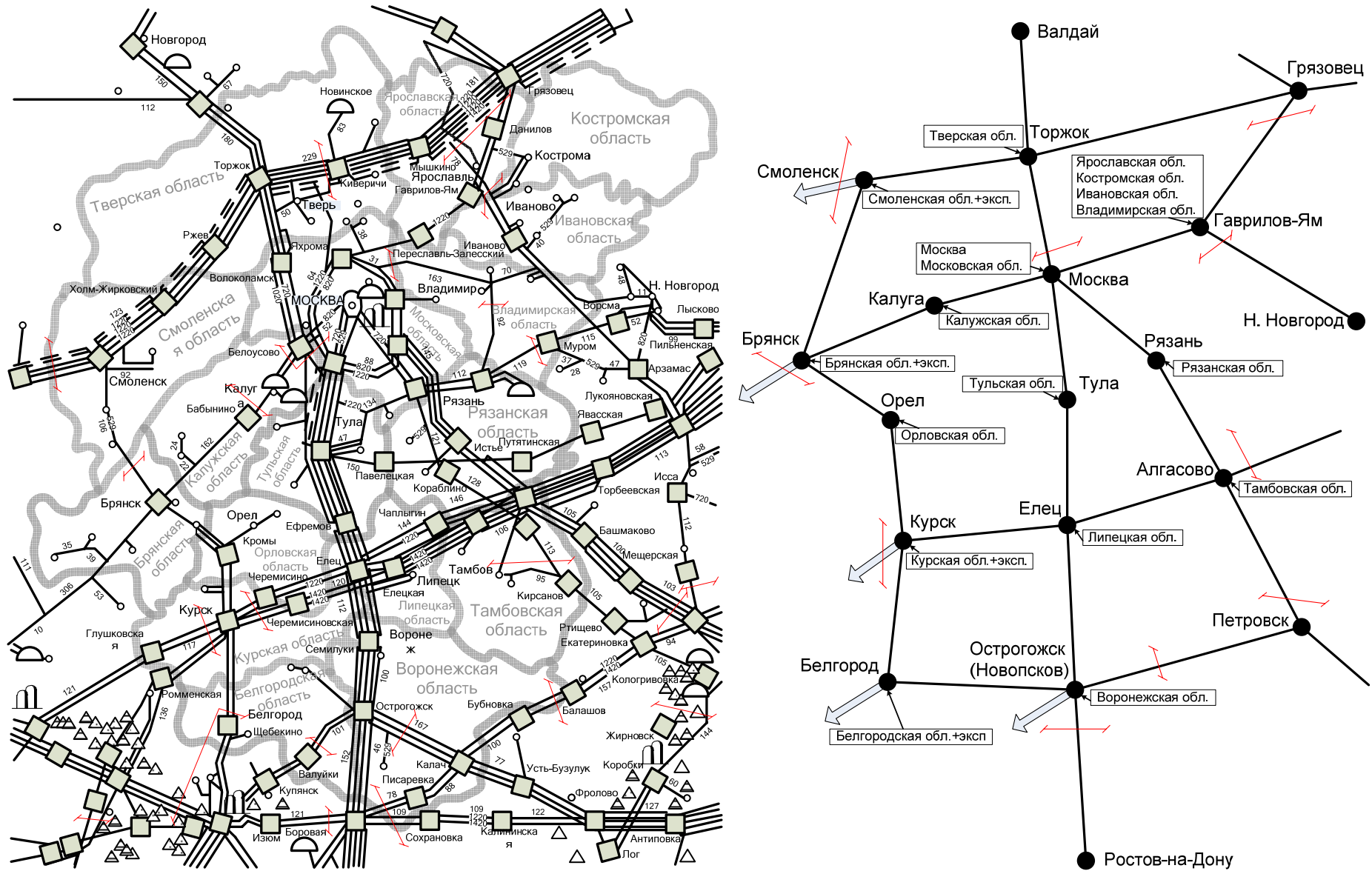
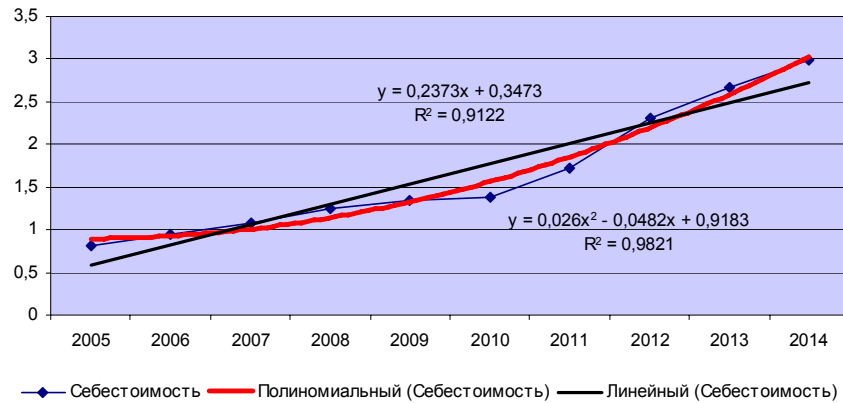
