

Российская академия наук  
Сибирское отделение  
Институт систем энергетики им. Л.А.Мелентьева

Н.И. Илькевич, Т.В. Дзюбина, Ж.В. Калинина

## **МНОГОУРОВНЕВОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ**



Новосибирск  
Наука  
2014

Российская академия наук  
Сибирское отделение  
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева

Н.И. Илькевич, Т.В. Дзюбина, Ж.В. Калинина

**МНОГОУРОВНЕВОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ  
СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ**



Новосибирск

«Наука»

2014

УДК 621.311.1

ББК 31.2

И 47

**Илькевич Н.И.** Многоуровневое моделирование развития систем газоснабжения / Илькевич Н.И., Дзюбина Т.В., Калинина Ж.В. – Новосибирск: Наука, 2014. – 217 с.

ISBN 978-5-02-019187-7.

В монографии показаны методы и модели для исследования развития структуры системы газоснабжения с учетом выбора направлений инвестиций, сезонной неравномерности газопотребления и требований надежности, а также агрегирования реальной системы в расчетную. Методический подход апробирован на агрегированной Единой системе газоснабжения и исследовано развитие систем газоснабжения РФ на период до 2030 г. Рассмотрены вопросы ценообразования на природный газ при управлении развитием систем газоснабжения.

Книга предназначена для научных и инженерно-технических работников и может быть полезна специалистам, чьи интересы лежат в области моделирования сложных систем.

Ил. 42. Табл. 29. Библиогр.: 62 назв.

#### Рецензенты

доктор технических наук, профессор *В.Р. Чупин*  
доктор технических наук *С.М. Сендеров*  
доктор технических наук *А.Д. Соколов*

Утверждено к печати Ученым советом Института систем энергетики  
им. Л.А. Мелентьева СО РАН

ISBN 978-5-02-019187-7

© Илькевич Н.И., Дзюбина Т.В.,  
Калинина Ж.В., 2014  
© Институт систем энергетики  
им. Л.А. Мелентьева СО РАН, 2014

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ПРЕДИСЛОВИЕ</b> .....	5
<b>ГЛАВА 1. ИЕРАРХИЯ ЗАДАЧ ПРИ КОМПЛЕКСНОМ РАЗВИТИИ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ</b> .....	12
§ 1.1. Проблемы развития систем газоснабжения России .....	12
§ 1.2. Иерархия задач многоуровневого моделирования развития систем газоснабжения .....	15
<b>ГЛАВА 2. МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ И МЕТОДЫ ДЛЯ ОПТИМАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ</b> .....	24
§ 2.1. Методы сетевого анализа для исследования газоснабжающих систем .....	24
§ 2.2. Моделирование инвестиционной деятельности газоснабжающей системы .....	35
§ 2.3. Моделирование развития газоснабжающей системы с учетом сезонности газопотребления .....	39
<b>ГЛАВА 3. МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ И МЕТОДЫ АНАЛИЗА И СИНТЕЗА НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ</b> .....	47
§ 3.1. Модель анализа надежности магистрального газопровода .....	47
§ 3.2. Модели анализа надежности газодобывающей системы и подземного хранилища газа .....	58
§ 3.3. Модель определения оптимальных параметров магистрального газопровода с учетом надежности .....	60
§ 3.4. Модель анализа надежности системы газоснабжения .....	67
<b>ГЛАВА 4. МЕТОДЫ И МОДЕЛИ АГРЕГИРОВАНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ОБЪЕКТОВ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ПРИ ИХ МНОГОУРОВНЕВОМ МОДЕЛИРОВАНИИ</b> .....	79
§ 4.1. Методический подход для агрегирования расчетной схемы газоснабжения .....	79
§ 4.2. Прогнозирование спроса на оптовых рынках природного газа .....	82
§ 4.3. Методы и алгоритмы определения технико-экономических характеристик существующих газотранспортных и газодобывающих систем .....	85
§ 4.4. Методы и алгоритмы определения технико-экономических характеристик новых газотранспортных и газодобывающих систем .....	93
<b>ГЛАВА 5. ОПТИМИЗАЦИЯ ОСНОВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА</b> .....	99
§ 5.1. Исследование структуры развития систем газоснабжения РФ на период до 2030 года .....	99

§ 5.2. Перспективы развития систем газоснабжения в Восточной Сибири	105
§ 5.3. Выбор оптимального варианта инвестиций и структуры источников финансирования развития системы газоснабжения	108
§ 5.4. Системная оценка средств регулирования сезонной неравномерности газоснабжения в Сибири и на Дальнем Востоке	111
§ 5.5. Оптимизация параметров газотранспортной системы Ковыктинское ГКМ – Иркутск – Пекин с учетом надежности	114
<b>ГЛАВА 6. ВОПРОСЫ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ ПРИ УПРАВЛЕНИИ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ</b>	116
§ 6.1. Принципы формирования и методы расчета цен на природный газ для субъектов РФ	116
§ 6.2. Методы оценивания составляющих оптовой цены на природный газ для субъектов РФ	131
§ 6.3. Моделирование равновесия потоков стоимости добычи и транспорта газа между поставщиками и потребителями для рассредоточенного рынка	144
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b>	163
<b>БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК</b>	165
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ. ФОРМИРОВАНИЕ БАЗЫ ДАННЫХ ДЛЯ МНОГОУРОВНЕВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ РОССИИ НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА</b>	170
П.1. Оценка динамики спроса на природный газ в РФ и его экспортных поставок	170
П.2. Техничко-экономические показатели для существующих и новых газодобывающих предприятий	206
П.3. Техничко-экономические показатели для существующих и новых газотранспортных систем	213

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Анализ мировых тенденций, существующего состояния, проблем развития газовой промышленности и возможных уровней газопотребления в России и за рубежом показывает, что природный газ занимает все более важное место в балансе развитых стран мира, в том числе Европы и стран СВА. Традиционными потребителями природного газа из России являются страны Восточной и Западной Европы. Однако на обозримую перспективу можно предполагать «насыщенность» газом данного западного геополитического направления. Кроме того, существуют известные ограничения на дальнейший рост экспорта российского газа в этом направлении из-за конкуренции со стороны Алжира, Ирана, Нидерландов, Великобритании и Норвегии, а также из-за наличия законодательных актов, блокирующих чрезмерную зависимость отдельных стран в топливно-энергоснабжении из одного источника. В то же время имеется высокая степень заинтересованности стран СВА в импорте газа из России. Их потребность в природном газе в условиях конкуренции с угольной и атомной энергетикой, а также жидким топливом неуклонно возрастает. Особенно бурно растут энергетические рынки Китая, Японии и Южной Кореи, которые смогут потреблять (в случае своевременных проектных решений и строительства газотранспортных магистралей с российской стороны) многие десятки миллиардов метров кубических газа в год.

Несмотря на достаточно неплохую ситуацию с сырьевой базой, все же существуют негативные тенденции, которые могут заметно осложнить развитие газовой промышленности России. В газовой отрасли сокращается объем геолого-разведочных работ, а прирост запасов газа в последние годы не компенсировал его добычу. Более 90 % добытого газа в Надым-Пур-Газовском районе взято из сеноманских залежей, разработка которых началась около 30 лет назад. Отсюда высокая выработанность запасов газа на таких месторождениях, как Уренгойское (более 45 %), Ямбургское (более 30 %), Медвежье (более 60 %), Вынгапуровское (более 70 %). Высокой выработанностью характеризуется также ряд крупных месторождений газа в других регионах страны: Вуктыльское (более 90 %) и Оренбургское (свыше 50 %).

Можно сделать вывод о том, что минерально-сырьевая база углеводородов в России переходит в стадию развития с падающей долей горной ренты в цене добываемого сырья. Это обусловлено наметившейся тенденцией ухудшения условий и экономики добычи вследствие изменений структуры запасов, влекущих за собой снижение дебитов скважин, рост обводненности пластов, необходимость выделения целевых компонентов и другие побочные эффекты.

Обеспечение надежной работы единой системы газоснабжения требует постоянных текущих и капитальных затрат, т.е. постоянной реализации инвестиционных проектов, направленных на поиск, разведку, добычу, транспортировку, переработку природного газа. Для систем газоснабжения специфическими особенностями при выборе объектов инвестирования являются зависимость показателей и критериев эффективности затрат от природных условий, от уровня использования разведанных и извлекаемых ресурсов углеводородов; вероятностный характер большинства технико-экономических показателей разработки месторождений; большая продолжительность реализации газовых проектов, высокая капиталоемкость газодобычи, необходимость осуществления крупных начальных инвестиций; длительный период возмещения начального капитала и др.

Важнейшей проблемой становится старение основных фондов: почти две трети магистральных газопроводов имеют срок эксплуатации более 30 лет, а порядка 40 % установленной мощности газоперекачивающих агрегатов нуждается в замене и модернизации. В еще более длительной эксплуатации находятся газораспределительные сети городов и промышленных центров. По осторожным оценкам в настоящее время необходимо менять около 30 % физически изношенного и столько же морально устаревшего оборудования.

В Европейской части России в последние годы уменьшается потребление газа отраслями промышленности и энергетики. Коммунально-бытовой сектор имеет некоторую потенцию к увеличению потребления газа в перспективе. Объективно в данном регионе существует относительно высокая «насыщенность» потребителей природным газом.

В Сибири и на Дальнем Востоке сложилась крайне нерациональная по экономическим и экологическим показателям структура топливо- и энерго-снабжения, что является одной из главных причин недопустимо высокого уровня загрязнения окружающей среды, технологического несовершенства

многих энергоемких производств и в итоге (в совокупности с другими факторами) – более низкого (по сравнению со среднероссийскими данными) уровня жизни населения. Все это обуславливает актуальность скорейшей газификации Сибири и Дальнего Востока.

Глубокий и затяжной экономический кризис, охвативший страны ближнего зарубежья, привел к падению спроса на энергоресурсы, в том числе и на природный газ. В настоящее время в странах ближнего зарубежья осуществляется структурная перестройка народного хозяйства. Однако более высокие экологические и энергетические характеристики природного газа по сравнению с другими видами топлив, наличие уже имеющихся систем магистральных и распределительных газопроводов и потребителей, приспособленных только к использованию газа, отсутствие собственных сколько-нибудь значительных ресурсов природного газа будут создавать благоприятные условия для экспорта российского газа в данные государства.

В настоящее время в России действует 29 добывающих и транспортирующих природный газ систем, 26 из которых взаимосвязаны и образуют в целом Единую систему газоснабжения (ЕСГ) [9]. Региональные добывные предприятия и транспортные объединения ЕСГ, наряду с другими активами, образуют ОАО "Газпром", которое управляет добычей, транспортом, хранением и распределением газа (продажей газа распределительным компаниям России и экспортом газа в ближнее и дальнее зарубежье на контрактных условиях). Газовая распределительная система состоит из 727 локальных распределительных компаний (облгазы, горгазы и т.п.). Около 20 % от добычи газа в ЕСГ поставляется нефтяными компаниями (попутный газ).

Единая система газоснабжения страны не только транспортирует газ до каждого населенного пункта и промышленного центра, но и аккумулирует его в геометрическом объеме трубопроводов и в подземных хранилищах газа (ПХГ). Наряду с использованием производственных мощностей газодобывающих и газотранспортных предприятий и возможностями маневрирования потоками газа, заложенными в ЕСГ, это повышает надежность питания газом потребителей и создает условия для их регулирования в течение года, месяца, недели и суток.

В системах газоснабжения страны постоянно растет протяженность и мощность магистральных газопроводов (МГ), расширяется география вовлекаемых в разработки месторождений, формируются многониточные системы га-



зопроводов и строятся межсистемные переемычки и кольцевые газопроводы вокруг крупных промышленных центров.

При развитии газоснабжающих систем к настоящему времени сложились следующие особенности:

- Централизация газоснабжения. Уже в 70-е годы прошлого столетия была сформирована ЕСГ страны.

- Концентрация мощностей в газовой промышленности. В транспорте газа использовались в основном трубопроводы 1220–1420 мм, в добывающих системах возрастал дебит скважин.

- Широкая взаимозаменяемость газа. С одной стороны, данное обстоятельство позволяло его использовать для большинства энергетических потребителей, а с другой – давало возможность сочетать использование на одних и тех же установках газа других видов топлива и находить на этой основе более гибкие и экономичные решения.

- Возможность комплексного использования газа не только для нужд энергетики, но и для технологических целей.

- Районообразующее влияние природного газа на развитие производительных сил, как в районах его получения, так и в районах потребления.

- Большое экспортное значение газа, являющееся важнейшим фактором международной торговли со всеми вытекающими отсюда последствиями.

- Сильная взаимосвязь развития газовой промышленности с другими отраслями экономики.

- Удорожание строительства объектов газовой промышленности в связи с освоением районов с суровыми природно-климатическими условиями.

- Рост глубины скважин. Если в 1960 г. средняя по стране глубина эксплуатационных скважин составляла 1550 м, в 1970 г. – 1875, в 1990 г. – 2200, то сегодня – превышает 3000 м.

- Замедление темпов развития научно-технического прогресса в развитии систем газоснабжения.

Возможные пути и особенности развития систем газоснабжения России с настоящего времени и на отдаленную перспективу могут быть следующими:

- Дальнейшее освоение труднодоступных территорий Крайнего Севера и шельфов арктических морей и морей на Дальнем Востоке, что вызовет рост средней протяженности магистрального транспорта. Данное обстоятельство

будет вызывать ухудшение технико-экономических показателей газовой отрасли.

- Ухудшение надежности, связанной с физическим износом элементов в системах газоснабжения и нарастание объемов ремонтных работ и работ по замене морально и физически устаревших объектов.

- Расширение сырьевой базы отрасли за счет открытия месторождений газа в новых еще не разведанных районах страны и разработки глубоколежащих горизонтов в уже освоенных месторождениях.

- Использование резервов сланцевого газа вследствие появившихся новых технологий его добычи.

- Привлечение в газовый баланс страны нетрадиционного газа (в настоящее время метана, угольных пластов, а в отдаленной перспективе – газогидратных залежей, искусственных газов, водорода).

Полученные к настоящему времени научно-методические результаты, с одной стороны, носят относительно разрозненный характер и направлены, как правило, на решение задач одного иерархического уровня (они не рассматривают в комплексе ее народно-хозяйственные, общеэнергетические, отраслевые, региональные и экспортные проблемы газоснабжения), а, с другой – общая политическая и экономическая ситуация в России, СНГ и мире требует их комплексного исследования. Вышеизложенное определяет цели и задачи данной работы.

Основная задача настоящей монографии – многоуровневое моделирование развития газоснабжающих систем в России для подачи газа на внутренний рынок и на экспорт с позиций комплексного учета отраслевых интересов и интересов инвесторов. С этой целью:

- рассмотрены методы сетевого анализа для исследования развития газоснабжающих систем, основанные на задачах потокового моделирования;

- проанализированы модели инвестиционной деятельности газоснабжающей системы как естественной монополии;

- изучена модель развития систем газоснабжения с учетом сезонности газопотребления;

- исследованы методы и модели анализа надежности магистрального газопровода и месторождения газа (подземного газохранилища), синтеза надежно-

сти проектируемых газотранспортных систем и анализа надежности сложной многоузловой системы газоснабжения;

- показаны методы и модели для агрегирования существующей ЕСГ в другую, более простую систему газоснабжения;

- на основе разработанных методов моделей, программных средств и сформированной базы данных рассчитаны оптимальные варианты инвестиций и структура источников финансирования развития систем газоснабжения в России;

- дана системная оценка добывных возможностей и пропускных способностей газотранспортных магистралей в России;

- обоснованы этапы формирования системы газоснабжения в Восточной Сибири;

- показана целесообразность учета сезонной неравномерности газопотребления.

Особое внимание уделено вопросам ценообразования на природный газ при управлении развитием систем газоснабжения.

В интересах цельности и связанности изложения в работе использованы результаты исследований сотрудников отделов: взаимосвязи энергетики и экономики, электроэнергетических систем, региональных проблем развития энергетики Института систем энергетики СО РАН (бывший СЭИ), выполненные при участии авторов. Авторы считают своим долгом выразить глубокую благодарность докт. экон. наук Ю.Д. Кононову, докт. техн. наук Б.Г. Санееву, канд. техн. наук В.И. Рабчуку за большую консультативную помощь, докт. техн. наук А.З. Гамму, докт. техн. наук И.И. Голуб, канд. техн. наук Н.Н. Меренковой, канд. экон. наук И.Н. Нименье, науч. сотр. В.М. Соболевскому за представленные материалы, науч. сотр. С.Т. Окуневой за выполненные многочисленные расчеты и ст. лаб. О.В. Поляковой за качественное оформление рукописи.

Авторы отмечают особую роль, которую сыграл в этих исследованиях чл.-корр. РАН А.П. Меренков. Выполнявшиеся в середине 1990-х годов совместные изыскания по развитию и размещению объектов газовой промышленности при долгосрочном планировании, обсуждение разнообразных проблем, связанных с данной тематикой, сподвигли авторов к выполнению данной работы.

Теоретические положения монографии использовались, проверялись и корректировались в процессе исследовательских и практических расчетов систем газоснабжения при постоянных контактах со многими научно-исследовательскими, проектными и эксплуатационными организациями: ВНИИГАЗ, НИИГазэкономика (бывший ВНИИЭгазпром), ЕКО ВНИИЭгазпром, Гипроспецгаз, ВНИПИгаздобыча, ВНИПИтрансгаз, Промгаз, ВАМИ.

# ГЛАВА 1. ИЕРАРХИЯ ЗАДАЧ ПРИ КОМПЛЕКСНОМ РАЗВИТИИ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

## § 1.1. Проблемы развития систем газоснабжения России

В результате анализа особенностей развития систем газоснабжения в России с учетом национальных и мировых тенденций были выявлены проблемы и поставлены вопросы, которые не нашли достаточной проработки в современной методологии оптимального развития газовой отрасли. Для их решения требуется комплексное рассмотрение развития систем газоснабжения в рамках топливно-энергетического комплекса (ТЭК) страны при учете связей с другими отраслями экономики и с последующей детализацией решаемых вопросов. При этом должны учитываться народно-хозяйственные, государственные, отраслевые и региональные интересы, а также интересы инвесторов.

Как правило, эти интересы противоречивы. С точки зрения интересов экономики система газоснабжения должна развиваться таким образом, чтобы обеспечивать потребность экономики в использовании газа с минимальными средними издержками и соблюдением требований по защите окружающей среды. С точки зрения интересов государства и правительства система газоснабжения должна еще при этом обеспечивать и максимальное поступление денежных средств в бюджет страны. Интересы газовой отрасли состоят в таком ее развитии, при котором будет поступать максимальная прибыль при минимальных издержках. Интересы регионов заключаются в получении максимальных денежных средств в их бюджеты при удовлетворении собственных потребностей в газе и соблюдении требований по защите окружающей среды. И, наконец, для инвесторов основной задачей является получение максимальной прибыли на вкладываемый ими капитал в развитие газовой системы.

Следует учитывать и следующие обстоятельства. Объективно в мире, в условиях как централизованно управляемой, так и рыночной экономики процессы концентраций мощностей в системах газоснабжения развивались по восходящей линии, что привело, в конечном счете, к возникновению монополий. Единая система газоснабжения России представляет собой уникальную в мире

естественно-монопольную структуру. Очевидно, что для нее существует только внешняя конкуренция с угле- и нефтеснабжающей системами, а также с системой ядерной энергетики. На мировых рынках газа ЕСГ конкурирует с системами газоснабжения других государств.

В настоящее время имеются предложения по созданию в России федерального оптового рынка газа, состоящего из регулируемого и нерегулируемого секторов. Предполагается, что регулируемый сектор федерального оптового рынка газа будет реализовывать его населению, бюджетным и другим организациям по ценам, установленным в соответствии со сложившейся практикой ценообразования. Нерегулируемый сектор должен образовать партнерство, позволяющее свободно торговать газом ОАО «Газпрому» и независимым производителям газа с крупными потребителями газа.

Все это требует критического взгляда на использование для исследования развития ЕСГ (а также и других систем) равновесно-рыночных моделей, так как структура системы и механизмы управления исторически складывались под влиянием необходимости осуществлять плановые поставки газа потребителям, а не для поставки газа потребителям, способным наилучшим образом заплатить за него.

Отметим еще и то, что поведение ЕСГ как естественно монопольной структуры зависит от множества условий, в которых она существует. Эти условия определяются внутренними и внешними факторами, действие которых неоднозначно.

Внутренние факторы, такие как система управления, организационная структура, размеры производственных мощностей, затраты на разведку запасов и поддержание добычи углеводородов и т.д., приносят значительную неоднозначность, которая должна учитываться при выработке решений по рациональному развитию систем газоснабжения. Существенным источником неопределенности является неполная и неточная информация о функционировании объединений и предприятий газовой промышленности.

Внешние факторы, в частности, государственное регулирование, рыночная конъюнктура, действия конкурентов (особенно на внешнем рынке), природа, также существенно влияют на поведение системы газоснабжения. Вмешательство государства в ее деятельность сводится к контролю над ценами, налоговой

и кредитной политике, определению объемов добычи газа и других углеводородов, тарифов и квот.

Неопределенность, с которой сталкивается газоснабжающая система, классифицируется на предсказуемую и непредвиденную, которую нельзя заранее описать функцией распределения. Таким образом, неопределенность в системах газоснабжения может иметь широкий диапазон: от полного неведения о прогнозируемом будущем состоянии до возможности более или менее точно определять верхние и нижние пределы состояния.

В математических моделях рационального развития ЕСГ (и других систем газоснабжения) состояния системы характеризуются некоторыми числовыми величинами. В случае неопределенности имеем множество значений характеристик состояний системы, которое может представлять дискретный набор либо непрерывный интервал (соответственно конечное и бесконечное множество). Если каждое из возможных значений можно характеризовать вероятностью, то мы имеем дело с так называемой статистической неопределенностью. Если оценить вероятность значений не представляется возможным, то имеем дело с полной неопределенностью.

Особенности ЕСГ как естественно монопольной структуры определяют ее силу и влияние на рынке энергоресурсов. Поэтому изучение механизмов, определяющих поведение данной структуры, имеет практическую значимость. Все вышеизложенное подчеркивает важность исследований поведения системы газоснабжения, при котором должны учитываться интересы народного хозяйства, правительства, отрасли, регионов и инвесторов в условиях неопределенности развития. Справиться с такой проблемой можно с помощью комплекса моделей сложных иерархически подчиненных задач развития систем газоснабжения, последовательно детализируя решения на более низких уровнях рассмотрения и тем самым снижая их неопределенность.

Следует подчеркнуть, что в ряде моделей развития ЕСГ рассматривается несколько критериев. Решение таких многокритериальных задач осуществляется с использованием так называемого метода последовательных уступок. Сначала упорядочиваются критерии по предпочтению, а затем осуществляется последовательная оптимизация по каждому из них. То есть выбирается главный критерий, а затем менее главные критерии переводятся в ограничения, осу-

ществляется последовательность шагов решений в порядке убывания значимости данных критериев.

## **§ 1.2. Иерархия задач многоуровневого моделирования систем газоснабжения**

Выполненные методические разработки [22, 24, 26, 28, 30, 41], позволяющие ставить и решать задачи расчета и оптимизации развития системы газоснабжения страны с учетом ее территориальных подсистем и отдельных объектов и их технологических цепочек, ориентированы на различные временные и территориальные разрезы, на учет различных факторов и свойств этих систем и отвечают следующим основным уровням рассмотрения и математического моделирования:

1) подсистема более общей системы ТЭК (в общеэнергетических, экономических, экологических и других межотраслевых проблемах);

2) отрасль в целом в технико-экономическом плане (естественная монополия);

3) функционально-целостная система (при управлении потоками газа в нормальных ситуациях, при сезонном и аварийном регулировании) в задачах планирования и поэтапного развития, реконструкции и работы систем газоснабжения;

4) совокупность производственно-технологических объектов и подсистем (определение параметров при их проектировании систем газоснабжением).

В табл. 1.1 приведен перечень задач развития систем газоснабжения применительно к различным уровням их рассмотрения.

Для постановки и решения межотраслевых задач на уровне ТЭК ранее были разработаны соответствующие модели, методы и программное обеспечение [32]. Однако они не учитывают в должной мере: сетевого характера систем газоснабжения; требований согласованности (по своим объемным показателям и капвложениям) в развитии основных подсистем добычи, трубопроводного транспорта и подземного хранения газа; фактической и технологической реализуемости наращиваемых потоков газа, а также не дают количественной и экономической оценки мероприятий по обеспечению требуемой системной надежности и живучести систем газоснабжения и ТЭК в целом.



**Состав задач, связанных с развитием систем газоснабжения в зависимости от уровня принятия решений**

Уровень принятия решений	Задача	Применяемые методы
1	2	3
1. Развитие ТЭК страны и регионов	1.1. Структура топливо- и энергопотребления (по регионам, областям и крупным центрам) и пределы его взаимозаменяемости альтернативными видами топлива и энергии	«Общеэнергетические» блочные модели линейного и нелинейного программирования
	1.2. Концепция, темпы и последовательность разработки основных газовых месторождений с учетом "внешнего" резервирования по запасам газа	То же
	1.3. Концепция, схема размещения и объемы народно-хозяйственных резервов газа (в подземных хранилищах газа и месторождениях - регуляторах) и других топлив	То же
	1.4. Предварительный выбор направлений новых потоков газа и энергогенерирующих мощностей для их энергообеспечения	То же
2. Развитие и размещение систем газоснабжения (ЕСГ) (с позиций учета интересов естественной монополии)	2.1. Планирование размещения и темпов отбора газа из месторождений с учетом внутриотраслевого резервирования добывных возможностей	Модели и методы линейного программирования
	2.2. Развитие сетевой структуры систем газоснабжения с учетом мероприятий по ее структурному резервированию	То же
	2.3. Разработка инвестиционных проектов развития объектов ЕСГ и локальных систем газоснабжения	Методы и модели по разработке инвестиционных проектов систем газоснабжения
	2.4. Определение цен самофинансирования на природный газ для субъектов РФ	Методы и модели определения цен самофинансирования для системы газоснабжения

1	2	3
3. Управление развитием газоснабжающей системы	<p>3.1. Корректировка системных параметров новых крупных месторождений МГ, ПХГ и других объектов системы газоснабжения с учетом сезонного и аварийного взаиморезервирования</p> <p>3.2. Планирование развития и реконструкции сети МГ</p> <p>3.3. Анализ надежности системы газоснабжения в целом</p> <p>3.4. Уточнение структуры и объемов газопотребления (по узлам расчетной схемы системы газоснабжения с учетом возможных объемов альтернативного топливоснабжения)</p> <p>3.5. Определение цен самофинансирования на газ для объектов системы газоснабжения</p>	<p>Методы оптимизации технологических схем и параметров МГ и других объектов системы газоснабжения</p> <p>Процедуры на базе сетевых потоковых моделей и методов</p> <p>Модели и методы анализа и синтеза системной надежности газоснабжающей системы</p> <p>Процедуры на базе сетевых потоковых моделей и методов ЛП</p> <p>Методы и модели определения цен самофинансирования для объектов системы газоснабжения</p>
4. Определение параметров объектов систем газоснабжения	<p>4.1. Технико-экономическое обоснование оптимальных параметров газотранспортных систем и цен самофинансирования на транспорт газа с учетом заданной надежности</p> <p>4.2. Технико-экономическое обоснование оптимальных параметров газодобывающих систем и цен самофинансирования добычи газа с учетом заданной надежности</p> <p>4.3. Технико-экономическое обоснование оптимальных параметров систем подземного хранения газа и их цен самофинансирования с учетом заданной надежности</p>	<p>Методы и модели оптимизации параметров газотранспортных систем</p> <p>Методы и модели оптимизации параметров газодобывающих систем</p> <p>Методы и модели оптимизации параметров систем подземного хранения газа</p>

С другой стороны, сложившаяся методология [40, 46–53] и отраслевая практика планирования в развитии систем газоснабжения чрезмерно абстрагируются от ряда важных общеэнергетических условий и факторов функционирования ТЭК, связанных с фактической структурой топливо-энергопотребления в узлах использования газа, взаимозаменяемостью топлив и видов энергии и др.

Фактически же действующая схема формирования решений сводится к тому, что на уровне ТЭК для газовой системы довольно жестко (в лучшем случае – вариантно) определяются суммарные объемы добычи, поступления и потребления газа по регионам, на основе чего в схеме развития отрасли производится оценка требуемых для этого ресурсов (металла, агрегатных мощностей, капиталовложений и т.п.).

При этом учитывается, в известной степени, лишь необходимое резервирование самой системы газоснабжения, отвечающее возможным условиям ее эксплуатации. Тем самым, остаются в стороне задачи резервирования ТЭК в целом в связи с возможными просчетами в оценке запасов топлив, в том числе газа, срывами в развитии и функционировании тех или иных составляющих ТЭК.

Таким образом, с учетом особой роли системы газоснабжения на современном этапе развития ТЭК страны схема формирования и взаимного согласования решений должна стать более вариантной, гибкой и адаптивной. Это требует соответствующего усложнения общей схемы и процедур согласования, расширения состава варьируемых показателей и перехода к их нежесткому описанию (интервальному, вероятностному и т.п.).

Минимально расширяемый состав «стыковочной» информации при согласовании решений должен включать в себя:

1) со стороны ТЭК – диапазоны возможных объемов добычи и поступления газа для нужд энергетики регионов и страны в целом, а также структуру и объемы требуемого топливо- и энергоснабжения с более детальной проработкой вопросов газопотребления;

2) со стороны газовой системы – скорректированные (за счет уточненного рассмотрения структуры и параметров их развития, а также и комплекса мероприятий по аварийному и сезонному резервированию и других отраслевых решений) выходные данные по добыче, хранению, транспортировке и потреблению газа, а также итоговые результаты технико-экономических расчетов необходимых ресурсов для всего рассматриваемого множества вариантов и условий развития ТЭК. Это потребует цикла взаимоувязанных расчетов ТЭК и системы газоснабжения.

Основным инструментом моделирования и практических расчетов на отраслевых (технико-экономическом и функциональном) уровнях являются методы линейного программирования и сетевые потоковые модели, реализованные

в развитых имитационных и диалоговых системах [28, 46]. Для вероятностного анализа влияния полных отказов элементов расчетной схемы на работу системы газоснабжения (оценка показателей надежности питания потребителей в узлах; использования мощностей трубопроводов, предприятий добычи и хранилищ) могут применяться модели и программные комплексы, разработанные, например в [28, 30, 39, 46].

На схеме, рис. 1.1, показан комплекс моделей (разработанный нами) и основные информационные связи между ними, предназначенный для решения задач оптимального развития систем газоснабжения. Здесь представлены три уровня моделей, которые отображают, экономические и физико-технические особенности развития газоснабжающих систем.

**На первом уровне** определяются рациональные объемы добычи газа по газодобывающим центрам с выделением в каждом узле расчетной схемы действующих и новых месторождений, находятся в укрупненном виде объемы и направления межрайонных потоков газа (для каждого направления рассматриваются перетоки по агрегированным действующим и новым газопроводам), детализируются рациональные объемы потребления газа по разным регионам различных категорий потребителей. При решении этих задач получают обобщенные количественные рекомендации по капиталоемкости различных вариантов развития газовой отрасли, по их трудоемкости, по влиянию разных экспортных стратегий на развитие системы и другим вопросам. Для решения применяются специальные методы, методы линейного программирования (ЛП), сетевые потоковые модели, методы моделирования инвестиционной деятельности естественных монополий [28, 30, 41, 43, 46].

**На втором уровне** более детально описываются территориальные и производственные связи системы газоснабжения, оценивается влияние показателей, получаемых при разработке системы газоснабжения, т.е. схемы потоков газа, цен самофинансирования на доставляемый к узлам-потребителям газ, ограничений на производительности объектов, показателей надежности и расхода газа на собственные нужды и другой информации, в том числе и с учетом маневрирования потоками газа при сезонном и аварийном регулировании. Разработанная модель развития системы газоснабжения с учетом регулирования режимов газопотребления представляет собой систему линейных уравнений и неравенств, последовательно описывающих в динамике по годам плановых пери-

одов (а в течение года по его сезонам) процессы добычи, транспорта, хранения и потребления газа, а также возможные объемы рассогласования использования газа, полученные при технико-экономических расчетах в моделях верхнего уровня разными категориями установок для каждого узла расчетной схемы [28, 30, 41]. В результате решения этой задачи стандартными методами ЛП для каждого узла расчетной схемы, планового периода и сезона года определяются производительности (действующих и вновь создаваемых) месторождений, МГ и ПХГ, уточняются конфигурация задействованной сети газопроводов и категории потребителей, которых целесообразно обеспечивать газом и другими видами топлив, находятся объемы реконструкции газотранспортных систем, а также места рассогласования при обеспечении потребителей топливом (причем объемы их минимизируются). Это позволяет выявить узкие места в системах газоснабжения с точки зрения обеспечения потребителей газом.

В оценочной модели анализа и синтеза надежности функционирования газоснабжающей системы, данная система рассматривается как совокупность узлов, охватывающая источники газа, подземные газохранилища и узлы потребления газа, связанная системой магистральных газопроводов. Модель содержит описание процесса смены состояний входящих в систему объектов, процессов изменений внешних условий и способов управления режимом в различных ситуациях [10, 11, 13, 16].

**На третьем уровне** рассчитываются параметры объектов систем газоснабжения с учетом надежности их функционирования, что требует детального схемного и математического описания. Для расчетов применяются специальные методы и математические модели. Так, например, в модели выбора оптимальных параметров магистральных газопроводов (на основе критериев чистого дисконтированного дохода и внутренней нормы возврата и требований надежности) выбираются: число компрессорных станций, диаметры линейных участков газопроводов, число газоперекачивающих агрегатов (ГПА) [11, 12, 14, 15, 21, 29].

Общая схема увязки должна включать "обратный ход" и повторение этапов в случае необходимости. Описанная выше дифференциация уровней рассмотрения систем газоснабжения должна привести дополнительную методическую ясность при постановке и формализации решаемых задач, а также спо-

способствовать преодолению имеющейся «модельной», вычислительной и информационной разобщенности в данной области.



Рис 1.1. Модели для решения задач оптимального развития систем газоснабжения.

Показанный комплекс математических моделей развития системы газоснабжения характеризуется вертикальными связями. Для согласования этих моделей наиболее пригодны методы итеративного агрегирования и многоступенчатой оптимизации [32]. В соответствии с этим подходом от моделей верхнего уровня в модели нижнего уровня поступает управляющая информация, имеющая для нижестоящих систем директивный характер и, наоборот – с моделей нижнего уровня на верхний – передается осведомляющая информация. Обмен информацией осуществляется в агрегированной номенклатуре. Агрегированный оптимальный план ( $X$ ) для модели первого уровня определяется суммированием интенсивностей использования производительностей объектов ( $x_i$ ) из модели нижнего уровня

$$X = \sum_i x_i,$$

где  $i=1,2,\dots$  – число детализированных элементов в агрегированном элементе. Аналогичным образом определяется агрегированная потребность ( $B$ ) и лимитированные ресурсы (ограничения) ( $D$ )

$$B = \sum_i b_i,$$

$$D = \sum_i d_i.$$

Агрегированные цены самофинансирования элементов системы газоснабжения ( $C$ ) находятся взвешиванием цен самофинансирования детализированной модели ( $c$ ) по интенсивностям использования производительностей элементов:

$$C = \frac{\sum_i c_i x_i}{\sum_i x_i}.$$

Агрегированные технологические коэффициенты (удельные расходы газа на собственные нужды, потери и т.д.) ( $A$ ) рассчитываются так же, как и агрегированные цены самофинансирования:

$$A = \frac{\sum_i a_i x_i}{\sum_i x_i}.$$

Исследования [32] показали, что взаимоувязка решений для двухуровневой системы моделей осуществляется на первых двух–трех итерациях, что очевидно определяется свойствами функционалов детализированных моделей.

В зависимости от целей исследования циклы взаимоувязки решений могут быть организованы только между моделями смежных уровней – первого и второго или второго и третьего и т.д.

Следует подчеркнуть, что важное и качественно иное значение приобретают проблемы согласования решений для систем одного и того же уровня иерархии (между отраслями, регионами, производственными объединениями и т.д.).

Таким образом, согласование решений выполняется с помощью методов вертикальной и горизонтальной взаимоувязки в иерархии моделей. В результате осуществления подобных «сквозных» расчетов для различных стратегий развития системы газоснабжения определяются объем металла в трубах, количество газоперекачивающих агрегатов (ГПА), бурового и другого оборудования, а также их типоразмеры; численность необходимого персонала для строительства и эксплуатации объектов системы, мощность стройбаз и требуемая инфраструктура. Только таким образом можно получить достаточно точные оценки капиталовложений, ежегодных издержек в ценах самофинансирования вновь создаваемых объектов и в развитие системы газоснабжения в целом. Данная информация, в свою очередь, является исходной для выявления возможностей обеспечивающих отраслей.

Описанный выше принцип многоуровневого моделирования в основном отражает идеальную схему выполнения работ по планированию развития отраслей энергетики во временном и производственном аспектах, которая еще не реализована в должной мере. Для выполнения этих исследований требуются соответствующее методическое, программное и информационное обеспечение, опирающееся на сеть вычислительных машин, а также участие многочисленных научно-исследовательских и проектных коллективов, значительные затраты средств и времени.



## ГЛАВА 2. МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ И МЕТОДЫ ДЛЯ ОПТИМАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

### § 2.1. Методы сетевого анализа для исследования газоснабжающих систем\*

Сетевой анализ, который в значительной степени основан на теории графов, имеет давнюю историю (с 1940-х годов) и благодаря своей логичности и наглядности получил широкое применение при решении технических и математических задач в области исследования операций.

Большой круг практических задач (например, складирование и распределение товаров, производственное и календарное планирование, составление расписаний, замена оборудования, управление запасами, перевозка товаров, трубопроводный транспорт и распределение энергии и т.д.) при математическом моделировании может быть описан в терминах распределения потоков на графах (сетях). Поточковые модели, таким образом, пригодны для анализа проблем, обладающих сетевой структурой, которую удобно описывать с помощью некоторых параметров узлов и дуг.

Основные достоинства сетевых поточковых моделей состоят в том, что они позволяют:

- адекватно описать многие реально существующие системы;
- построить модели сложной системы как совокупность более простых;
- четко выявить и отобразить объекты исследования и связи между ними;
- наглядно отобразить результаты расчетов для последующего анализа и принятия решений.

Задачи функционирования систем газоснабжения в различных условиях имеют ту особенность, что основу в них составляет проблема транспорта газа, т.е. задача наивыгоднейшего распределения потоков в системах газопроводов. Критерием оптимальности распределения потоков в системе газоснабжения часто служит максимум подачи газа его потребителям. Данный критерий еще можно интерпретировать как максимизацию прибыли от реализации товарного газа. А ограничениями служат производственные мощности действующих

---

\* Исследования выполнялись совместно с Н.Н. Меренковой.

предприятий и требования удовлетворения минимального спроса у потребителей.

При решении задач перспективного планирования и развития необходимо учитывать возможность расширения действующих мощностей, а также ввод новых, и тогда главной задачей становится наилучшее распределение капиталовложений по объектам и этапам решения. Поэтому оптимальное распределение потоков здесь соответствует минимуму затрат на производство и подачу газа потребителям при максимальном обеспечении их потребностей. При фиксированных производственных мощностях и спросе у потребителей в случае дефицита газа в системе максимальный поток даст минимальные дефициты газа у потребителей с наименьшими затратами на его транспортировку.

Различные постановки задач при исследовании функционирования газотранспортных систем, а также методы и алгоритмы их решения весьма подробно представлены в работе [47]. Основой их изложения является представление системы газоснабжения в виде ориентированного графа.

Одной из важных особенностей газоснабжающих систем России является их большая пространственная протяженность и объектная множественность.

При проведении исследований по проблеме оптимальных (по разным критериям) поставок газа из основных газоносных районов потребителям, газоснабжающую систему удобно рассматривать как совокупность трех подсистем: источников газа, сетей магистрального транспорта и потребителей.

К объектам-источникам относятся все объекты, которые выдают газ в сеть магистрального транспорта: установки комплексной подготовки газа (УКПГ), газоперерабатывающие заводы (ГПЗ), газохимические комплексы (ГХК) и подземные хранилища газа, если на рассматриваемый момент времени ПХГ работает на отбор газа.

Объекты магистрального транспорта газа состоят из участков магистральных газопроводов, включающие линейную часть и компрессорные станции, расположенные на ней.

К объектам потребления относятся группы потребителей, осуществляющие отбор газа из магистральных газопроводов, а также ПХГ, если рассматриваемый момент совпадает с периодом закачки газа в ПХГ.

Построение графа модельной сети газоснабжающей системы (как и любой другой сетевой системы) основывается на следующих принципах:

– конфигурация сети отражает направления основных газотранспортных систем, местоположение в сети крупных газотранспортных переемычек, места подключения к магистральным газопроводам объектов - источников и потребителей;

– в качестве узлов сети выделяются точки подключения к газотранспортным магистралям объектов добычи, хранения, потребления газа, а также точки ветвления потоков газа (в местах расположения крупных КС);

– в качестве дуг модельной сети выступают участки магистральных газопроводов, расположенные между двумя узлами сети.

Основными узлами исследования являются: область, республика, край с выделением дополнительно (при необходимости) крупных промышленных потребителей. Поэтому в целях адекватного отображения реальной системы и построения модельной сети приемлемой размерности проводится агрегирование однородных объектов системы согласно положениям, изложенным в гл. 4 данной работы.

Структурная схема, сформированная с использованием указанных принципов, является модельной сетью газоснабжающей системы России. Взаимосвязи между объектами в ней описываются графом  $(\bar{R}, \bar{U})$  с множеством узлов сети  $\bar{R}$  и множеством дуг  $\bar{U}$ . Для дуг вводится двойное обозначение:  $u \in \bar{U}$  – номер дуги на схеме сети;  $(i, j)$  – обозначение дуги с направлением потока от узла  $i$  к узлу  $j$ ,  $(i, j \in \bar{R})$ . Если трубопровод допускает реверс потока, то рассматриваются две дуги:  $(i, j)$  и  $(j, i)$ .

Методы решения потоковых задач требуют формирования на основе модельной сети ее расчетной схемы. Для построения расчетной сети (схемы) газоснабжающей системы проводятся следующие дополнительные построения.

Множество узлов  $\bar{R}$  разбивается на три подмножества  $R_1 \cup R_2 \cup R_3 = \bar{R}$ , где  $R_1$  соответствует узлам-источникам,  $R_2$  составляют узлы-потребители и  $R_3$  – узлы пересечения газопроводов. Каждой дуге  $u \in \bar{U}$  ставятся в соответствие величины:  $x_u(x_{ij})$  – поток газа по дуге;  $d_u(d_{ij})$  – пропускная способность данной дуги;  $c_u(c_{ij})$  – «цена» транспортировки газа по дуге.

Вводятся дополнительные узлы  $s$  и  $t$  – общие источник и сток.

Общий источник  $s$  соединяется дополнительными дугами  $(s, j) \in U_1$  со всеми узлами-источниками  $j \in R_1$ . Положим  $d_{sj}$  равным максимуму подачи газа в сеть от источника в узле  $j$ ;  $c_{sj}$  – равным удельным затратам на производство

(добычу) газа в узле  $j$ ;  $x_{sj}$  – поток газа в сеть от узла-источника  $j$  (определяется решением).

Аналогично вводятся дополнительные дуги  $(i, t) \in U_2, i \in R_2$ . При этом считается, что  $d_{it}$  – величина спроса в  $i$ -м узле потребления;  $c_{it}$  – удельные затраты, связанные с использованием газа его потребителем;  $x_{it}$  – искомая величина количества подаваемого газа в узел  $i$ . Полученный расширенный граф  $(R, U)$ , где  $R = \{\bar{R}, s, t\}$ ,  $U = \bar{U} \cup U_1 \cup U_2$ , с определенными на его дугах величинами  $d_u, c_u$  и  $x_u, u \in U$  – есть расчетная сеть системы газоснабжения страны. В построенной таким образом расчетной сети имеется лишь один источник  $s$  и один сток  $t$ ; все остальные узлы – промежуточные. Подача газа от фактических источников в транспортную сеть и поставки газа фактическим потребителям отождествляются с потоками по дугам  $U_1$  и  $U_2$  расчетной сети соответственно.

Следует заметить, что задачи перспективного планирования и развития систем газоснабжения рассматриваются обычно на достаточно отдаленные сроки, что связано с ростом неопределенности условий функционирования системы. В связи с этим вполне закономерно в качестве основной характеристики газопроводов использовать понятие его пропускной способности, пренебрегая зависимостью ее от давления на границах участка. Решение должно указать значение средней производительности каждого газопровода (участки сети), а способ конкретной его реализации определяется (и контролируется) на физико-технических моделях, в том числе и оптимизационных.

Рассмотрим далее несколько постановок задач и их математическую запись в зависимости от целей исследования.

Простейшей из них является задача максимизации подачи газа потребителям, т.е. когда требуется так перераспределить потоки в системе, чтобы свести к минимуму дефициты у потребителей. Такую задачу можно записать в терминах задачи о максимальном потоке в сети:

$$v \rightarrow \max, \quad (2.1)$$

$$\sum_i x_{ij} - \sum_i x_{ji} = \begin{cases} -v, & j = s, \\ 0, & j \neq s, t, \\ w, & j = t, \end{cases} \quad (2.2)$$

$$0 \leq x_{ij} \leq d_{ij}, (i, j) \in U. \quad (2.3)$$

Величиной потока  $v$  (2.1) в сети называют сумму потоков по дугам, выходящим из общего источника  $s - \sum_j x_{sj}$ . Из условий (2.2) эта величина равна суммарному потоку  $\sum_j x_{jt}$ , поступающему в узел-сток  $t$ . Для любой вершины  $j$ , не совпадающей ни с источником  $s$ , ни со стоком  $t$ , суммарный поток равен 0. Условие (2.3) описывает требование, согласно которому поток по каждой дуге не должен превышать значение ее пропускной способности.

Если спрос строго фиксирован и удовлетворяющий его поток существует, то решение задачи о максимальном потоке дает один из допустимых планов (способов газоснабжения).

В теории сетевого анализа существуют важные понятия разреза и минимального разреза. Разрезом называют множество дуг сети, при удалении которых сток  $t$  оказывается недостижимым из источника  $s$ . Сумма пропускных способностей этих дуг определяет пропускную способность разреза. Разрез с минимальной пропускной способностью называют минимальным разрезом. Справедливо утверждение, что величина максимального потока из узла  $s$  в узел  $t$  равна пропускной способности минимального разреза. Иными словами, при достижении максимального потока в сети всегда можно найти такой разрез («узкое место»), все дуги которого будут насыщены ( $x_{ij}=d_{ij}$ ) и сумма потоков по ним будет равна  $\max v$ .

Вообще говоря, может существовать несколько различных потоков, минимизирующих дефициты у потребителей. Предположим теперь, что при фиксированном спросе у потребителей требуется найти такой план газоснабжения, который обеспечивал бы минимум затрат на добычу, транспорт и доставку газа потребителям.

Такая постановка носит название задачи о потоке минимальной стоимости и записывается в виде

$$\sum_{(i,j) \in U} c_{ij} x_{ij} \rightarrow \min, \quad (2.4)$$

$$\sum_i x_{ij} - \sum_i x_{ji} = \begin{cases} -v, & j = s, \\ 0, & j \neq s, t, \\ w, & j = t, \end{cases} \quad (2.5)$$

$$0 \leq x_{ij} \leq d_{ij}, \quad (i, j) \in U. \quad (2.6)$$

Сумма, входящая в соотношение (2.4), представляет общую стоимость потока. Равенства (2.5) выражают условие сохранения потока (баланс подачи и отбора газа в узлах сети), условие (2.6) – ограничения на поток по каждой связи.

Поскольку данная задача относится к классу задач линейного программирования, для нее можно записать сопряженную двойственную задачу в виде:

$$-v \cdot \pi_s + v \cdot \pi_t - \sum_{(i,j)} d_{ij} \rho_{ij} \rightarrow \max, \quad (2.7)$$

$$\pi_j - \pi_i - \rho_{ij} \leq c_{ij}, \quad (i,j) \in U, \quad (2.8)$$

$$\rho_{ij} \geq 0, \quad (i,j) \in U. \quad (2.9)$$

где переменные  $\pi_j$  соответствуют ограничениям (2.5) в виде равенств и потому могут принимать произвольные (в смысле знака) значения; переменные  $\rho_{ij}$  двойственной задачи соответствуют ограничениям - неравенствам (2.6); в свою очередь, каждой переменной  $x_{ij}$  прямой задачи соответствует некоторое ограничение (2.8) в двойственной задаче.

Условия оптимальности решений прямой и двойственной задач можно записать следующим образом:

$$0 < x_{ij} < d_{ij} \Rightarrow \pi_j - \pi_i = c_{ij}; \quad \rho_{ij} = 0, \quad (2.10)$$

$$\pi_j - \pi_i < c_{ij} \Rightarrow x_{ij} = 0; \quad \rho_{ij} = 0, \quad (2.11)$$

$$\pi_j - \pi_i > c_{ij} \Rightarrow x_{ij} = d_{ij}; \quad \rho_{ij} = \pi_j - \pi_i - c_{ij}. \quad (2.12)$$

откуда следует, что если в оптимальном решении  $\rho_{ij} > 0$ , то соответствующая дуга является элементом множества дуг, образующих «узкие места» в сети ( $x_{ij}=d_{ij}$ ), т.е. именно эти дуги ограничивают значение максимального потока. Согласно же критерию (2.7), двойственная задача состоит в том, чтобы отыскать множество таких дуг с минимальной общей пропускной способностью.

Одной из первых основополагающих книг по проблемам распределения потоков в сетях является работа Форда и Фалкерсона [57], а предложенная в ней «техника пометок» и до сих пор составляет основу многочисленных алгоритмов, использующих сетевую структуру решаемой задачи.

К настоящему времени теория потокового программирования весьма подробно разработана, опубликовано много работ, анализирующих как сам процесс моделирования различных технологических задач, так и используемые методы и алгоритмы, например, [33, 58]. В основном все имеющиеся методы носят итеративный характер, и по способу получения оптимального решения их можно разделить на прямые (например, алгоритм отрицательных циклов Клейна [33], прямые алгоритмы симплекс-метода), прямо-двойственные (алгоритмы исключения дефекта [58]) и двойственные (к ним относятся методы увеличения потока или, как их еще называют, методы аугментальных цепей [33]).

К последним относится алгоритм Басакера–Гоуэна [2, 33], используемый для оптимизации потокораспределения в газотранспортных системах. Суть этого метода заключается в том, что на каждой итерации строится по особым правилам расширенная сеть (инкрементальный граф), находится самый дешевый путь из узла-источника в узел-сток (аугментальная цепь) на этой сети, а затем вдоль найденного пути поток увеличивается на максимально возможную величину. Итеративный процесс наращивания потока продолжается до тех пор, пока не будет достигнута требуемая (максимальная) величина потока, если такой поток существует. Данный алгоритм относится к классу двойственных, так как на каждом шаге итеративного процесса мы имеем дело с допустимым решением двойственной задачи, обеспечивающим оптимальную (минимальную) стоимость каждого получаемого потока.

С помощью указанного метода получают оптимальные значения потоков  $x_{ij}$  для всех участков расчетной сети  $((i, j) \in U)$ , которые задают направления и величины потоков газа в модельной сети  $((i, j) \in \bar{U})$ , не превышающие предельных пропускных способностей  $(d_{ij})$  участков сети и максимально удовлетворяющие потребителей газа при минимальных затратах на его добычу и транспорт. Потоки на дополнительных дугах  $(s, j)$  характеризуют использованные возможности объектов добычи газа и ПХГ, в то время как потоки  $x_{it}$  на дугах  $(i, t)$  характеризуют удовлетворение потребностей в газе его потребителей. Поскольку

получаемый поток  $v$  – максимальный при условиях (2.5)–(2.6), то он, естественно, минимизирует дефициты газа у потребителей, если таковые возникают.

Метод Басакера–Гоуэна позволяет решать одновременно прямую и сопряженную двойственную задачи. Переменные  $\pi_j$  в двойственной задаче (2.7)–(2.9) носят название потенциалов и являются оценками условий баланса прямой (исходной) задачи. Их еще можно интерпретировать как стоимости доставки дополнительной единицы объема газа в соответствующий узел  $j$ . Двойственные переменные  $\rho_{ij}$  являются уже оценками ограничений по производственной мощности. Они указывают, на сколько уменьшатся суммарные затраты в систему, если пропускную способность дуги  $(i, j)$ , соответствующую участку транспорта газа  $((i, j) \in \bar{U})$ , либо объекту производства газа  $((i, j) \in U_1)$ , увеличить на единицу. Иными словами, какой выигрыш может быть получен при выделении для них дополнительного ресурса.

Кроме того, знание решения двойственной задачи важно и в другом отношении: оно может избавить от необходимости сложных пересчетов потокораспределения при незначительных изменениях показателей критерия или ограничений, которые могут возникнуть при решении различных исследовательских задач. Например, при сравнении нескольких вариантов потокораспределения в зависимости от изменяющихся экономических условий либо при анализе надежности системы газоснабжения, либо при согласовании решений в результате их итеративной увязки на горизонтальном уровне.

Для решения различных задач по исследованию газоснабжающей системы (ГСС) и других сетевых систем разработана программа РОТОК, реализующая модифицированный алгоритм Басакера–Гоуэна. Основу ее составила программная разработка В.А. Ефремова [18].

Программа дает возможность решать значительно больший круг задач, чем был рассмотрен выше, поскольку позволяет учитывать ряд факторов: нижние ограничения на поток по дуге, потоки в сетях с выигрышами, нелинейность минимизируемой функции затрат. Эти изменения значительно расширили круг исследуемых вопросов и возможности по анализу получаемых решений, что и будет рассмотрено ниже.

Обобщенная задача потокового моделирования, которая используется нами для решения задач первого уровня, записывается в следующем виде [20]:



$$\sum_{(i,j)} \left( c_{ij} x_{ij} + k_{ij} y_{ij} \right) \rightarrow \min, \quad (2.13)$$

$$\sum_i \lambda_{ij} x_{ij} - \sum_i x_{ij} = \begin{cases} -v, & j = s \\ 0, & j \neq s, t \\ w, & j = t \end{cases} \quad (2.14)$$

$$l_{ij} \leq x_{ij} \leq d_{ij} + y_{ij}, \quad (i,j) \in U, \quad (2.15)$$

$$0 \leq y_{ij} \leq g_{ij}, \quad (i,j) \in U. \quad (2.16)$$

Наибольший интерес представляет введение дугового коэффициента  $\lambda_{ij}$ , который позволяет учитывать изменение величины потока  $x_{ij}$  при прохождении по дуге. Иными словами, считается, что если в любую дугу  $(i, j)$  в узле  $i$  входит  $x_{ij}$  единиц потока, то из этой дуги в узле  $j$  выйдет  $\lambda_{ij}x_{ij}$  единиц потока. При  $\lambda_{ij} > 1$  этот коэффициент носит название «выигрыш» [20, 33], или «усиление дуги» [37]. При  $\lambda_{ij} < 1$  происходит ослабление (или проигрыш) потока по дуге. В случае  $\lambda_{ij} = 1$  для всех участков сети получаем обычную потоковую задачу.

При решении практических задач часто возникает ситуация, когда поток, выходящий из дуги, отличается по величине от потока, входящего в дугу. Существует широкий класс таких задач [33, 37], но нам важен этот случай применительно к газотранспортным системам. Здесь с помощью коэффициента  $\lambda_{ij}$  можно учитывать: расходы газа на собственные нужды или другие потери газа при транспортировке или отборе газа из месторождения или ПХГ; попутные небольшие отборы (или притоки) газа вместо введения дополнительных потребителей, как правило, тупиковых, или источников в целях сокращения размерности моделируемой системы; надежность коэффициенты.

Другим расширением стандартной потоковой модели, реализованным в программе, является рассмотрение вектора прироста пропускной способности дуг  $u = (u_{ij})$  и, соответственно, вектора ограничений на прирост пропускной способности  $g = (g_{ij})$  в условиях задачи (2.15)–(2.16). Введение этих характеристик становится особенно удобным при анализе модели развития системы газоснабжения. Критерием здесь является уже кусочно-линейная выпуклая функция

(2.13) (рис. 2.1, а). Затраты, или цены самофинансирования, пропорциональные потоку  $\left( \sum_{(i,j)} c_{ij} x_{ij} \right)$ , отражают долю существующих издержек, а затраты, или цены самофинансирования, пропорциональные приросту пропускной способности  $\left( \sum_{(i,j)} k_{ij} y_{ij} \right)$ , – долю издержек (цен) на создание новой мощности.

Вообще говоря, выпуклую дуговую функцию стоимости можно аппроксимировать с большей точностью путем разбиения на большее число линейных участков (рис. 2.1, б). Но в этом случае с каждым "нелинейным" участком в моделируемой сети будет сопоставляться несколько параллельных дуг с соответствующей пропускной способностью  $d$  и стоимостью  $c$  (рис. 2.1, в). И чем точнее аппроксимация, тем большее число дуг вводится в рассмотрение, что ведет к значительному усложнению сети при большом числе участков с нелинейной функцией стоимости.

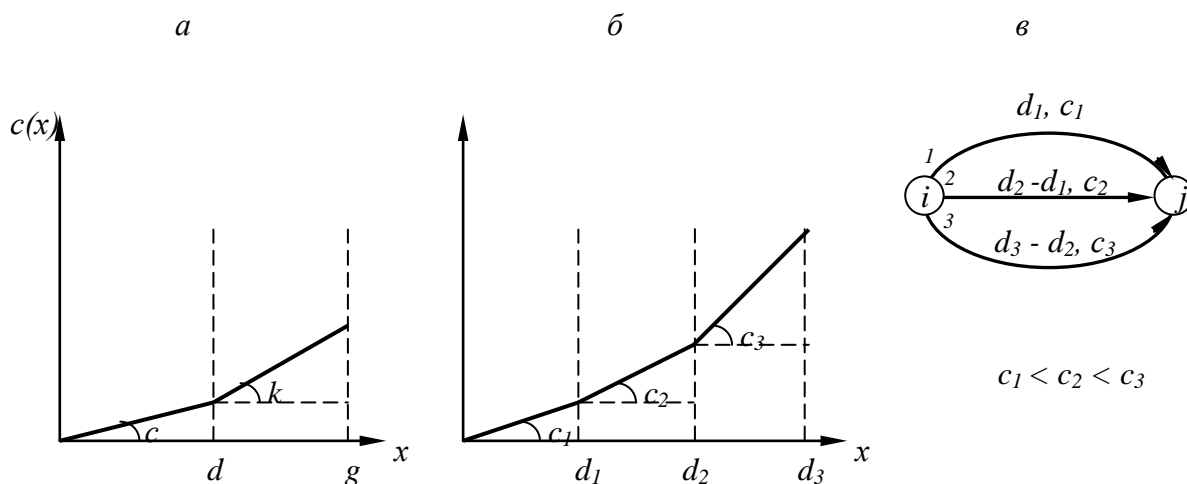


Рис. 2.1. Кусочно-линейная выпуклая функция стоимости.

Введение нижних ограничений ( $l_{ij}$ ) на потоки по дугам потребовало построения программным путем дополнительной расчетной сети с целью предварительной оценки возможности существования допустимого решения. И если нижние ограничения заданы корректно, т.е. решение существует, то их учет очень помогает при последующем анализе поведения системы при различных конкретных ситуациях, например, когда требуется определить, сможет ли име-

ющаяся система газоснабжения обеспечить некоторых потребителей не ниже заданного уровня газопотребления. Либо ставится условие обязательного использования определенной доли ресурсов на некоторых месторождениях или ПХГ. Последний случай может привлечь внимание при рассмотрении отдельных районов газоснабжения как самостоятельных подсистем, стремящихся использовать прежде всего собственные ресурсы, а не привлекать их со стороны. В этом случае анализ рационального использования ресурсов можно подкрепить и разумным (вариантным) заданием цен на поставляемый извне газ.

Следует отметить, что издержки в данной модели, будь то удельные затраты, прибыль, цены самофинансирования или, наоборот, ущербы, очень влияют на получаемое решение. С помощью цен можно задавать приоритеты в изучении отдельных подсистем, под которыми понимаются как подсистемы добычи, транспорта или потребления газа, так и подсистемы в виде отдельных районов газоснабжения. Доступность исходной информации, простота и легкость при внесении изменений в исходные условия задачи при сетевом моделировании, а также эффективность используемого алгоритма для ее решения позволяют проводить массовые расчеты с целью анализа влияния цен на получаемые решения, что становится особенно важным в рыночной экономике.

При описании построения расчетной сети потоковой модели были введены показатели  $c_{it}$  как удельные затраты или цены самофинансирования, связанные с использованием газа  $i$ -м потребителем. Если же в качестве показателя  $c_{it}$  взять величину (удельной) прибыли от использования газа в данном узле потребления, то задачу о потоке минимальной стоимости (2.4)–(2.6) можно рассматривать как задачу максимизации прибыли, переписав критериальную функцию в виде

$$\sum_{(i,j) \in \bar{U}} c_{ij} x_{ij} + \sum_{(i,j) \in U_1} c_{ij} x_{ij} - \sum_{(i,j) \in U_2} c_{ij} x_{ij} \rightarrow \min ,$$

где, как и прежде,  $\bar{U}$  – подмножество дуг  $(i, j)$  транспортной сети,  $U_1$  – подмножество дуг  $(s, j)$ , моделирующих источники газоснабжения,  $U_2$  – подмножество дополнительных дуг  $(i, t)$ , моделирующих потребителей газа.

С помощью задания фиктивных цен на потребление газа можно учитывать приоритетное обеспечение газом определенной группы потребителей или каждого из них. При этом цены для каждой приоритетной группы потребления

должны значительно (на порядок) отличаться друг от друга. Кроме того, программная реализация алгоритма Басакера–Гоуэна позволяет выделить в каждом узле потребления до трех групп объектов потребления газа с целью их приоритетного обеспечения. Например, в каждом узле-потребителе выделяется доля газа на обеспечение комбыта, которую необходимо обеспечить в первую очередь, затем обеспечивается доля газа, идущая на промышленные установки, и в последнюю очередь (по остатку) – доля газа, поставляемая электростанциям. Задавая цены (удельные показатели)  $c_1, c_2, c_3$  для каждой доли газопотребления так, что  $c_1 \ll c_2 \ll c_3$ , мы обеспечим обязательные поставки газа потребителям комбыта при имеющемся дефиците.

## **§ 2.2. Моделирование инвестиционной деятельности газоснабжающей системы \***

В соответствии с Российским законодательством инвестициями являются «все виды имущественных и интеллектуальных ценностей, вкладываемых в объекты предпринимательской и других видов деятельности, в результате которой образуется прибыль (доход) или достигается социальный эффект». То есть инвестиции, в отличие от капитальных вложений, включают в себя не только основной капитал, но и оборотные средства, труд, различные имущественные права (в том числе ценные бумаги) и интеллектуальные ценности. При этом разделяются во времени вложение средств и получение от них отдачи.

В общем виде проблема инвестиционной деятельности газоснабжающей системы как естественной монополии формируется следующим образом [43]. Необходимо так спланировать инвестиции (направления, объемы и сроки), их финансирование и работы по реализации, чтобы получаемый в результате дисконтированный эффект в наибольшей степени удовлетворял интересам всех участвующих в управлении инвестициями субъектов. При этом должны выполняться ограничения на цены, объемы производства в системе газоснабжения, на финансовые и другие возможности, с учетом неоднозначности информации о поступлениях и затратах (материальных и временных).

Можно выделить две задачи: 1) выбора направлений инвестиционной деятельности; 2) определения структуры источников финансирования:

---

\* Исследования выполнялись совместно с И.Н. Нименья.

Математическая модель для задачи выбора направлений инвестиций следующая:

$$\sum_{i=1}^N [AC_i \cdot x_i] \rightarrow \min, \quad (2.17)$$

$$\sum_{i=1}^N [BP_{\text{нп}i} \cdot x_i] \rightarrow \max, \quad (2.18)$$

$$\sum_{i=1}^N [(TR_{\text{нп}i} - TC_{\text{нп}i}) \cdot x_i] \rightarrow \max, \quad (2.19)$$

$$\sum_{i=1}^N K_{it} \cdot x_i \leq B_t \quad (t=1,2,\dots,T), \quad (2.20)$$

$$\sum_{i=1}^N f_{ji} \cdot x_i \leq F_j \quad (j=1,2,\dots,J; t=1,2,\dots,T), \quad (2.21)$$

$$\sum_{i=1}^N Q_{it} \cdot x_i \geq Q_{\min_t}, \quad (t=1,2,\dots,T), \quad (2.22)$$

$$x_i - x_j \leq 0 \quad \text{нп}и \quad x_i, x_j = 1 \cup 0, i \neq j \quad (i, j = 1, 2, \dots, N), \quad (2.23)$$

$$x_i + x_j \leq 1 \quad \text{нп}и \quad x_i, x_j = 1 \cup 0, i \neq j \quad (i, j = 1, 2, \dots, N), \quad (2.24)$$

$$0 \leq x_i \leq 1 \quad \text{или} \quad x_i = 0 \cup 1. \quad (2.25)$$

Задача многокритериальная. Критерий (2.17) представляет минимум средних затрат и используется в случае отражения в модели интересов государства и народного хозяйства в целом. Критерий (2.18) максимизирует поступления в бюджет и представляет интерес с точки зрения государства и правительства. Критерий (2.19) показывает максимальную прибыль для собственников.

Ограничения: (2.20) показывает суммарную возможность финансирования; (2.21) – мощность финансовых ресурсов; (2.22) – условия обеспечения потребителей газом.

Здесь:  $x_i$  – доля общей стоимости реализации  $i$ -го инвестиционного варианта ( $x_i \in [0; 1]$ );  $K_{it}$  – стоимость инвестиций в  $i$ -й вариант, вкладываемых в  $t$ -м интервале инвестиционного периода;  $T$  – число интервалов в инвестиционном периоде;  $B_t$  – планируемый объем финансовых средств в  $t$ -м интервале;  $f_{ji}$  – полные затраты  $j$ -го производственного фактора, используемого в  $i$ -м варианте (например, заработная плата –  $C_{зрп}$ , основные производственные фонды –  $C_{опф}$ , затраты на строительство –  $C_{стр}$ , на транспорт –  $C_{тр}$  и т.д.);  $F_{jt}$  – мощность  $j$ -го производственного фактора в  $t$ -й интервал;  $Q_{it}$  – объем подачи газа потребителям в соответствии с  $i$ -м вариантом в  $t$ -й интервал времени;  $Q_{\min t}$  – минимально необходимый объем подачи газа потребителям в  $t$ -м интервале;  $N$  – общее число допустимых вариантов инвестиционных проектов;  $AC_i$  – средние затраты  $i$ -го инвестиционного варианта;  $BP_{пр i}$  – приведенная к началу инвестиционного периода величина поступлений в бюджет  $i$ -го варианта;  $TR_{пр i}$ ,  $TC_{пр i}$  – соответственно дисконтированные поступления средств и выплат.

Искомым решением является матрица, представляющая собой объемы финансовых средств по источникам финансирования в каждый интервал инвестиционного периода.

Задача определения структуры источников финансирования для системы газоснабжения может быть сформулирована следующим образом.

$$\sum_{j=1}^M \sum_{t=1}^T \left[ ACY_{jt} \cdot y_{jt} / (1+r)^t \right] \rightarrow \min \quad (2.26)$$

$$\sum_{j=1}^M y_{jt} \geq K_t - G_t \quad (t=1,2,\dots,T), \quad (2.27)$$

$$\sum_{j=1}^M [ ACY_{jt} \cdot y_{jt} + y_{jt} ] \leq B_t \quad (t=1,2,\dots,T), \quad (2.28)$$

$$\left[ \sum_{j=1}^{M1} y_{jt} / \sum_{j=M1+1}^M y_{jt} \right] \geq K_a \quad (t=1,2,\dots,T), \quad (2.29)$$

$$y_{j,t} \geq 0 \quad (j=1,2,\dots,J; t=1,2,\dots,T). \quad (2.30)$$

Здесь:  $M$  – число возможных источников финансирования;  $ACU_{jt}$  – удельные издержки, связанные с использованием  $j$ -го источника;  $y_{jt}$  – источники финансирования (собственные средства, средства за счет эмиссии ценных бумаг и другие привлеченные средства, заемные средства);  $G_t$  – сумма субсидий государства в  $t$ -й интервал;  $K_a$  – коэффициент, отражающий рекомендуемое соотношение собственных средств и других источников.

Ограничения: (2.27) показывает возможность источников финансирования; (2.28) – покрытие бюджетом предприятия объемов инвестиций и затрат; (2.29) – структурные ограничения.

Для решения задач (2.17–2.30) сделана оригинальная разработка комплекса на базе электронных таблиц Excel, в которой используются программные средства, реализующие функции обработки и управления информацией, а также решения задач линейного и выпуклого программирования.

При приведении значений показателей в качестве коэффициента дисконтирования используется среднеотраслевой норматив рентабельности для строительства, период приведения соответствует периоду строительства.

Данная задача может быть распространена на поставщиков, обеспечивающих строительство (производство) инвестиционного объекта. Кроме того, ее можно модифицировать для распределения по времени загрузки строительных организаций и других партнеров.

В процессе выполнения плана реализации инвестиций, в ходе которого выявляются расхождения между фактическими результатами и полученными с помощью модели (обусловленные действием непредвиденных факторов), возможны повторные обращения к комплексу, его модификация (корректировка параметров и ограничений модели) и получение новых результатов.

Инвестиционные решения оказывают значительное влияние на функционирование системы газоснабжения в долгосрочном аспекте. Поэтому результаты моделирования представляют значительный интерес для органов государственного регулирования деятельностью данных структур. Интерпретация вли-

яния найденных решений на рыночное положение системы газоснабжения, анализ данного влияния могут быть осуществлены с помощью модели долгосрочного рыночного равновесия этой системы. Суть ее состоит в определении равновесных объемов добычи, транспорта газа и цен с помощью функций средних издержек и спроса, для вычисления параметров которых могут использоваться результаты моделирования инвестиционной деятельности.

Рассмотренная задача применяется при моделировании первого этапа (гл. 1).

### **§ 2.3. Моделирование развития газоснабжающей системы с учетом сезонности газопотребления**

При моделировании развития газоснабжающей системы с учетом сезонности газопотребления решаются следующие вопросы [28]:

- выбираются основные направления межрайонных потоков газа;
- выявляются оптимальные масштабы добычи газа и динамики ввода в эксплуатацию новых месторождений газа, а также вывода из эксплуатации сработанных;
- уточняются оптимальные пропорции использования газа различными категориями потребителей по субъектам РФ;
- определяются способы компенсации сезонной неравномерности потребления газа на основе сочетания ПХГ (выбор параметров сети ПХГ) и потребителей, использующих другие виды топлива;
- определяется эффективность намечаемых мероприятий по научно-техническому прогрессу в отрасли.

Основные предпосылки:

1. Задана расчетная схема газоснабжающей системы, которая представляет собой избыточную агрегированную систему, состоящую из элементов: месторождений газа (газоперерабатывающих заводов), МГ, ПХГ, рынков потребления газа с выделенными категориями потребителей.

2. Газоснабжающая система представляет собой открытую систему, непосредственно связанную с другими энергетическими системами (через потребителей, которые наряду с газом могут использовать другие виды топлива и энергии) и отраслями экономики в целом (через материальные, трудовые, финансово-экономические ресурсы). Поэтому оптимальная структура газоснабжающей



системы определяется в рамках ограничений, полученных из задач оптимизации ТЭК и других отраслей, то есть здесь заданы ограничения на производительность месторождений газа, на объемы потребления топлива категориями потребителей, на обеспечение потребителей другими видами топлива, а также необходимые технологические и экономические показатели.

3. Выделены категории потребителей: с обязательной потребностью в газе (промышленность – все отрасли, включая сельское хозяйство и транспорт, коммунально-бытовые потребители, районные котельные и тепловые электростанции в черте городов), с заменяемой потребностью («буферные» тепловые электростанции, работающие на газе и других видах топлива, прочие потребители). Численные значения категорий потребителей берутся из матрицы блоков электро- и теплоснабжения модели оптимального развития ТЭК и избыточно расширяются за счет включения тех установок, которые не вошли в оптимальное решение ТЭКа, но объективно обусловленные оценки (разрешающие множители Лагранжа–Кантаровича) которых приближаются к нулю. Для категорий обязательной потребности предусматривается возможность замены на другое топливо.

4. Учитывается сезонное изменение графиков газовой нагрузки, т.е. расчетный период (год) разбивается на подпериоды (например, зима, лето или пик, зима и лето и т.д.). Для каждой категории (обязательной и заменяемой потребности) определяются ступенчатые графики газопотребления (в виде прямоугольников). Каждая «ступенька» характеризуется среднесуточным расходом газа в выделенном подпериоде и длительностью этого подпериода.

5. Так как сезонная неравномерность определяется в основном отопительно-вентиляционной нагрузкой, то ступенчатые графики газопотребления субъектов РФ на исследуемую перспективу допустимо строить в соответствии (пропорционально) с обобщенными графиками тепловой нагрузки по продолжительности этих узлов [60].

6. Обычно районы потребления топлива эквивалентируются в расчетной схеме системы газоснабжения точкой, территориально совпадающей с центром потребления газа в данном районе. Затраты на внутрирайонный транспорт газа учитываются усредненно. Если возникает необходимость дифференциации потребности в газе внутри района, то она привязывается пропорционально к основным отводам реально существующей сети.

Исходная информация [30, 34]:

1. Избыточная расчетная схема системы газоснабжения состоит из  $n$  узлов  $i = \overline{1, n}$  ( $i$  – индекс изменения числа узлов).

2. Расчетный год разбивается на три подпериода, например  $T_{\text{п}}$  (пиковый),  $T_{\text{з}}$  (зимний) и  $T_{\text{л}}$  (летний),  $\tau = \overline{1, T}$ , где  $\tau$  – индекс изменения числа расчетных подпериодов.

3. Потребность узлов (субъектов РФ)  $B$  состоит из обязательной потребности в газе  $b$  и заменяемой потребности  $b_3$ :  $B = b + b_3$  (рис. 2.2).

Обязательная потребность ( $b$ ) подразделяется на потребность установок промышленности  $b_{\text{п}}$ , коммунально-бытовую –  $b_{\text{кб}}$ , тепловых электростанций, использующих газ –  $b_{\text{э}}$ , котельных –  $b_{\text{к}}$ , прочих установок –  $b_{\text{пр}}$ . Экспорт газа  $b_{\text{эк}}$  приравнивается к обязательной потребности:

$$b = b_{\text{п}} + b_{\text{кб}} + b_{\text{э}} + b_{\text{к}} + b_{\text{пр}} + b_{\text{эк}}$$

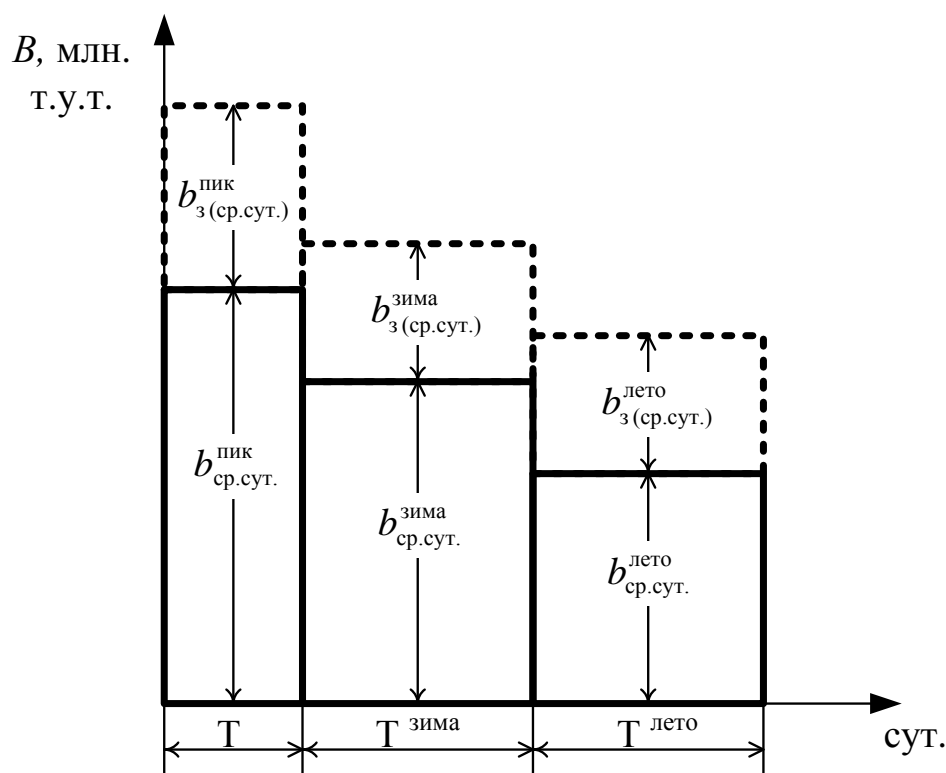


Рис. 2.2. График использования газа и других видов топлива категориями установок обязательной и заменяемой потребности в  $i$ -м узле (субъекте РФ).

Заменяемая потребность ( $b_3$ ) отражает потребность буферных электростанций, использующих газ и другое минеральное топливо (электростанции имеют двойное топливоснабжение), –  $b_6$ , коммунально- бытовых потребителей –  $b_{кб(3)}$ , электростанций –  $b_{э(3)}$ , котельных –  $b_{к(3)}$  и установок промышленности –  $b_{п(3)}$ , работающих на газе и допускающих его замену другими видами топлива

$$b_3 = b_6 + b_{кб(3)} + b_{э(3)} + b_{к(3)} + b_{п(3)}.$$

Данные потребности дифференцированы для выделенных подпериодов года, например,

$$b = b^{\text{пик}} + b^{\text{зима}} + b^{\text{лето}},$$

$$b_3 = b_3^{\text{пик}} + b_3^{\text{зима}} + b_3^{\text{лето}}.$$

Математическая модель развития газоснабжающей системы должна адекватно отображать систему на рассматриваемом уровне. При составлении модели используется принцип последовательного описания процессов добычи, транспорта, хранения и потребления газа различными категориями установок. С учетом этого принципа для каждого расчетного узла агрегированной схемы для соответствующих периодов года составляются балансовые уравнения. Каждый вариант элементов газоснабжающей системы на расчетный период отображается соответствующей переменной. В модели автоматически формируется множество различных сочетаний развития систем из заданных переменных. Затраты по вариантам развития системы газоснабжения представляют сумму цен самофинансирования функционала, отражающего развитие ее элементов. При построении модели используется принцип сетевого отображения территориальных связей, т.е. система газоснабжения моделируется сложным многокольцевым графом, вершины которого представляют источники газа, ПХГ, центры его потребления или узлы без потребности, а дуги – возможные варианты подачи газа по магистральным газопроводам. Переменные, характеризующие один из вариантов добычи, транспорта, хранения или потребления газа участвуют в модели с соответствующим коэффициентом ( $\alpha$ ). При этом, если поток газа выходит из узла (или потребляется), то эти коэффициенты обозначают знаком «минус» и, наоборот, если поток газа приходит в узел (или до-

бывается) – знаком «плюс». Данный способ формирования математической модели основан на применении балансовых уравнений, учитывающих первый закон Кирхгофа.

В общем виде задача формулируется следующим образом. Исходя из заданных условий: избыточной эквивалентной (агрегированной) схемы системы газоснабжения, обязательной и заменяемой потребности по периодам года, ограничений на использование других видов топлива, на производительность объектов и на металл труб, технико-экономических показателей, учитывающих научно-технический прогресс в газовой промышленности, определить производительности по периодам года месторождений газа, МГ, ПХГ, конфигурацию схемы магистральных газопроводов, запасы других видов топлива у категорий обязательной потребности и объем газа, потребляемый буферными электростанциями, при которых цены самофинансирования в системе газоснабжения были бы минимальными.

Модель сезонного регулирования неравномерности представляет собой (в компактной записи) систему уравнений и неравенств, последовательно описывающих процессы добычи, транспорта, хранения и потребления газа различными видами (категориями) установок для каждого узла  $i$  ( $i = \overline{1, n}$ ) расчетной схемы и составляющих периодов года  $\tau$  ( $\tau = \overline{1, T}$ ):

$$\sum_{\tau=1}^T \left( a_{i\tau}^D x_{i\tau}^D + a_{i\tau}^T x_{i\tau}^T \pm a_{i\tau}^X x_{i\tau}^X + \sum_{l=1}^L a_{i\tau}^{\Pi} x_{i\tau}^{\Pi} + z_{i\tau} \right) = \sum_{\tau=1}^T \left( x_{i\tau}^{-T} + a_{i\tau}^{\delta} x_{i\tau}^{\delta} + b_{i\tau} \right)$$

где  $x_{i\tau}^D, x_{i\tau}^T, x_{i\tau}^{-T}, x_{i\tau}^X, x_{i\tau}^{\Pi}, x_{i\tau}^{\delta}$  – искомые переменные для каждого узла  $i$  расчетной схемы и для каждого периода года  $\tau$ , соответственно отражающие объемы добычи газа на месторождениях, объемы подачи газа в узел и выдачу газа из данного узла в другие по МГ, объемы хранения газа в ПХГ, объемы замены газа другим топливом и объемы использования газа буферными потребителями;  $z_{i\tau}$  – фиктивная переменная в узле  $i$  в период времени  $\tau$ , показывающая возможный объем рассогласования ресурсов топлива и потребности;  $l$  – категории потребителей, допускающие замену газа другим топливом;  $b_{i\tau}$  – обязательная потребность в газе узла  $i$  в период времени  $\tau$ ;  $a_{i\tau}^D, a_{i\tau}^T, a_{i\tau}^X, a_{i\tau}^{\Pi}, a_{i\tau}^{\delta}$  – коэффициенты, которые соответственно отображают для каждого узла  $i$  в период времени  $\tau$  технологические показатели (потери из-за ненадежности, расходы газа на

собственные нужды, перерасходы других видов топлива при замене им газа и т.д.) для перечисленных выше объектов.