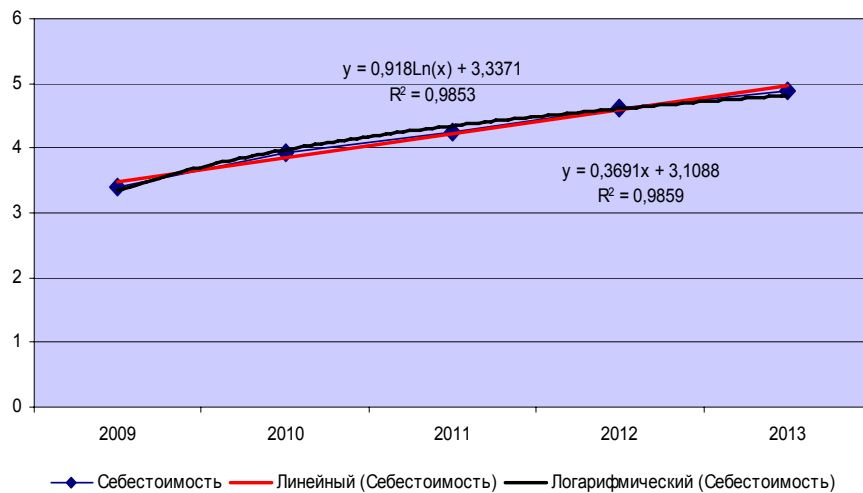