Подземные газохранилища в модели фиксируются либо как источники (в зимний период), либо как потребители газа (в летний период).

На производительности объектов системы газоснабжения накладываются ограничения сверху:

$$0 \leq a_{i\tau}^D x_{i\tau}^D \leq d_{i\tau}^D; 0 \leq a_{i\tau}^T x_{i\tau}^T \leq d_{i\tau}^T; 0 \leq a_{i\tau}^x x_{i\tau}^x \leq d_{i\tau}^x; 0 \leq a_{i\tau}^{\Pi} x_{i\tau}^{\Pi} \leq d_{i\tau}^{\Pi}.$$

Здесь  $d_{i\tau}^D$ ,  $d_{i\tau}^T$ ,  $d_{i\tau}^x$ ,  $d_{i\tau}^{\Pi}$  – ограничения на производительность месторождений газа, МГ, ПХГ, возможные максимальные объемы замены газа другим топливом у разных категорий потребителей, соответственно.

В модели могут учитываться ограничения на другие лимитированные ресурсы: мазут ( $d^m$ ), уголь ( $d^y$ ), суммарные капиталовложения ( $k$ ), металлоложения ( $M$ ):

$$0 \leq \sum_{i=1}^n \sum_{\tau=1}^T \sum_{l=1}^L a_{i\tau}^{\Pi} x_{i\tau}^{\Pi} \leq d^m;$$

$$0 \leq \sum_{i=1}^n \sum_{\tau=1}^T (\sum_{l=1}^L a_{i\tau}^{\Pi} x_{i\tau}^{\Pi} + a_{i\tau}^{\bar{o}} x_{i\tau}^{\bar{o}}) \leq d^y;$$

$$0 \leq \sum_{i=1}^n \sum_{\tau=1}^T (k_{i\tau}^D x_{i\tau}^D + k_{i\tau}^T x_{i\tau}^T + k_{i\tau}^x x_{i\tau}^x + \sum_{l=1}^L k_{i\tau}^{\Pi} x_{i\tau}^{\Pi} + k_{i\tau}^{\bar{o}} x_{i\tau}^{\bar{o}}) \leq k;$$

$$0 \leq \sum_{i=1}^m \sum_{\tau=1}^T \mu_{i\tau} x_{i\tau}^T \leq M.$$

Здесь  $k_{i\tau}^D$ ,  $k_{i\tau}^T$ ,  $k_{i\tau}^x$ ,  $k_{i\tau}^{\Pi}$ ,  $k_{i\tau}^{\bar{o}}$  – удельные капиталовложения в узле  $i$  в период времени  $\tau$  соответственно в добычу, транспорт, хранение газа, в потребителей категории  $l$  и буферные установки.

Линейная функция цели представляет собой следующую зависимость:

$$\sum_{i=1}^n \sum_{\tau=1}^T (c_{i\tau}^D x_{i\tau}^D + c_{i\tau}^T x_{i\tau}^T + c_{i\tau}^x x_{i\tau}^x + \sum_{l=1}^L c_{i\tau}^{\Pi} x_{i\tau}^{\Pi} + c_{i\tau}^{\bar{o}} x_{i\tau}^{\bar{o}} + u_{i\tau} z_{i\tau}) \rightarrow \min;$$

где  $c_{it}^D$ ,  $c_{it}^T$ ,  $c_{it}^x$ ,  $c_{it}^P$ ,  $c_{it}^b$  – дисконтированная цена самофинансирования добычи, транспорта и хранения газа, потребления других видов топлива соответственно потребителями категории  $l$  и газа буферными установками;  $u_{it}$  – дисконтированные удельные ущербы по узлам расчетной схемы из-за возможных дефицитов энергоресурсов.

Решается задача сезонного регулирования неравномерности газопотребления методом ЛП (модифицированным симплекс-методом ПВК «ГАЗ»). Для периодов года определяется: производительность месторождений, МГ и ПХГ; конфигурация сети МГ; уточняются категории буферных потребителей, которые целесообразно обеспечивать газом, и объемы потребления других видов топлива.

Одновременно с прямым решением определяется и двойственное, т.е. объективно-обусловленные оценки –  $\rho$  (разрешающие множители Лагранжа–Кантровича) для всех элементов газоснабжающей системы. Отняв от них соответствующие значения коэффициентов целевой функции (относительные приросты затрат), можно найти оценки дополнительного эффекта средств развития газоснабжающей системы на рассматриваемую перспективу  $\Delta\rho = \rho - c$ , которые показывают, какова будет эффективность системы в стоимостном выражении. Прирост различных средств, вложенных в развитие газоснабжающей системы на перспективу, будет давать неодинаковый эффект, поэтому оценки дополнительного эффекта позволяют с достаточной точностью выявить узкие места в развитии системы. С учетом конкретных условий задачи самые высокие оценки дополнительного эффекта должны иметь те элементы, сооружение которых следует осуществлять в первую очередь. Оценки дополнительного эффекта могут быть положительными, нулевыми и отрицательными числами. Положительные оценки определяют наиболее целесообразные средства развития системы на перспективу (т.е. чем выше величина оценки дополнительного эффекта, тем эффективнее использование в модели данного элемента). Средства развития системы газоснабжения с положительными оценками всегда ограничены. Нулевые оценки указывают элементы, производительность которых в оптимальном плане полностью исчерпана, т.е. при увеличении производительности этих элементов минимизируемый функционал модели остается без изменений. Этим оценкам соответствуют элементы, прошедшие в оптимальном плане не по верхним границам. И, наконец, отрицательные оценки дополнительного эффек-

та показывают, насколько близко от оптимального решения находится использование данного средства для развития системы газоснабжения. Таким оценкам соответствуют элементы, которые не вошли в оптимальное решение задачи.

Рассмотренная задача является вторым этапом моделирования, показанным в гл. 1.

## **ГЛАВА 3. МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ И МЕТОДЫ АНАЛИЗА И СИНТЕЗА НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ**

### **§ 3.1. Модель анализа надежности магистрального газопровода**

Модель анализа надежности носит оценочный характер [10–17, 21, 27]. Объектом исследования является сложный многониточный магистральный газопровод, состоящий из нескольких ветвей. Каждая ветвь представляет собой цепь последовательно соединенных звеньев – линейных участков трубопроводов и компрессорных станций. Расчетная схема такого МГ показана на рис. 3.1.

Рассматривается один расчетный интервал, в течение которого все расчетные характеристики остаются неизменными.

При создании модели вводятся следующие допущения:

1. Газопровод рассматривается как отдельный элемент системы газоснабжения вне связи с сырьевым источником газа и потребителем газа.

2. Линейные части газопровода содержат одну или несколько ниток труб в общем случае разного диаметра.

3. Газопровод может содержать несколько компрессорных станций в общем случае с разнотипными газоперекачивающими агрегатами, с параллельной обвязкой их на каждой КС.

4. Рассматриваются только стационарные состояния МГ, переходные режимы не рассматриваются.

5. При расчете надежности не учитывается аккумулирующая способность концевых участков МГ, возможность форсирования работы ГПА в пределах технических ограничений и возможность использования перемычек на линейной части. Следует при этом иметь в виду, что указанные выше возможности могут приводить только к повышению надежности газопроводов, а не к ее снижению.

6. Среди свойств надежности МГ учитываются его безотказность и ремонтпригодность. Причем потоки отказов и восстановлений оборудования (ГПА и ниток трубопроводов) предполагаются простейшими потоками.

7. Учитываются только аварийные отключения оборудования и текущие ремонты в виде профилактики, а отключения оборудования во время планово-



предупредительного ремонта (ППР) в данной постановке не рассматриваются, так как это выходит за рамки данной математической модели.

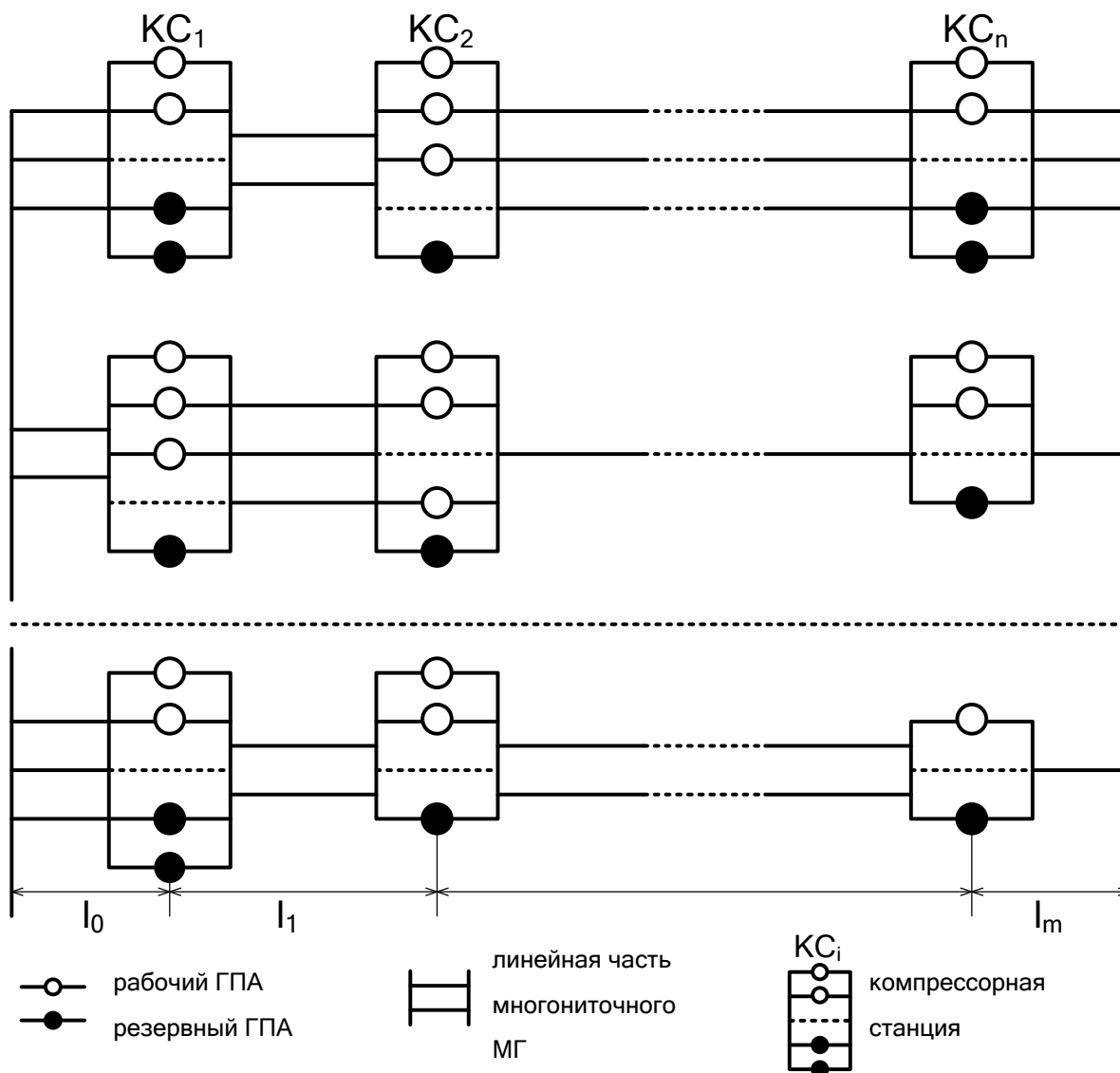


Рис. 3.1. Расчетная схема многониточного МГ.

К достоинствам предлагаемой модели можно отнести возможность учета резервов. В зависимости от того, в каком состоянии находятся резервные элементы до момента их включения в работу, резервирование делится на несколько типов.

**Нагруженный резерв.** Резервные элементы находятся в том же режиме, что и основной элемент, предполагается, что их надежность не зависит от того, в какой момент они включились на место основного.

**Ненагруженный резерв.** Резервные элементы находятся в выключенном состоянии и по условию до момента их включения на место основного не могут отказать.

**Облегченный резерв.** Резервные элементы находятся в облегченном режиме до момента их включения на место основного. Во время ожидания в резерве они могут отказать, но с вероятностью меньшей, чем вероятность основного элемента. Очевидно, что облегченный резерв является наиболее общим типом резервирования, тогда как первые два типа будут его крайними частными случаями.

При анализе надежности МГ условно можно выделить два класса систем: однородные и неоднородные. Однородные системы состоят из одинаковых по своим свойствам объектов, неоднородные включают в себя различные по своим свойствам объекты (линейные участки трубопроводов, компрессорные станции и т.п.).

Обычно при анализе надежности МГ, рассматриваемого как совокупность систем однородных элементов, хорошо себя зарекомендовал аналитический метод на уровне случайных (марковских) процессов, основанный на схеме «гибели и размножения». Как показали исследования, схема "гибели и размножения" дает легко алгоритмизируемые формулы и хорошие результаты только в случае рассмотрения системы однородных элементов.

В данной постановке задачи магистральный газопровод рассматривается как совокупность неоднородных систем. Для этого используются методы эквивалентирования, т.е. исходная система неоднородных элементов заменяется системой из однородных элементов. Далее анализ надежности газотранспортной системы осуществляется с помощью схемы "гибели и размножения". Сначала для звеньев МГ определяются функции распределения пропускной способности линейных участков и КС, а затем осуществляется композиция функций распределения пропускной способности газотранспортной системы в целом. В результате находится конечная функция распределения пропускной способности газопровода, и определяются соответствующие показатели надежности.

Основная исходная надежностная информация, используемая в моделях анализа надежности газопроводов – это интенсивности отказов его элементов (отдельных участков линейной части, ГПА и т.д.)  $\lambda=1/T_p$  и интенсивности восстановлений этих элементов  $\mu=1/T_B$ ,

где  $T_P$  – среднее время исправной работы элемента между отказами (наработка на отказ) и  $T_B$  – среднее время восстановления элемента.

В общем виде задача оценки надежности магистрального газопровода формулируется следующим образом.

Исходя из схемы соединения элементов газопровода, определенного способа резервирования, а также надежности элементов, определить интегральные показатели надежности МГ, а именно:

- ряд распределения вероятностей работоспособного состояния газопровода –  $P(Q)$ ;
- функцию распределения вероятностей работоспособного состояния газопроводов –  $F(Q)$ ;
- математическое ожидание (м.о.) пропускной способности МГ –  $M[Q]$ ;
- дисперсию и среднее квадратическое отклонение (с.к.о.) пропускной способности МГ –  $D[Q]$  и  $\sigma[Q]$ ;
- коэффициент надежности газопровода –  $K_n$ ;
- средний процент потерь пропускной способности МГ, связанных с отказами основного оборудования –  $K_n$ ;
- вероятность обеспечения пропускной способности МГ на уровне не ниже заданной величины  $Q^{\text{зад}} - p^{\text{зад}}$ ;
- величину пропускной способности, гарантирующую требуемую надежность  $H^{\text{тп}} - Q^{\text{гар}}$ .

Газопровод может рассматриваться как совокупность в общем случае разнородных параллельно соединенных ветвей, каждая из которых представляет собой цепь последовательно соединенных звеньев – линейных участков трубопроводов и компрессорных станций.

Количество ветвей, сооруженных по трассе газопровода, равно  $L$ . Каждая  $l$ -я ветвь ( $l = \overline{1, L}$ ) МГ содержит  $N$  компрессорных станций, которые разделяют газотранспортную систему на  $M$  линейных участков.

По каждой  $l$ -й ветви задается информация по принадлежащим ей линейным участкам и компрессорным станциям.

По каждому  $m$ -му линейному участку ( $m = \overline{1, M}$ ) рассматриваемой ветви  $l$  задано: число ниток труб  $I_m$ ; число ремонтных бригад  $R_m$ ; интенсивности отказов и восстановлений по каждой  $i_m$ -й нитке –  $\lambda_{im}$  и  $\mu_{im}$ ; производительности каждой нитки  $Q_{im}$ ,  $i_m = \overline{1, I_m}$ .

По каждой  $n$ -й КС ( $n=\overline{1, N}$ ) рассматриваемой ветви  $l$  задано: число рабочих ГПА  $I_n$ ; число ГПА в нагруженном резерве  $r_n^1$ , число ГПА в облегченном резерве  $r_n^2$ , число ГПА в ненагруженном резерве  $r_n^3$ , число ремонтных бригад  $R_n$ , интенсивности отказов рабочих ГПА и нагруженного резерва  $\lambda_{in(m)}$ , облегченного резерва –  $\nu_{nr}$ , ГПА в ненагруженном резерве не отказывают; интенсивности восстановления  $\mu_{ni(m)}$ ; производительности каждого ГПА  $Q_{in(m)}$ ,  $i_n=\overline{1, I_n}$ .

Применение схемы "гибели и размножения" для исследования надежности систем связано с определением переходных вероятностей (из одного состояния в другое) и составлением и решением системы алгебраических уравнений марковского процесса. Эта схема хорошо себя зарекомендовала для анализа надежности систем однородных элементов [7, 42]. В этом случае возможен процесс алгоритмизации для определения рядов распределения вероятностей рабочего состояния системы. Для анализа надежности систем неоднородных элементов решение задачи в общем виде возможно, но только для простейших случаев, когда рассматриваются системы с малым числом состояний. Здесь необходимо осуществить эквивалентирование, т.е. заменить исходную систему неоднородных элементов системой однотипных элементов. В качестве исходных систем рассматриваются линейные участки магистрального газопровода (МГ) и компрессорной станции (КС).

В случае эквивалентирования линейных участков, содержащих  $n$  ниток с производительностью  $Q_i$  каждая и интенсивностями отказов и восстановлений  $\lambda_i$  и  $\mu_i$  соответственно, необходимо на основании этих значений определить число эквивалентных элементов (ниток)  $n_3$  и значения  $Q_3$ ,  $\lambda_3$  и  $\mu_3$ .

Обычно [45] принимают

$$n_3 = n \tag{3.1}$$

либо определяют  $n_3$  по формуле

$$n_3 = \frac{\left( \sum_{i=1}^n Q_i \right)^2}{\sum_{i=1}^n Q_i^2}. \tag{3.2}$$

Из условия равенства в однородной и неоднородной системах суммарных производительностей агрегатов

$$n_3 \cdot Q_3 = \sum_{i=1}^n Q_i$$

можно определить значение эквивалентной производительности  $Q_3$ :

$$Q_3 = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i}{n_3}. \quad (3.3)$$

Сложность заключается в определении  $\lambda_3$  и  $\mu_3$ . Для их определения используется условие равенства в однородной и неоднородной системах математических ожиданий (м.о.) значений производительности в аварийном простое

$$q_3 \cdot n_3 \cdot Q_3 = \sum_{i=1}^n q_i \cdot Q_i, \quad (3.4)$$

где относительные длительности аварийного простоя  $q_i$  определяются по известным формулам

$$q_i = \frac{\lambda_i}{\lambda_i + \mu_i} \quad \text{или} \quad p_i = \frac{\mu_i}{\lambda_i + \mu_i}. \quad (3.5)$$

Из них вытекают соотношения

$$\lambda = \frac{\mu q}{1 - q} = \frac{\mu q}{p}; \quad \mu = \frac{\lambda(1 - q)}{q} = \frac{\lambda(1 - q)}{q} = \frac{\lambda p}{q}. \quad (3.6)$$

Используя соотношение (3.4),  $q_3$  определяется как

$$q_3 = \frac{\sum_{i=1}^n q_i Q_i}{n_3 Q_3}.$$

Задаваясь одним из значений  $\lambda_3$  или  $\mu_3$ , можно определить другое из формул (3.6). Обычно задаваемые значения  $\lambda_3$  или  $\mu_3$  определяют как средневзвешенные

$$\lambda_3 = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i Q_i}{\sum_{i=1}^n Q_i} \quad \text{или} \quad \mu_3 = \frac{\sum_{i=1}^n \mu_i Q_i}{\sum_{i=1}^n Q_i}. \quad (3.7)$$

Последние соотношения (3.7) можно использовать не определяя  $q_3$ .

Следует отметить, что с использованием  $q$  существует несколько способов эквивалентирования, два из которых приведены выше – (3.1), (3.3)–(3.4) и (3.2)–(3.4). Для обоснованного выбора метода эквивалентирования обычно проводятся дополнительные исследования.

В случае эквивалентирования компрессорных станций рассматриваются  $n$  рабочих агрегатов с интенсивностями отказов  $\lambda_i$ ,  $r_1$  агрегатов в нагруженном резерве с интенсивностями отказов такого же порядка  $\lambda_i$ ,  $r_2$  агрегатов в облегченном резерве с меньшими интенсивностями отказов  $\nu_i$  и  $r_3$  агрегатов в ненагруженном резерве, которые в этом состоянии не отказывают,

$$N = n + r_1 + r_2 + r_3. \quad (3.8)$$

Имеется  $R$  ремонтных бригад, которые обслуживают агрегаты с интенсивностями восстановлений  $\mu_i$ . Каждый агрегат имеет производительность  $Q_i$ . На основании этой информации необходимо определить число эквивалентных элементов (агрегатов)  $N_3$ ,  $n_3$ ,  $r_3^1$ ,  $r_3^2$ ,  $r_3^3$  и значения  $Q_3$ ,  $\lambda_3$ ,  $\nu_3$  и  $\mu_3$ ,  $R_3$ .

В программной реализации модели анализа надежности действующего МГ для эквивалентирования его ЛУ и КС используется прямой метод эквивалентирования (3.1), (3.3), (3.7), где определяются  $\lambda_3$  и  $\mu_3$  непосредственно, а не через вероятные относительные длительности аварийного простоя  $q$ . При этом  $R_3=R$ .

В случае рассмотрения КС этот способ эквивалентирования дает следующие выражения для определения эквивалентных значений:

$$\begin{aligned} N_3 &= N = n + r_1 + r_2 + r_3, & n_3 &= n, \\ r_3^1 &= r_1, & r_3^2 &= r_2, & r_3^3 &= r_3, \\ Q_3 &= \frac{\sum_{i=1}^N Q_i}{N_3}, & \mu_3 &= \frac{\sum_{i=1}^N \mu_i Q_i}{\sum_{i=1}^N Q_i}, \\ \lambda_3 &= \frac{\sum_{i=1}^{n+r_1} \lambda_i Q_i}{\sum_{i=1}^{n+1} Q_i}, & \nu_3 &= \frac{\sum_{i=1}^{r_2} \nu_i Q_i}{\sum_{i=1}^{r_2} Q_i}. \end{aligned} \quad (3.9)$$

Линейная часть МГ рассматривается состоящей из  $n$  одинаковых (эквивалентных) ниток, резерв в общем случае не рассматривается. Облегченный и не-

нагруженный резервы линейных участков не могут быть в силу своих технологических особенностей. Здесь можно говорить только о нагруженном резерве, который хорошо моделируется учетом его в числе дополнительных рабочих ниток. Каждая отказавшая нитка обслуживается одной ремонтной бригадой. Всего ремонтных бригад  $R$ . Время безотказной работы каждой нитки, как и время ремонта, распределено по показательному закону с соответствующими интенсивностями отказа и восстановления  $\lambda$  и  $\mu$ . Если все ремонтные бригады заняты, то отказавшая нитка ставится в очередь и ожидает начала своего ремонта.

Если система состоит из одинаковых элементов (ниток), то работа такой системы может описываться процессом "гибели и размножения". Обозначим через  $P_k$  вероятность того, что в системе в момент  $t$  неисправно  $k$  элементов из  $n$ , при этом вероятность  $P_k$  определяется по формуле

$$P_k = \frac{\lambda_0 \lambda_1 \dots \lambda_{k-1}}{\mu_1 \mu_2 \dots \mu_k} P_0, \quad (3.10)$$

где

$$P_0 = \frac{1}{1 + \frac{\lambda_0}{\mu_1} + \frac{\lambda_0 \lambda_1}{\mu_1 \mu_2} + \dots + \frac{\lambda_0 \lambda_1 \dots \lambda_{k-1}}{\mu_1 \mu_2 \dots \mu_k}}, \quad (3.11)$$

а параметры процесса  $\lambda_{k-1}$  и  $\mu_k$  определяются формулами

$$\lambda_{k-1} = (n - k + 1)\lambda \quad \text{при } 0 < k \leq n, \quad (3.12)$$

$$\mu_k = \begin{cases} k\mu, & \text{если } k \leq R \\ R\mu, & \text{если } k > R \end{cases}, \quad (3.13)$$

где  $R$  – количество ремонтных бригад.

Каждый отказавший агрегат ремонтируется одной ремонтной бригадой, их общее количество –  $R$ . Время ремонта распределено по показательному закону с интенсивностью восстановления  $\mu$ . Если все ремонтные бригады заняты, то отказавший агрегат ставится в очередь и ожидает начала своего ремонта.

Каждый отказавший рабочий агрегат заменяется из нагруженного резерва, каждый отказавший или перешедший в рабочее состояние агрегат из нагруженного резерва заменяется агрегатом из облегченного резерва, а каждый отказавший или перешедший в нагруженный резерв агрегат из облегченного резерва

заменяется агрегатом из ненагруженного резерва. Каждый восстановленный агрегат поступает в ненагруженный резерв.

Работа такой системы описывается процессом "гибели и размножения", при этом параметры процесса  $\lambda_{k-1}$  и  $\mu_k$  определяются формулами

$$\lambda_{k-1} = \begin{cases} (n+r_1)\lambda + \nu r_2, & 0 \leq k-1 \leq r_3 \\ (n+r_1)\lambda + \nu(r_2+r_3-k+1), & r_3 < k-1 \leq r_2+r_3, \\ (N-k+1)\lambda, & r_2+r_3 < k-1 \leq N \end{cases} \quad (3.14)$$

$$\mu_k = \begin{cases} k\mu, & \text{если } k \leq R \\ R\mu, & \text{если } k > R \end{cases} \quad (3.15)$$

Следует иметь в виду, что ряд распределения вероятностей рабочего состояния строится для  $n$  агрегатов (рабочих), т.е. число членов искомого ряда  $(n+1)$ , а именно:  $k=0,1,2,\dots,n$ ; а число рассматриваемых состояний определяется количеством установленных агрегатов  $N$  и равно  $(N+1)$ . При этом начальные вероятности  $P_0, P_1, \dots, P_{(N-n)}$  рассматриваемых состояний суммируются и соответствуют первому члену искомого ряда распределения рабочего состояния КС.

Под композицией расчетных состояний системы понимается определение и ранжирование возможных ее состояний и соответствующих им вероятностей по полученным рядам распределения пропускных способностей линейных участков и компрессорных станций по веткам магистрального газопровода в первую очередь, и пропускных способностей ветвей всего МГ – во вторую.

В силу линейной структуры каждой ветви МГ и с целью уменьшения числа возможных состояний системы композиция осуществляется последовательным перемножением дискретных значений рядов распределения пропускных способностей рядом расположенных звеньев (линейных участков и компрессорных станций). При этом получаемые произведения вероятностей будут соответствовать дискретной пропускной способности, связанной с ее наименьшим значением одного из рядов распределения.

Композиция возможных состояний всего магистрального газопровода осуществляется последовательным перемножением дискретных значений рядов распределения пропускных способностей рядом расположенных параллельно соединенных ветвей МГ. При этом получаемые произведения вероятностей бу-



дуг соответствовать дискретному значению пропускной способности, равному сумме пропускных способностей двух рядов распределения.

Ряд распределения после очередного перемножения может быть перестроен в ряд нужной длины. Это ведет к сокращению числа возможных состояний системы. С этой же целью на предварительном этапе перед композицией расчетных состояний системы ряды распределения пропускной способности звеньев МГ могут быть сокращены, т.е. может быть введено допущение о невозможности выхода из строя всех агрегатов или элементов. Точнее ряды распределения могут быть построены с учетом этого допущения.

Возможно и введение величины точности расчетов рядов распределения (порядка  $10^{-10} - 10^{-15}$ ), ниже которой произведение вероятностей может считаться нулевым. Однако здесь надо иметь в виду следующее. Для определения показателей надежности МГ требуется анализ состояний, характеризующихся дефицитом газа, которые имеют очень маленькую вероятность. Если система имеет большое число состояний, то сумма таких отбрасываемых маленьких величин в силу закона малых чисел может дать ощутимую величину, неучет которой в состоянии исказить получаемые показатели надежности МГ.

Для оценки надежности сложного МГ разработана программное средство «ANAS».

В результате анализа надежности МГ определяются следующие интегральные показатели надежности:

- ряд распределения вероятностей работоспособного состояния газопровода (рис. 3.2, кривая 1) –  $P(Q)$ ;
- функция распределения вероятностей работоспособного состояния газопровода (рис. 3.2, кривая 2) –  $F(Q)$ ;
- математическое ожидание пропускной способности МГ за рассматриваемый расчетный интервал времени

$$M[Q] = \sum_{i=1}^I Q_i q_i [Q_i], \quad (3.16)$$

где  $q_i[Q_i]$  – вероятность работоспособного состояния производительности МГ  $Q_i$ ,  $i=1, I$ ,  $I$  – количество членов в ряду распределения;

- дисперсия и с.к.о. пропускной способности МГ

$$D[Q] = \sum_{i=1}^l (Q_i - M[Q])^2 \cdot q_i[Q_i], \quad (3.17)$$

$$\sigma[Q] = \sqrt{D[Q]}; \quad (3.18)$$

$K_n$  – коэффициент надежности газопровода

$$K_n = \frac{M[Q]}{Q_n}, \quad (3.19)$$

где  $Q_n$  – номинальное значение производительности МГ;

– средний процент потерь пропускной способности МГ, связанных с отказами основного оборудования,

$$K_n = (1 - K_n) \cdot 100 \% ; \quad (3.20)$$

– вероятность обеспечения пропускной способности МГ на уровне не ниже, чем  $Q^{\text{зад}}$  (рис. 3.2),

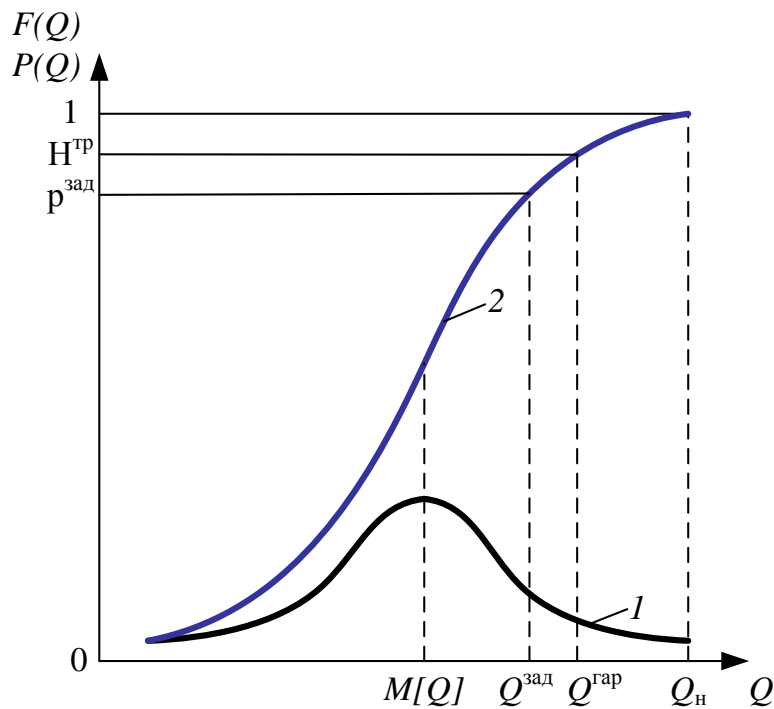


Рис. 3.2. Закон распределения вероятностей пропускной способности МГ.

$$p^{\text{зад}} = F(Q = Q^{\text{зад}}) = \sum_{i=1}^r q_i [Q_i]; \quad (3.21)$$

– величина пропускной способности  $Q^{\text{зад}}$ , гарантирующая требуемую надежность газоснабжения потребителей (рис. 3.2)  $H^{\text{ГР}}$ ,

$$H^{\text{ГР}} = F(Q^{\text{ГР}}). \quad (3.22)$$

### § 3.2. Модели анализа надежности газодобывающей системы и подземного хранилища газа

Модель анализа надежности газодобывающей системы месторождения газа является оценочной [10]. Основные элементы, определяющие производительность этой системы, – скважины. Газ из скважин направляется в сепаратор, где осуществляется отделение твердых и жидких частиц. Далее выкидными линиями (шлейфами) сепаратор соединяется с газосборным коллектором. В газосборный коллектор газ подается от многих скважин, объединенных в так называемые кусты.

Объектом для анализа надежности является совокупность параллельно соединенных кустов, которые далее последовательно соединяются с газосборным коллектором. Газосборный коллектор подает газ на промысловую головную станцию. Здесь газ очищается, осушивается и учитывается и поступает на компрессорную станцию или непосредственно в магистральный газопровод.

При создании данной модели принимаются те же основные допущения и расчетные условия, которые вводились для модели анализа надежности действующего магистрального газопровода. Под кустом скважин понимается параллельно соединенная совокупность элементов, в общем случае разнородных по своим свойствам. Элементом здесь является скважина с относящимся к ней оборудованием, а также сепаратором и выкидными линиями. Под промысловой головной станцией понимается совокупность параллельно соединенных элементов – в общем случае разнородных агрегатов. В силу принятых допущений, в частности последнего, расчетная схема газового месторождения принимает вид, показанный на рис. 3.3.

Модель позволяет учитывать резервы различных типов, а именно: нагруженные, ненагруженные и облегченные.

В качестве резерва рабочих скважин в кустах могут рассматриваться скважины, отработавшие свой ресурс или еще не вышедшие на стабильный максимально допустимый дебит. Возможность резервирования агрегатов имеется также на промысловой головной станции.

Содержательная постановка задачи, основные допущения и расчетные условия, соответствующая им математическая формулировка задачи, методы и алгоритмы решения, вычисляемые показатели надежности аналогичны тем, которые приняты при создании математической модели для анализа надежности сложного магистрального газопровода и описаны в предыдущем разделе.

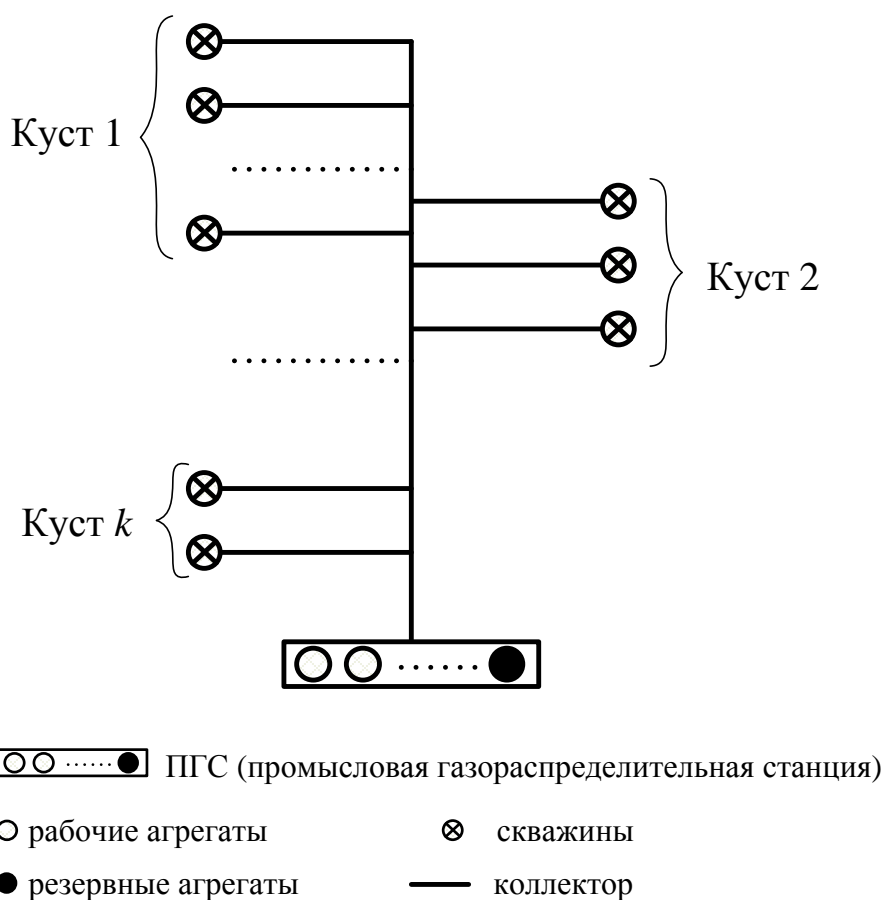


Рис. 3.3. Расчетная схема газодобывающей системы.

Подземные хранилища газа обычно создаются в выработанных месторождениях газа, нефти, пористых водоносных пластах и соляных отложениях. Подземные хранилища в водоносных и соляных пластах представляют собой искусственно созданные месторождения газа.

В состав основных технологических звеньев ПХГ входят: скважины, шлейфы и прискваженные сооружения, устройства очистки и осушки газа, компрессорные станции.

Подземные хранилища в зимний период обычно работают как источники, а летом – как потребители газа. Переход от отбора к закачке газа при относительно кратковременных нарушениях в системе практически невозможен.

Содержательная постановка задачи анализа надежности ПХГ, основные допущения и расчетные условия, математическая формулировка задачи, методы и алгоритмы решения, вычисляемые показатели надежности аналогичны тем, которые приняты при создании математической модели анализа надежности газодобывающей системы.

Следует отметить, что логические схемы на отбор и закачку газа принимаются одинаковыми, отсюда следует идентичность интегральных показателей надежности ПХГ как при отборе, так и при закачке газа в него.

Для оценки надежности газового месторождения и подземного хранилища газа разработаны программные средства «ANAM» и «ANAX».

### **§ 3.3. Модель определения оптимальных параметров магистрального газопровода с учетом надежности**

Модель служит для определения оптимальных параметров проектируемых магистральных газопроводов с учетом надежности [10, 17, 21, 29]. Под определением оптимальных параметров МГ понимается нахождение необходимых диаметров труб, числа ниток МГ, компрессорных станций, числа установленных газоперекачивающих агрегатов на каждой КС и типоразмеров устанавливаемых ГПА. Общий процесс выбора оптимальных параметров МГ с учетом надежности предполагает:

1. Вариантное задание способов развития на перспективу газотранспортной системы.
2. Анализ надежности проектируемого МГ.
3. Выбор рационального варианта на основе расчета технико-экономических характеристик и интегральных показателей надежности МГ.

Предлагаемая математическая модель синтеза надежности включает в себя модель анализа надежности, позволяющую производить оценку надежности МГ. Поэтому при создании данной модели синтеза структурной надежности

принимаются те же основные допущения и расчетные условия, которые вводились для модели анализа надежности МГ.

В общем виде задача синтеза структурной надежности проектируемых МГ формулируется следующим образом [17, 21].

Исходя из среднесуточной производительности магистрального газопровода ( $Q$ ), его технико-технологических ( $T$ ), надежностных ( $H$ ) и технико-экономических ( $\Xi$ ) показателей, принципиальной схемы МГ и избыточных конечных способов резервирования ( $r$ ), определить диаметры ниток (типоразмеры) линейной части, число компрессорных станций и установленных газоперекачивающих агрегатов, которые соответствовали бы минимуму приведенных затрат

$$Z = f(T, H, \Xi, r) \rightarrow \min \quad (3.23)$$

при условии удовлетворения заданной нормы надежности газоснабжения

$$P = (Q, H, r) \geq P_{н.} \quad (3.24)$$

Сформулированная задача относится к классу задач целочисленного программирования и может рассматриваться как комбинаторная оптимизационная задача. Инженерный опыт исследований показывает, что число вариантов развития газопровода сравнительно небольшое, и все варианты могут быть рассмотрены обычным перебором.

Расчетная схема проектируемого многониточного МГ, для которого требуется определить оптимальные параметры, показана на рис. 3.1.

Как уже отмечалось выше, проектируемый МГ рассматривается отдельным элементом системы без отбора газа по трассе и представляет собой цепь последовательно соединенных звеньев – линейных участков трубопроводов и компрессорных станций.

Заданной считается следующая информация:

а) среднесуточная расчетная производительность газопровода

$$Q = \frac{Q_{г} k_{г}}{365},$$

где  $Q_{г}$  – годовая расчетная производительность магистрального газопровода,

$k_r$  – среднегодовой коэффициент неравномерности потребления газа (для МГ, не имеющих ПХГ у потребителей,  $k_r$  обычно принимается равным 0,85, а для отводов от магистральных газопроводов – 0,75);

б) технико-технологические показатели (Т):

– длина МГ  $L$ ;

– список количества ниток трубопроводов и соответствующих диаметров

$I=[I_1, I_2, \dots, I_k, \dots, I_K]$ ,

$D=[D_1, D_2, \dots, D_k, \dots, D_K]$ ,  $k=\overline{1, K}$ ,  $K$  – число заданных вариантов линейных

участков магистрального газопровода;

– список типоразмеров ГПА, их номинальных мощностей,  $P_o$ ,

$P_o=[P_{o1}, P_{o2}, \dots, P_{oj}, \dots, P_{oJ}]$ ,  $j=\overline{1, J}$ ,  $J$  – число рассматриваемых вариантов по

типоразмерам номинальных мощностей ГПА;

в) надежность показатели (Н):

– интенсивности отказов и восстановлений линейной части  $\lambda_{ik}$  и  $\mu_{ik}$  и ГПА  $\lambda_j$  и  $\mu_j$ ;

– число ремонтных бригад линейной части  $R_m$  и на КС –  $R_n$  (в данной модели достаточно принять  $R_m=R_n=1$ );

– требуемая (нормативная) надежность газопровода  $\Pi_n$  (обычно коэффициент надежности  $K_n$ );

г) технико-экономические показатели (Э):

– удельные ежегодные эксплуатационные расходы и капиталовложения в линейную часть МГ, соответственно  $S_{lik}$  и  $K_{lik}$ ;

– удельные ежегодные эксплуатационные расходы, пропорциональные рабочей мощности КС  $S_{1j}$ , удельные ежегодные эксплуатационные расходы, пропорциональные установленной мощности КС  $S_{nj}$ , удельные ежегодные капиталовложения, пропорциональные установленной мощности  $K_j$ , удельные ежегодные капиталовложения, не зависящие от установленной мощности КС  $K_{nj}$ .

– коэффициент дисконтирования  $\sigma_n$ ;

– удельные металлозатраты  $M_{уд}$ .

Математическая модель позволяет рассматривать неоднородность состава элементов системы, т.е. в общем случае линейные участки газопровода могут содержать одну или несколько ниток труб разного диаметра, в то время как КС характеризуются однотипными ГПА. Разнородность состава КС необходимо учитывать при анализе надежности уже существующих МГ, а при их проекти-

ровании достаточно рассматривать КС, состоящие из однотипных рабочих и резервных агрегатов. В результате оптимизации параметров проектируемых МГ, с учетом надежности определяются: число ниток трубопроводов –  $I_m$ ; соответствующие диаметры –  $D$ ; число КС –  $N$ ; число линейных участков –  $M$ ; длина линейного участка –  $l_0$ ; число рабочих ГПА на каждой КС –  $I_N$ ; число резервных ГПА на каждой КС –  $r$ ; оптимальная номинальная мощность ГПА –  $P_0$ ; дисконтированные затраты –  $Z$ ; капиталовложения –  $K$ ; ежегодные издержки –  $I$ ; металлозатраты в линейную часть МГ –  $M$ .

Число всех возможных рассматриваемых вариантов проектируемого МГ приблизительно равно  $KJr$ , где  $K$  – число вариантов линейной части МГ,  $J$  – число вариантов типоразмеров ГПА для КС,  $r$  – максимальное число резервных агрегатов на КС.

Здесь следует отметить, что в модели синтеза структурной надежности рассматривается только нагруженный резерв. Хотя это и не принципиально, можно учитывать и другие виды резервов (ненагруженный и облегченный), поскольку математическая модель анализа надежности МГ это позволяет.

Для расчетов оптимальных параметров МГ исходная совокупность диаметров каждого варианта по линейной части заменяется эквивалентным трубопроводом с эквивалентным диаметром  $D_э$ , который определяется из условия равенства производительности (пропускной способности) исходной совокупности всех ниток рассматриваемого варианта  $k$  ( $k = \overline{1, K}$ ) и эквивалентного трубопровода. В случае однородного состава ниток  $D_э = D_k I_k^{0,370}$ , где  $I_k$  – количество однородных ниток с внутренним диаметром  $D_k$ ; в случае неоднородного состава ниток  $D_э$  определяется из соотношения

$$D_э^{2,7} = \sum_{i_k=1}^{I_k} D_{i_k}, \text{ где } i_k = \overline{1, I_k}, I_k - \text{ количество разнородных ниток с соответствующими внутренними диаметрами } D_{i_k} [54].$$

Требуемое число КС по трассе газопроводов определяется

Требуемое число КС по трассе газопроводов определяется

$$N = \text{entier} \frac{L}{l_0} + 1. \quad (3.25)$$

В свою очередь длина каждого линейного участка  $l_0$ , согласно [54], определяется из соотношения расчетной пропускной способности газопровода от



его параметров и физических свойств газа для газопроводов с подкладными кольцами

$$Q = \varphi \cdot 0,873 \cdot 10^{-6} D^{2,7} \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{\Delta T_{cp} z_{cp} l_0}} \quad (3.26)$$

и равна

$$l_0 = \frac{\varphi^2 (0,873)^2 10^{-12} D^{5,4} (P_1^2 - P_2^2)}{\Delta T_{cp} z_{cp} Q^2}, \quad (3.27)$$

где  $\varphi$  – коэффициент, зависящий от расстояния между подкладными кольцами;  $P_1$  и  $P_2$  – давление газа на входе и выходе КС, в мПа;  $\Delta$  – относительная плотность газа (по воздуху);  $T_{cp}$  – средняя температура газа на участке между КС;  $z_{cp}$  – средний коэффициент сжимаемости газа. Подставляя известные значения данных параметров при соответствующих условиях (а именно:  $\varphi = 0,975$  для расстояния между подкладными кольцами 12 м;  $E = P_1/P_2 = 1,4$ ;  $P_1 = 7,5$  мПа; принимая  $\Delta = 0,7$ , из диапазона 0,6–0,8 определили по соответствующим монограммам [57]  $z_{cp} = 0,83$ ,  $t_{cp} = 16,5$  °С,  $T_{cp} = 273+t_{cp}$  при  $T_H = 30$  °С и  $T_{гр} = 0$  °С), можно получить упрощенное выражение для определения длины участка между КС для  $Q$  в млн м<sup>3</sup> в сутки

$$l_0 = 12 \cdot 10^{-12} \frac{D^{5,4}}{Q^2} \quad (3.28)$$

Требуемая рабочая мощность КС  $P_{раб}$ , согласно [54], определяется из соотношения для степени сжатия  $E$  для центробежных нагнетателей

$$E = \left( \frac{8813000 n P_{раб} (m-1)^{\frac{m}{m-1}}}{Q \gamma_r R T_{вх} z_{cp} m} + 1 \right) \quad (3.29)$$

и равна

$$P_{раб} = \frac{m}{(m-1)n} \frac{T_{вх} z_{cp} \gamma_r R}{8813000} (E-1) Q, \quad (3.30)$$

где  $m$  – показатель политропы сжатия;  $n$  – к.п.д. компрессорной машины, в долях;  $T_{вх}$  – температура газа на приеме компрессорной станции, К;  $\gamma_r$  – удельный

вес газа, кг/м<sup>3</sup> (при 20 °С и 760 мм рт. ст.);  $R$  – газовая постоянная, Дж/кг °К. Подставляя известные значения данных параметров при соответствующих условиях (а именно:  $E = 1,4$ ;  $m = 1,29$ ;  $n = 0,35$ ;  $T_{вх} = 283$  °К (10 °С);  $z_{ср} = 0,83$ ;  $\gamma_{г} = 0,7167$  кг/м<sup>3</sup>;  $R = 287$  Дж/кг °К, два последних значения соответствуют метану как газу, составляющему более 90 % всех газовых залежей), можно получить упрощенное выражение для определения рабочей мощности КС (в кВт для  $Q$  в млн м<sup>3</sup>/сут):

$$P_{\text{раб}} = 1009Q. \quad (3.31)$$

Тогда число рабочих ГПА определяется

$$I_N = \text{entier} \frac{P_{\text{раб}}}{P_{0j}} + 1, \quad (3.32)$$

где  $P_{0j}$  –  $j$ -я номинальная мощность ГПА из списка типоразмеров,  $j = \overline{1, J}$ .

Число резервных агрегатов  $r$  определяется простым перебором  $r = \overline{0, I_N}$ , т.е. накладываемся условие, что резервных агрегатов должно быть не больше, чем рабочих ГПА.

Здесь следует отметить, что по результатам расчетов может оказаться, что заданный уровень надежности достигается без просмотра всего списка резервов, т.е.  $r < I_N$ .

Тогда число установленных ГПА на КС равно

$$I_{\text{уст}} = I_N + r, \quad (3.33)$$

а установленная мощность КС определяется как

$$P_{\text{уст}} = P_{0j} \cdot I_{\text{уст}}. \quad (3.34)$$

Таким образом, формируется вариант структуры проектируемого МГ. Далее производится оценка его надежности по методике, описанной в §3.1, при этом вычисляются интегральные показатели надежности.

В зависимости от соотношения полученного коэффициента надежности  $K_n$  и требуемого (нормативного)  $\overline{K_n}$  либо определяются затраты рассматриваемого варианта развития МГ, либо формируется следующий вариант развития.

При  $K_n \geq \overline{K}_n$  вычисляются дисконтированные затраты данного варианта развития МГ:

$$Z = L(S_{лк} + \sigma_n K_{лк})I_k + (S_{нj} + S_{lj}P_{раб} + S_{2j}P_{уст})N + 0,076(K_{нj} + K_j P_{уст})N + \sigma_n(K_{нj} + K_j P_{уст})N. \quad (3.35)$$

Первое слагаемое представляет собой величину дисконтированных затрат в линейную часть МГ. В данном случае записано соотношение дисконтированных затрат для однородного состава ниток. Если рассматривается неоднородный состав ниток, дисконтированные затраты в линейную часть МГ определяются по формуле

$$L \left[ \sum_{i_k=1}^{I_k} (S_{лик} + \sigma_n K_{лик}) \right]. \quad (3.36)$$

Здесь следует отметить, что удельные затраты в линейную часть проектируемого МГ зависят от того, будет проходить он вдоль уже существующей трассы или же это новая трасса. В последнем случае удельные затраты будут выше.

Второе слагаемое – это величина эксплуатационных затрат на КС МГ, третье – величина затрат на создание и эксплуатацию инфраструктуры для обслуживания КС и последнее, четвертое, слагаемое является величиной капиталовложений в КС МГ.

Тут же определяются рациональные капиталовложения на создание МГ

$$K = K_{лк}LI_k + (K_{нj} + K_j P_{уст})N. \quad (3.37)$$

Первое слагаемое представляет собой капиталовложения в линейную часть МГ для однородного состава ниток. В случае неоднородного состава ниток капиталовложения в линейную часть определяются как

$$L \sum_{i_k=1}^{I_k} K_{лик}. \quad (3.38)$$

Второе слагаемое – капиталовложения в КС проектируемого МГ.

Рациональные ежегодные эксплуатационные издержки определяются как

$$И = S_{лк}LI_k + (S_{нj} + S_{lj}P_{раб} + S_{2j}P_{уст})N + 0,076(K_{нj} + K_j P_{уст})N \quad (3.39)$$

в случае однородного состава ниток. В противном случае первое слагаемое находится как

$$L \sum_{i_k=1}^{I_k} S_{лик} . \quad (3.40)$$

Дальше определяется величина металлоложений на создание МГ. Она обусловлена наиболее металлоемкой линейной частью МГ и вычисляется по формуле

$$M = M_{уд} L I_k \quad (3.41)$$

для однородных элементов, и по формуле

$$L \sum_{i_k=1}^{I_k} M_{удик} \quad (3.42)$$

для неоднородного состава ниток.

При  $K_n < \overline{K_n}$  формируется следующий вариант развития проектируемого МГ. Это осуществляется либо путем изменения числа резервных агрегатов на КС:  $r = \overline{1, I_N}$ , либо путем дальнейшего рассмотрения вариантов из списков как типоразмеров ГПА:  $j = \overline{1, J}$ , так и диаметров труб:  $k = \overline{1, K}$ .

После того как будут проанализированы все возможные варианты конструктивного оформления проектируемого МГ, определяется величина минимальных дисконтированных затрат и выдаются оптимальные параметры МГ, соответствующие этим затратам.

Для определения оптимальных параметров проектируемого МГ разработано вычислительное средство «SINTEZ».

### § 3.4. Модель анализа надежности системы газоснабжения

Цель задачи оценки надежности функционирования сложной системы газоснабжения – определение обеспеченности спроса каждого потребителя газом при существующих (или планируемых) мощностях, резервах и запасах [10, 13–17].

Модель анализа надежности является оценочной. Объектом исследования служит многоузловая газоснабжающая система, рассматриваемая как совокуп-

ность узлов, охватывающая месторождения газа и другие его источники, подземные хранилища и узлы потребления газа (с категориями потребителей), связанная системой магистральных газопроводов и включающая в себя как существующие объекты, так и варианты их развития. Выделяются следующие категории потребителей: 1) коммунально-бытовая нагрузка, зависящая в большой степени от отклонений температур наружного воздуха в отопительный период от среднесезонных; 2) промышленная нагрузка; 3) котельные и 4) электростанции, работающие на газе. Как уже отмечалось выше, в спросе на газ выделяются случайная и детерминированная составляющие, куда можно отнести соответственно первую и три последние категории.

Рассматривается один расчетный интервал (месяц, квартал, зима, лето), в течение которого все расчетные характеристики остаются неизменными. Отличительной особенностью системы газоснабжения является наличие ПХГ. Их основное назначение – выравнивание сезонной неравномерности спроса на газ (ПХГ- регуляторы). Они могут также использоваться для снабжения потребителей газом при отказах на магистральных газопроводах и могут рассматриваться в качестве временного резервирования (ПХГ – компенсаторы).

Указанные подсистемы объектов системой МГ объединены в единую систему газоснабжения, которая может быть представлена в виде сетевого графа.

При создании модели вводятся следующие допущения:

– рассматриваются только стационарные режимы. А так как расчетный интервал достаточно большой (не меньше месяца, недели), то не учитывается и динамика работы системы, т.е. функционирование системы оценивается в некоторой совокупности состояний, при этом игнорируется последовательность, в которой эти состояния появляются во времени;

– расчет режимов предусматривает центральный орган управления, главная цель которого максимальное удовлетворение спроса. Это допущение принято потому, что система газоснабжения является естественно монопольной структурой;

– поставка газа в систему от месторождений и подземных газохранилищ (в общем случае от источников газа) и его транспортировка по магистральным газопроводам зависят от состояний оборудования;

– спрос на газ задается на каждый узел потребления по соответствующим категориям; при этом имеется в виду, что спрос коммунально-бытовых потре-

бителей (I категория) удовлетворяется полностью, затем обеспечиваются промышленные потребители и котельные (II категория) и в последнюю очередь электростанции (III категория);

– подземные газохранилища в течение рассматриваемого периода работают либо на закачку, либо на отбор газа и учитываются сразу, т.е. их работа определяется из условия максимального удовлетворения спроса потребителей на газ; возможен и третий режим, когда ПХГ работают как компенсаторы, т.е. при расчете дефицитного режима ПХГ работают как источник газа, а при избыточном режиме работают на закачку;

– учитывается запас газа в ПХГ на начало рассматриваемого периода;

– объем резервного топлива задается суммарно на каждый узел потребления и учитывается также из условия максимального удовлетворения спроса на газ.

В модели учитывается вероятностный характер следующих основных факторов:

– спроса на газ коммунально-бытовыми потребителями (I категория);

– пропускной способности магистральных газопроводов системы в зависимости от состояния оборудования;

– объема поставки газа в систему от месторождений в зависимости от состояния оборудования;

– объема отбора газа в систему из ПХГ или закачки газа в ПХГ в зависимости от состояния их оборудования.

Начальный запас газа в ПХГ, объем резервного топлива в узлах потребления и спрос промышленности, котельных и электростанций (II и III категории) задается детерминированно по узлам.

Модель функционирования системы должна содержать описание процесса смены состояний, входящих в систему объектов, процессов изменения внешних условий и способов управления режимом в различных ситуациях.

Состояния оборудования элементов системы (месторождения, ПХГ, МГ) должны быть определены с учетом аварийных и плановых простоев, при этом следует использовать все виды соответствующих резервов.

Предполагается, что исходные данные, учитывающие вероятностный характер вышеперечисленных факторов, в общем случае имеют произвольный закон распределения и задаются рядом распределения произвольной длины.

Спрос коммунально-бытовых потребителей может быть аппроксимирован нормальным законом распределения, поэтому для него задаются только математическое ожидание и среднее квадратическое отклонение.

Существенной особенностью данной математической модели является учет большего числа случайных факторов.

В содержательном плане модель позволяет по заданным в вероятностной форме спросу на газ и поставке газа в систему от месторождений, а также отбору в систему или закачке газа в подземные газохранилища, учитывая его запасы в ПХГ, пропускные способности магистральных газопроводов (заданных также в вероятностной форме), потери газа на собственные нужды на месторождениях (при его хранении в ПХГ и при его транспортировке по МГ), и принимая во внимание взаимозаменяемость топлив, определить:

- закон распределения небалансов газа по узлам потребления;
- основные показатели надежности по узлам системы газоснабжения, а именно: надежность газоснабжения как вероятность удовлетворения заданного спроса, математическое ожидание недоотпуска газа и коэффициент относительной обеспеченности потребителей газом;
- в зависимости от соотношения полученной и заданной надежности удовлетворения спроса на газ по каждому расчетному узлу потребления – различные мероприятия по ее уменьшению или увеличению. При реализации этих мероприятий может измениться надежность соседних узлов, и для ее оценки требуется провести корректировочный расчет модели;
- функции распределения потоков газа по магистральным газопроводам, а также функции распределения загрузки ПХГ и работы месторождений в исследуемых (дефицитных) условиях работы и при заданных надежностных характеристиках оборудования. При этом вычисляются математическое ожидание производительности соответствующих объектов и ее среднее квадратическое отклонение. Указанные функции распределения загрузки МГ и ПХГ и работы месторождений определяют фактическую эффективность их использования.

В соответствии с принятыми допущениями и расчетными условиями задачи рассматривается газоснабжающая система в виде модельной сети, в которой узлы  $i \in R$  соответствуют месторождениям ( $i \in R_1$ ), потребителям ( $i \in R_2$ ), подземным газохранилищам ( $i \in R_3$ ), точкам сопряжения трубопроводов ( $i \in R_4$ ). Дуги  $(i, j) \in U$  сети отвечают газопроводам, соединяющим узлы  $i$  и  $j$ .

Рассматривается расчетный интервал (максимально – зима или лето), для которого и приведены все исходные характеристики.

Для каждого расчетного узла – месторождения  $i \in R_1$  заданы: ряд распределения возможной поставки газа в систему  $q^M [x^M]$ ; удельные затраты на добычу газа  $C^M_i$ ; коэффициент, учитывающий расход газа на собственные нужды  $\lambda^M_i$ ,  $\lambda^M_i < 1$ .

Для каждого расчетного узла потребителя  $i \in R_2$  заданы: спрос на газ коммунально-бытовых потребителей в виде м.о. –  $M[X^I_i]$  и с.к.о. –  $\sigma[X^I_i]$ , закона нормального распределения; спрос на газ промышленных потребителей и котельных  $X^{II}_i$ ; спрос электростанций, работающих на газе,  $X^{III}_i$ ; удельные стоимости соответственно для I, II и III категорий потребителей  $C_1$ ,  $C_2$  и  $C_3$ , причем  $C_1 \ll C_2 \ll C_3$ ; максимальный объем резервного топлива  $B_i$  и затраты на его единицу  $C_{oi}$ .

Для каждого узла ПХГ  $i \in R_3$  заданы: ряд распределения либо максимально возможного отбора газа в систему  $q^{ПХГ} [x^+_i]$  из ПХГ, либо максимально возможной закачки газа в ПХГ  $q^{ПХГ} [x^-_i]$ ; удельные затраты на отбор  $C^+_i$  или закачку газа  $C^-_i$ ; вместимость хранилища  $V_i$ ; запас газа на начало рассматриваемого периода  $S_i$ ; коэффициент, учитывающий потери газа при его хранении  $\lambda^+_i$ ,  $\lambda^+_i < 1$ .

Для каждого магистрального газопровода  $(i,j) \in U$  заданы: ряд распределения пропускной способности  $q^{МГ} [x_{ij}]$ ; удельные затраты на транспорт газа от узла  $i$  до узла  $j$   $C_{ij}$ ; коэффициент, учитывающий потери газа при его транспортировке  $\lambda_{ij}$ ,  $\lambda_{ij} < 1$ .

Заданной считается также требуемая (нормативная) надежность удовлетворения спроса потребителей на газ –  $H^{TP}$ .

Структурная схема алгоритма задачи оценки надежности функционирования газоснабжающей системы приведена на рис. 3.4, где блоки 1 – 3 содержат исходную информацию, а остальные – промежуточные и итоговые результаты расчета. Здесь можно также выделить блоки в последовательности решения задачи:

- I. Вероятностный блок.
- II. Блок расчета режима функционирования системы.
- III. Блок вычисления показателей надежности.



Различный характер подзадач, решение которых необходимо для оценки надежности газоснабжения потребителей, предопределяет использование различных методов, а именно:

– метода статистического моделирования для композиции расчетных состояний системы (метода Монте-Карло) [3]. Суть его заключается в том, что случайным образом разыгрываются различные состояния случайных величин на базе функций распределения;

– метода вычисления функции распределения случайных состояний небалансов газа и теоремы о сложении и умножении вероятностей различных событий [3];

– метода потокораспределения в сетях для расчета режимов.

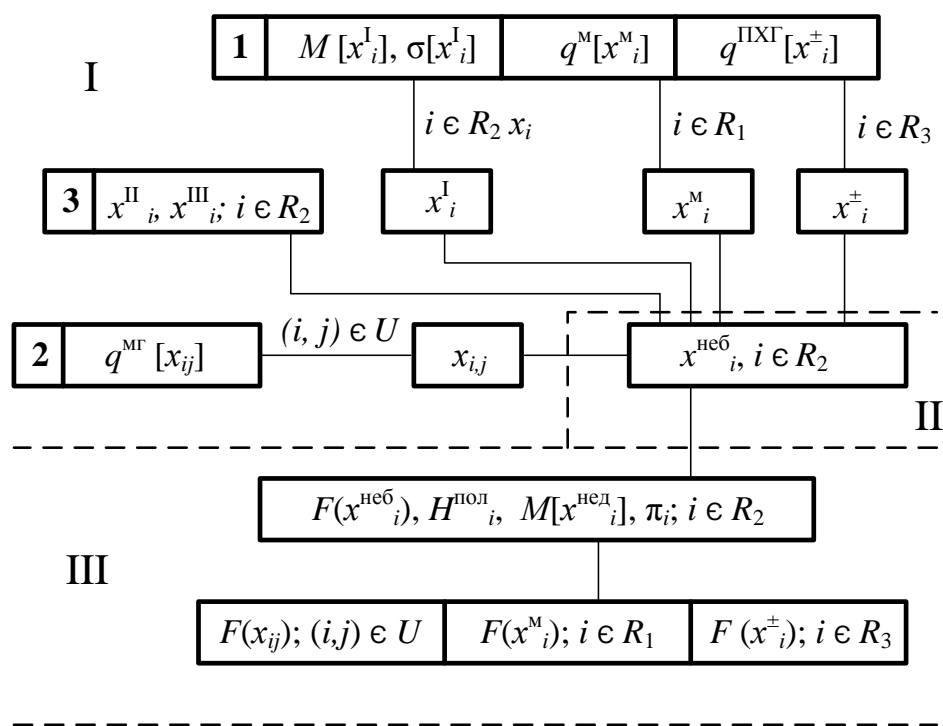


Рис. 3.4. Структурная схема задачи оценки надежности функционирования системы газоснабжения.

Функции распределения небалансов газа  $F[x^{\text{неб}}_i]$  по узлам-потребителям могут быть построены на основе полного перебора всех возможных состояний системы либо методом статистических испытаний. Здесь используется метод статистических испытаний, т.е. по заданным для данного расчетного интервала рядам распределения спроса на газ коммунально-бытовых потребителей, возможной поставки газа от месторождений и ПХГ в систему (или закачки в ПХГ),

пропускной способности МГ статистически разыгрываются случайные состояния этих значений.

Для разыгрывания состояний используется генератор псевдослучайных чисел (ГСЧ), равномерно распределенных на интервале от 0 до 1. Последовательно обращаясь к нему, получаем "случайные числа" и соотносим их с соответствующими рядами. Для этого применяется циклическое суммирование вероятностей этих рядов и сравнение текущей суммы с полученным из ГСЧ числом  $\rho_{\text{ГСЧ}}$ . Суммирование прекращается как только  $\sum q > \rho_{\text{ГСЧ}}$ . При этом для формирования случайного состояния системы берутся соответствующие значения  $X_i^I, X_i^M, X_i^\pm, i \in R$ , а также  $X_{ij}, (i,j) \in U$ .

Далее следует блок расчета режима функционирования системы с использованием сетевой потоковой модели.

Расчет оптимального режима сводится к определению следующих величин:  $x_i^M$  – объема добычи газа на  $i$ -м месторождении (источнике);  $x_{oi}$  – объема поставки резервного топлива  $i$ -ому потребителю;  $x_i^{\text{уд}}$  – удовлетворенного объема поставки газа, который складывается из объемов поставки всем категориям  $i$ -го узла потребления,  $x_i^{\text{уд}} = x_i^I + x_i^{\text{II}} + x_i^{\text{III}}$ ;  $x_i^\pm$  – объемов газа при закачке или отборе газа из  $i$ -го ПХГ;  $x_{ij}$  – потоков газа по соответствующему газопроводу  $(i,j)$ .

Формализованная постановка задачи расчета оптимального режима приобретает вид

$$\sum_{i \in R_1} C_i^M x_i^M + \sum_{i \in R_1} C_{oi} x_{oi} + \sum_{i \in R_3} C_i^- x_i^- + \sum_{(i,j) \in U} C_{ij} x_{ij} + \sum_{i \in R_2} y_{oi} x_i^{\text{деф}} \Rightarrow \min \quad (3.43)$$

при ограничениях

$$\left. \begin{aligned} \sum_j \lambda_{ji} x_{ji} - \sum_j x_{ij} + \lambda_i^M x_i^M &= 0 \\ 0 \leq x_i &\leq X_i \end{aligned} \right\} \quad i \in R_1;$$

$$\left. \begin{aligned} \sum_j \lambda_{ji} x_{ij} - \sum_j x_{ij} + x_{0i} - x_i^{yd} &= 0, \\ \text{где } x_i^{yd} &= X_i^I + X_i^{II} + X_i^{III} - x_i^{\text{деф}} \\ 0 \leq x_i^{I(II,III)} &\leq X_i^{I(II,III)} \\ 0 \leq x_{0i} &\leq B_i \\ 0 \leq x_i^{\text{деф}} &\leq X_i^I + X_i^{II} + X_i^{III} \end{aligned} \right\} \quad i \in R_2; \quad (3.44)$$

$$\left. \begin{aligned} \sum_j \lambda_{ji} x_{ji} - \sum_j x_{ij} + \lambda_i^+ x_i^- &= 0 \\ 0 \leq x_i^+ &\leq \min\{X_i^+, S_i\} \\ 0 \leq x_i^- &\leq \min\{X_i^-, V_i - S_i\} \end{aligned} \right\} \quad i \in R_3;$$

$$\begin{aligned} \sum_j \lambda_{ji} x_{ji} - \sum_j x_{ij} &= 0, & i \in R_4; \\ 0 \leq x_{ij} &\leq X_{ij}, & (i, j) \in U, \end{aligned}$$

где  $x_i^{\text{деф}}$  – суммарные дефициты газа по всем категориям  $i$ -го узла потребителя,  $x_{0i}$  – удельные ущербы от недоотпуска газа по узлам.

В качестве критерия рассматривается минимум дисконтированных затрат на доставку газа потребителям. Ограничения в виде равенств представляют собой балансы газа соответствующих узлов, а остальные ограничения заданы в виде двухсторонних неравенств. Потери газа при хранении учитываются только при его отборе из ПХГ, а потери газа в газопроводах учитывают один раз в конце связи.

Далее в блоке вычисления показателей надежности строятся ряды распределения небалансов газа по узлам-потребителям. Для этого используются результаты работы блока расчета режима функционирования системы, а именно: значения либо дефицита  $x_i^{\text{деф}}$ , либо избытка  $x_i^{\text{изб}}$  газа по узлам – потребителям.

Если значения дефицитов газа могут быть получены (режим функционирования системы дефицитный) непосредственно в результате расчета оптимального режима, то значения избытков в случае бездефицитности системы могут быть представлены как технические возможности для удовлетворения спроса на газ и оценены как сумма величин недозагрузки пропускных способностей связей, приходящих в данный узел, и недоиспользованной возможности замены газа другими видами топлива в данном узле потребления:

$$x_i^{\text{изб}} = \left( \sum_i \lambda_{ji} X_{ji} - \sum_i \lambda_{ji} x_{ji} \right) + (B_i - x_{0i}).$$

Текущие значения небаланса  $x_i^{\text{неб}}$  определяются как

$$x_i^{\text{неб}} = x_i^{\text{деф}} \quad \text{или} \quad x_i^{\text{неб}} = -x_i^{\text{изб}}, \quad i \in R_2.$$

Состояния системы вычисляются последовательно по одному, при этом каждое следующее расчетное состояние системы формируется после того, как в блоке расчета режима функционирования системы проанализировано предыдущее состояние.

Окончание расчетов осуществляется либо когда величина относительной погрешности статистического моделирования станет ниже заданной, либо число испытаний достигнет заданного предельного значения.

Особенностью построения рядов распределения небалансов газа является то, что получаемые после расчета каждого состояния системы значения вероятностей  $q[x_i^{\text{неб}}]$  суммируются с соответствующими значениями предыдущих состояний. Для того, чтобы получить ряды распределения в "чистом виде", необходимо имеющиеся значения разделить на число проведенных испытаний, т.е. вычисляются "статистические вероятности".

Результирующие ряды распределения небалансов газа содержат в себе отрицательные значения, представляющие собой избытки газа, и положительные значения, представляющие дефициты газа.

Имея для каждого расчетного узла-потребителя  $i \in R_2$  ряд распределения вероятностей небаланса газа, можно построить и соответствующую функцию распределения  $F(x_i^{\text{неб}})$  (рис. 3.5), с помощью которой определяются:

– надежность газоснабжения потребителей как вероятность удовлетворения спроса

$$H_i^{\text{пол}} = F(x_i^{\text{неб}} = 0);$$

– математическое ожидание недоотпуска газа

$$M[X_i^{\text{нед}}] = \sum_{k=1}^K x_k^{\text{неб}} q_k[x_k^{\text{неб}}]$$

при  $x_k^{\text{неб}} > 0$  или  $F(x_i^{\text{неб}}) > H_i^{\text{пол}}$ ,

где  $q_k[x_i^{\text{неб}}]$  – вероятность небаланса газа  $x_i^{\text{неб}}$ ,  $k=1, \overline{K}$ ,  $K$  – количество положительных членов в ряду распределения;

– коэффициент относительного обеспечения потребителей газом

$$\varphi_i = 1 - M[X_i^{\text{нед}}] / M[X_i^{\text{спр}}],$$

где  $M[X_i^{\text{спр}}] = M[X_i^I] + X_i^{\text{II}} + X_i^{\text{III}}$ ;

– в зависимости от соотношения полученной надежности  $H_i^{\text{пол}}$  и требуемой  $H_i^{\text{тр}}$  предлагаются различные мероприятия по ее регулированию.

При  $H_i^{\text{тр}} > H_i^{\text{пол}}$  (рис. 3.5) возможно уменьшение спроса на потребление газа, т.е. введение плановых ограничений (лимита  $\Delta x_i^{\text{спр}}$ ).

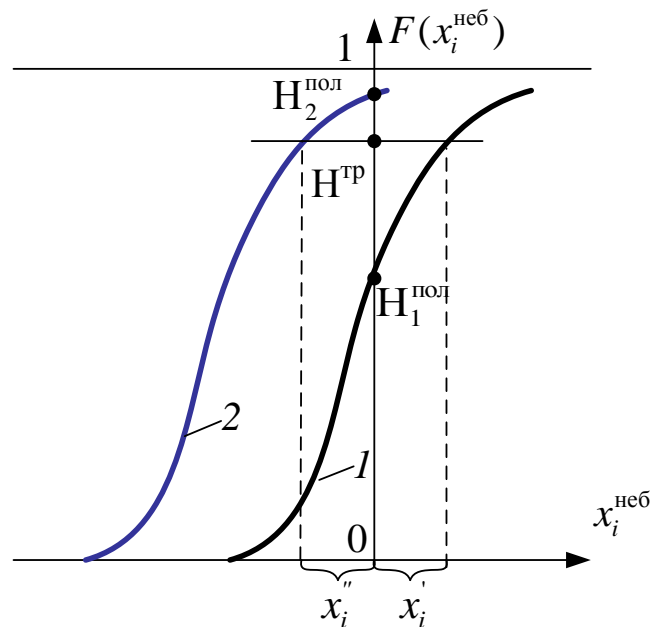


Рис. 3.5. Функции распределения небалансов газа: 1 - при дефиците газа; 2 - при избытке газа.

На практике плановые ограничения реализуются в виде лимитов для потребления газа электростанциями и промышленными предприятиями. Как уже отмечалось выше, это потребление условно составляет детерминированную часть спроса. При введении лимитов можно считать, что исходная суммарная функция распределения спроса  $X_i^{\text{спр}}$ , включающая в себя функцию распределения коммунально-бытовых потребителей  $X_i^I$  и детерминированные значения спроса промышленных предприятий и котельных  $X_i^{\text{II}}$  и электростанций  $X_i^{\text{III}}$ , не меняется, а лишь сдвигается влево.

При этом, естественно, не меняется и вид функции распределения небалансов газа, а происходит лишь сдвиг ее влево на величину изменения (сдвига) спроса.

Отсюда, имея функцию распределения небалансов газа  $F(x^{неб}_i)$ , можно определить величину планируемого лимита на спрос, удовлетворяющего требуемой надежности  $\Delta x^{спр}_i = x_i'$  при  $F(x_i') = H^{тп}$ .

Можно также рассмотреть возможность увеличения резервов потребителя на величину  $\Delta x^{спр}_i$ .

При  $H^{пол}_2 > H^{тп}$  возможно снижение поставки газа в систему от месторождений или ПХГ до величины, обеспечивающей требуемую надежность. Из рис. 3.5 очевидно, что такое снижение определяется как

$$\Delta x_i = -x_i'' \text{ при } F(x_i'') = H^{тп}.$$

Здесь также можно рассматривать вероятность создания запасов газа в ПХГ либо уменьшения резервов потребителя на соответствующую величину.

При реализации различных мероприятий по уменьшению или увеличению надежности соответствующего узла потребителя может измениться надежность соседних узлов, и, чтобы ее оценить, требуется провести следующий расчет по модели.

При вычислении функций распределения потоков газа по магистральным газопроводам (фактической загрузки МГ), а также загрузки ПХГ и работы месторождений используется информация, получаемая в блоке расчета режима функционирования системы: потокораспределение газа по МГ, отбор или закачка газа по ПХГ и его добыча по месторождениям в рассматриваемых режимах.

Для анализа надежности функционирования сложных закольцованных систем газоснабжения разработано программное средство «ANES-1».

В начале расчета по всем рассматриваемым объектам (магистральным газопроводам, ПХГ и месторождениям) выбираются расчетные шаги, по ним и максимальным пропускным способностям МГ или производительностям ПХГ и месторождений определяются числа членов в искомым рядах распределения. Значения вероятностей соответствующих значений газа по объектам представляют собой «статистические вероятности», разнесенные по «правилу моментов» в соответствии со значениями рядов, определяемыми расчетным шагом.

Как уже отмечалось выше, указанные функции распределения загрузки МГ и ПХГ, а также работы месторождений определяют фактическую эффективность их использования.

Таким образом, для каждого расчетного узла потребителя решается задача оценки надежности обеспечения спроса на газ, а для каждого рассматриваемого объекта (магистрального газопровода, подземного газохранилища и месторождения) находится функция распределения его загрузки, т. е. данная постановка задачи позволяет определить достаточно широкий спектр показателей надежности функционирования систем газоснабжения, а не только перечисленные выше. Так, например, определяются интегральные значения производительности всех объектов системы.

## **ГЛАВА 4. МЕТОДЫ И МОДЕЛИ АГРЕГИРОВАНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ОБЪЕКТОВ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ПРИ ИХ МНОГОУРОВНЕВОМ МОДЕЛИРОВАНИИ**

### **§ 4.1. Методический подход для агрегирования расчетной схемы газоснабжения**

Объекты газоснабжающей системы функционируют во взаимосвязанных режимах и для них характерны: целостность, централизация управления и сложность структуры; стабильность, динамичность и дискретность развития; экономичность; безотказность, устойчивость и живучесть функционирования; неполнота информации; недостаточная определенность оптимальных решений и пр. [35, 36].

Системам газоснабжения присуща экономическая целесообразность и техническая реализуемость передачи концентрированных потоков газа на большие расстояния. ГСС, в отличие от электроэнергетической системы не распадаются на совокупность концентрированных подсистем с внутренними источниками и потребителями, а представляют собой многониточные закольцованные сети магистральных газопроводов, питающих потребителей через отводы и газораспределительные станции. Газотранспортные системы основаны на принципах непрерывного действия, и процесс перекачки газа по трубопроводу сводится к восполнению энергии потока, затраченной на преодоление гидравлического сопротивления и потерь на внутреннее трение.

На территории РФ функционирует ЕСГ, включающая объекты добычи, переработки, транспорта и подземного хранения газа. ЕСГ России объединяет газотранспортные системы стран бывшего СССР и государств Западной Европы (рис. 4.1).

По своей природе ГСС имеют огромное количество элементов (узлов) и связей, которые нелинейны, дискретны в своем развитии и обладают недостаточностью количественных характеристик. Создавать точную (идеальную) модель газоснабжающей системы, адекватно описывающую все ее объекты



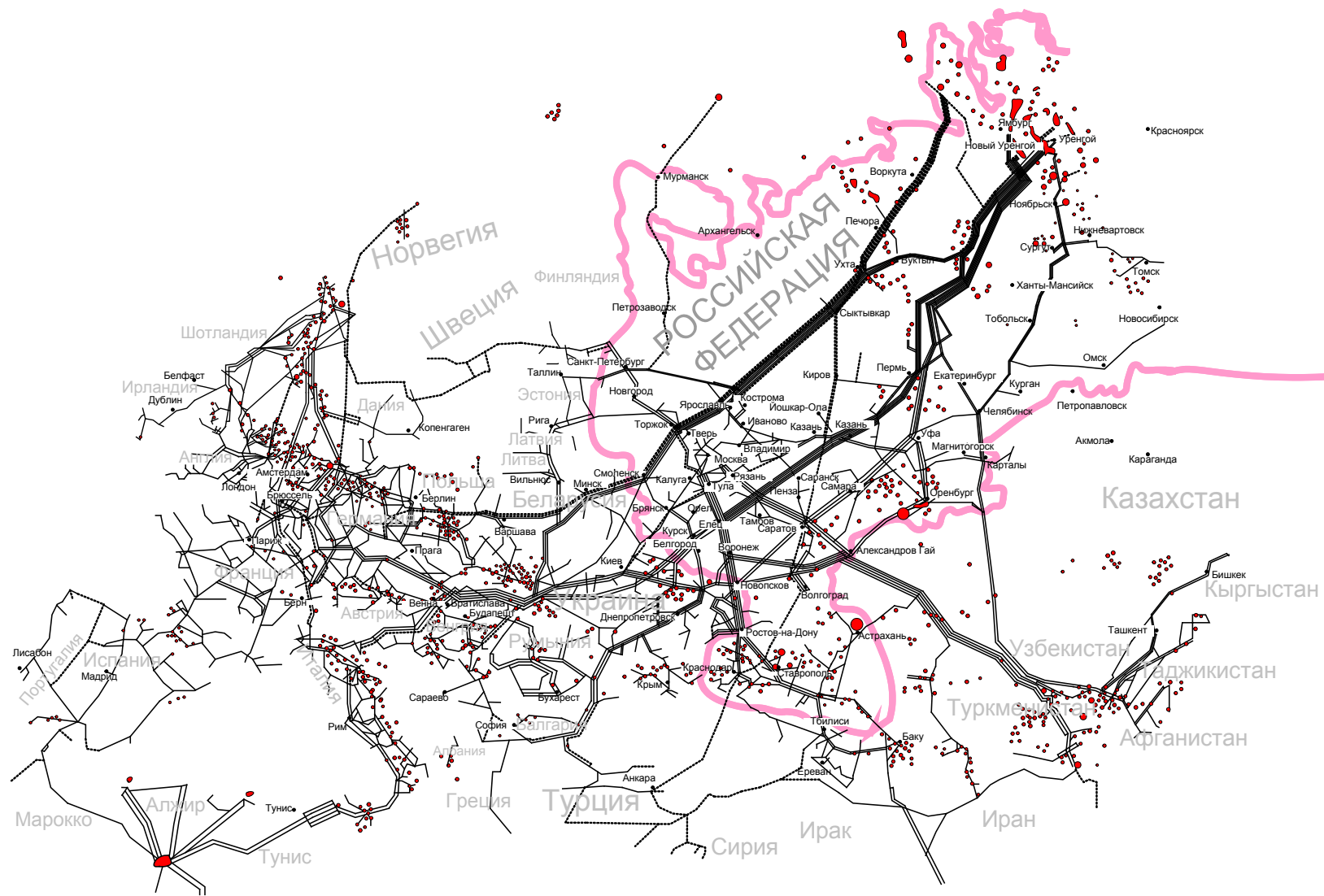


Рис. 4.1. Единая система газоснабжения России и Европы.