Рисунок 2 – Подробная и агрегированная схемы газоснабжения Центрального ФО.

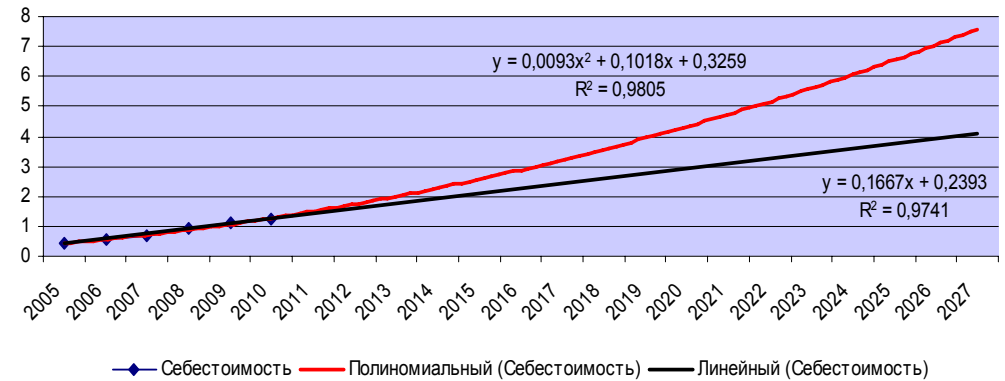


а) Газпром добыча Уренгой

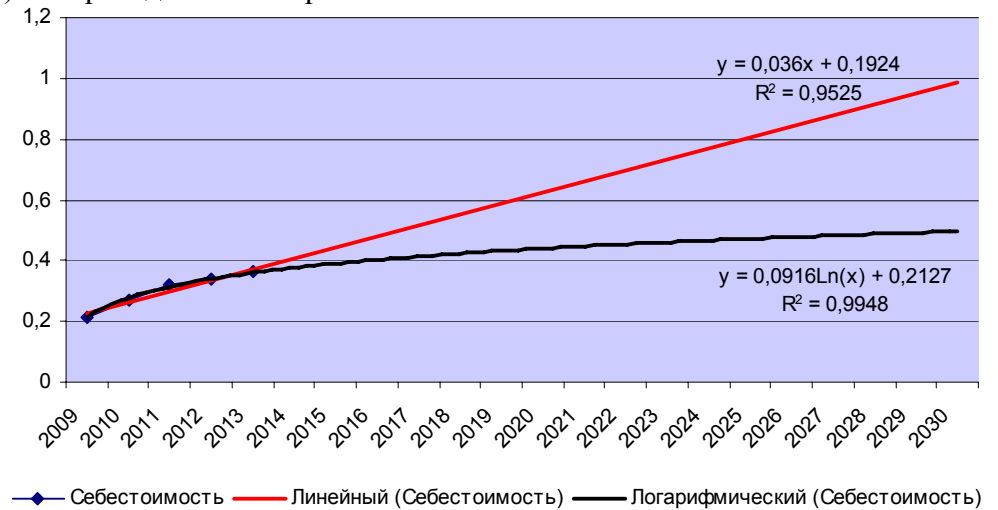


б) Газпром трансгаз Югорск

Рисунок 3 – Регрессионные кривые себестоимости добычи (а) и транспорта (б) газа на ГДП и ГТП, млрд. дол.



а) Газпром добыча Астрахань



б) Газпром трансгаз Уфа

Рисунок 4 – Прогнозы себестоимости добычи (а) и транспорта (б) газа на ГДП и ГТП, млрд. дол.

Таблица 3– Баланс основных показателей развития газовой отрасли, млрд. м³

Статьи баланса	Годы			
	2015	2020	2025	2030
Потребление газа в РФ, всего:	435 – 485	474 – 537	507 – 593	517 – 641
- Приволжский	110 – 120	115 – 130	120 – 140	120 – 146
- Центральный	115 – 122	126 – 132	124 – 150	129 – 170
- Уральский	83 – 89	83 – 90	83 – 90	83 – 90
- Южный и Крымский	37 – 40	40 – 50	50 – 58	55 – 70
- Северо-Кавказский	20 – 26	25 – 35	30 – 40	30 – 47
- Северо-Западный	38 – 42	43 – 45	45 – 50	45 – 53
- Сибирский	15 – 21	23 – 27	25 – 30	25 – 30
- Дальневосточный	20 – 25	25 – 30	30 – 35	30 – 35
Экспорт, всего:	170 – 190	165 – 250	270 – 395	285 – 430
- Дальнее зарубежье	155 – 170	150 – 220	230 – 320	230 – 350
- Ближнее зарубежье	15 – 20	15 – 30	40 – 75	55 – 80
Использование газа на технологические нужды МГ	55 – 57	55 – 57	58 – 73	58 – 75
Всего газа для распределения	663 – 732	700 – 846	835 – 1061	860 – 1146
Добыча газа в РФ, всего	676 – 761	726 – 973	799 – 1049	827 – 1068
- Надым-Пур-Тазовский р-н	543 – 550	560 – 620	450 – 490	350 – 450
- Ямал + Гыдан	25 – 60	25 – 60	230 – 300	330 – 420
- Баренцево море	-	-	0 – 60	30 – 60
- Центральная часть РФ	45 – 51	45 – 50	45 – 55	50 – 60
- Томская обл.	5,5 – 6	5,5 – 6	5,5 – 6	5,5 – 6
- Восточная Сибирь	-	10 – 20	15 – 30	15 – 30
- Дальний Восток	25 – 40	30 – 55	55 – 80	50 – 80
Поступление газа из Ц. Азии	20 – 25	25 – 35	35 – 40	30 – 40
Ресурсы газа, всего	663 – 732	700 – 846	835 – 1061	860 – 1146