(линейные участки МГ, КС, ГПА, промыслы, ПХГ, потребителей газа и т.п.) нецелесообразно, так как с помощью такого математического моделирования невозможно получить абсолютно достоверные решения. Оценка уровня тождественности реальной газоснабжающей системы и математической модели – это в конечном счете предмет интуитивной оценки специалиста. Важное значение приобретает способ агрегирования расчетной схемы газоснабжения, используемой при ее моделировании.

Под агрегированием расчетной схемы понимается преобразование реальной схемы газоснабжения в другую, более простую, но соответствующую исходной с определенной точностью при сохранении в получаемой схеме требуемых свойств первичной схемы [35, 36]. Более простая по сравнению с исходной, полученная агрегированная схема характеризуется меньшим числом узлов и связей, что облегчает анализ и использование результатов для выработки необходимых решений.

Агрегирование расчетной схемы предполагает выполнение двух этапов [45]: 1) выбор или нахождение исходной газоснабжающей схемы; 2) агрегирование – преобразование исходной расчетной схемы к агрегированной (эквивалентной). Например, возьмем газотранспортную систему, представляющую собой сложное техническое сооружение, в состав которого входят: головная станция, линейные участки трубопроводов, компрессорные станции для перекачки газа, газораспределительные станции, перемычки на многониточном газопроводе, установки электрической защиты газопровода от коррозии и другие устройства. При агрегировании существенными элементами будем считать КС, ПХГ и линейные участки сети в однопунктном исчислении.

Агрегирование необходимо проводить для каждого газотранспортного предприятия в отдельности. В соответствии со схемой ГТП определяют узлы – оптовые рынки газа, которые снабжаются природным газом от данного трансгаза. Если имеются газодобывающие, газоперерабатывающие предприятия и подземные газохранилища (подключенные к трансгазу), определяются узлы-источники и, наконец, находятся узлы ветвления потоков газа (как правило, межузловые компрессорные станции). Многониточные газотранспортные системы преобразуются в однопунктные. Формируется расчетный граф, состоящий из минимального количества узлов и дуг. Для узлов-потребителей определяется: динамика потребления природного газа по годам расчетных периодов;

для узлов-источников – предельные годовые объемы добычи газа и цены самофинансирования; для дуг графа – предельные годовые объемы передачи газа, цены самофинансирования и коэффициенты, показывающие снижение производительности газотранспортной связи из-за расхода газа на СН и утечки.

Заключительной операцией по формированию расчетной схемы является «склеивание» всех агрегированных схем в одну. «Склеивание» осуществляется по границам действия газотранспортных предприятий.

На агрегированную существующую газоснабжающую систему накладываются имеющиеся крупномасштабные проекты газотранспортных систем, находящиеся в стадии разработки или реализации. Дополнительно на расчетную схему наносятся связи, характеризующие проекты и научные изыскания по годам планируемых периодов, выполненные в научно-исследовательских и проектных организациях. Таким образом, создается избыточная агрегированная расчетная схема, отражающая этапы развития газоснабжающей системы на исследуемую перспективу.

#### **§ 4.2. Прогнозирование спроса на оптовых рынках природного газа**

Прогнозирование спроса на природный газ, по существу, является важнейшим средством предвидения будущего развития всей газовой отрасли. В задачу такого прогнозирования ставятся важнейшие вопросы выявления возможных масштабов роста экономики государства, обоснование долгосрочных задач развития промышленности, сельского хозяйства и благосостояния народа; определение технико-экономических трудностей и направлений геолого-поисковых работ. Такие прогнозы зависят от общего роста численности населения, научно-технического прогресса в стране и в мире в целом. Прогнозирование таких факторов во многом интуитивно. Однако целесообразно исходить из того, что будущее рождается в настоящем, где заложены элементы будущего. Поэтому прогноз спроса на природный газ должен включать анализ объективных тенденций развития в прошлом, настоящем и планируемом периоде [36].

Очень важен вопрос о сочетании достоверности и точности прогнозов. Если прогноз дается в большом диапазоне величин, то он, вероятно, более достоверен, однако и более неопределен, и наоборот. Очевидно, что с увеличением глубины сроков прогнозирования неопределенность таких прогнозов будет

возрастать. В настоящее время преобладает мнение о том, что долгосрочные прогнозы целесообразно осуществлять многовариантно, выделяя три основные прогнозируемые гипотезы – оптимистическую, среднюю и пессимистическую, с нарастающим их количественным расхождением по мере удлинения прогнозируемого периода. В прогнозных расчетах очень важны взаимно сбалансированные количественные оценки (потребность и ее покрытия). Для таких исследований могут быть полезны как экспертные оценки, так и соответствующие математические модели.

При определении потребностей в природном газе можно применять два метода [36]: а) прямого счета и б) анализа долгосрочных тенденций развития газовой отрасли.

Суть метода прямого счета заключается в выделении укрупненных видов продукции и услуг, производимых отдельными отраслями народного хозяйства и промышленности, на которые расходуется природный газ. Для рассматриваемого периода времени перемножаются показатели выпуска продукции и нормы расхода газа. Метод прямого счета тем достоверней, чем ближе рассматриваемый период времени.

Суть метода анализа долгосрочных тенденций развития газовой отрасли заключается в анализе возможных количественных проявлений тех объективных тенденций, которые характеризуют взаимосвязь развития газовой промышленности с экономикой страны. Вначале определяются количественные проявления новых тенденций и далее оцениваются возможные гипотезы количественного проявления таких тенденций в рассматриваемый период.

На рынке природного газа покупатели различаются наличием денежных средств, степенью нужности газа, возможностями замены газа другими видами топлива и т.п. В общем виде функцию спроса на природный газ можно записать

$$Q = f(P, P_y, P_M, I, T, \dots).$$

Здесь  $Q$  – объем спроса на природный газ в единицу времени;  $P$  – цена природного газа;  $P_y$  – цена угля, заменяющего газ;  $P_M$  – цена мазута, заменяющего газ;  $I$  – наличие денежных средств;  $T$  – степень необходимости газа для потребителя.

Очевидно, что с уменьшением цены на природный газ объем спроса будет возрастать и наоборот. В случаях возможности замены природного газа другим топливом при уменьшении цены угля или мазута объем спроса на газ будет уменьшаться. При изменении других параметров в указанной функции будет изменяться и сам спрос на природный газ.

Основная масса добываемого газа используется в качестве топлива в энергетике, промышленности и коммунальном секторе и в небольшом количестве – как сырье для химической промышленности [9].

На рис. 4.2 показана диаграмма потребления газа по основным отраслям экономики, характерная для настоящего времени.



Рис. 4.2. Потребление газа по основным отраслям РФ.

Основные объемы газа потребляются в Центральном (27 %), Приволжском (27 %), Уральском (18 %), Южном (14 %) и Северо-Западном (9 %) федеральных округах (рис. 4.3). Наиболее крупными потребителями являются Свердловская, Московская, Пермская, Самарская, Челябинская области, а также республики Башкортостан и Татарстан.

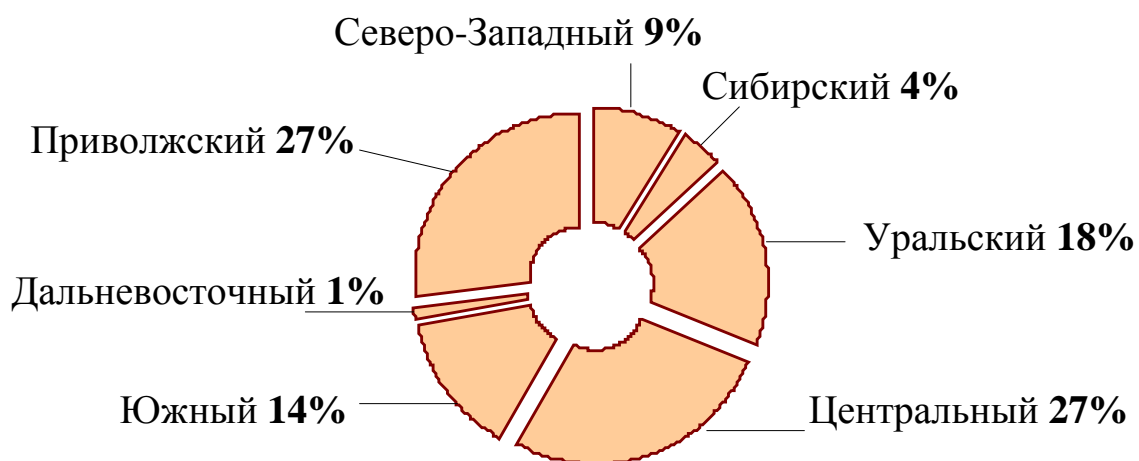


Рис. 4.3. Структура потребления газа по округам РФ.

Можно выделить 14 укрупненных категорий потребителей природного газа в РФ [9]: электроэнергетика, нефтяная промышленность, ОАО «Газпром», металлургическая промышленность, агрохимическая, цементная, оборонная, нефтехимическая, минобороны, автосельхозмашиностроение, агропромышленный комплекс, коммунально-бытовой сектор, население и прочие потребители. В каждом из субъектов РФ преобладают определенные категории потребителей газа. Возьмем, например, электроэнергетику субъекта. Индивидуальные значения спроса электростанций, работающих на газе, образуют рыночный спрос электроэнергетики в рассматриваемом субъекте. Здесь существует следующая закономерность: объем рыночного спроса при каждом значении цены равен сумме объемов спроса отдельных потребителей при данном значении цены.

Зная динамику объема продаж и цен на газ можно построить кривую – «траекторию рынка», соответствующую выделенным моментам времени.

#### **§ 4.3. Методы и алгоритмы определения технико-экономических характеристик существующих газотранспортных и газодобывающих систем**

##### ***Моделирование технико-экономических характеристик существующих газотранспортных систем***

Газотранспортные предприятия (ГТП) осуществляют транспорт природного газа по системе магистральных газопроводов. Каждое ГТП имеет свои чет-

кие границы, обеспечивает газом определенную территорию и осуществляет его экспортные поставки в другие районы. Для каждого существующего ГТП на основании нормативно-справочных источников (например [9]) устанавливаются эксплуатационные затраты предприятия (себестоимость транспорта газа), диаметры и длины МГ, номинальные пропускные способности трубопроводов, расход газа на СН, потери и пр.

Заданные эксплуатационные затраты ГТП должны быть дифференцированы по дугам агрегированного расчетного графа в соответствии с протяженностью МГ и их диаметрами. Известно, что эксплуатационные затраты, связанные с передачей газа по газопроводам больших диаметров, меньше, чем затраты на передачу таких же объемов газа по газопроводам меньших диаметров. Количественно этот факт можно определить через коэффициенты превышения затрат ( $\gamma_d$ ) при транспортировании  $1000 \text{ м}^3$  газа по газопроводам различных диаметров по отношению к газопроводу с большим диаметром трубы, взятым за базу (обычно это 1420 мм).

Исследования [29, 44] показывают, что с достаточно высокой правдоподобностью можно принять следующие коэффициенты превышения затрат при транспортировании  $1000 \text{ м}^3$  газа по газопроводам меньших диаметров по отношению к газопроводам больших диаметров (табл. 4.1).

Т а б л и ц а 4.1

**Коэффициенты превышения затрат ( $\gamma_k$ ) при транспортировании  $1000 \text{ м}^3$  газа по газопроводам различных диаметров по отношению к газопроводу с диаметром трубы 1420 мм**

№ пп	Диаметр трубопровода	Коэффициент, $\gamma_k$
1	1420	1,0
2	1220	1,07
3	1020	1,15
4	820	1,65
5	720	2,45
6	529	3,45
7	Прочие	4,5

Эксплуатационные затраты ГТП задаются в виде таблицы, представляющей смету затрат.

Заданная в таблице потребность в финансовых средствах ГТП отражает себестоимость транспорта природного газа на данном предприятии. При функ-

ционировании ГТП устанавливается норма рентабельности, которая стимулирует «расширенное производство» предприятия и обеспечивает «премирование персонала».

Издержки газотранспортного предприятия можно считать базисными издержками ( $D(\bar{b})_{ГТП}$ ), сложившимися в определенный момент времени  $t_0$ . Базисные издержки остаются неизменными в течение всего расчетного периода.

Прогнозные издержки ( $D(t)_{ГТП}$ ) в конце  $t$ -го шага прогнозирования рассчитываются по выражению [38]:

$$D(t)_{ГТП} = D(\bar{b})_{ГТП} \cdot J(t, t_n),$$

где  $J(t, t_n)$  – индекс изменения издержек в конце  $t$ -го шага по отношению к начальному моменту расчета ( $t_n$ ).

Тарифы на транспорт  $1000 \text{ м}^3$  газа по связям расчетного графа ( $c_{ij}$ ) определяются из выражения

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

где:  $T_{ij}$  – стоимость (прогнозные издержки) транспорта газа по связи  $ij$ ;  $Q_{ij}$  – номинальная пропускная способность связи  $ij$ . Номинальная пропускная способность связи находится как сумма номинальных производительностей МГ, агрегированных в дуге  $ij$ .

Стоимость транспортирования по дуге  $ij$  рассчитывается следующим образом:

$$T_{ij} = \sum_{k=1}^n \Theta_k L_k,$$

где  $L_k$  – протяженность МГ диаметром  $d_k$  в одностороннем исчислении;  $\Theta_k$  – цена (тариф) передачи газа по газопроводу диаметром  $d_k$  на расстояние 1 км,

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

Здесь  $\kappa = \overline{1, n}$  – количество вариантов диаметров газопроводов, например,  $d_1 = 1420, d_2 = 1220, d_3 = 1020, \dots$ .



Цена (тариф) передачи газа по газопроводу первого диаметра ( $d_1 = 1420\text{ мм}$ ) находится из выражения:

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

где  $D_{\text{ГТП}}$  – потребность в финансовых средствах предприятия, взятая из таблицы сметы затрат.

Приведение к базисному моменту времени тарифа передачи газа по дуге  $ij$  удобно производить путем их умножения на коэффициент дисконтирования  $a_t$ , определяемый для постоянной нормы дисконта  $E$

$$a_t = \frac{1}{(1 + E)^t},$$

где  $t$  – номер шага расчета ( $\overline{t, T}$ ),  $T$  – горизонт расчета.

Каждая дуга агрегированного расчетного графа отображает один или несколько существующих МГ соответствующих диаметров. Максимальная пропускная способность этой дуги (верхнее ограничение) определяется как сумма номинальных производительностей упомянутых газопроводов. Ориентировочно номинальные пропускные способности МГ различных диаметров при давлении 7,5 МПа приведены в табл. 4.2.

Каждое ребро (дуга) расчетного графа газотранспортного предприятия должна отображать протяженности магистральных газопроводов соответствующих диаметров. Сумма протяженностей МГ всех ребер соответствует протяженности газопроводов, имеющих на этом предприятии.

Т а б л и ц а 4.2

**Номинальные пропускные способности магистральных газопроводов  
разных диаметров**

Диаметр трубы, мм	1420	1220	1020	820	720	529	426	377	325
Пропускная способность, млрд м <sup>3</sup> год	30,0	18,5	9,0	6,2	4,2	2,0	1,0	0,6	0,4

Расход газа на собственные нужды (СН) магистральных газопроводов за год обычно определяется исходя из численности рабочих газоперекачивающих агрегатов, количества часов их работы за год и их технической характеристики (типов ГПА, единичной мощности, удельных расходов топлива на ГПА, КПД и т.д.). Здесь использован упрощенный способ вычисления расхода газа на СН, основанный на определении доли газа в процентах, расходуемой на его перекачку по газопроводам газотранспортных предприятий. Анализ этих долей, взятых из справочников газовой промышленности (например [9]), за последние годы демонстрирует определенную устойчивость их значений в динамике развития.

Коэффициенты, показывающие уменьшение объемов подачи газа за год из-за расхода газа на СН на ребрах расчетного графа газотранспортного предприятия, находятся следующим образом:

$$\alpha_{\text{СН}} = \frac{1 - \frac{P_{\text{СН}}^{M2}}{100}}{L} \sum L_{ij}.$$

Здесь  $L$  – протяженность газопроводов в одностороннем исчислении газотранспортного предприятия, км;  $P_{\text{СН}}^{M2}$  – доля газа, принятая для расчетов из справочника, в %;  $L_{ij}$  – протяженности газопроводов дуг  $ij$  на расчетном графе газотранспортного предприятия, км.

Потери газа в атмосферу на предприятиях газовой промышленности можно подразделить на фоновые и технологически неизбежные, а также на аварийные [23]. По официальной статистике, например, приведенной в справочниках газовой промышленности, эти потери составляют до 2 % от добываемого газа. Однако оценки этих потерь как наших, так и западных специалистов, неоднозначны и составляют от 2 % до 10 %.

По официальным данным выбросы газа в атмосферу за ряд предыдущих лет в результате аварий не превышали 0,1% годовой добычи. Поскольку здесь были учтены не все аварии, достаточно уверенно можно говорить об уровнях утечек подобного рода, как 0,2–0,5 %.

Фоновые и технологически неизбежные потери рассматривались отдельно для каждой из подсистем газоснабжения.

Подсистема добычи газа включает в себя скважины, установки очистки, осушки и компримирования, газосборные сети. На скважинах газ теряется при продувке в момент ввода их в эксплуатацию после ремонта, очистки от парафина и т.д. и за счет утечек его через фонтанную арматуру. Газ улетучивается и на других объектах добычи. В целом уровень постоянных и технологически неизбежных потерь газа в подсистеме добычи определяется в пределах 1,1–2,5 % от годовой добычи.

Подсистема магистрального транспорта включает и подземные хранилища газа. Здесь потери содержат три составляющие: потери на ПХГ, на компрессорных станциях и на линейной части магистральных газопроводов. По данной подсистеме суммарные потери газа рассчитаны нами как 1,2–2,4 % от годовой добычи.

Потери в подсистеме распределения газа суммируются из потерь в распределительных сетях, потерь у промышленных потребителей (включая энергетику) и потерь у потребителей коммунально-бытового сектора. По подсистеме распределения газа потери оцениваются величиной 0,8–1,8 % от годовой добычи газа.

Рассчитанный нами общий итог оценки уровня потерь газа в настоящее время показан в табл. 4.3.

Т а б л и ц а 4.3

**Уровень утечек природного газа в атмосферу на предприятиях газовой промышленности**

Подсистемы	Потери, % от годовой добычи		
	Фоновые и технологически неизбежные	Аварийные	Всего
Добычи	1,1–2,5	0,1–0,2	1,2–2,7
Магистрального транспорта и ПХГ	1,2–2,4	0,05–0,2	1,25–2,6
Распределения	0,8–1,8	0,05–0,1	0,85–1,9
Итого	3,1–6,7	0,2–0,5	3,3–7,2

Суммарный коэффициент потерь газа за год из-за его утечек в атмосферу в магистральном транспорте (включая ПХГ и системы газораспределения) прием равным 3,3 % от годовой добычи (2,0 % – всего магистрального транспорта и ПХГ и 1,3 % – всей системы распределения газа). Для определения коэффициента потерь по добыче газа примем суммарную его величину в 2 % от добытого газа.

Коэффициенты потерь газа за год из-за утечек в атмосферу по газотранспортным предприятиям с учетом газораспределительных систем находятся пропорционально относительной протяженности газотранспортных систем этих предприятий.

Коэффициенты, показывающие уменьшение объемов подачи газа за год из-за утечек в атмосферу на ребрах расчетного графа газотранспортного предприятия, определяются из выражения:

$$\alpha_{nom_{ij}} = \frac{1 - \frac{P_{nom}^{M2}}{100}}{L} \Sigma L_{ij}.$$

Здесь  $P_{nom}^{M2}$  – доля газа рассматриваемого газотранспортного предприятия, %.

Коэффициент, одновременно учитывающий уменьшение объемов подачи газа за год в газотранспортном предприятии из-за его расхода на СН и потери ( $\alpha_{ij}$ ), находится следующим образом:

$$\alpha_{ij} = \alpha_{сн_{ij}} \alpha_{nom_{ij}}$$

### ***Моделирование технико-экономических характеристик существующих газодобывающих предприятий***

Добыча газа на месторождении осуществляется газовым промыслом, который состоит из трех комплексов: основного оборудования, вспомогательного и оборудования непроизводственного назначения. Газовые скважины являются главными объектами промысла. На промысле имеется система для первичной обработки газа. На головных сооружениях промысла газ подготавливается к дальнему транспорту. Комплекс этих сооружений состоит из установок по очистке газа от механических примесей, влаги, серы и высокоценных компонентов. На месторождении в период падающей добычи устанавливается и дожимная КС.

На основании нормативно-справочной литературы определяется состояние сырьевой базы на месторождениях газоносного района [9].

Эксплуатационные затраты газодобывающего предприятия задаются в виде таблицы, представляющей смету затрат.

Смета затрат представляет собой базисные издержки на добычу природного газа ( $D(\bar{\sigma})_{ГДП}$ ), сложившиеся в определенный момент времени  $t_0$ . Базисные издержки газодобывающего предприятия остаются неизменными в течение всего расчетного периода.

Прогнозные издержки ( $D(t)_{ГДП}$ ) в конце  $t$ -го шага прогнозирования определяются следующим образом:

$$D(t)_{ГДП} = D(\bar{\sigma})_{ГДП} \cdot J(t, t_n).$$

Здесь  $J(t, t_n)$  – индекс изменения издержек в конце  $t$ -го шага по отношению к начальному моменту расчета ( $t_n$ ) (как и для ГТП).

Издержки отражают себестоимость добычи газа, а также необходимую прибыль для расширенного производства. Цена самофинансирования ( $C_{ГДП}$ ) составит

$$C_{ГДП} = \frac{D_{ГДП}}{Q_{ГДП}},$$

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

Коэффициент, учитывающий расход газа на собственные нужды предприятия, находится из выражения

$$\alpha_{сн}^{ГДП} = 1 - \frac{P_{сн}^{ГДП}}{100}.$$

Здесь  $P_{сн}^{ГДП}$  – доля газа, расходуемая на собственные нужды ГДП.

Коэффициент, показывающий уменьшение объемов подачи газа за год из-за утечек газа в аварийных условиях, определяется из выражения:

$$\alpha_{пот}^{ГДП} = 1 - \frac{P_{пот}^{ГДП}}{100}.$$

Здесь  $P_{пот}^{ГДП}$  – доля утечек газа (%) принятая для ГДП.

Коэффициент, одновременно учитывающий уменьшение объемов добычи газа за год в ГДП из-за расхода на СН и потери ( $Q_{ГДП}$ ), находится следующим образом:  $a_{ГДП} = \alpha_{сн}^{ГДП} \cdot \alpha_{пот}^{ГДП}$ .

#### § 4.4. Методы и алгоритмы определения технико-экономических характеристик новых газотранспортных и газодобывающих систем

##### *Моделирование технико-экономических характеристик новых газотранспортных систем*

В процессе разработки новых проектов газотранспортных систем должна производиться оценка социальных и экономических последствий их эксплуатации, а также затрат, связанных с социальными мероприятиями и охраной окружающей среды. Оценка предстоящих затрат и результатов при определении эффективности проекта осуществляется в пределах расчетного периода. Горизонт расчетного периода измеряется количеством шагов (этапов) расчета. Шагом расчета могут быть месяц, год, пятилетие и т.д. Для стоимостной оценки используются базисные, мировые, прогнозные и расчетные цены [38]. При оценке эффективности проекта соизмерение разновременных показателей осуществляется путем приведения (дисконтирования) их к ценностям в начальном периоде.

Сравнение различных проектов и выбор лучшего из них производится с использованием следующих показателей [38]: чистого дисконтированного дохода (ЧДД), или интегрального эффекта (NPV-Net Present Value), определяемого как сумма текущих эффектов; индекса доходности (ИД); внутренней нормы доходности (ВНД) и срока окупаемости – минимального временного интервала (от начала осуществления проекта), за пределами которого интегральный эффект становится в дальнейшем неотрицательным.

Определение параметров газотранспортной системы – задача многокритериальная [10], обычно оптимизируется лишь один из критериев, в то время как на другие накладываются прямые или косвенные ограничения. В рассматриваемом нами подходе определяются также средняя цена продажи газа и параметры развивающейся газопроводной системы, при которой срок возврата капитала составляет около 7 лет.

Здесь МГ рассматривается как отдельный, вновь вводимый объект газоснабжающей системы, вне связи с сырьевым источником и потребителями газа и может содержать одну или несколько труб одинакового диаметра и компрессорные станции с однотипными газоперекачивающими агрегатами. Гидравлические расчеты по размещению КС и расчеты, касающиеся выбора числа ре-

зервных рабочих ГПА, проводятся при обычных (стандартных) условиях транспорта газа. Не учитывается возможность резервирования за счет аккумулирующей способности концевых участков МГ и за счет форсированной работы ГПА в пределах технических ограничений.

Расчетная схема многониточного МГ представляет собой цепь последовательно соединенных звеньев – участков трубопроводов и КС, для которой, в зависимости от различного сочетания оборудования, определяются капиталовложения и ежегодные издержки.

Горизонтом рассмотрения движения денежных средств в газотранспортную систему является срок службы этой системы, как правило, принимаемый 30–35 лет.

Газотранспортная система рассматривается как система трубопроводов без отбора газа на трассе. Для этой системы заданы: годовая производительность  $Q_T$  и длина газопровода  $L$ . Задается список возможных диаметров труб, из которых может быть сооружен МГ, число ниток и список типоразмеров газоперекачивающих агрегатов, которые могут быть установлены на КС;

Удельные капитальные затраты в линейную часть магистрального газопровода ( $k_{li}$ ) включают: подготовку территории, стоимость стальных труб с транспортными расходами, вспомогательное оборудование, строительномонтажные работы. Удельные ежегодные капиталовложения в строительство объектов производственного и вспомогательного назначения, относимых к линейной части включают: газоизмерительные станции, дома линейных обходчиков, опорные пункты, взлетно-посадочные площадки, электроснабжение, электрохимзащиту, дороги, связь и телемеханизацию ( $k_{всп}$ ). Удельные ежегодные капиталовложения в объекты жилищного и социального назначения состоят из объема жилстроительства с учетом стоимости жилья: ( $k_{ж.с.назн}$ ). Сводные удельные ежегодные капиталовложения в линейную часть газопровода по диаметрам ( $d_i$ ) равны сумме перечисленных выше значений:

$$k_{св i} = k_{л i} + k_{всп} + k_{ж.с.назн} \cdot$$

Удельные ежегодные эксплуатационные затраты в линейную часть представляют собой затраты на оплату труда, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и прочие затраты ( $S_{л i}$ ).

Удельные ежегодные капиталовложения в компрессорные станции, оборудованные различными типами ГПА, содержат подготовительные работы, стоимость компрессорного цеха, установок подготовки, очистки и охлаждения газа, технологических сетей, объектов подсобного и вспомогательного назначения, внеплощадочных объектов, газопроводов и шлейфов ( $k_{кс j}$ ). Удельные ежегодные эксплуатационные затраты в КС, зависящие от установленной мощности, оборудованных газоперекачивающими агрегатами различного типа, включают материальные затраты, расходы на газ для собственных нужд, издержки на оплату труда, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и пр. ( $S_j$ ).

Удельные ежегодные эксплуатационные затраты в КС, не зависящие от установленной мощности, принимаются долей от ежегодных издержек в КС в зависимости от разных типоразмеров ГПА ( $S_{ни}$ ).

Определение ЧДД и срока окупаемости проектируемого магистрального газопровода осуществляется исходя из следующих соображений.

1. Доход предприятия образуется от продажи газа.

2. Текущие издержки включают в себя эксплуатационные расходы: в линейную часть МГ; пропорциональные установленной мощности компрессорных станций (КС); не зависящие от установленной мощности КС, сюда входят затраты на амортизацию, ремонт и обслуживание МГ, в частности на создание и эксплуатацию инфраструктуры для обслуживания КС (заработная плата, капитальные и текущие ремонты).

3. Предполагается, что капиталовложения обеспечиваются за счет кредитов. За счет кредитов могут также оплачиваться текущие издержки (в период эксплуатации), если величина прибыли не покрывает их. Погашение кредитов начинается только тогда, когда появляется прибыль, т.е. после вычета из полученного дохода текущих издержек и уплаты всех налогов.

4. Налоги начисляются только на прибыль. Добавочная стоимость не рассматривается, так как она и не формируется, налоги на нее не начисляются. Налог на себестоимость учитывается в постоянной составляющей эксплуатационных издержек.

5. Амортизационные отчисления не облагаются налогом на прибыль и поступают на счет предприятия. Если счет предприятия положительный, то он рассматривается как вклад в банке, на который производятся ежегодные начис-



ления. Если счет отрицательный, т.е. имеется долг, то этот долг в конце каждого года увеличивается на процент за кредит.

6. Возврат кредитов и процентов по ним производится из чистой прибыли.

С учетом сказанного чистый дисконтированный доход проектируемого газопровода (ЧДД) и срок окупаемости определяются в циклическом алгоритме, показанном в § 3.3 данной работы.

### ***Моделирование технико-экономических характеристик новых газодобывающих предприятий***

Началу разработки месторождений газа предшествует длительный период оценки прогнозных ресурсов газоносной провинции, отдельных ее площадей, залежей и месторождения в целом [64]. Известно, что ресурсы газа по степени обоснованности подразделяются по категориям  $A+B+C_1+C_2+C_3+D_1+D_2$ .

Запасы категорий:  $A$  – подсчитываются по залежи, разбуренной в соответствии с утвержденным проектом разработки месторождения;  $B$  – определяются по залежи, разбуренной в соответствии с утвержденной технологической схемой разработки месторождения или проекта его опытно-промышленной разработки;  $C_1$  – находятся по результатам геолого-разведочных работ и эксплуатационного бурения и должны быть изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления технологической схемы разработки месторождения;  $C_2$  – используются для определения перспектив месторождения, планирования геолого-разведочных работ или геолого-промысловых исследований при переводе скважин на вышезалегающие пласты и частично – для проектирования разработки залежей;  $C_3$  – перспективные ресурсы газа подготовленных для глубокого бурения площадей;  $D_1$  – прогнозные ресурсы газа литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур с доказанной промышленной газоносностью;  $D_2$  – прогнозные ресурсы газа литолого-стратиграфических комплексов, промышленная газоносность которых еще не доказана.

Расчетные запасы газа по месторождению находятся следующим образом. Принимаются запасы газа категорий  $A+B+C_1$ , к которым прибавляются запасы газа категории  $C_2$  умноженные на 0,5. Коэффициент извлечения газа из недр принимаем 0,8.

Таким образом, расчетные запасы равны

$$Q_{расч}^{зан} = (Q_{A+B+C_1}^{зан} + 0,5Q_{C_2}^{зан}) \cdot 0,8.$$

Существует ряд работ с описанием моделей и методов расчета технико-экономических параметров разведки и разработки новых месторождений газа, которые требуют рассмотрения взаимосвязанных решений межотраслевых задач геологии и добычи природного газа. Определение технико-экономических показателей для каждого нового месторождения с помощью указанных методов требует детального знания характеристик геологических и геофизических структур, достаточной степени изученности основных параметров месторождений, технологической и экономической информации и т.п., и является очень сложной, трудоемкой и самостоятельной задачей.

Для исследования развития газоснабжающей системы на отдаленную перспективу целесообразно рассмотрение широкого круга задач, связанных с возможным освоением месторождений газа известных газоносных районов. Поэтому для проведения таких расчетов, исходя из принципиальной недостаточности информации по вновь открываемым месторождениям, допустим следующий упрощенный алгоритм определения технико-экономических характеристик.

1. Исходя из геолого-разведочных данных и предварительной геологической оценки месторождения, находятся похожие существующие проекты. По аналогии с ними оценивается добыча газа ( $Q$ ), капиталовложения ( $K$ ), основные фонды (ОФ) и издержки с учетом того, что затраты с каждым годом растут из-за инфляции. Под базисными понимаются издержки, сложившиеся в народном хозяйстве в момент начальной разработки проекта. Базисная цена на газ остается неизменной в течение всего расчетного периода.

2. В зависимости от максимально возможного объема потребления газа в год из данного месторождения строится график добычи по годам. Первые три-пять лет идет наращивание добычи, далее используется максимальная мощность (полка – приблизительно 10 лет), затем идет спад добычи. Определяется производительность по годам ( $Q_t$ ).

3. Задается прогнозная цена ( $C_t$ ) газа в конце  $t$ -го шага расчета.

4. Для каждого года определяется выручка  $V_t = C_t Q_t$ ; издержки ( $I_t$ ), % от ОФ; себестоимость газа  $e_t = I_t / Q_t$ ; балансовая прибыль  $БП_t = V_t - I_t$ ; налог на

прибыль (норма налога на прибыль  $\pi$  от налогооблагаемой прибыли)  
 $НП_t = \pi \cdot БП_t$ ; чистая прибыль  $ЧП_t = БП_t - НП_t$ ; коэффициент дисконтирования  
 $\alpha_t = \frac{1}{(1 + E_t)^t}$ ; привлекаемые капиталовложения  $ПК_t = K - I_{амt} - 4П_t$ ; рента-

бельность продукции  $P_t = \frac{B_t - I_t}{I_t}$ .

5. Инвестиции на протяжении периодов времени характеризуются как доходами, так и затратами. В этом случае удобно комбинировать оценки доходов и затрат за каждый период. Если в течение периода доходы превышают затраты, можно говорить о чистых доходах, или о положительных денежных потоках; если же затраты превышают доходы, то это чистые затраты, или отток денежных средств. Некоторые денежные потоки, являясь объектами налогообложения, рассчитываются после определения налогов. Определяется поток денежной наличности  $ПДН_t = ЧП_t + I_{амt} - K_t$ ; чистый дисконтированный доход  $ЧДД_t = ПДН_t \cdot \alpha_t$ .

6. Выплаты за кредит рассчитываются в том случае, если  $ПДН_t > 0$  и равен  $u_t$  от  $ПДН_t$ .

7. Определяется срок окупаемости как время, требуемое для того, чтобы доходы от инвестиционного проекта стали равны первоначальному вложению в данный проект. Если ожидается, что денежный поток от инвестиционного проекта будет одинаковым в течение ряда лет, срок окупаемости находится делением суммы начальных капиталовложений на ожидаемую сумму ежегодных доходов. Если ожидаемый поток доходов меняется из года в год, период окупаемости определяется суммированием ожидаемых доходов по годам до тех пор, пока их общая сумма не станет равной первоначальному вложению. Для определения срока возврата капитала подсчитывается количество периодов (лет), пока  $ЧДД < 0$ .

8. Сравняется срок окупаемости проекта с нормой срока окупаемости (7 лет). Расчеты завершаются, если срок окупаемости станет меньше или равен норме. В противном случае устанавливается более высокое значение цены  $C_t$  и повторяется расчет, пока не выполнится данное условие.

## **ГЛАВА 5. ОПТИМИЗАЦИЯ ОСНОВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА**

### **§ 5.1. Исследование структуры развития систем газоснабжения РФ на период до 2030 г.**

В условиях развития современных рыночных отношений, когда спрос на природный газ и его поставка различным потребителям нестабильны, а также при наличии политических проблем, связанных с транспортом газа в страны Европы, возникает необходимость отслеживать рациональные объемы добычи газа и его транспортные маршруты.

Оценка возможностей развития систем газоснабжения России с учетом обеспечения внутренней потребности рынков и заданных экспортных поставок в страны ближнего и дальнего зарубежья производилась на сетевой потоковой модели § 2.1 (программное средство «ПОТОК»).

Была рассчитана квазидинамика развития систем газоснабжения Европейской части России совместно с восточным крылом газовой отрасли на 2015, 2020, 2025 и 2030 гг. для максимального и минимального сценариев экономики.

Исходная база данных (оценка динамики спроса на природный газ в РФ и его экспортные поставки, технико-экономические показатели для существующих и новых газодобывающих и газотранспортных систем) приведена в приложении данной работы.

На рис. 5.1 показаны результаты оценки потока газа для агрегированной Единой системы газоснабжения на перспективу до 2030 г., рассчитанные для спроса на газ субъектов РФ и экспортных поставок в ближнее и дальнее зарубежье соответствующие усредненному сценарию развития экономики. Модельные расчеты для минимального, усредненного и максимального сценариев обобщены в табл. 5.1.

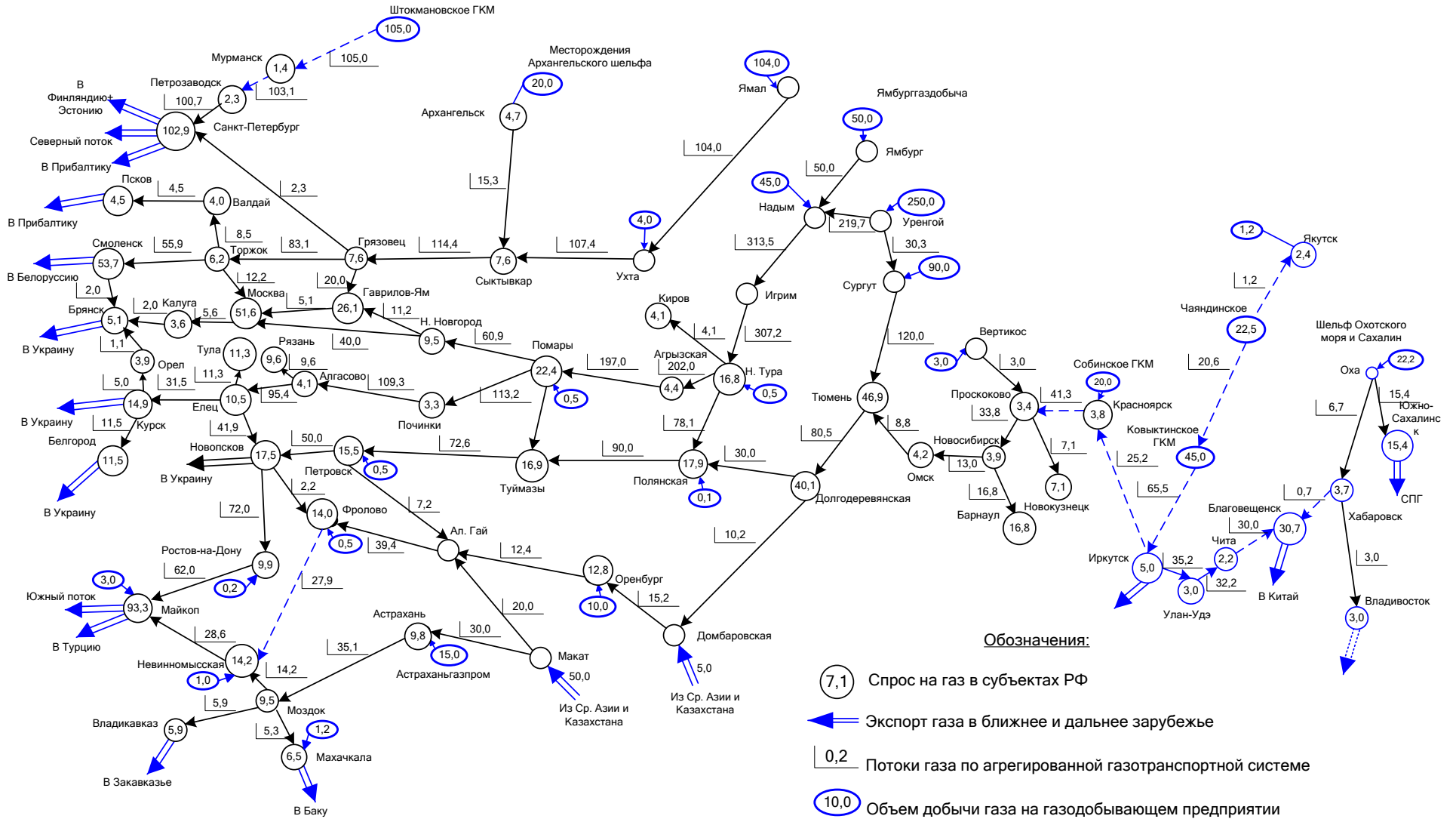


Рис. 5.1. Поток газа для агрегированной ЕСТ на 2030 г.

Таблица 5.1

Баланс основных показателей развития газовой отрасли, млрд м<sup>3</sup>

Статья баланса	Год				
	2009 (факт)	2015	2020	2025	2030
<b>Потребление газа в РФ, всего</b>	<b>396,3</b>	<b>447–475</b>	<b>475–507</b>	<b>507–535</b>	<b>535–554</b>
<i>В том числе по федеральным округам</i>					
Приволжский	101,4	112–115	115–119	119–122	122–125
Центральный	100,3	120 - 130	130 – 142	142 – 150	150 – 160
Уральский	77,6	80–81	81–84	84–86	86–87
Южный и Северо-Кавказский	50,9	58–66	66–72	72–77	77–82
Северо-Западный	36,5	39–43	43–45	45–48	48–51
Сибирский	15,6	23–24	24–27	27–32	32–37
Дальневосточный	14,1	15–16	16–18	18–20	20–22
<b>Экспорт, всего</b>	<b>203</b>	<b>205–60</b>	<b>225–440</b>	<b>265–470</b>	<b>265–470</b>
<i>В том числе</i>					
Дальнее зарубежье	148	150–180	170–360	210–390	210–390
Ближнее зарубежье	55	55–80	55–80	55–80	55–80
Использование газа на технологические нужды МГ	35,9	55–57	57	58–73	58–75
Всего газа для распределения	635,2	707–792	757–1004	830–1080	858–1099
<b>Добыча газа в РФ, всего</b>	<b>598,3</b>	<b>676–61</b>	<b>726–973</b>	<b>799–1049</b>	<b>827–1068</b>
<i>В том числе</i>					
Надым-Пур-Тазовский район	477,2	543–544	483–504	387–424	282–328
Ямал + Гыдан	–	46–120	120–221	136–294	235–334
Баренцево море	–	–	0–60	70–90	80–100
Центральная часть РФ	95,9	50	103–120	125–135	139–150
Томская область	2,9	3	1	1	1
Восточная Сибирь	6	10–20	20–43	40–70	40–75
Дальний Восток	16,3	24	30–55	40–55	50–80
Поступление газа из Центральной Азии	36,9	31	31	31	31
<b>Ресурсы газа, всего</b>	<b>635,2</b>	<b>707–792</b>	<b>757–1004</b>	<b>830–1080</b>	<b>858–1099</b>

Здесь значения показателей даны в виде интервалов (первая цифра соответствует минимальному сценарию развития экономики, а вторая – максимальному), кроме 2009 г., для которого приведены фактические показатели [62]. Из таблицы видно, что суммарный спрос на газ для всех субъектов РФ характеризуется некоторый рост в динамике развития до 2030 г. Он обеспечивается увеличением спроса на газ в отраслях промышленности (в основном в газохимии, производстве строительных материалов, химической и нефтехимической промышленности), увеличением потребления газа коммунально-бытовым сектором и населением практически во всех субъектах РФ. Рост газопотребления в ряде

регионов (Мурманская обл., Восточная Сибирь и Дальний Восток) связан с развитием здесь проектов добычи и транспорта газа.

Самым развитым в промышленном отношении является Центральный федеральный округ, затем по показателям индустриального и социально-экономического развития следуют Приволжский и Уральский. Южный и Северо-Кавказский федеральные округа представляют собой индустриально-аграрные регионы, где в структуре потребления газа доминируют коммунально-бытовой сектор и население. Северо-Западный федеральный округ является традиционно промышленно развитым регионом; Сибирский – в перспективе по своему промышленному потенциалу займет одно из ведущих мест; Дальневосточный – располагает существенным потенциалом социально-экономического развития, однако в настоящее время природный газ здесь используется в незначительных объемах.

Несмотря на кризисные явления, развивающиеся в мировой экономике, газ по-прежнему будет основным энергоносителем. Поэтому в максимальном сценарии предусмотрено увеличение экспорта российского газа в страны ближнего и дальнего зарубежья.

Европейский газовый рынок на сегодняшний день характеризуется снижением спроса на газ в результате финансово-экономического кризиса. В Западной Европе происходят также и процессы деиндустриализации, выражающиеся в выводе энергозатратных производств в третьи страны. Однако в перспективе спрос на природный газ будет расти из-за его конкурентных преимуществ по сравнению с другими видами топлива и сокращением собственной добычи в результате истощения месторождений в Англии, Нидерландах, Италии и других странах. Перспективы развития добычи сланцевого газа в Европе весьма призрачны и не вызывают оптимизма.

В настоящее время на рынки ближнего и дальнего зарубежья поставляется около 40 % газа, а 60 % используется в РФ. Из всего газа, подаваемого за рубеж, в страны ближнего зарубежья экспортируется 35 %, а дальнего – 65 %. Стопроцентным обеспечением российским газом обладают Белоруссия, Словакия, Болгария, Молдавия и государства Прибалтики. Украина, Турция, Чехия, Греция и Сербия снабжаются российским газом на 70 %. Значительный объем российского газа используется Германией и Италией. Существуют следующие экспортные коридоры. Из газотранспортной системы Ленинградской области в

ФРГ, страны западной Европы, Финляндию и Эстонию (газопровод «Северный поток», пропускная способность 55 млрд м<sup>3</sup>, срок окупаемости – 14–15 лет), может поставляться примерно 35 % газа. Транзит газа из Псковской области в страны Прибалтики и Калининградскую область обеспечивает до 1 %. Из газотранспортной системы Смоленской области в Белоруссию, Польшу, Украину и далее в страны Восточной и Западной Европы поставляется около 30 %. По газотранспортным системам из Курской, Воронежской и Ростовской областей в Украину и далее в страны Восточной и Западной Европы может транспортироваться свыше 30 %. Из газотранспортной системы Краснодарского края в Турцию доставляется примерно 8 %; газотранспортные системы Северного Кавказа поставляют в Грузию и Армению примерно 1 % от всего экспортируемого газа. Имеется проект подачи природного газа «Южный поток» (через Черное море до Болгарии и далее в страны Восточной и Западной Европы). Незначительное количество сжиженного метана из Сахалинской области поступает на рынки США, Европы и АТР.

Перспективы обеспечения потребностей газом стран Северо-Восточной Азии достаточно неопределенны. Крупнейшим импортером российского газа может стать Китайская Народная Республика. Вряд ли следует ожидать существенного роста спроса на российский газ в Японии, тем более что экономика Японии базируется на применении сжиженного метана.

Из табл. 5.1 видно, что для обеспечения в 2030 г. спроса на газ в РФ и экспорта в страны ближнего и дальнего зарубежья (с учетом расхода газа в виде топлива для работы КС и потерь из-за технологических и аварийных условий) необходимо будет иметь для распределения 858–1099 млрд м<sup>3</sup> газа. Для этого в Надым-Пур-Тазовском районе должно быть добыто 282–328 млрд м<sup>3</sup>, на Ямальском и Гыданском полуостровах – 235–334 млрд м<sup>3</sup>, Штокмановском ГКМ (Баренцево море) – 80–100 млрд м<sup>3</sup>, Центральной части РФ, включая шельф Каспийского моря – 139–150 млрд м<sup>3</sup>, в Восточной Сибири – 40–75 млрд м<sup>3</sup> и на Дальнем Востоке – 50–80 млрд м<sup>3</sup>. Импорт газа из Центральной Азии предполагается в размере 31 млрд м<sup>3</sup>.

Основным газодобывающим районом является Западная Сибирь (Надым-Пур-Тазовский регион). Однако в перспективе добыча газа в этом регионе будут снижаться из-за высокого уровня выработанности месторождений, снижения пластового давления, подъема уровня газоводяного контакта и длительного



срока службы оборудования. Следует подчеркнуть, что дальнейшее развитие добычи газа здесь связано с разработкой валанжинских глубоко залегающих залежей, характеризующихся сложными горно-геологическими условиями и высоким содержанием жидких углеводородов. Большой проблемой также является извлечение остаточных запасов «низконапорного» газа. Существующие технологии не обеспечивают экономически эффективную возможность компримирования газа низкого давления для его дальнейшей транспортировки потребителям.

Добыча газа на п-ве Ямал связана с осуществлением дорогостоящих мероприятий по соблюдению режимов освоения территорий, использованию щадящих технологий и режимов работы в притундровых лесах, охране мест традиционного хозяйствования коренного населения, охране мест обитания редких и исчезающих видов растений и животных и т.д. Все это приводит к существенному вложению капитала, эксплуатационных издержек, а в конечном счете – к повышению цены добычи природного газа.

Освоение Штокмановского ГКМ связано со сложными природно-климатическими и инженерно-геологическими условиями. Основные газоносные районы шельфа характеризуются наличием дрейфующего ледового покрова, возможностью вторжения тяжелых льдов и айсбергов из более северных районов и требуют проведения специальных инженерных мероприятий. Объективно возможен большой риск неполучения прогнозных объемов добычи углеводородов.

Месторождения Восточной Сибири и Дальнего Востока являются газоконденсатными или нефтегазоконденсатными с высоким газовым фактором. Возникает необходимость одновременно с освоением месторождений создавать газоперерабатывающие и газохимические мощности для выделения из газа ценных компонентов (этан, пропан, бутан, тяжелые углеводороды, гелий). В соответствии с нашими расчетами для развития газовой отрасли на уровне 2030 г. необходимо предусмотреть добычу 90–155 млрд м<sup>3</sup> газа, из которых 63,2–85,2 млрд м<sup>3</sup> в сжиженном виде будет поставляться на рынки США, Европы и АТР. Объем в 26,8–69,8 млрд м<sup>3</sup> в виде сетевого газа предполагается для внутреннего рынка и экспорта в Китай.

Относительно импорта газа в РФ. В Туркменистане открыты новые крупнейшие газовые месторождения – Южная Иолотань – Осман, Большой Яр и

другие с ожидаемыми запасами газа около 2 трлн м<sup>3</sup> каждое. Однако для разработки этих месторождений требуется ускорение геолого-разведочных работ, резкое наращивание объемов разведочного бурения, большие капиталовложения и время для их освоения. Следует учитывать, что построены два магистральных газопровода для экспорта газа в Северный Китай, которые будут подавать около 60 млрд м<sup>3</sup> в год.

В Узбекистане имеется небольшой потенциал роста добычи газа к 2015–2020 гг. и сохранения экспорта на уровне 10 млрд м<sup>3</sup> в год. Запасы газа в Казахстане (месторождения Тенгиз, Кашаган, Карачаганское) позволяют рассчитывать на экспорт около 20 млрд м<sup>3</sup> газа в год. Таким образом, импорт газа для РФ составит около 30 млрд м<sup>3</sup> в год.

Расчеты добывных возможностей регионов России на сетевой потоковой модели, предусмотренных в Генеральной схеме развития газовой отрасли при максимальном сценарии развития экономики, показывают, что примерно 70 % потребности в газе к 2030 г. будет покрываться из источников, расположенных на шельфе арктических морей. На промыслах этих месторождений будут использоваться пионерные технологии добычи газа, где очень велик риск недополучения запланированных объемов. В то же время недостаточно принимаются во внимание хорошо разведанные ресурсы углеводородов Иркутской области, юга Красноярского края и Центральной Якутии.

## **§ 5.2. Перспективы развития систем газоснабжения в Восточной Сибири**

Системная оценка газоснабжения в Восточной Сибири выполнялась на расширенной сетевой потоковой модели развития газоснабжения в РФ. Расширенная часть модели, описывающая развитие системы газоснабжения в Восточной Сибири, состоит из 30 узлов, в которых в 17 сконцентрирована потребность в газе, в 9 – добыча газа на месторождениях, в 2-х узлах – газоперерабатывающие заводы (рис. 5.2).

В узле «Проскоково» задан транзит газа на Запад, а в узле «Иркутск» – подача газа на восток РФ и экспорт в страны АТР.

Была рассчитана квазидинамика развития систем газоснабжения Восточной Сибири на 2015, 2020, 2025 и 2030 гг.

Исходя из запасов газа в Восточной Сибири и анализа существующих проектов разработки месторождений, подобных уже освоенным, были оценены потенциальная добыча газа и капиталовложения.

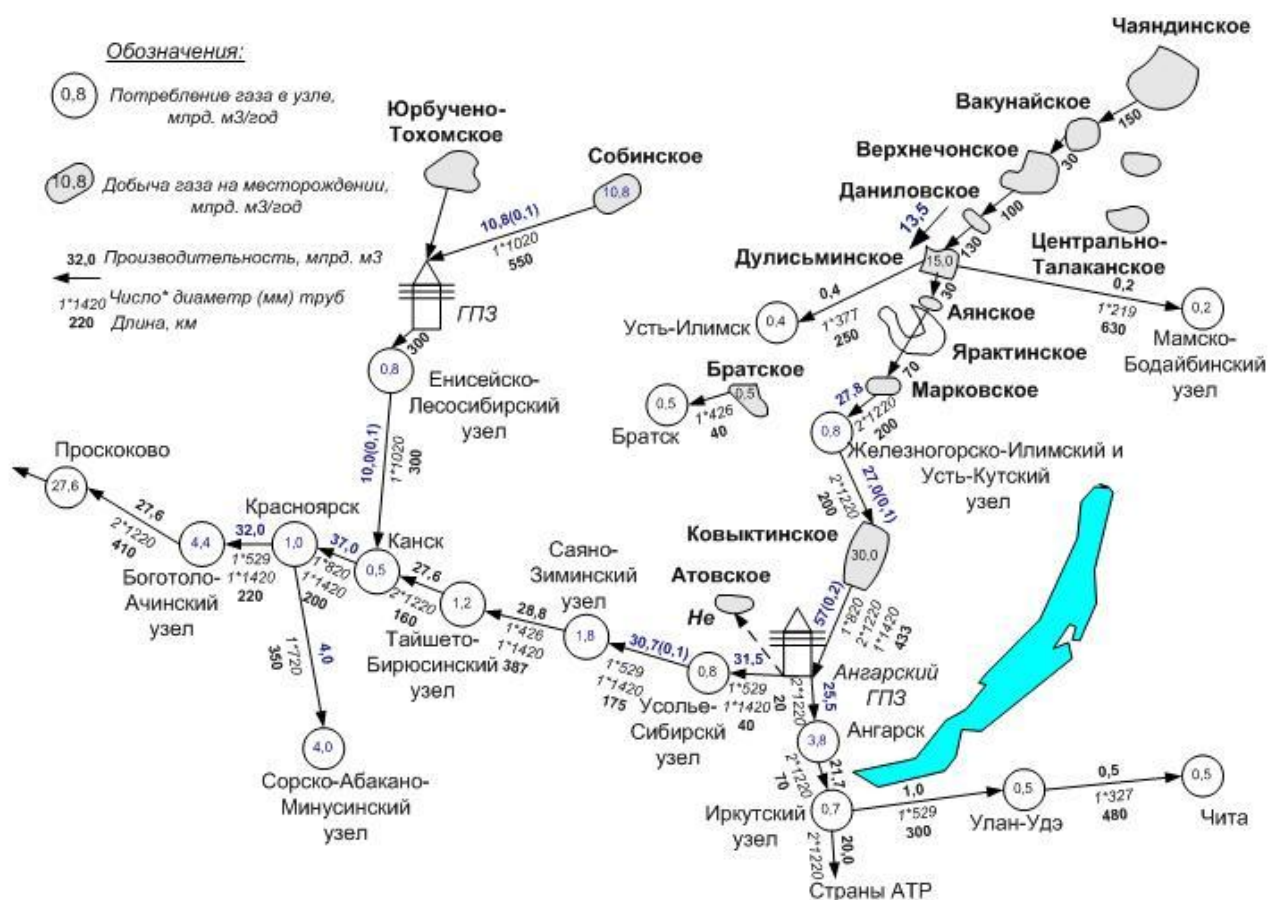


Рис. 5.2. Схема развития систем газоснабжения Восточной Сибири в 2030 г.

Определение цен самофинансирования для месторождений Восточной Сибири выполнялось на модели движения денежных средств (упрощенный бизнес-план) по годам расчетного периода. Рассчитывались основные фонды, текущие издержки (амортизация, прочие затраты, налоги, процент за кредит и пр.), а также находились поток денежной наличности, состояние текущего счета и т.д. Рентабельность добычи газа задавалась 15 %.

Агрегированная расчетная схема системы газоснабжения в Восточной Сибири насчитывает 23 магистральных газопровода. Для этих газотранспортных систем по этапам их развития были выполнены расчеты максимальных производительностей (верхние ограничения для модели), капиталовложений, цен самофинансирования и коэффициентов снижения пропускных способностей из-за расхода газа на собственные нужды и потери.

Детализированное моделирование развития систем газоснабжения в Восточной Сибири [3] показало целесообразность осуществления следующих этапов.

*Первый этап – 2015 г.* Начало освоения Ковыктинского ГКМ и строительство газоперерабатывающего завода, а также развитие системы газопроводов в Иркутской области до Тайшет-Бирюсинского промузла. Одновременно обеспечивается подача газа потребителям на севере Иркутской области. В этот период начинает осваиваться Собинское ГКМ с подачей газа потребителям юга Красноярского края.

*Второй этап – 2020 г.* Завершается освоение Собинского ГКМ и намечается дальнейшее развитие системы газоснабжения в Восточной Сибири, при этом по имеющимся запасам газа может быть организован транзит газа на запад и экспорт газа в страны АТР.

*Третий этап – 2025 г.* Целесообразно подключение северных месторождений Иркутской области к Ковыктинскому ГКМ, что обеспечит увеличение транзита на Запад и экспорта газа в страны АТР.

*Четвертый этап – 2030 г.* Полное использование запасов месторождений газа Иркутской области и частично – запасов газа юга Красноярского края, так как это позволит увеличить транзит газа на Запад и экспорт в страны АТР.

Из рис. 5.2 видно, что на уровне 2030 г. природный газ, добываемый из месторождений Восточной Сибири в количестве около 60 млрд м<sup>3</sup>/год (30 млрд м<sup>3</sup> – Ковыктинское ГКМ, около 30 млрд м<sup>3</sup>/год – месторождения севера Иркутской области, Республики Саха (Якутия), а также 10 млрд м<sup>3</sup> – Собинское ГКМ), обеспечивает спрос на газ в Иркутской области, на юге Красноярского края, Бурятской и Читинской областях и подается в район узловой КС Проскоково объемом около 30 млрд м<sup>3</sup> в год. Этот газ будет покрывать спрос потребителей Западной Сибири, и вытеснять газ Надым-Пур-Тазовского региона в западном направлении.

Таким образом, исследования показали, что для обеспечения спроса потребителей газа субъектов РФ и его экспорта (загрузив экспортные магистральные газопроводы северного и южного направления), исходя из добычи газа на месторождениях арктических морей по нижним значениям показателей добычи газа, представлены и отмечены в Генеральной схеме, возникает риск нехватки добывных мощностей в объеме порядка 30 млрд м<sup>3</sup>/год. Этот риск

можно уменьшить за счет Восточно-Сибирского газа или его импорта из Средней Азии.

### **§ 5.3. Выбор оптимального варианта инвестиций и структуры источников финансирования развития системы газоснабжения РФ**

Предусматривалось, что совершенствование систем газоснабжения в России может осуществляться по одному из трех вариантов для стратегического и инерционного (пессимистического) сценария развития экономики при обеспечении потребности внутри России и экспорта, как показано в приложении.

**1 вариант.** Развитие ОАО «Газпром». Здесь в первую очередь будут поддерживаться разрабатываемые в настоящее время месторождения газа Надым-Пур-Тазовского района, Северного, Поволжского, Северо-Кавказского и Уральского районов. Предполагается, что в 2014 г. будут осваиваться газовые месторождения п-ва Ямал, будет сооружена газотранспортная система «Южный поток», и на Востоке России получат дальнейшее развитие проекты газовой отрасли Сахалинской области.

**2 вариант.** К первому варианту добавляется освоение новых газодобывающих предприятий и сооружение газотранспортных систем Восточной Сибири и Дальнего Востока. В первую очередь в этом варианте предполагается развитие газовой промышленности в Иркутской области и на юге Красноярского края, а также организация поставок газа в западном и восточном направлениях.

**3 вариант.** Ко второму варианту добавляется освоение с 2020 г. Новых газодобывающих предприятий на шельфах Баренцева и Карского морей и на п-ве Гыдан.

Предполагается, что и стратегический, и инерционный сценарии развития экономики имеют равную вероятность осуществления.

**Выбор направлений инвестиций** для развития систем газоснабжения в России осуществляется с помощью инструментальных средств, изложенных в § 2.2.

Исследования показали, что если развитие систем газоснабжения в России будет осуществляться ОАО «Газпром», представляющим собой регулируемую и рентабельную естественную монополию, то оптимальным будет второй вариант развития. Ему соответствуют наименьшие средние (за период с 2014 по

2030 гг.) издержки для инерционного варианта развития экономики (рис. 5.3а) и наибольшая и чистая дисконтированная прибыль (рис. 5.3б).

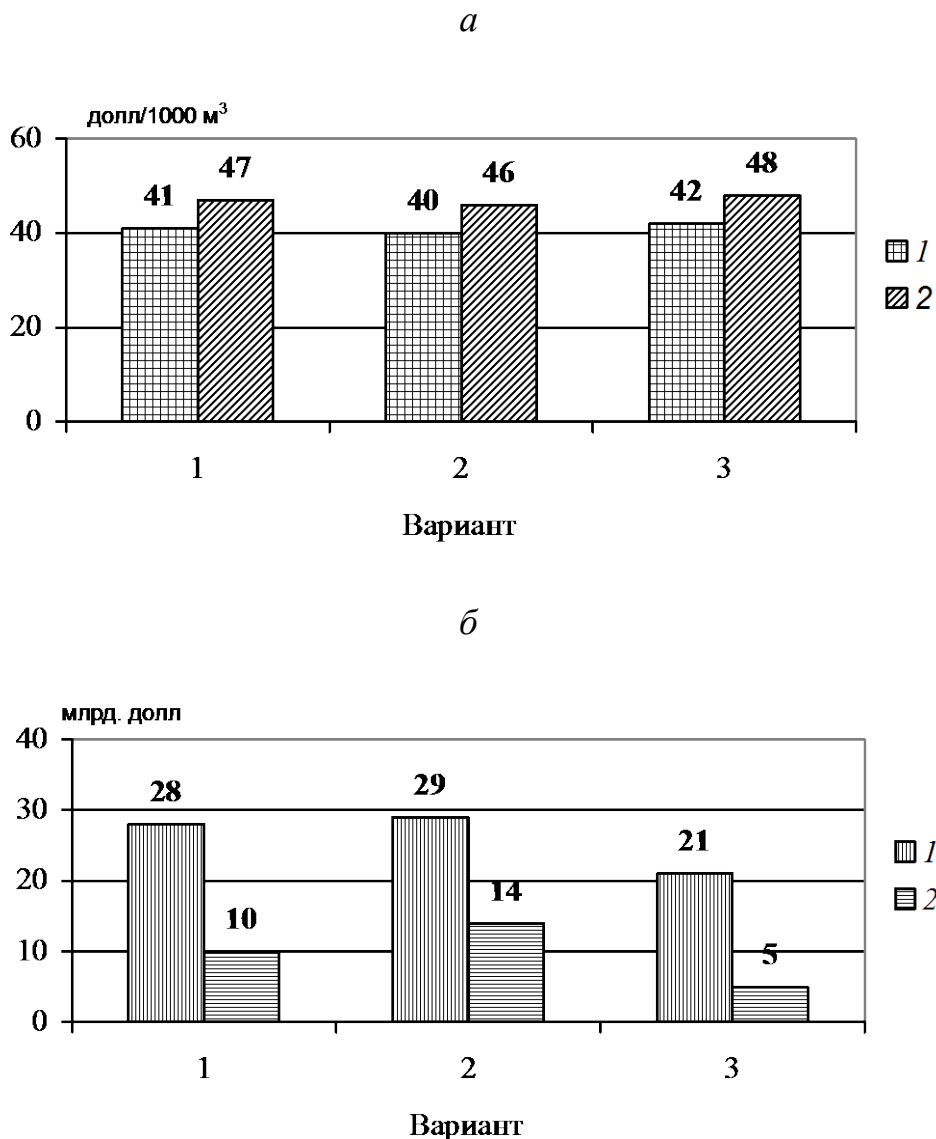


Рис. 5.3. Средние затраты (а) и чистая дисконтируемая прибыль (б) по вариантам развития систем газоснабжения в России. Сценарий: 1 – стратегический, 2 – инерционный.

Был проведен анализ влияния на решение данной задачи, бюджетных выплат, налогов, норматива прибыли, ставки банковского процента, уровня мировых цен, спроса, затрат и требуемых инвестиций.

Исследование влияния изменения доли бюджетных выплат в общих затратах на инвестиционные решения показало, что варьирование этой доли не влечет за собой изменения решения, а отражается на средних затратах.

При росте налогов на 1 %, цена на газ у потребителей увеличивается на 0,28 %. Увеличение ставки налогов ведет к снижению прибыли от инвестиций,

а при ставке 40 % от совокупных затрат инвестиции становятся невыгодными и даже убыточными.

При изучении влияния изменения нормы прибыли выявлено, что оно имеет значение только для регулируемой естественной монополии. При этом изменение нормы прибыли должно быть не меньше 6 % от совокупных затрат, иначе инвестиции в предложенные варианты становятся невыгодными. Следует заметить, что рост нормы прибыли не отражается на величине средних затрат.

Исследование влияния изменения ставки банковского кредита показало, что при увеличении ставки на 1 % средние затраты возрастают на 0,054 %. Для нерегулируемой естественной монополии вариация ставки банковского процента может повлечь за собой изменение оптимального решения, а при росте ее выше 15 % инвестиции вообще становятся невыгодными.

При изучении влияния мировых цен на инвестиционные решения было установлено, что их изменение не отражается на выборе оптимального решения и уровне средних затрат.

Исследование влияния уровня удельных текущих затрат в добычу и транспорт газа на инвестиционные решения привел к следующим выводам. Вариация уровня текущих затрат не вызывает изменения оптимальных решений для регулируемой естественной монополии. При росте данных затрат на 1 % уровень средних общих издержек возрастает на 0,46 %. Для нерегулируемой естественной монополии возможны изменения оптимальных решений. В случае превышения 60 % -го уровня анализируемых затрат в составе совокупных издержек инвестиции становятся невыгодными.

Исследование влияния объема инвестиций на инвестиционные решения дало следующие результаты. Для регулируемой естественной монополии влияния синхронного изменения объемов инвестиций во всех интервалах расчетного периода на оптимальные решения не обнаружено. Средние затраты при росте объема инвестиций на 1 % увеличиваются на 0,23 %. В случае нерегулируемой естественной монополии вариация объема инвестиций может вести к изменению оптимального решения, а в случае их роста более чем на 5 % инвестиции становятся невыгодными.

**Выбор оптимальной структуры источников финансирования** для долгосрочного развития системы газоснабжения в России осуществлялся на основе инструментальных средств, изложенных в § 2.2.

В качестве возможных вариантов решения данной задачи использовались три источника: собственные средства; кредит 1, проценты по которому выпла-

чиваются равномерно, и кредит 2, проценты по которому выплачиваются один раз в конце периода кредитования при выплате суммы кредита.

При расчете параметров ограничений в качестве затрат, связанных с 1-м источником, использовался налог на прибыль, которая идет на накопление; со 2-м и 3-м – процентные ставки и налоги. При расчетах рассматривались два варианта условий финансирования: первый соответствовал льготному налогообложению, второй – общим условиям налогообложения долгосрочных инвестиций.

Результаты расчетов свидетельствуют о том, что при принятых ставках налогов и процентах за кредит привилегированное положение среди источников финансирования в условиях льготного налогообложения занимают собственные средства, а при их нехватке в первой половине инвестиционного периода – кредит 2 с выплатами в конце срока кредитования; во второй половине – кредит 1 с равномерными выплатами. При общих условиях налогообложения и принятых ставках процента за кредит приоритет имеют 2-й и 3-й источники финансирования с преобладанием кредита 2 в первой половине, кредита 1 – во второй. Анализ влияния факторов неопределенности на выбор решения данной задачи показал, что собственные средства достаточны для финансирования инвестиций при среднегодовом индексе инфляции 12 % и налогах, составляющих не более 40 % от совокупных затрат. Заемные средства будут более привлекательными при ставке процента за кредит на уровне не выше 15 % (в случае равномерного распределения выплат и налогов на выплачиваемые суммы).

#### **§ 5.4. Системная оценка средств регулирования сезонной неравномерности газоснабжения в Сибири и на Дальнем Востоке**

Исследование развития средств регулирования неравномерности газоснабжения с учетом заданных норм надежности на Востоке России выполнялось на основе методов и моделей, изложенных в § 2.3.

Потребность в газе для субъектов РФ разбивалась на обязательную (коммунально-бытовой сектор, газоиспользующие установки промышленности и сельского хозяйства, прочие потребители, котельные и электростанции, работающие на газе) и заменяемую (электростанции, котельные и установки промышленности, имеющие двойное топливоснабжение: газ – мазут или газ – уголь). Потребность каждого узла расчетной схемы (субъекта РФ) дифферен-



цировалась на зимнюю и летнюю, в которых интегрально учитывалась конфигурация графиков газовой нагрузки. Экспорт газа суммировался с обязательной потребностью в предусмотренных для этих целей узлах расчетной схемы. Цены самофинансирования на использование топлива для этих категорий потребителей определялись из прогнозов цен на мазут и уголь на период до 2030 г. с дифференциацией их для субъектов РФ. Коэффициенты, показывающие «экономии» мазута или «перерасход» угля при замене этими видами топлив газа, находились как усредненные величины для всех топливоиспользующих установок в узлах расчетной схемы. Буферными потребителями являлись электростанции (газомазутные и газоугольные). Коэффициенты полезного действия и цены самофинансирования для всех категорий буферных потребителей принимались из модели ТЭК (с дифференциацией их для субъектов РФ и корректировкой цен самофинансирования в сторону увеличения, что вызвано необходимостью учета газораспределительных сетей).

Исходная информация по действующим и новым газодобывающим предприятиям и газотранспортным системам аналогична такой информации для модели оптимального развития систем газоснабжения на перспективу.

В модели рассматривалось 31 подземное хранилище газа, в том числе: на Северо-Западе – 3 действующих и 1 новое, в Поволжье – 6 действующих и 1 новое, на Урале – 2 действующих и 1 новое, в Центре – 4 действующих и 1 новое, Волго-Вятском районе – 5 действующих и 1 новое, на Северном Кавказе – 3 действующих, в Западной Сибири и Восточной Сибири – по 1 новому и на Дальнем Востоке – 1 новое. Объемы хранения газа, цены самофинансирования, коэффициенты, показывающие сколько «подушечного» газа остается в хранилище для новых ПХГ, брались по данным ВНИИГАЗа.

Была просчитана квазидинамика развития систем газоснабжения с учетом средств регулирования сезонной неравномерности на 2015, 2020, 2025 и 2030 гг. Анализ результатов исследований показал, что объемы добычи газа за год на месторождениях, конфигурация системы газопроводов и годовые объемы поставок газа по ним, этапность формирования системы газоснабжения на Востоке России остаются такими же, как и при исследованиях развития систем газоснабжения России без учета сезонной неравномерности газопотребления. Учет зимнего и летнего режимов работы системы газоснабжения оказывает влияние на величину потоков газа между субъектами РФ в течение года и может изменять между ними направления перетоков газа. Так, расчеты показали, что для Сибири в конкретных условиях модели действующий газопровод Томск

(Проскоково) – Новосибирск выполняет роль маневренного, т.е. является регулятором сезонной неравномерности.

Расчеты выявили, что при дефицитном задании добычи газа на месторождениях экономическая эффективность ввода новых и роль действующих ПХГ существенно увеличиваются, т.е. ПХГ совместно с другими видами топлива начинают играть важную роль в перераспределении потоков газа в течение года между субъектами РФ.

За счет более совершенного учета условий газоснабжения установок промышленности и коммунально-бытового сектора, котельных и электростанций, использующих газ во всех субъектах РФ данного региона, за исключением Республики Саха и Сахалинской области, часть обязательной потребности в газе оказалось целесообразным перевести на мазут и уголь. В Томской, Новосибирской, Омской, Кемеровской областях, в Алтайском и Хабаровском краях целесообразно соорудить буферные электростанции, которые на уровне 2030 г. будут потреблять в летний период газ, а в зимний период будут работать на другом топливе.

Выполненные исследования показали, что рациональные средства регулирования сезонной неравномерности могут быть выбраны лишь в результате комплексного рассмотрения и создания разветвленной сети ПХГ, месторождений регуляторов, пиковых магистральных газопроводов, регазификационных пропан-бутановых установок, станций хранения сжиженного природного газа.

Неравномерность спроса на газ, определяемая отопительно-вентиляционной нагрузкой и сезонными режимами работы объектов промышленности и сельского хозяйства, возможная нехватка газа в зимний период и наличие узких мест в газотранспортной сети, постоянно снижающийся удельный вес мазута в структуре ТЭБа страны и невозможность перевода ряда крупных электростанций России на сезонное использование твердого топлива (так как их топливные хозяйства рассчитаны только на сжигание мазута и газа) – все это может вызвать очень серьезные проблемы обеспечения потребителей газом и на востоке России.

В газотранспортной сети должны быть выделены базовые МГ, работающие с максимальной нагрузкой, пиковые – с упрощенными решениями по КС и создана разветвленная сеть межсистемных переключателей. Целесообразным средством повышения регулировочных возможностей МГ является форсированный режим работы ГПА в период прохождения максимальной нагрузки, а также

увеличение мощности КС путем установки в нагнетателях специальных зимних рабочих колес.

При проектировании газотранспортных систем может оказаться целесообразным применение на КС специальных резервных машин, предназначенных для работы в пиковом режиме, или схем с последовательно включенными агрегатами.

Достаточно эффективным средством повышения надежности и регулирования неравномерности спроса является перевод ряда категорий потребителей (как правило, тепловых электростанций и крупных котельных) на двойное топливоснабжения. Двойные топливные хозяйства сооружаются непосредственно у энергоемких предприятий. Разработка графиков отключения и своевременного перехода на использование другого топлива является актуальной задачей.

В качестве регуляторов, компенсирующих сезонную неравномерность спроса на газ, могут использоваться обрабатываемые месторождения газа и отдельные горизонты газоносных коллекторов – так называемые месторождения-регуляторы. Использование их в сочетании с ПХГ позволяет наилучшим образом обеспечить регулирование неравномерности газопотребления и создать предпосылки для надежного газоснабжения потребителей.

### **§ 5.5. Оптимизация параметров газотранспортной системы Ковыктинское ГКМ–Иркутск–Пекин с учетом надежности**

Расчеты были выполнены на модели «СИНТЕЗ» (программное средство "SINTEZ") для газотранспортной системы Ковыктинское ГКМ–Иркутск–Пекин на период до 2030 г.

Рассматривались два МГ:

- 1) Ковыктинское ГКМ–Иркутск (максимальная пропускная способность на уровне 2030 г. – 50 млрд м<sup>3</sup> в год, длина 430 км);
- 2) Иркутск–Пекин (через Улан-Батор) (максимальная пропускная способность 30 млрд м<sup>3</sup> в год, длина 2150 км: от Иркутска до Улан-Батора 650 км, от Улан-Батора до Пекина 1500 км).

Исходные варианты по линейной части МГ выбирались из ниток диаметром 1020 мм, 1220 мм и 1420 мм. Число вариантов по типоразмерам устанавливаемых ГПА на КС как для первого, так и для второго МГ равнялось 4.

Были определены надежность показатели (интенсивности отказов и восстановлений труб и ГПА), а также их технико-экономические показатели

(удельные ежегодные эксплуатационные расходы, капиталовложения и металлоложения) для линейной части и ГПА.

Данные по удельным капитальным вложениям линейной части, удельным капитальным вложениям, как пропорциональным установленной мощности, так и независимым от нее для КС взяты из сводных нормативов по капитальным вложениям в строительство МГ и КС (в ценах 2000 г.). Эти данные были пересчитаны с учетом коэффициента удорожания.

В сводных нормативах капитальных вложений рассматривалось строительство магистральных газопроводов при КС как с газотурбинными агрегатами, так и с электроприводными. Затраты получаются практически одинаковыми, разница составляет менее  $\pm 1\%$ .

Для МГ Ковыктинское ГКМ–Иркутск было проанализировано 228 вариантов, для МГ Иркутск–Пекин 194. Оптимальные значения параметров проектируемых МГ приведены в табл. 5.2.

Т а б л и ц а 5.2

**Оптимальные параметры магистральных газопроводов  
Ковыктинское ГКМ – Иркутск и Иркутск – Пекин**

Параметр	Ковыктинское ГКМ– Иркутск	Иркутск– Пекин
Диаметр и число ниток	1220x2+1420	1420
Длина газопровода, км	470	2170
Число КС	2 (3)*	16
Число установленных ГПА	9	6
Число резервных ГПА	3	3
Тип ГПА	ГПА-Ц-16	ГПА-Ц-16
Полученная надежность	0,978	0,974
Мощность одной КС	128,5	82,9
Удельные капиталовложения на 1 км, млн долл.	2,35	2,32
Чистый дисконтированный доход, млн долл.	36035	25263
Внутренняя норма возврата, %	58,9	25,2
Год возврата кредита	7	7
Металлоложения, тыс.т	886	1634

В расчетах нормативный коэффициент надежности для МГ был принят равным 0,97.

## ГЛАВА 6. ВОПРОСЫ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ ПРИ УПРАВЛЕНИИ РАЗВИТИЕМ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

### § 6.1. Принципы формирования и методы расчета цен на природный газ для субъектов РФ\*

Компания ОАО «Газпром» осуществляет поставку природного газа на рынки для внутреннего и внешнего потребления.

Поставка газа Российским потребителям осуществляется в соответствии с принятым Газпромом «Порядком распределения ресурсов газа...». Региональные газовые компании (РГК), являющиеся дочерними обществами ООО «Газпром межрегионгаз» производят поставки природного газа в 68 субъектов РФ и являются основной сбытовой структурой Группы «Газпром». Объемы поставок газа по регионам РФ на предстоящий год определяют на основании фактических данных о поставках газа за предыдущие годы и с учетом обязательств по заключенным договорам с потребителями. ООО «Газпром межрегионгаз» также проводит согласование расчетных объемов поставки газа на следующий год для социально значимых категорий потребителей (населения, бюджетных потребителей и организаций коммунально-бытовой сферы).

Рассматриваются и новые потребители газа, которые представляют заявки, подробные расчеты и другие документы, подтверждающие потребность в газе.

Таким образом, ОАО «Газпром» определяет объемы поставок газа по регионам РФ на предстоящий год с учетом собранных ООО «Газпром межрегионгаз» сведений.

Российский рынок газа разделен на регулируемый и нерегулируемый сектора, при этом в настоящее время доминирует регулируемый сегмент. По нерегулируемым ценам продается газ, добытый независимыми производителями, которые в совокупности удовлетворяют около четверти российского спроса на газ.

Государство осуществляет регулирование оптовых цен на газ, добываемый ОАО «Газпром» и его аффилированными лицами; тарифов на услуги по транс-

---

\* Исследования выполнялись совместно с В.М. Соболевским.

портировке газа, оказываемые независимым производителям; платы за снабженческо-сбытовые услуги; тарифов по транспортировке газа по газораспределительным сетям; розничных цен на газ для населения.

Органом исполнительной власти в сфере тарифного регулирования является Федеральная служба по тарифам (ФСТ), которая в своих приказах ежегодно утверждает оптовые цены на газ, добытый Газпромом и его аффилированными лицами, размеры платы за снабженческо-сбытовые услуги, а также тарифы на транспортировку газа. Установлением розничных цен на газ, регулируемых для населения, занимаются органы исполнительной власти РФ.

Таким образом, выручка ОАО «Газпром» от деятельности на внутреннем рынке газа формируется от реализации газа по регулируемым оптовым ценам и от оказания услуг по транспортировке газа по системе магистральных газопроводов для независимых поставщиков.

Оптовые цены на газ рассчитываются в соответствии с «Положением об определении формулы цены газа», утвержденным приказом ФСТ России от 14 июля 2011 г. № 165-э/2 и Приказом ФСТ России от 27 апреля 2012 г. № 71-э/1.