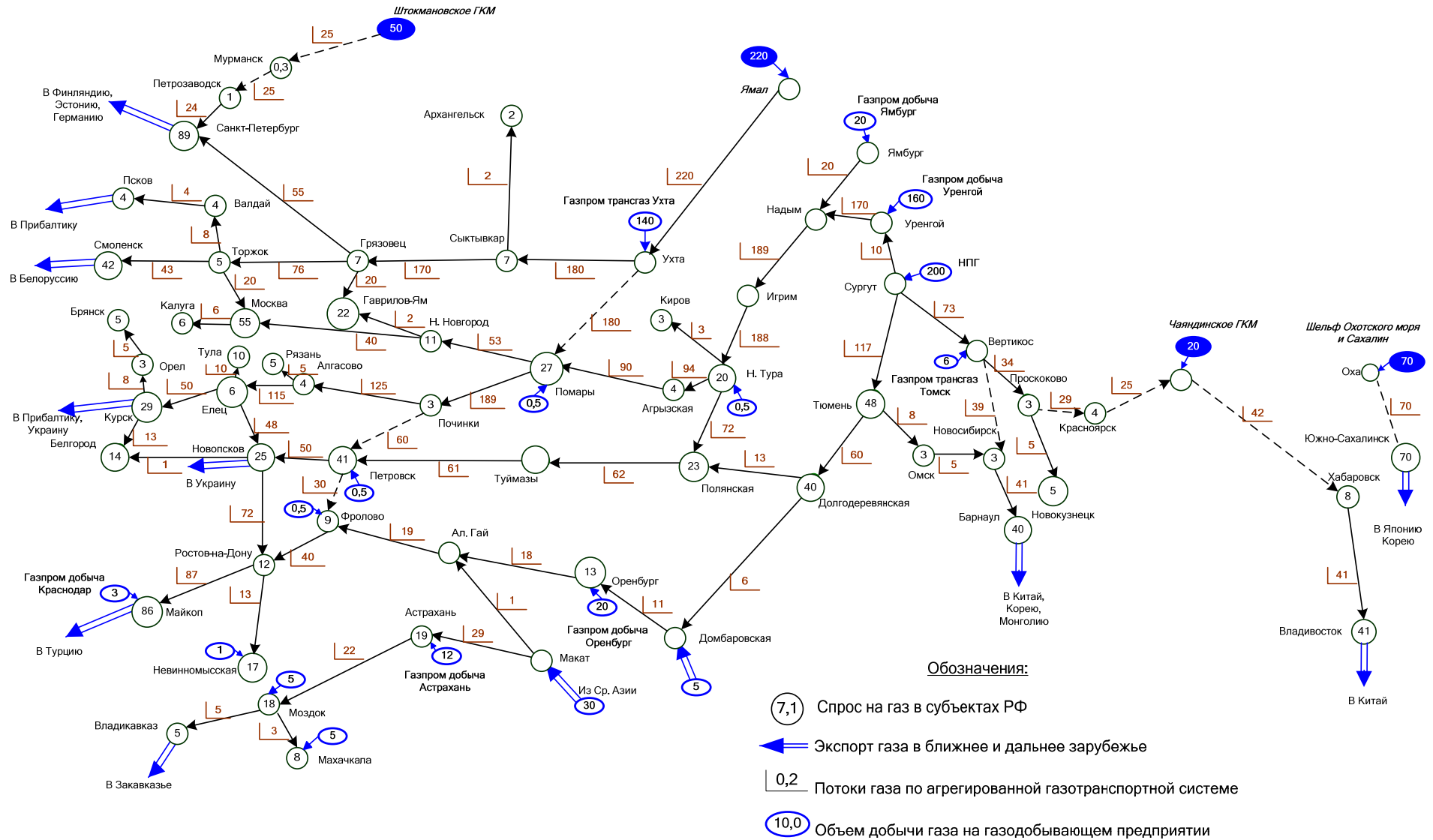


Рисунок 5 – Поток газа для агрегированной ЕСГ на 2030 год.

Заключение

Данная диссертационная работа посвящена разработке методов для определения исходной агрегированной информации по объектам системы газоснабжения и преобразования реальных схем в более простые расчетные, используемые при моделировании, для обоснования основных направлений развития газоснабжающих систем.

1. Выполнен анализ существующего состояния исследований по многоуровневому моделированию развития систем газоснабжения. Показано, что недостаточно проработаны методы, модели и инструментальные средства, используемые в настоящее время при агрегировании реальных схем. Это вызывает необходимость создания методических основ и формализованных алгоритмов, предназначенных для преобразования детализированных схем системы газоснабжения в агрегированные.

2. Предложены методы агрегирования реальной схемы газоснабжающей системы, основанные на последовательном упрощении газотранспортных и газодобывающих предприятий и объединении их в единую расчетную схему.

3. Получили развитие методы агрегирования технико-экономических показателей объектов ГСС:

- методы разнесения затрат и потерь по узлам источникам и дугам агрегированного графа;

- методы определения оптимальных технико-экономических показателей для новых магистральных газопроводов и месторождений.

4. Основные результаты теоретических и экспериментальных исследований, проведенных по разработанным методам и алгоритмам, сводятся к следующему.

1) Создана информационная база для многоуровневого моделирования развития систем газоснабжения России на период до 2030 года:

- проанализировано состояние и перспективы развития газоснабжения субъектов РФ;

- проанализировано существующее состояние газовой отрасли РФ: добыча, транспортировка газа и потребность в нем разных отраслей.

2) Проведено агрегирование схемы ЕСГ России и определены технико-экономические характеристики ее объектов на основе, предложенных в работе методов.

3) Осуществлена верификация представленных в работе методов и моделей, которая показала, что основные характеристики (объемы добычи и потребления газа, оптовые цены) находятся в достаточно близком, сопоставимом диапазоне с фактическими показателями.

4) Выполнен прогноз оптимального развития ЕСГ на перспективу до 2030 года на основе созданной информационной базы.

В приложении помещены таблицы, характеризующие состояние газоснабжения субъектов РФ.

Публикации

1. Вопросы ценообразования при развитии систем газоснабжения / Илькевич Н.И., Дзюбина Т.В., Калинина Ж.В., Окунева С.Т. // Энергетика России в XXI веке: Инновационное развитие и управление [Электронный ресурс]: всероссийская конференция – Иркутск: ИСЭМ СО РАН. (CD-ROM), 2015.

2. Илькевич Н.И., Дзюбина Т.В., Калинина Ж.В. Техничко-экономическое обоснование цен на газ в условиях реформирования газового рынка // Сб. докл. на межд. конфр. «Управление рисками и устойчивое развитие ЕСГ России» (RIMS-2006).

3. Илькевич Н.И., Дзюбина Т.В., Калинина Ж.В. Исследования составляющих оптовых цен на природный газ для субъектов РФ // Трубопроводные системы энергетики. Развитие теории и методов мат. моделирования и оптимизации. – Новосибирск: Наука, 2008 – С. 97 – 110.