В настоящее время Правительством РФ принимаются меры по развитию российского рынка газа в соответствии с рыночными принципами. Определена динамика изменения регулируемых оптовых цен на газ и предусмотрено выведение их на уровень, обеспечивающий равную доходность поставок газа на экспорт и внутренний рынок с применением рыночной формулы цены. Предусматривается внедрение нового механизма формирования цены на газ, который заключается в установлении ценового диапазона, в рамках которого оптовая цена реализации газа для отдельных групп промышленных потребителей определяется по соглашению, достигнутому между поставщиками газа и покупателями.

Поставка газа ОАО «Газпром» на внешние рынки осуществляется в 21 страну дальнего – и в 10 стран ближнего зарубежья. Газпром экспортирует газ преимущественно в рамках долгосрочных контрактов сроком на 25 лет, заключенных, как правило, на базе межправительственных соглашений. Долгосрочные контракты с основными покупателями содержат условие «бери или плати». При формировании ценовых предложений для государств СНГ принимается во внимание степень их интеграции с газовым бизнесом Газпрома.

Основной объем экспортного газа Газпром продает на границе страны-импортера компаниям, которые затем поставляют его конечным потребителям. Транспортировка газа по сетям низкого давления в несколько раз дороже чем в РФ, поэтому «Газпром» осуществляет стратегию на выход продаж газа для конечного потребителя.

В связи с вышеизложенным разработка научно-методических подходов, методов, моделей и программных средств для рационального взаимодействия потребителей газа внешнего и внутреннего рынков и монопольного поставщика ОАО «Газпром» является своевременной и актуальной задачей.

Расчет средней тарифной ставки газоснабжающей организации должен обеспечить достаточность доходов как для всей цепочки газодобывающих и газотранспортных предприятий ОАО «Газпром», независимых газодобывающих предприятий, посреднических газосбытовых организаций, так и для конкретных потребителей природного газа, а также экономическую эффективность и сохранность ресурсов.

Методические положения по расчету цен и тарифов на природный газ могут быть следующими [1].

По схеме МГ рассматривается путь подачи природного газа в регионе, т.е. устанавливаются газотранспортные предприятия, так называемые Трансгазы, границы их действия, подземные газохранилища, регулирующие сезонную неравномерность, и газодобывающие предприятия «газпромы». К данной характеристике схемы подачи газа добавляются независимые газодобывающие предприятия (если имеются), подающие газ в рассматриваемую схему. По схеме развития газораспределительных систем определяются параметры (давление и т.д.) распределительных сетей, питающих природным газом конкретных потребителей региона.

Средний тариф по субъекту РФ ( $T_2^{CP}$ ) определяется как арифметическая сумма средних тарифов газодобывающих и газотранспортных предприятий ОАО «Газпром», независимых газодобывающих предприятий и газосбытовых организаций, распределяющих газ в рассматриваемом регионе,

$$T_2^{CP} = T_{газпр}^{CP} + T_{нефтегаз}^{CP} + T_{газсб}^{CP} + T_{ндс},$$

где  $T_{газпр}^{cp}$  – средний тариф на природный газ в газодобывающих и газотранспортных предприятиях (с учетом хранения) ОАО «Газпром»;  $T_{нефтегаз}^{cp}$  – средний тариф на природный газ, поставляемый от независимых газодобывающих предприятий;  $T_{газсб}^{cp}$  – средний тариф на природный газ в посреднических газосбытовых организациях региона;  $T_{ндс}$  – ставка налога на добавленную стоимость.

В общем случае в рассматриваемый регион природный газ может подаваться из разных газотранспортных систем (направлений), которые определяются по схеме МГ.

Тогда средний тариф предприятий ОАО «Газпрома» на природный газ находится как средневзвешенная величина тарифов на газ из данных направлений:

$$T_{газпр}^{cp} = \frac{\sum_{k=1}^K \left( T_{\partial k}^{cp} + T_{мгk}^{cp} \right) \cdot Q_k^n}{\sum_{k=1}^K Q_k} + T_{акц},$$

где  $Q_k^n$  – объемы подачи газа из  $k$ -й газотранспортной системы для питания потребителей рассматриваемого региона (табл. 6.1),

$$T_{\partial}^{cp} = \frac{\sum_{i=1}^I T_{\partial i} Q_{\partial i}}{\sum_{i=1}^I Q_{\partial i}}.$$

Здесь  $T_{\partial i}$  – тарифная ставка на природный газ в  $i$ -м газодобывающем предприятии (промысле);  $i$  – число промыслов,  $i = \overline{1, I}$ .  $Q_{\partial i}$  – объем добычи газа на промысле (табл. 6.2),

$$T_{\partial i} = \frac{D_{\partial i}}{Q_{\partial i}},$$

здесь  $D_{\partial i}$  – потребность промысла в финансовых средствах для добычи природного газа (табл. 6.2);  $T_{мг}^{cp}$  – средняя тарифная ставка на передачу  $1000 \text{ м}^3$



газа в газотранспортных предприятиях для газопроводов различных диаметров с учетом затрат на подземное хранение газа (рассматривается цепь средних тарифов по всем Трансгазам):

$$T_{мг}^{ср} = \sum_{j=1}^J T_{мгj}^d .$$

Здесь  $T_{мгj}^d$  – тарифная ставка на передачу 1000 м<sup>3</sup> газа в  $j$ -м газотранспортном предприятии по газопроводам различных диаметров ( $d$ ):

$$T_{мг}^d = T^{1420} + T^{1220} + T^{1020} + T^{820} + T^{720} + T^{529} + T^{np} ,$$

где  $T^{1420}, T^{1220}, T^{1020}, T^{820}, T^{720}, T^{529}, T^{np}$  – тарифные ставки на передачу 1000 м<sup>3</sup> газа по газопроводам следующих диаметров: 1420, 1220, 1020, 820, 720, 529 мм и др. (рассматриваются диаметры, которые имеются в газотранспортном предприятии).

Тарифная ставка на передачу 1000 м<sup>3</sup> газа по газопроводам  $j$ -го предприятия составит

$$T_{мгj}^d = \frac{D_{мгj}}{Q_{мгj}} ,$$

где  $D_{мгj}$  – потребность газотранспортного предприятия в финансовых средствах для передачи газа (табл. 6.3);  $Q_{мгj}$  – производительность  $i$ -го газопровода (табл. 6.4),

$$T_{нефтегаз}^{ср} = \frac{D_{нефтегаз}}{Q_{нефтегаз}} ,$$

где  $D_{нефтегаз}$  – потребность независимых газодобывающих предприятий в финансовых средствах на свою деятельность, связанную с поставкой природного газа в газотранспортную сеть ОАО "Газпром" (табл. 6.5);  $Q_{нефтегаз}$  – объем поставки природного газа независимым газодобывающим предприятием в газотранспортную сеть (см. табл. 6.1).

$$T_{газсб}^{ср} = \frac{T_{газсб(вд)} \cdot Q_{вд} + T_{газсб(сд)} \cdot Q_{сд} + T_{газсб(нд)} \cdot Q_{нд}}{Q_{вд} + Q_{сд} + Q_{нд}},$$

где  $T_{газсб(вд)}$ ,  $T_{газсб(сд)}$ ,  $T_{газсб(нд)}$  – тарифные ставки подачи 1000 м<sup>3</sup> газа по газораспределительным сетям высокого (вд), среднего (сд) и низкого (нд) давлений;  $Q_{вд}$ ,  $Q_{сд}$ ,  $Q_{нд}$  – объемы подачи природного газа потребителям по сетям высокого, среднего и низкого давлений;

$$T_{газсб(вд)} = \frac{D_{газсб(вд)}}{Q_{вд}},$$

$$T_{газсб(сд)} = \frac{D_{газсб(сд)}}{Q_{сд}},$$

$$T_{газсб(нд)} = \frac{D_{газсб(нд)}}{Q_{нд}},$$

где  $D_{газсб(вд)}$ ,  $D_{газсб(сд)}$ ,  $D_{газсб(нд)}$  – потребность в финансовых средствах на эксплуатацию газораспределительных сетей высокого, среднего и низкого давлений (табл. 6.6).

Расчет дифференцированных ставок тарифа на природный газ по группам, категориям и отдельно выделенным крупным потребителям в зависимости от длительности транспортирования газа осуществляется на основе среднего по региону тарифа на природный газ. При этом соблюдаются следующие основные принципы:

- соответствие тарифов, устанавливаемых для различных категорий потребителей, реальным затратам газоснабжающих организаций по газоснабжению данных потребителей;

- равноприбыльности газоснабжения различных категорий потребителей.

Рассматриваются следующие факторы дифференциации:

- уровни давления газа в распределительной сети при подключении потребителей;

- режимы использования потребителями природного газа заявленной (или расчетной) на период регулирования среднесуточной производительности (значения плотности индивидуальных графиков нагрузки потребителей).

Баланс природного газа в регионе за рассматриваемый период, млрд м<sup>3</sup>/год \*

Приходная и расходная часть	Базовый период	Период регулирования
<p><b>1. Приходная часть</b></p> <p>1.1. Объем транспортируемого газа по МГ газотранспортным объединением (последовательно рассматриваются объемы подачи газа по всем газотранспортным предприятиям до конкретного субъекта РФ)</p> <p>1.2. Объем добычи газа на промысле (или промыслах) (рассматриваются все промыслы, добытый газ которых может подаваться в определенный регион)</p> <p>1.3. Отбор активного газа из ПХГ</p> <p><b>ВСЕГО</b> предприятиями ОАО "Газпром" <math>k</math>-го направления (<math>Q_k</math>)</p> <p>1.4. Объем подачи газа от независимых предприятий нефтегаза (<math>Q_{\text{нефтегаз}}</math>)</p>		
<b>ВСЕГО</b> к распределению		
<p><b>II. Расходная часть</b></p> <p>2.1. Объем газа, используемого в данном регионе, в т.ч. в отраслях народного хозяйства:</p> <p>2.1.1. Энергетике</p> <p>2.1.2. Нефтегазовой промышленности</p> <p>2.1.3. ОАО "Газпром"</p> <p>2.1.4. Metallургии</p> <p>2.1.5. Агрохимии</p> <p>2.1.6. Цементной промышленности</p> <p>2.1.7. Нефтехимической промышленности</p> <p>2.1.8. Автосельхозмашиностроении</p> <p>2.1.9. Агрохимическом комплексе</p> <p>2.1.10. Прочими потребителями, из них</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- коммунально-бытовыми</li> <li>- населением</li> </ul> <p>2.2. Объем закачки активного и подушечного газа в газотранспортном объединении (или объединениях) в ПХГ</p> <p>2.3. Объемы подачи газа из <math>k</math> газотранспортных систем для питания потребителей данного региона (<math>Q_k^n</math>)</p> <p>2.4. Объем подачи газа из данного газотранспортного объединения (или объединений) в другие газотранспортные объединения</p> <p>2.5. Объем газа, расходуемого на СН и потери в газотранспортном объединении</p>		

\* Данные по объемам добычи, транспорта, хранения и распределения газа на рассматриваемый период времени принимаются из экономико-статистических обзоров ОАО «Газпром».

**Смета финансирования средств ( $D_o$ ) на добычу природного газа в газодобывающем предприятии Газпрома, млрд руб.\***

Статья затрат	Базовый период	Период регулирования
<p><b>Потребность в финансовых средствах промысла для добычи природного газа, в т.ч.:</b></p> <p><b>1. Себестоимость добычи, из нее затраты на:</b></p> <p>1.1. Материалы</p> <p>1.2. Газ технологический</p> <p>1.3. Электроэнергию</p> <p>1.4. Оплату труда</p> <p>1.5. Отчисления на социальные нужды</p> <p>1.6. Амортизацию</p> <p>1.7. Прочие, из них:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ремонтный фонд</li> <li>- отчисления в дорожный фонд</li> <li>- плата за землю</li> <li>- экология</li> <li>- финансирование НИОКР</li> <li>- услуги авиатранспорта, железнодорожного и др.</li> </ul> <p><b>2. Отчисление в инвестиционный фонд, из них:</b></p> <p>2.1. На производственное и научно-техническое развитие</p> <p>2.2. На непроизводственные нужды</p> <p><b>3. Прибыль на собственные нужды <math>P_{oi}^d</math>, из нее:</b></p> <p>3.1. Прибыль на развитие производства</p> <p>3.2. Прибыль на социальное развитие</p> <p>3.3. Прибыль на поощрение</p> <p>3.4. Прибыль на прочие цели</p> <p>3.5. Дивиденды по акциям</p> <p>3.6. Прибыль, не облагаемая налогом</p> <p><b>4. Платежи в бюджет, в т.ч.:</b></p> <p>4.1. Геолого-разведочные работы (ГРР)</p> <p>4.2. Плата за недра (роялти)</p> <p>4.3. Налог на прибыль</p> <p>4.4. Налог на имущество</p> <p>4.5. Отчисления на соцстрах и в фонд занятости</p> <p>4.6. Отчисления в пенсионный фонд</p> <p>4.7. Медицинское страхование</p> <p>4.8. Прочие</p> <p><b>5. Условно-переменные затраты (<math>Z_o^{y.n.}</math>) П.1.1+П.1.2+П.1.3</b></p> <p><b>6. Условно-постоянные затраты (<math>Z_{oi}</math>)</b></p> <p>П.1.4 + П.1.5 + П.1.6 + П.1.7 + П.2–П.4</p>		

\*Данные на добычу: издержек, отчисления в инвестиционный фонд, прибыль и налоги на рассматриваемый период времени принимаются из экономико-статистических АО «Газпром».

**Смета финансирования средств ( $D_{\text{мг}}$ ) на транспорт природного газа газотранспортным предприятием Газпрома, млрд руб.\***

Статья затрат	Базовый период	Период регулирования
<p><b>Потребность в финансовых средствах газотранспортного объединения, в т.ч.:</b></p> <p><b>1. Себестоимость транспорта газа, из нее затраты на:</b></p> <p>1.1. Материалы</p> <p>1.2. Газ технологический</p> <p>1.3. Электроэнергию</p> <p>1.4. Оплату труда</p> <p>1.5. Отчисления на социальные нужды</p> <p>1.6. Амортизацию</p> <p>1.7. Прочие, из них:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ремонтный фонд</li> <li>- отчисления в дорожный фонд</li> <li>- плата за землю</li> <li>- экология</li> <li>- финансирование НИОКР</li> <li>- услуги авиа-, автотранспорта, железнодорожного и др.</li> </ul> <p><b>2. Себестоимость хранения газа, из нее:</b></p> <p>2.1. Материалы</p> <p>2.2. Газ технологический</p> <p>2.3. Электроэнергию</p> <p>2.4. Оплату труда</p> <p>2.5. Отчисления на социальные нужды</p> <p>2.6. Амортизацию</p> <p>2.7. Прочие</p> <p><b>3. Отчисления в инвестиционный фонд, из них:</b></p> <p>3.1. На производств. и научно-техническое развитие</p> <p>3.2. На непроизводственные нужды</p> <p><b>4. Прибыль на собственные нужды <math>P_{\text{мг}}</math>, из нее:</b></p> <p>4.1. Прибыль на развитие производства</p> <p>4.2. Прибыль на социальное развитие</p> <p>4.3. Прибыль на поощрение</p> <p>4.4. Прибыль на прочие цели</p> <p>4.5. Дивиденды по акциям</p> <p>4.6. Прибыль, не облагаемая налогом</p> <p><b>5. Платежи в бюджет, в т.ч.:</b></p> <p>5.1. Налог на прибыль</p> <p>5.2. Налог на имущество</p> <p>5.3. Отчисления на соцстрах и в фонд занятости</p> <p>5.4. Отчисления в пенсионный фонд</p> <p>5.5. Медицинское страхование</p> <p>5.6. Прочие</p> <p><b>6. Условно-переменные затраты (<math>Z_i^{\text{у.п.}}</math>)</b> п. 1.1+ п. 1.2+ п. 1.3+ п. 2.1+ п. 2.2+ п.2.3</p> <p><b>7. Условно-постоянные затраты (<math>Z_i</math>)</b> п. 1.4 + п. 1.5 + п.1.6 п.1.7 + п. 2.4 + п.2.5 + п.2.6+ п.2.7 + п. 3 + п.5</p>		

\*Данные на транспорт и хранение издержек, отчисления в инвестиционный фонд, прибыль и налоги на рассматриваемый период времени принимаются из экономико-статистических обзоров ОАО «Газпром».

Т а б л и ц а 6.4

**Производительности магистральных газопроводов\***

Диаметр трубопровода, d	Произ- водительность, $Q_{\text{мг}}$ млрд м <sup>3</sup> /год	Газотранспортные предприятия, K <sub>загр</sub>		
		Тюмень- трансгаз	Урал- трансгаз	...
1420	30,0			
1220	20,0			
1020	9,0			
820	6,2			
720	4,0			
529	2,0			
Прочие	Менее 1,0			

\*Производительность МГ по газотранспортным предприятиям принимаются из экономико-экономических обзоров ОАО «Газпром».

Т а б л и ц а 6.5

**Смета финансирования средств (Д<sub>нефтегаз</sub>) независимых газодобывающих предприятий на деятельность, связанную с поставкой природного газа в транспортную сеть ОАО «Газпром» (млрд руб.)\*\***

Статья затрат	Базовый период	Период регулирования
<p><b>Потребность в финансовых средствах независимых газодобывающих предприятий для поставки природного газа в газотранспортную сеть, в т.ч.:</b></p> <p><b>1. Себестоимость переработки, из нее затраты на:</b></p> <p>1.1. Материалы</p> <p>1.2. Газ технологический</p> <p>1.3. Электроэнергию</p> <p>1.4. Оплату труда</p> <p>1.5. Отчисления на социальные нужды</p> <p>1.6. Амортизацию</p> <p>1.7. Прочие</p> <p><b>2. Отчисления в инвестиционный фонд, из них:</b></p> <p>2.1. На производственное и научно-техническое развитие</p> <p>2.2. На непроизводственные нужды</p> <p><b>3. Прибыль на собственные нужды П<sub>нефтегаз</sub>, из нее:</b></p> <p>3.1. Прибыль на развитие производства</p> <p>3.2. Прибыль на социальное развитие</p> <p>3.3. Прибыль на поощрение</p> <p>3.4. Прибыль на прочие цели</p> <p>3.5. Дивиденды по акциям</p> <p>3.6. Прибыль, не облагаемая налогом</p> <p><b>4. Платежи в бюджет, в т.ч.:</b></p> <p>4.1. Налог на прибыль</p> <p>4.2. Налог на имущество</p> <p>4.3. Отчисления на соцстрах и в фонд занятости</p> <p>4.4. Отчисления в пенсионный фонд</p> <p>4.5. Медицинское страхование</p> <p>4.6. Прочие</p>		

<b>5. Условно-переменные затраты</b> п. 1.1 + п. 1.2 + п. 1.3		
<b>6. Условно-постоянные затраты</b> п. 1.4 + п. 1.5 + п. 1.6 + п.1.7 + п. 2 + п.4		

\*\*Данные для независимых газодобывающих предприятий по себестоимости, отчисления в инвестиционный фонд, прибыль и налоги на рассматриваемый период времени принимаются из экономико-статистических обзоров ОАО «Газпром».

Т а б л и ц а 6.6

**Смета финансирования средств на эксплуатацию газораспределительных систем**

$D_{\text{газосбор(вд)}}$ ,  $D_{\text{газосбор(сд)}}$ ,  $D_{\text{газосбор(нд)}}$ , (млрд руб.)\*

Статья затрат	Базовый период	Период регулирования
<b>1. Себестоимость передачи газа по сетям, из нее затраты на:</b>		
1.1. Материалы		
1.2. Электроэнергию		
1.3. Оплату труда		
1.4. Отчисления на социальные нужды		
1.5. Амортизацию		
1.6. Прочие		
<b>2. Отчисления в инвестиционный фонд, из них:</b>		
2.1. На производственное и научно-техническое развитие		
2.2. На непроизводственные нужды		
<b>3. Прибыль на собственные нужды, из нее:</b>		
3.1. Прибыль на развитие производства		
3.2. Прибыль на социальное развитие		
3.3. Прибыль на поощрение		
3.4. Прибыль на прочие цели		
3.5. Дивиденды по акциям		
3.6. Прибыль, не облагаемая налогом		
<b>4. Платежи в бюджет, в т.ч.:</b>		
4.1. Налог на прибыль		
4.2. Налог на имущество		
4.3. Отчисления на соцстрах и в фонд занятости		
4.4. Отчисления в пенсионный фонд		
4.5. Медицинское страхование		
4.6. Прочие		
<b>5. Потребность в финансовых средствах на эксплуатацию газораспределительных систем (п.1, 2, 3, 4) в т.ч.:</b>		
5.1. Потребность в финансовых средствах на эксплуатацию газораспределительных систем высокого давления		
5.2. То же среднего давления		
5.3. То же низкого давления		
<b>6. Условно-переменные затраты п. 1.1 + п. 1.2, в т.ч.:</b>		
6.1. Газораспределительных сетей высокого давления		
6.2. То же среднего давления		
6.3. То же низкого давления		
<b>7. Условно-постоянные затраты п.1.3+ п.1.4+п.1.5+п.1.6+п.2+ п.4, в т.ч.:</b>		
7.1. Газораспределительных сетей высокого давления		
7.2. То же среднего давления		
7.3. То же низкого давления		

\*Данные на эксплуатацию газораспределительных систем по издержкам, отчислениям в инвестиционный фонд, прибыли, налогам, высокого, среднего и низкого давлений принимаются из экономико-статистических обзоров ОАО «Газпром».

В качестве исходного расчетного тарифа на природный газ для всех категорий потребителей используется двухставочный тариф ( $R_n$ )

$$R_n = T_n^{сут} \cdot q_n^{\max} + T_n^{год} \cdot Q_n + T_{ндс}$$

$$R_n = T_{\Gamma(M)n} \cdot q_n^{\max} + T_{\Gamma n} \cdot Q_n + T_{ндс}$$

где  $T_n^{сут}$  – ставка за суточную производительность, тыс. руб/1000м<sup>3</sup> в сут.;  $q_n^{\max}$  – заявленная (или расчетная) потребителем максимальная среднемесячная производительность системы, млн. м<sup>3</sup> в сут.;  $T_n^{год}$  – ставка за годовую производительность, тыс. руб/1000 м<sup>3</sup> / год;  $Q_n$  – объем потребления природного газа, млн м<sup>3</sup> / год;  $n = \overline{1, N}$ ;  $N$  – число потребителей (категорий),  $T_{ндс}$  – ставка налога на добавленную стоимость.

Значение ставки тарифа за суточную производительность  $T_n^{сут}$  для  $n$  – го потребителя устанавливается таким образом, чтобы обеспечивалась компенсация обоснованных условно-постоянных затрат газоснабжающих организаций в зависимости от дальности поставки природного газа (газодобывающих предприятий, газотранспортных объединений и газораспределительных систем) в работоспособном состоянии в течении всего периода регулирования (вне зависимости от плотности графика нагрузки  $n$ -го потребителя), и формирование обоснованного размера прибыли

$$T_n^{сут} = \frac{S_{го}}{\sum_{n=1}^N q_{(вд,сд,нд)n}^{\max}} + T_{акц},$$

где  $q_{(вд,сд,нд)n}^{\max}$  – максимально суточный расход потребителей, питающихся от сетей высокого, среднего и низкого давления;  $S_{го}$  – составляющая условно-постоянных затрат и прибыли газоснабжающих организаций, связанных с эксплуатацией оборудования, которое обеспечивает нормальное питание газом всех потребителей рассматриваемого региона;  $T_{акц}$  – ставка акцизного налога



$$S_{го} = z_{газпр}^n + z_{нефтегаз}^n + z_{газсб}^n + \Pi_{газпр} + \Pi_{нефтегаз} + \Pi_{газсб}$$

где  $z_{газпр}^n$  – составляющая средних эксплуатационных условно-постоянных затрат, отнесенная на предприятия ОАО "Газпром" и питающих газом потребителей рассматриваемого региона;  $z_{нефтегаз}^n$  – составляющая средних условно-постоянных затрат, отнесенная на независимые предприятия подающего природный газ в газотранспортную сеть рассматриваемого региона (см. табл. 6.5);  $z_{газсб}^n$  – составляющая средних условно-постоянных затрат, отнесенная на газораспределительные сети (см. табл. 6.6).

$$z_{газпр}^n = \frac{\sum_{k=1}^K (z_{\partial k} + z_k) \cdot Q_k^n}{\sum_{k=1}^K Q_k^n},$$

где  $Q_k^n$  – объемы подачи газа из  $k$  газотранспортных систем ( $k = \overline{1, K}$ ) для питания потребителей рассматриваемого региона (табл. 6.1);

$$z_{\partial k} = \frac{\sum_{i=1}^I z_{\partial i} \cdot Q_{\partial i}}{\sum_{i=1}^I Q_{\partial i}}.$$

Здесь  $z_{\partial i}$  – составляющая условно-постоянных затрат  $i$ -го газодобывающего предприятия (см. табл. 6.2)  $Q_{\partial i}$  – объем добычи газа на  $i$ -м промысле;  $i$  – число промыслов,  $i = \overline{1, I}$ .

$$z_k = \sum_{j=1}^J z_j.$$

Здесь  $z_j$  – составляющая условно-постоянных затрат  $j$ -го газотранспортного предприятия (см. табл. 6.3);  $j$  – число газотранспортных предприятий,  $j = \overline{1, J}$ .

Прибыль газодобывающих и газотранспортных предприятий ОАО «Газпром» ( $\Pi_{газпр}$ ) определяется как средневзвешенная величина

$$\Pi_{газпр} = \frac{\sum_{k=1}^K (\Pi_{\partial k} + \Pi_k) \cdot Q_k^n}{\sum_{k=1}^K Q_k},$$

где:  $Q_k^n$  – из табл. 6.1,  $\Pi_{\partial k}$  – прибыль на собственные нужды газодобывающих предприятий  $k$ -го направления:

$$\Pi_{\partial k} = \frac{\sum_{i=1}^I p_{\partial i} \cdot Q_{\partial i}}{\sum_{i=1}^I Q_{\partial i}},$$

где  $p_{\partial i}$  – прибыль на собственные нужды  $i$ -го газодобывающего предприятия (см. табл. 6.2); Прибыль на собственные нужды газотранспортных предприятий (с учетом хранения газа  $k$ -го направления) определяется:

$$\Pi_k = \sum_{j=1}^J p_j,$$

где  $p_j$  – прибыль на собственные нужды  $j$ -го газотранспортного предприятия (см. табл. 6.3),  $\Pi_{нефтегаз}$  – прибыль, отнесенная на независимые газодобывающие предприятия (табл. 6.5);  $\Pi_{газсб}$  – прибыль, отнесенная на газораспределительные сети.

Тарифная ставка за годовой объем подачи газа для конкретного потребителя устанавливается исходя из условия компенсации условно-переменных затрат по добыче газа, передаче его по системе магистральных газопроводов и распределению по сетям, включая часть затрат на покупной газ из независимых газодобывающих предприятий и потери в газопроводах.

Тарифная ставка за подачу газа для потребителей, подключенных к газораспределительной сети, определяется следующим образом:

$$T_n^{год} = \frac{T_{газпр}^{год} + T_{нефтегаз}^{год} + T_{газсб}^{год}}{1 - \alpha},$$

где  $T_{газсб}^{год}$  – тарифная ставка подачи газа на предприятиях Газпрома;  
 $T_{нефтегаз}^{год}$  – тарифная ставка покупки газа на независимых газодобывающих предприятиях;  $T_{газсб}^{год}$  – тарифная ставка подачи газа на газораспределительных сетях;  $\alpha$  – коэффициент расхода газа на собственные нужды и потери,

$$T_{нефтегаз}^{год} = \frac{z_{нефтегаз}^{год}}{Q_{нефтегаз}},$$

где  $z_{нефтегаз}^{год}$  – условно-переменные затраты, независимых газодобывающих предприятий  $Q_{нефтегаз}$  – (см. табл. 6.5),

$$T_{газсб}^{год} = \frac{z_{газсб}^{у.п}}{Q_{вд} + Q_{сд} + Q_{нд}},$$

где  $z_{газсб}^{у.п}$  – условно-переменные затраты независимых газодобывающих предприятий, отнесенные на газораспределительные сети;  $Q_{вд}, Q_{сд}, Q_{нд}$  – объемы подачи природного газа потребителям по сетям высокого, среднего и низкого давлений,

$$T_{газпр}^{год} = \frac{\sum_{k=1}^K \left( T_{\partial k}^{у.п.} + T_k^{у.п.} \right) \cdot Q_k^n}{\sum_{k=1}^K Q_k^n},$$

$T_{\partial k}^{у.п.}$  – тарифная ставка условно-переменных затрат в  $i$  газодобывающих предприятиях на добычу природного газа.

$$T_{\partial k}^{y.n.} = \frac{\sum_{i=1}^I T_{\partial i}^{y.n.} \cdot Q_{\partial i}}{\sum_{i=1}^I Q_{\partial i}},$$

здесь  $T_{\partial i}^{y.n.}$  – тарифная ставка условно-переменных затрат на добычу газа в  $i$ -м газодобывающем предприятии;

$$T_{\partial i}^{nep} = \frac{3_{\partial}^{y.n.}}{Q_{\partial}},$$

где  $3_{\partial}^{y.n.}$  – условно-переменные затраты, отнесенные на добычу газа (табл. 6.2),  $T_k^{y.n.}$  – тарифная ставка за годовую подачу газа в газотранспортных предприятиях для газопроводов различных диаметров с учетом затрат на хранение газа в  $k$ -м направлении,

$$T_k^{y.n.} = \sum_{j=1}^J T_j^{y.n.}.$$

Тарифная ставка условно-переменных затрат в газотранспортных предприятиях  $k$  направления составит:

$$T_j^{y.n.} = \frac{3_j^{y.n.}}{Q}.$$

Здесь  $3_j^{y.n.}$  – условно-переменные затраты  $j$ -го газотранспортного предприятия (табл. 6.3).

## § 6.2. Методы оценивания составляющих оптовой цены на природный газ для субъектов РФ\*

Целесообразно рассмотреть механизм образования маргинальной оптовой цены газа у субъектов РФ и исследовать составляющие этой цены [4, 5], которые определяются стоимостью: добычи, транспорта, маргинальных добавок за

---

\* Работа выполнялась совместно с А.З. Гаммом и И.И. Голуб

достижение предельных объемов при добыче и транспорте, а также аналогичных составляющих цены потерь газа.

Оптовые цены на природный газ в узлах, соответствующих субъектам РФ на схеме ГСС (узловые цены), определяются в два этапа на основе предложенного в [4, 5] метода.

На первом этапе для газоснабжающей системы на основе сетевой потоковой модели рассчитывается оптимальное газораспределение и двойственные оценки (маргинальные узловые цены). Такая задача может быть записана как задача линейного программирования, заключающаяся в минимизации целевой функции затрат, связанных с добычей и транспортом газа:

$$\min_x f^T x, \quad (6.1)$$

при условии, что

$$A_{\Pi} x = b, \quad (6.2)$$

$$A_{\mathcal{N}} x \leq g, \quad (6.3)$$

$$0 \leq x \leq d, \quad (6.4)$$

где  $f$ ,  $x$ ,  $d$  – векторы-столбцы размера  $m$ ;  $g$  и  $b$  вектор-столбцы размера  $n_{\mathcal{N}}$  и  $n_{\Pi}$ ,  $A_{\mathcal{N}}$  и  $A_{\Pi}$  – матрицы.

Целевая функция (6.1) представляет собой затраты на производство и передачу газа по газоснабжающей сети от источников к потребителям. Вектор коэффициентов  $f$  определяется как

$$f = c + A_{\mathcal{N}}^T c_{\mathcal{N}}, \quad (6.5)$$

где  $c$  – вектор затрат на передачу единичного перетока газа по дуге;  $c_{\mathcal{N}}$  – вектор цен на газ в узлах-источниках,  $A_{\mathcal{N}}$  – первая матрица инциденций (узлы-источники, ветви) размера  $n_{\mathcal{N}} \times m$ .

При отсутствии потерь в ветвях при передаче по ним газа не нулевые элементы матрицы инциденций равны +1 и –1 (+1 соответствует перетоку, выходящему из узла, а –1 – входящему в узел); если коэффициент, учитывающий потери газа в ветви  $k$ , равен  $\lambda_k$ , то положительный элемент столбца  $k$  матрицы  $A_{\mathcal{N}}$  равен  $1/\lambda_k$ , а отрицательный –1.

Уравнение (6.2) определяет объемы газа  $b$ , поступающие в узлы его потребления, матрица  $A_{\Pi}$  – первая матрица инцидентий (узлы-потребители, ветви) размера  $n_{\Pi} \times m$ , правила ее построения такие же, как и матрицы  $A_{\Pi}$ .

Неравенство (6.3) учитывает предельные значения объема газа  $g$ , поставляемого источниками.

Полная матрица инцидентий  $A$ , размера  $n \times m$  для узлов-источников и узлов-потребителей может быть записана как

$$A = \begin{pmatrix} A_{\Pi} \\ \dots \\ A_{\Pi} \end{pmatrix}. \quad (6.6)$$

Двустороннее неравенство (6.4) задает ограничения на величину перетоков  $x$  в дугах, где  $d$  – вектор пропускных способностей дуг.

С задачей (6.1)–(6.4) может быть сопоставлена другая задача линейного программирования, именуемая двойственной и заключающаяся в максимизации целевой функции стоимости газа в узлах-потребителях:

$$\max_y \varphi^T y, \quad (6.7)$$

$$A^T y \leq f, \quad (6.8)$$

$$y \leq 0. \quad (6.9)$$

Целевую функцию двойственной задачи можно представить как

$$\varphi^T y = b^T y_{=} + g^T y_{\neq} + d^T y_x, \quad (6.10)$$

где  $y$  – вектор-столбец решения двойственной задачи, состоит из двойственных переменных, соответствующих в прямой задаче равенствам (6.2) –  $y_{=}$ , неравенствам (6.3) –  $y_{\neq}$ , верхним ограничениям на переменные в (6.4) –  $y_x$ .

Известно, что в точке конечного оптимального решения прямой задачи двойственная к ней задача также имеет конечное решение, а экстремальные значения функций (6.1) и (6.7) при этом совпадают:

$$f^T x = \varphi^T y. \quad (6.11)$$

Если при решении прямой задачи ограничение-неравенство (6.3) не становится равенством, а ограничение (6.4) выполняется как равенство только для нижней границы, то можно записать выражение

$$f^T x = b^T y_-, \quad (6.12)$$

левая часть которого соответствует затратам, связанным с производством и транспортом газа по газоснабжающей сети, а правая – суммарной стоимости газа, получаемого потребителями, т. е. стоимость производства и поставки газа потребителям совпадает с суммарной платой потребителей за газ. В этом случае компоненты вектора двойственных оценок  $y_-$  определяют затратные цены газа в узлах его потребления.

Если же при решении прямой задачи  $i$ -е ограничение из системы ограничений (6.3) становится равенством, то условие совпадения экстремальных значений функций прямой и двойственной задач запишется как

$$f^T x = b^T y_- + g_i y_{\neq i}, \quad (6.13)$$

где  $y_{\neq i}$  –  $i$ -я компонента вектора  $y_-$ . В этом случае с учетом (6.9) стоимость газа, полученного потребителями, становится больше суммарной стоимости его производства и транспорта по газоснабжающей сети на величину  $g_i y_{\neq i}$ .

Чем больше ограничений-неравенств при решении прямой задачи становятся равенствами, тем на большую величину возрастает разность стоимости производства и транспорта газа и стоимости его продажи потребителям. При этом происходит увеличение всех или отдельных компонент вектора  $y_-$ , называемых маргинальными оценками. Отсюда следует, что маргинальные цены не могут быть ниже затратных.

Как уже отмечалось, узловые цены на газ должны складываться из затрат на поставку газа от источников и затрат на перекачку газа по газоснабжающей сети. Узловые цены в узлах-потребителях, совпадающие с двойственными оценками, как было показано выше, могут давать завышенную суммарную стоимость покупки газа по сравнению со стоимостью производства газа. Рассматриваемый метод, апробированный на электроэнергетических системах, позволяет определить узловые цены в узлах-потребителях, при которых суммарные стоимости производства и покупки газа совпадают. Модель для определения

вклада цен поставки газа от источников в узловые цены основана на следующих положениях:

1. Каждый узел сети рассматривается как элементарный рынок (ЭР), на котором втекающие в узел перетоки и производство газа в узле рассматриваются как продаваемый газ по ценам, либо определенным вне данного рынка, либо заявленным производителями газа. Вытекающие из узла перетоки и нагрузки считаются покупаемым товаром. Цена для всех покупателей в данном узле единая. Схема ЭР представлена на рис. 6.1.

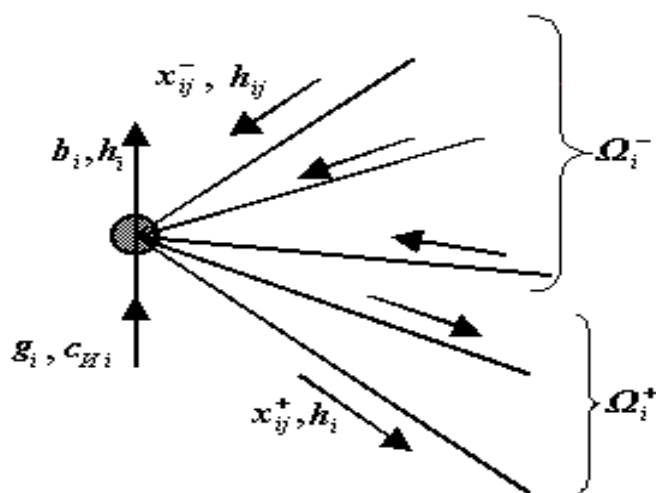


Рис. 6.1. Составляющие элементарного рынка.

2. Для каждого узла  $i$  соблюдается физический баланс втекающих и вытекающих объемов газа (первый закон Кирхгофа)

$$-g_i + b_i + \sum_{j \in \Omega_i^+} x_{ij}^+ - \sum_{j \in \Omega_i^-} x_{ij}^- = 0; \quad i=1, \dots, n, \quad (6.14)$$

где  $x_{ij}^+$  – годовой объем газа, передаваемый из узла  $i$  в узел  $j$  по ветви  $ij$ ;  $\Omega_i^+$  – множество номеров узлов, смежных  $i$ -му, в которые текут потоки газа из узла  $i$ ;  $x_{ij}^-$  – годовой объем газа, поступающий из узла  $j$  в узел  $i$  по ветви  $ij$ ;  $\Omega_i^-$  – множество номеров узлов, смежных  $i$ -му, из которых в узел  $i$  текут потоки газа. Соблюдение условия (6.14) обеспечивается расчетом потокораспределения.

3. Каждый втекающий в узел  $i$  переток газа  $x_{ij}^-$  имеет собственную цену  $h_{ij}$ .



4. Каждый источник газа в  $i$ -м узле заявляет объем поставляемого газа  $g_i$  и цену поставки газа на ЭР –  $c_{\mathbb{H}i}$ .

5. Вытекающие из  $i$ -го узла потоки газа и нагрузки имеют одинаковую цену  $h_i$ , получаемую на основе смешения цен потоков газа, которые поступают в узел из смежных узлов и из источника, а именно для  $i$ -го узла соблюдается финансовый баланс

$$-g_i c_{\mathbb{H}i} - \sum_{j \in \Omega_i^-} x_{ij}^- h_{ij} + h_i \left( b_i + \sum_{j \in \Omega_i^+} x_{ij}^+ \right) = 0; \quad i=1, \dots, n. \quad (6.15)$$

6. Баланс по ветви  $ji$  (рис. 6.2,а): стоимость потока газа (поток денег) в начале ветви  $ji$  должна быть равна стоимости потока газа (поток денег) в конце ветви  $ji$

$$h_j x_{ji} = h_{ij} x_{ij}, \quad (6.16)$$

где  $x_{ji}$  и  $x_{ij}$  – потоки газа в начале и в конце ветви  $ji$ ,  $h_j$  – узловая цена в узле  $j$ .

Условие (6.16) ключевое в предлагаемой модели. Его можно назвать правилом прямоугольника: площади прямоугольников  $x_{ji} \times h_j$  и  $x_{ij} \times h_{ij}$  равны (рис. 6.2,б).