4. Илькевич Н.И., Дзюбина Т.В., Калинина Ж.В. Задача расчета оптимальных потоков стоимости добычи и транспорта газа при условии обеспечения заданного дохода от продажи газа потребителям. // Трубопроводные системы энер-

гетики: математическое моделирование и оптимизация – Новосибирск: Наука, 2010. – 419 с. ISBN № 978 - 5- 02 - 032212 - 7. С. 269 – 280.

5. Илькевич Н.И., Калинина Ж.В. Методы и модели обоснования технико-экономических характеристик при многоуровневом моделировании систем газоснабжения. [Электронный ресурс]: // Тр. XII Всероссийский научный семинар с международным участием «Математические модели и методы анализа и оптимального синтеза развивающихся трубопроводных и гидравлических систем», – Иркутск: ИСЭМ СО РАН. (CD-ROM), 2010. – 534с. ISBN 978-5-93908-088-0. С. 290 – 298.

6. Илькевич Н.И., Дзюбина Т.В., Калинина Ж.В. Моделирование равновесия потоков стоимости спроса и предложения на природный газ. [Электронный ресурс]: // Тр. XII Всероссийский научный семинар с международным участием «Математические модели и методы анализа и оптимального синтеза развивающихся трубопроводных и гидравлических систем», – Иркутск: ИСЭМ СО РАН. (CD-ROM), 2010. – 534с. ISBN 978-5-93908-088-0. С. 252–266.

7. Илькевич Н.И., Дзюбина Т.В., Калинина Ж.В. Развитие системы газоснабжения Восточного крыла РФ // Энергетика России в XXI веке: стратегия развития – Восточный вектор. Энергетическая кооперация в Азии: что после кризиса? // Сб. докл. объединенного симпозиума. Иркутск: ИСЭМ СО РАН. 2010. С. 567-571.

8. Илькевич Н.И., Дзюбина Т.В., Калинина Ж.В. Моделирование равновесия потоков стоимости добычи и транспорта газа // Известия РАН. Энергетика – 2011 – № 2, С. 45 – 56.

9. Илькевич Н.И., Дзюбина Т.В., Калинина Ж.В. Исследование развития систем газовой промышленности РФ на перспективу до 2030 г. (с детализацией восточного крыла газовой отрасли). // Вестник ИрГТУ. – Иркутск: ИрГТУ, № 9, 2013, С. 216–220.

10. Илькевич Н.И., Дзюбина Т.В., Калинина Ж.В. Исследование рационального взаимодействия потребителей и монопольного поставщика природного газа // Вестник ИрГТУ № 5. – Иркутск: ИрГТУ, 2014, С. 154–164.

11. Илькевич Н.И., Дзюбина Т.В., Калинина Ж.В. Многоуровневое моделирование развития систем газоснабжения. – Новосибирск: Наука, 2014. – 217 с.
12. Илькевич Н.И., Дзюбина Т.В., Калинина Ж.В. Модель оптимизации спроса на рассредоточенных рынках потребителей газа и монопольного предложения АОА «Газпром» // Вестник ИрГТУ № 4. – Иркутск: ИрГТУ, 2014, С. 133–138.
13. Илькевич Н.И., Дзюбина Т.В., Калинина Ж.В. Рационализация структуры системы газоснабжения РФ на перспективу до 2030 г // Известия РАН. Энергетика.–2014.–№1.–С.56–63.
14. Калинина Ж.В. Подготовка агрегированных данных для расчетной схемы газоснабжения при исследовании ее развития на перспективу до 2030 г. // Системные исследования в энергетике: Сборник трудов молодых ученых – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. – С. 131 – 137.
15. Калинина Ж.В. Определение цен и тарифов на природный газ для предприятий добычи и транспорта в Единой системе газоснабжения России // Системные исследования в энергетике: Сборник трудов молодых ученых. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2005. – С. 62 – 70.
16. Калинина Ж. В. Анализ конкурентных условий в системе газоснабжения России. Системные исследования в энергетике: Сборник трудов молодых ученых. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2006. – С. 202 – 210.
17. Калинина Ж.В. Моделирование агрегированных технико-экономических характеристик газотранспортной системы в ЕСГ на долгосрочную перспективу// Системные исследования в энергетике: Сборник трудов молодых ученых. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2006.
18. Калинина Ж.В. Определение оптимальных технико-экономических характеристик для новых магистральных газопроводов // Системные исследования в энергетике: Сборник трудов молодых ученых. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2008. – С. 23–33.
19. Калинина Ж.В. Техничко-экономическое обоснование основных показателей Развития системы газоснабжения на перспективу до 2020 года // Системные

исследования в энергетике: Сборник трудов молодых ученых. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2009 – С. 25 – 30.

20. Калинина Ж.В. Моделирование развития единой системы газоснабжения на период до 2030 года // Системные исследования в энергетике: Сборник трудов молодых ученых. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2010. – С. 30 – 36.

21. Калинина Ж.В. Метод агрегирования схемы Единой системы газоснабжения // Системные исследования в энергетике: Сборник трудов молодых ученых. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2011. – С. 32 – 38.

22. Калинина Ж.В., Илькевич Н.И. Моделирование агрегированных технико-экономических характеристик газотранспортной системы в ЕСГ // Труды XVIII Байкальской Всероссийской конференции «Информационные и математические технологии в науке и управлении». Часть I.– Иркутск: ИСЭМ СО РАН. 2013.– С.103 – 108.

23. Калинина Ж.В. Комплексный подход при исследовании развития Единой системы газоснабжения // Исследования молодых ученых: отраслевая и региональная экономика, инновации, финансы и социология: в 2 ч. Часть 1/под ред. В.Е. Селиверстова, А.А. Горюшкина. – Новосибирск: ИЭОПП СО РАН. 2014. – С.7–17.

24. Калинина Ж.В., Илькевич Н.И. Методический подход к агрегированию схемы единой системы газоснабжения // Трубопроводные системы энергетики: математическое и компьютерное моделирование/ Новицкий Н.Н., Сухарев М.Г., Сарданашвили С.А. и др. – Новосибирск: Наука. 2014.– С.139 –147.

25. Калинина Ж.В., Илькевич Н.И. Принципы агрегирования технико-экономических характеристик объектов системы газоснабжения при многоуровневом моделировании ее развития // Труды XX Байкальской Всероссийской конференции «Информационные и математические технологии в науке и управлении». Часть I.–Иркутск: ИСЭМ СО РАН. 2014.– С.33 – 39.

26. Многоуровневое моделирование оптимального развития систем газоснабжения с учетом надежности / Илькевич Н.И., Дзюбина Т.В., Калинина Ж.В., Сурнин Н.В. // Энергетика России в XXI веке: Инновационное развитие и управ-

ление [Электронный ресурс]: всероссийская конференция – Иркутск: ИСЭМ СО РАН. (CD-ROM), 2015.

27. Моделирование равновесия потоков стоимости спроса и предложения на природный газ / Илькевич Н.И., Дзюбина Т.В., Калинина Ж.В., Окунева С.Т. // Трубопроводные системы энергетики: методические и прикладные проблемы математического моделирования / – Новосибирск: Наука, 2015. – С. 318 - 331.

28. Моделирование системы цен и тарифов на продукцию энергетических отраслей для энергоемких потребителей. / Илькевич Н.И., Стенников В.А., Соболевский В.М. и др. // Энергетика России в XXI веке: Развитие, функционирование, управление. Сб. докл. Всероссийской конф. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2005. – С. 348 – 357.

29. Системные исследования в энергетике: Ретроспектива научных направлений СЭИ – ИСЭМ / ред. Воропай Н.И. – Новосибирск: Наука, 2010. – 686 с.