Другими словами, потери газа  $\pi_{ji}$  в ветви  $ji$  компенсируются увеличением цены  $h_j$  до  $h_{ij}$ :

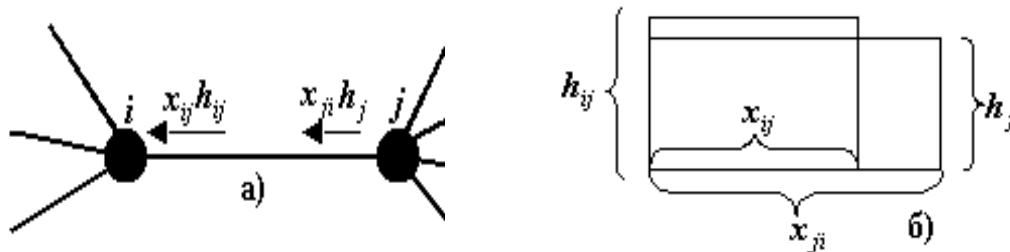


Рис. 6.2. Баланс стоимости потока газа: а – баланс на ветви  $ji$ ; б – правило прямоугольника.

$$h_{ij} = \frac{h_j x_{ji}}{x_{ij}} = \frac{h_j (x_{ij} + \pi_{ji})}{x_{ij}} = h_j \left( 1 + \frac{\pi_{ji}}{x_{ij}} \right) > h_j. \quad (6.17)$$

При отсутствии в ветви  $ij$  потерь  $h_{ij} = h_j$ .

Используя соотношение (6.17), переписываем (6.15) в виде

$$-g_i c_{\mathbf{И}i} - \sum_{j \in \Omega_i^-} h_j x_{ji} + h_i \left( b_i + \sum_{j \in \Omega_i^+} x_{ij} \right) = 0, \quad (6.18)$$

$$i = 1, \dots, n$$

где первые два слагаемых – стоимости газа, поступающего в узел  $i$  от источника и передаваемого из узлов, смежных узлу  $i$ ; третье слагаемое равно при единой цене продажи газа  $h_i$  сумме выручки от продажи газа потребителям в данном узле и стоимости газа, вытекающего из узла  $i$ .

Имея данные потокораспределения  $g_i$ ,  $x_{ij}$ ,  $b_i$  и заявленные производителями цены  $c_{\mathbf{И}i}$  на поставляемый газ, можно определить узловые цены  $h_i$  ( $i = 1, \dots, n$ ).

При определении алгоритма адресности систему (6.18) можно представить в виде:

$$\begin{pmatrix} b_1 + \sum_{j \in \Omega_1^+} x_{1j} & -x_{21} & \dots & -x_{n1} \\ -x_{12} & b_2 + \sum_{j \in \Omega_2^+} x_{2j} & \dots & -x_{n2} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ -x_{1n} & \dots & -x_{n-1,n} & b_n + \sum_{j \in \Omega_n^+} x_{nj} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} h_1 \\ h_2 \\ \dots \\ h_n \end{pmatrix} =$$

$$= \begin{pmatrix} g_1 \times c_{\mathbf{И}1} & & & \\ & g_2 \times c_{\mathbf{И}2} & & \\ & & \dots & \\ & & & g_n \times c_{\mathbf{И}n} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{pmatrix} \quad (6.19)$$

или как

$$Xh = X_{\mathbf{И}}^c E. \quad (6.20)$$

Элементы  $x_{ij}$  матрицы  $X$  равны потокам газа, передаваемым из узла  $i$  в узел  $j$ , элементы  $g_i \times c_{\text{и}i}$  диагональной матрицы  $X_{\text{и}}^C$  равны стоимости поставки газа от источника в узел  $i$ .

Вектор-столбец узловых цен  $h$  может быть определен как

$$h = X^{-1} X_{\text{и}}^C E = A X_{\text{и}}^C E = A_{\text{и}}^C E. \quad (6.21)$$

Матрица  $A = X^{-1}$  – это так называемая матрица адресности, элемент  $a_{ij}$  которой показывает, какая доля от объема газа, поступающего в  $i$ -й узел, передается в него из  $j$ -го узла. Такой  $j$ -й узел может быть узлом как с источником газа, так и без источника. Элемент  $a_{ij}^C$  матрицы  $A_{\text{и}}^C$  показывает, по какой цене газ передается в  $i$ -й узел из  $j$ -го узла. Элемент  $h_k$  вектора-столбца  $h$  равен узловой цене в узле  $k$ , складывающейся из цен, переданных в  $k$ -й узел из узлов с источниками газа. Определенные таким образом узловые цены являются смешанными.

Алгоритм адресности позволяет также определить долю газа, поступающего в узел-потребитель из любого узла, в том числе и без источника. Это дает возможность распределить стоимость передачи объема газа по ветви  $kl$  из  $l$ -го узла между потребителями, которые получают этот газ:

$$X_l^{kl} = c_{kl} X_{kl}, \quad (6.22)$$

где  $c_{kl}$  – цена передачи газа по ветви  $kl$ ,  $X_{kl}$  – объем газа, поступающий по ветви  $kl$  в узел  $l$ .

От цены передачи газа по ветви перейдем к узловым ценам. Для решения указанной задачи запишем выражение (6.20) как

$$Xh = X_l^C E, \quad (6.23)$$

где диагональная матрица  $X_l^C$  аналогична матрице  $X_{\text{и}}^C$ , а ее  $k$ -й ненулевой диагональный элемент равен сумме стоимостей (6.22) передачи газа по ветвям, смежным с  $k$ -м узлом. Тогда элементы вектора  $h$  определяются из выражения

$$h = X^{-1} X_l^C E = A X_l^C E = A_l^C E, \quad (6.24)$$

аналогичного (6.21) и будут равны узловой цене на газ, связанной со стоимостью транзита газа по газоснабжающей сети.

После суммирования узловых цен, связанных с поставкой газа от источников и перекачкой газа по газоснабжающей сети, получим суммарную узловую цену.

Суммарные узловые цены могут быть определены также как

$$h = X^{-1} X_I^C E = A(X_{II}^C + X_I^C) E = A_{II}^C E, \quad (6.25)$$

где диагональная матрица  $(X_{II}^C + X_I^C)$  содержит как стоимости поставки газа от источников, так и стоимости транзита газа.

Цены, найденные для узлов потребления газа, называются маргинальными, поскольку они включают в себя возросшую стоимость добычи и транспорта газа. Отсюда следует, что маргинальные узловые цены не могут быть ниже затратных узловых цен.

Маргинальная узловая цена газа в  $i$ -м узле его потребления может быть представлена состоящей из восьми слагаемых

$$h_i^M = h_i^1 + h_i^2 + h_i^3 + h_i^4 + h_i^{M5} + h_i^{M6} + h_i^{M7} + h_i^{M8}, \quad (6.26)$$

где:  $h_i^1, h_i^3$  – составляющие узловой цены, определяемые стоимостью добычи и транспорта газа;  $h_i^2, h_i^4$  – составляющие узловой цены, обусловленные стоимостью добычи и транспорта газа, потерянного при его передаче;  $h_i^{M5}, h_i^{M6}$  – составляющие маргинальной узловой цены на газ, переданный в узел потребления, и потери газа на пути его передачи, связанные с дополнительной стоимостью газа от источников, в которых достигнуто предельное значение добычи;  $h_i^{M7}, h_i^{M8}$  – составляющие маргинальной узловой цены на газ, переданный в узел потребления, и потери газа на пути его передачи, связанные с дополнительной стоимостью газа из-за достижения предельных значений перетоков газа в магистральных газопроводах.

Первые четыре слагаемых, представляют собой затратную цену на газ, определяемую стоимостью его добычи и транспорта. Таким образом, маргинальные узловые цены на газ выше затратных на величину, равную  $h_i^{M5} + h_i^{M6} + h_i^{M7} + h_i^{M8}$ .

Метод адресности позволяет оценить вклад каждого активного ограничения в маргинальную добавку к затратной узловой цене. При необходимости уменьшить маргинальную добавку в узле потребления газа следует выделить узлы и связи с полученными предельными объемами добычи и предельными пропускными способностями, с которыми связаны максимальные добавки. Снижение добавок к цене может быть достигнуто увеличением объемов и добычи газа и пропускных способностей газоснабжающей системы в выделенных узлах и связях.

Апробация разработанных методов и моделей, показана на примере расчета потоков газа и цен на газ в системе газоснабжения РФ в 2005 г. Для этих целей был сформирован расчетный граф (расчетная схема), который представляет собой агрегированную по правилам, изложенным в гл. 4, существующую ЕСТ России. В расчетной схеме выделены узлы-субъекты РФ, где отмечена их потребность (спрос) в газе, узлы-ответвления для экспорта газа в ближнее и дальнее зарубежье, узлы без потребности, а также узлы, в которых представлена добыча природного газа. В схеме предусмотрен и импорт газа из Средней Азии и Казахстана. Всего выделено 66 узлов. Дуги графа представляют собой в агрегированном виде многониточные газотранспортные системы.

Спрос на газ в субъектах РФ – 415 млрд м<sup>3</sup> и экспорт газа в ближнее и дальнее зарубежье – 185 млрд м<sup>3</sup> на 2005 г. детализированы по узлам расчетной схемы пропорционально их потребностям в газе в 2005 г.

Максимальные производительности дуг графа (верхние ограничения), отражающие объекты транспорта и добычи, определены в результате эквивалентного представления в расчетной схеме этих предприятий.

Так как в 2005 г. потребность в газе газовой промышленности была включена в суммарную, то коэффициенты снижения производительности агрегированных газотранспортных систем принимаем равными единице.

В результате расчета модели рационального развития ЕСТ на 2005 г. с помощью программного средства РОТОК были получены прямое и двойственное решения. На рис. 6.3 показаны объемы добычи газа на газодобывающих предприятиях, потоки газа на агрегированных газотранспортных (субъектах РФ), а также спрос на газ потребителей субъектов РФ. Узловые цены (двойственное решение) показаны на рис. 6.4.

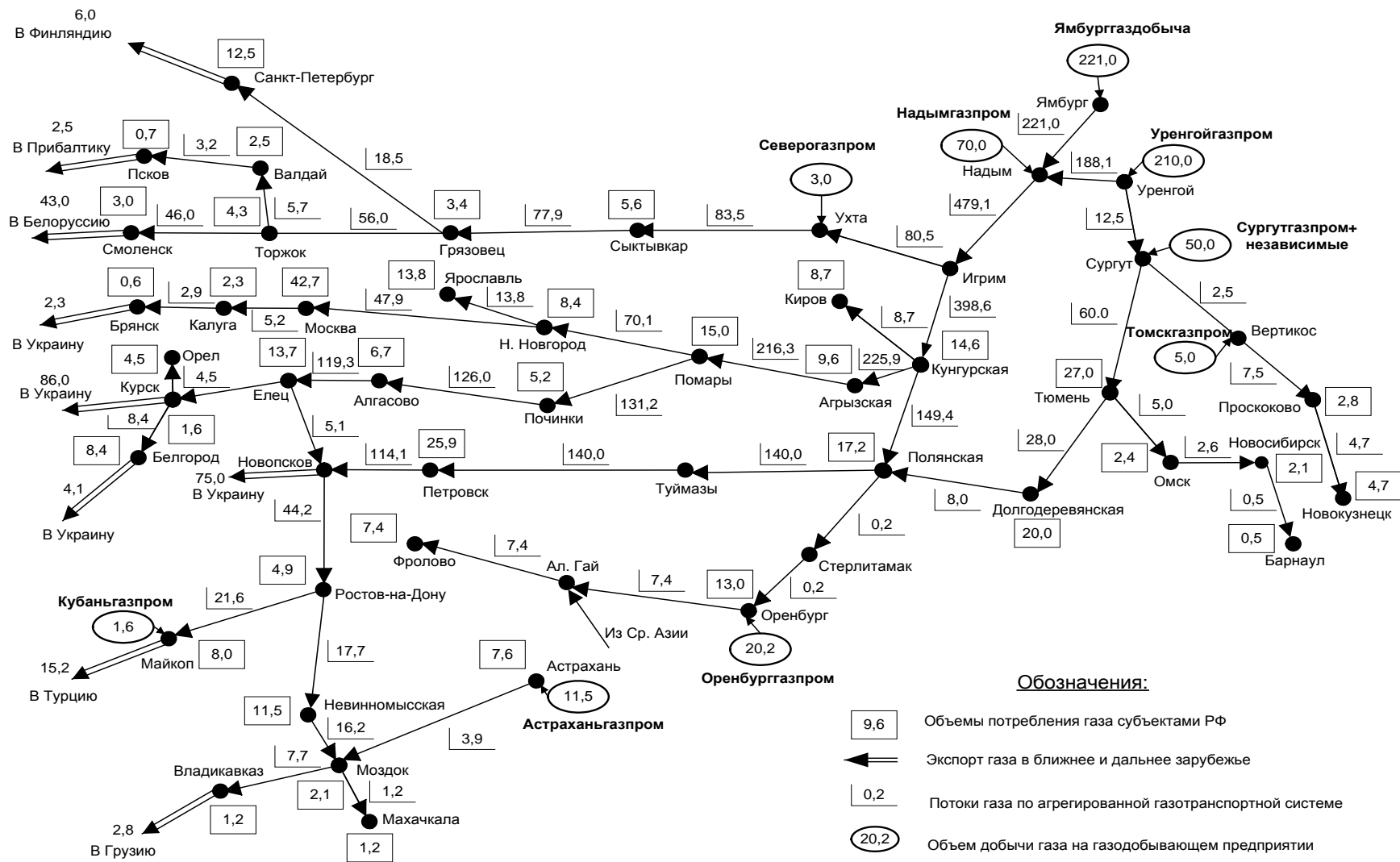


Рис.6.3. Потоки газа для агрегированной ЕСГ на 2005 г., млрд м<sup>3</sup>.

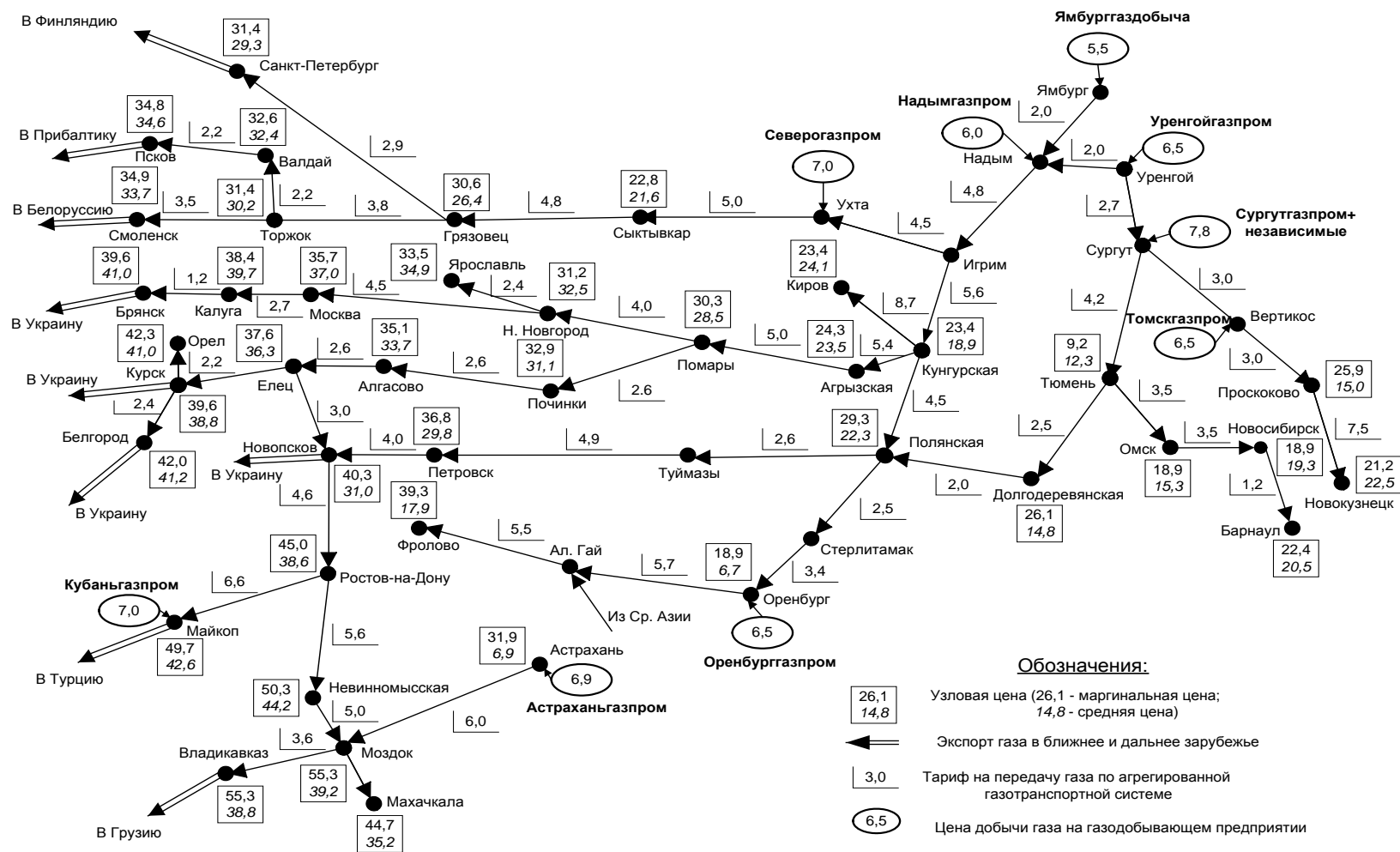


Рис.6.4. Цены на газ для агрегированной ЕСГ на 2005 г., долл./1000 м<sup>3</sup>.

Расчет затратных узловых цен на газ был выполнен с помощью матричного алгоритма [4, 5], результаты приведены на рис. 6.4 (средняя цена). Цены добычи газа и тарифы на его транспорт принимались аналогичными, как и при расчете маргинальных цен.

Анализ полученных результатов расчетов показывает, что по мере удаления потребности от источников газа узловые цены возрастают, причем значения маргинальных цен выше цен, определенных по матричному алгоритму. Наименьшее значение маргинальной цены в узле Тюмень составляет 9,2 долл./1000 м<sup>3</sup> (различие в 6 раз). Для цены, определенной по матричному алгоритму, ее наименьшее значение соответствует Оренбургу – 6,7 долл./1000 м<sup>3</sup>, а наибольшее – узлу Невинномысская – 44,2 долл./1000 м<sup>3</sup> (различие в 6,6 раза). Средняя маргинальная цена для всех потребителей (узлов) расчетной схемы равна 32,7 долл./1000 м<sup>3</sup>, а средняя цена, определенная в результате анализа потоков в ЕСГ, – 28,7 долл./1000 м<sup>3</sup>, т.е. отличаются примерно в 1,1 раза.

Составляющие оптовых цен на газ для субъектов РФ, обусловленные затратами на добычу и транспорт газа, а также потерь газа, отнесенных к добыче и транспорту, образуют затратную цену. На рис. 6.5 приведено сопоставление полученных результатов расчетов составляющих рациональных и маргинальных оптовых цен на природный газ для субъектов РФ со средневзвешенными регулируруемыми оптовыми ценами на газ для промышленных потребителей и населения, установленных ФЭК РФ в 2005 г.

Исследования показали, что маргинальные и рациональные оптовые цены на газ для субъектов Центрального и Северо-Западного ФО практически совпадают, а для потребителей газа субъектов Уральского, Южного и Сибирского округов в ценах имеют место существенные маргинальные добавки, обусловленные дополнительной стоимостью газа объектов добычи и транспорта из-за ограничений их рациональной производительности.

В среднем по РФ маргинальную и рациональную оптовую цену формируют транспортные издержки (свыше 60 %), около 17 % определяют издержки добычи, свыше 21 % приносят маргинальные добавки и около 2 % составляют издержки потерь при добыче и транспорте газа.



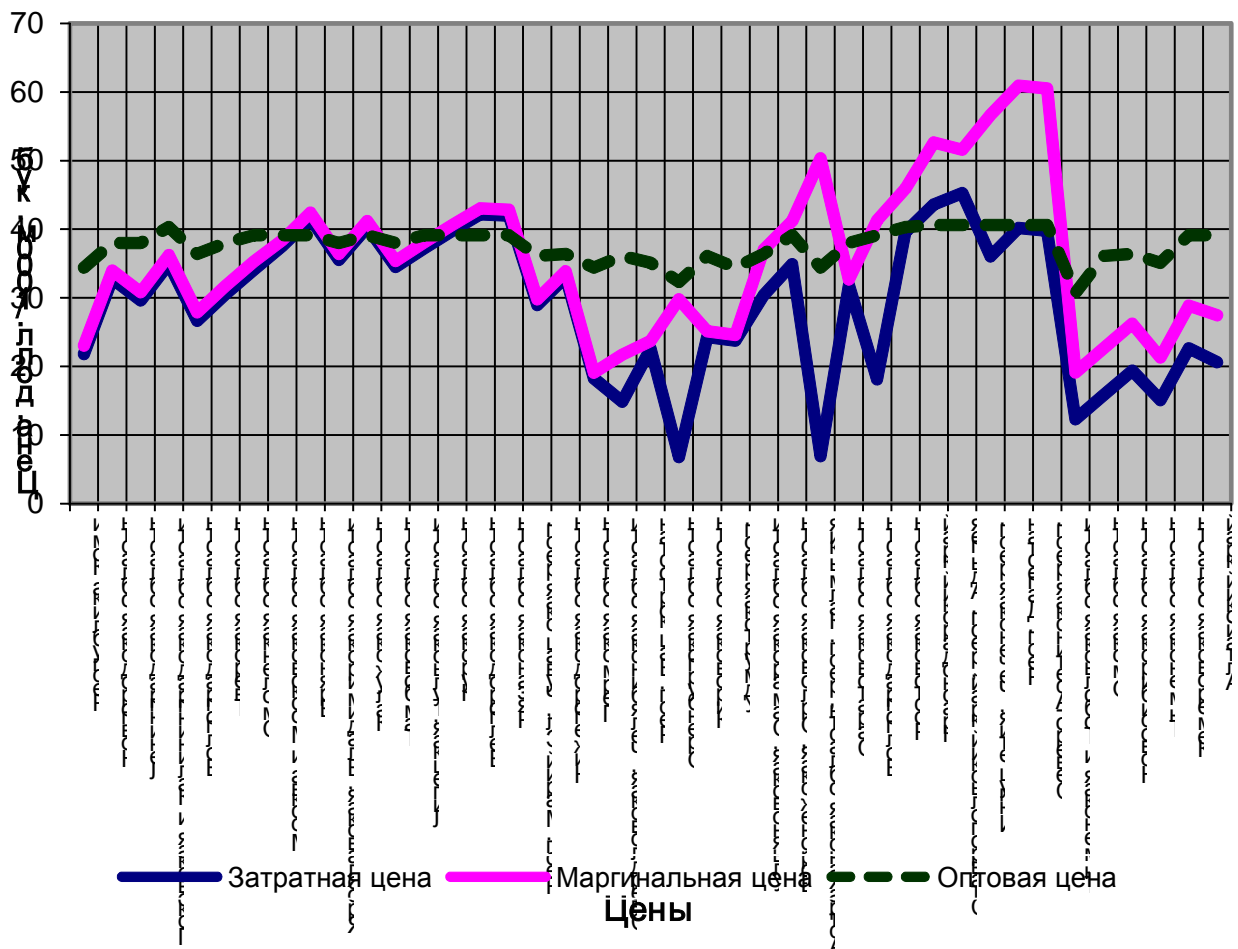


Рис. 6.5. Расчетные и установленные ФЭК России оптовые цены на газ для субъектов РФ.

Существующая система ценообразования в недостаточной степени дифференцирует оптовые цены на газ для субъектов РФ в зависимости от дальности транспортировки газа.

### § 6.3. Моделирование равновесия потоков стоимости добычи и транспорта газа между поставщиками и потребителями для рассредоточенного рынка

Потребление и поставка газа рассматривается с позиций рыночной конкуренции на однопродуктовом оптовом рынке\*.

На оптовом рынке встречаются потребители газа и монопольный поставщик в виде газоснабжающей системы [31].

Монопольный рынок – рынок несовершенной конкуренции, где поставщик газа может максимизировать свою прибыль, одновременно задавая значения

\* Однопродуктовый оптовый рынок – это оптовые рынки газа субъектов РФ и независимых государств.

цены и объема продажи газа, т.е. может получать монопольную прибыль. Для регулирования равновесия спроса и предложения на монопольном рынке могут быть использованы сетевые потоковые модели стоимости газа, отражающие интересы покупателей и поставщиков.

В узлах расчетной схемы сконцентрированы агрегированные рынки природного газа в РФ, которые можно рассматривать как однопродуктовые. Спрос на природный газ  $i$ -го агрегированного рынка будет представлять зависимость, определяемую ценой на природный газ ( $C_i$ ), ценой угля ( $C_i^y$ ), мазута ( $C_i^m$ ), заменяющих газ, наличием денежных средств у покупателей ( $I_i$ ), степенью необходимости газа для покупателей ( $T_i$ ) и т.д.

$$B_i^D = f(C_i, C_i^y, C_i^m, I_i, T_i, \dots)$$

Очевидно, что с уменьшением цены на природный газ объем спроса будет возрастать и наоборот. В случаях возможности замены природного газа другим топливом при уменьшении цены угля или мазута объем спроса на газ будет уменьшаться. При изменении других параметров будет также изменяться и сам спрос на природный газ.

Рассмотрим функцию спроса на газ от цены, при неизменных других параметрах в годовом периоде времени, рис. 6.6. Предположим ее линейную зависимость.

На оптовый рынок поступают заявки от потребителей, желающих купить годовой объем  $v_i$  за некоторую (желаемую) цену покупки газа  $c_i$ . Тогда заявленная стоимость покупки газа на рынке (доход от продажи газа для поставщика) составит  $z_i = v_i \cdot c_i$ .

Из рис. 6.6 видно, что спрос на газ зависит от цены и объема закупок – чем ниже цена газа, тем больший его объем потребители могут приобрести исходя из заявленной стоимости покупки.

Заявленная стоимость покупки газа (доход от продажи на всех рынках) будет равна  $Z = \sum_i z_i$ .

Поставщиками газа на оптовые рынки являются производители (источники) и газотранспортная сеть.

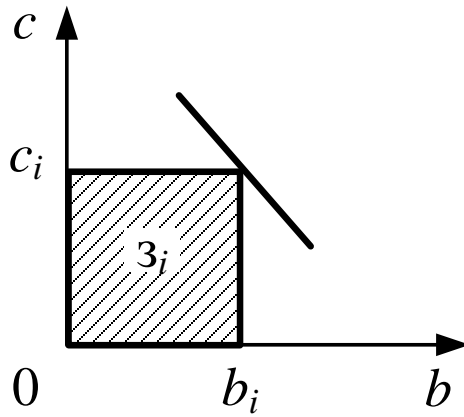


Рис. 6.6. Спрос на газ индивидуальных потребителей.

Индивидуальные предложения от производителей газа будут равны предельным объемам газа, которые производители могут поставить на рынок  $\bar{q}_{ij}$ , и желаемым ценам продаж  $\bar{c}_{ij}$  (рис. 6.7). Заявленная стоимость продажи газа производителями составит  $\bar{z}_{ij} = \bar{q}_{ij} \cdot \bar{c}_{ij}$ . Здесь  $\bar{c}_{ij} = c_{ij}^{cc} + \Pi_{ij}$ ,  $c_{ij}^{cc}$  – себестоимость добычи газа;  $\Pi_{ij}$  – прибыль на нужды развития источника газа.

Заявленная стоимость продажи газа поставщиком определяется двумя факторами – объемом его поставок и ценой.

Из рис. 6.7 видно, что заявленную стоимость от продажи газа производителю выгодно получить при максимально высокой цене и минимальных объемах добычи газа.

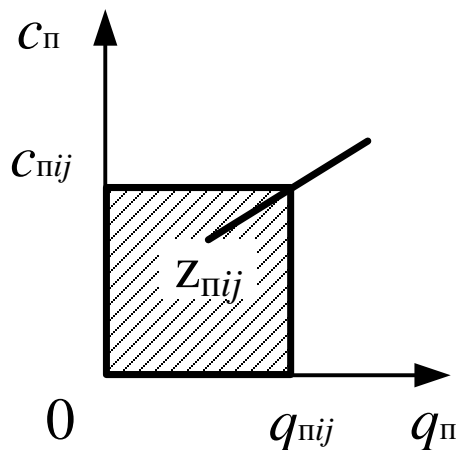


Рис. 6.7. Индивидуальные предложения стоимости производителей газа.

Предельная стоимость продажи газа всеми производителями составит  $\bar{Z}_и = \sum_j \bar{z}_{иj}$ .

Заявленный к продаже газ должен быть подан потребителям РФ и странам СНГ по газотранспортной сети, которая представляется в виде ориентированного агрегированного графа. Будем рассматривать агрегированные дуги как единичные предприятия транспорта газа. Для дуг этого графа должны быть определены предельные пропускные способности  $\bar{q}_{тij}$  и тариф перекачки газа  $\bar{c}_{тij}^т$ . Тариф на дуге включает себестоимость перекачки газа  $c_{тij}^{cc}$  и прибыль на нужды газотранспортного предприятия  $\pi_{ij}$ :  $\bar{c}_{тij}^т = c_{тij}^{cc} + \pi_{ij}$ .

Предельная стоимость каждой дуги графа будет равна  $\bar{z}_{пij} = \bar{q}_{тij} \cdot \bar{c}_{тij}^т$  (рис. 6.8).

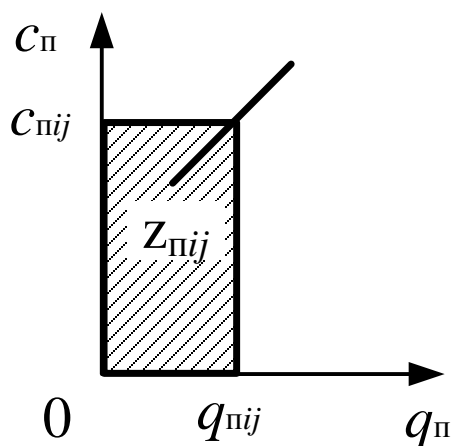


Рис. 6.8. Индивидуальные предложения стоимости транспортировки газа по дугам расчетного графа.

Из рис. 6.8 видно, что газотранспортному предприятию выгодна стоимость транспортировки газа за счет увеличения тарифа на перекачку и уменьшения товаротранспортной работы.

Целью рационального поведения предприятий ОАО «Газпром» служит получение максимальной прибыли от их деятельности.

Под общей выручкой предприятия газоснабжающей системы ( $TR$ ) нами понимается полная сумма выручки от реализации всех производственных единиц газа ( $Q$ ). Средняя выручка ( $AR$ ) представляет собой выручку от реализации одной единицы товара (кубического метра). Предельной выручкой ( $MR$ ) являет-

ся приращение общей выручки, соответствующей приращению одной единицы реализованного природного газа.

Система газоснабжения всегда стремится максимизировать свою прибыль (разницу между выручкой от реализации природного газа и затратами на его производство). Очевидно, что каждая следующая выпускаемая единица газа не только увеличивает общую выручку, но и требует увеличения затрат на ее производство.

Общие затраты ( $TC(Q)$ ) на производство какой-либо продукции ( $Q$ ) состоят из общих постоянных ( $TFC$ ) и общих переменных ( $TVC(Q)$ ) затрат. Аналогичным образом средние затраты ( $AC$ ) включают средние постоянные ( $AFC$ ) и средние переменные ( $AVC$ ) издержки. Предельные затраты ( $MC$ ) показывают приращение общих издержек, вызванных приращением объема производства на одну единицу природного газа.

Если бы Газпром работал в условиях совершенной конкуренции, то вход предприятий в отрасль и выход из нее определяло бы равенство цены величине средних издержек (гипотеза о нулевой чистой экономической прибыли)

$$P = MR = MC = AC .$$

Однако Газпром является естественной монополией, а монопольная структура всегда регулирует два параметра: объем поставок газа и цену,

$$MR = MC < P .$$

Для монополии невозможно построить рыночную кривую предложения и для нахождения рациональных цен на газ невозможно использовать равновесные модели рынка совершенной конкуренции. Необходим новый методический подход. Представляется, что для этих целей можно использовать идею задачи игры двух лиц с нулевой суммой [56]. С одной стороны, выступают рассредоточенные оптовые потребители газа (субъекты РФ и страны СНГ, а с другой – монопольный поставщик – ЕСГ, иными словами – на оптовые рынки поступают заявки от потребителей, желающих купить годовой объем газа за желаемую цену. Поставщиками газа на оптовые рынки будут источники газа и газотранспортная сеть, т.е. ЕСГ. Решается задача наивыгоднейшего распределения потоков стоимости добычи и передачи их по газотранспортной системе с целью удовлетворения заявленной стоимости покупки (с учетом необходимых объе-

мов потребления) на рассредоточенном рынке. В качестве критерия оптимальности рассматривается экстремум производительности добычи и транспорта газа. Искомые потоки стоимости добычи и транспорта газа не должны превышать их предельные значения.

Заявленная стоимость продажи определяется двумя факторами – объемом поставок газа и ценой. Если цель состоит в поиске минимума производительности добычи и транспорта газа, то получаем задачу наивыгоднейшего распределения потоков стоимости с точки зрения поставщиков газа: в этом случае заявленная стоимость удовлетворяется минимальными объемами добычи и транспорта при максимальной цене продажи.

Если же целью является поиск максимума производительности добычи и транспорта газа, то получаем задачу наивыгоднейшего распределения потоков стоимости с точки зрения потребителей газа: заявленная стоимость удовлетворяется максимальными объемами добычи и транспорта при минимальных ценах продажи.

Решения задач не совпадают, возникает конфликт интересов. Этот конфликт может быть снят, если найти такое решение, которое приведет к равенству функций цели в задачах поиска минимума и максимума производительности добычи и транспорта газа для его поставщиков и потребителей.

### **Математическая модель и алгоритм решения**

Единая система газоснабжения (модельная схема) представляется в виде ориентированного графа и является совокупностью трех подсистем: источников газа, потребителей, сетей магистрального транспорта.

К объектам–источникам относятся газодобывающие предприятия и импорт газа. Объекты–источники определяют стоимость продажи газа и моделируются узлами на расчетной схеме.

Узлы потребления в расчетной схеме – рассредоточенные рынки оптовой торговли газом. Здесь может осуществляться покупка газа по заявленным ценам, т.е. задается заявленная стоимость покупки (доход от продажи газа).

Объекты магистрального транспорта газа состоят из многониточных закольцованных МГ. В расчетной схеме они отображаются дугами между узлами, по которым передаются стоимость добычи и транспорта газа.

В расчетной схеме могут быть выделены узлы ветвления, не являющиеся рынками или узлами источниками газа. Здесь добыча и потребление газа равны нулю.

Рассматривается сеть газопроводов, отражающая движение потоков стоимости, которая представляется ориентированным графом с множеством узлов  $R$  и множеством дуг  $U$ , соединяющих пары узлов. Дуга  $(i, j)$  указывает направление потока стоимости от узла  $i$  к узлу  $j$ . Так как направление потока между узлами  $i$  и  $j$  заранее неизвестно, вводятся две дуги  $(i, j)$  и  $(j, i)$ . Множество узлов  $R$  состоит из трех подмножеств  $R = R_1 \cup R_2 \cup R_3$ , где  $R_1$  – точки подключения к системе источников газа (источников стоимости продажи),  $R_2$  – точки рынков потребления (заявленной стоимости покупки),  $R_3$  – точки узлов пересечения газотранспортных связей (узлов ветвления потоков стоимости). Каждой дуге  $(i, j)$  соответствует величина  $z_{ij}$  – поток стоимости дуги графа, отражающий объект добычи и транспорта;  $\bar{z}_{ij}$  – предельная стоимость дуги;  $\delta_{ij}$  – удельная величина добычи или транспорта  $1\text{ м}^3$  газа в единице стоимости;  $\xi_{ij}$  – коэффициент увеличения потока стоимости из-за транспортирования газа по дугам графа, расходуемого на собственные нужды и утечки.

Удельная величина добычи или транспорта  $1\text{ м}^3$  газа в единице стоимости является величиной, обратной цене добычи или тарифу транспорта газа. Рассмотрим подробнее.

На рис. 6.9 показаны функции предельных стоимостей добычи и транспорта газа за год. Индивидуальные функции предложения (предельной стоимости добычи и предельной стоимости транспорта) принимаем линейными. Цены добычи и транспорта газа являются тангенсами углов наклона функций предложения добычи и транспорта газа:

$$\bar{c}_{ni} = \operatorname{tg} \beta_{ni} = \frac{\bar{z}_{ni}}{\bar{q}_{ni}} \left( \frac{\text{руб.}}{\text{м}^3} \right), \quad \bar{c}_{tij}^{\tau} = \operatorname{tg} \beta_{tij} = \frac{\bar{z}_{tij}}{\bar{q}_{tij}} \left( \frac{\text{руб.}}{\text{м}^3} \right). \quad (6.27)$$

Очевидно, что удельные величины добычи или транспорта кубического метра газа в единице стоимости, как величины обратной цене добычи и транспорта газа, являются котангенсами углов наклона указанных функций:

$$\delta_{ij} = \frac{\bar{q}_{ij}}{\bar{z}_{ij}} = \frac{1}{\bar{c}_{ij}} \left( \frac{\text{м}^3}{\text{руб.}} \right); \quad \delta_{tij} = \frac{\bar{q}_{tij}}{\bar{z}_{tij}} = \frac{1}{\bar{c}_{tij}^{\tau}} \left( \frac{\text{м}^3}{\text{руб.}} \right). \quad (6.28)$$

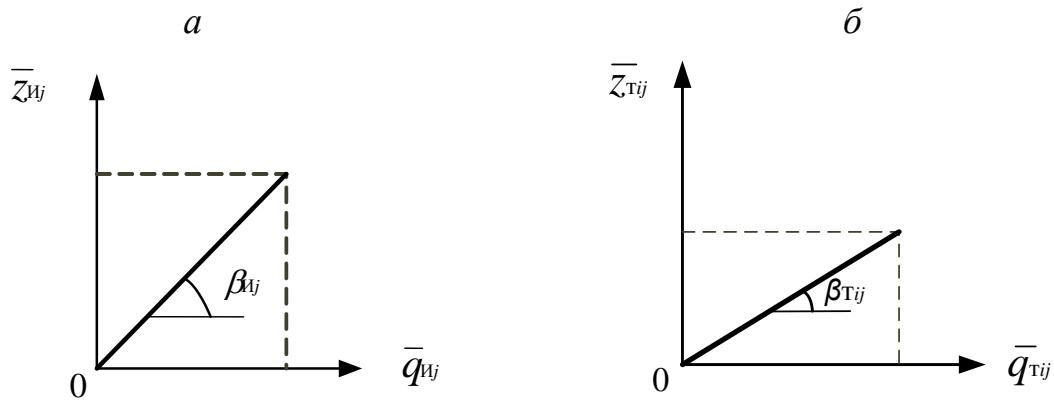


Рис. 6.9. Индивидуальные функции предложения газа: *a* – источников; *б* – транспортные связи.

Метод решения потоковых задач состоит в формировании на основе модельной сети ее расчетной схемы, в которую вводятся дополнительные узлы – один общий источник  $s$  и один общий сток  $t$ , все остальные узлы являются промежуточными.

Общий источник  $s$  соединяется дополнительными дугами  $(s, j) \in U_1$  со всеми узлами – источниками стоимости  $j \in R_1$ , а общий сток стоимости  $t$  – дополнительными дугами  $(i, t) \in U_2$  со всеми узлами–потребителями стоимости  $i \in R_2$ . Полученный расширенный расчетный граф  $(\bar{R}, \bar{U})$ , где  $\bar{U} = U \cup U_1 \cup U_2$  ( $U$  – «модельный» граф),  $\bar{R} = R \cup S \cup t$ , с определенными на его дугах вышеуказанными величинами, есть расчетная сеть потоков стоимости в ГСС.

Тогда задача о потоках стоимости экстремальной производительности добычи и транспорта газа состоит в нахождении стационарного потока стоимости из вершины  $s$  в вершину  $t$ , удовлетворяющего ограничениям пропускных способностей дуг, и записывается в форме

$$\sum_{(i,j) \in U} \delta_{ij} z_{ij} \rightarrow \text{ext}$$

$$\text{(т.е. } \sum_{(i,j) \in U} \delta_{ij} z_{ij} \rightarrow \min \text{ или } \sum_{(i,j) \in U} \delta_{ij} z_{ij} \rightarrow \max \text{);} \quad (6.29)$$



$$\sum_{i \in \Gamma_j^+} \xi_{ij} z_{ij} - \sum_{i \in \Gamma_j^-} z_{ji} = \begin{cases} -(\bar{Z}_u + \bar{Z}_t^T), & j = s; \\ 0, & j \neq s, t; \\ 3, & j = t. \end{cases} \quad (6.30)$$

$$0 \leq z_{ij} \leq \bar{z}_{ij}, (i, j) \in \bar{U}. \quad (6.31)$$

Выражение (6.29) – экстремальная (минимизируемая или максимизируемая) целевая функция производительности добычи и транспорта потоков стоимости газа на дугах расчетного графа. Условие (6.30) выражает балансы прихода и ухода стоимости в узлах расчетной сети, причем  $\Gamma_j^+$  – множество узлов, из которых дуги заходят в узел  $j$ , а  $\Gamma_j^-$  – множество узлов, в которые заходят дуги, исходящие из узла  $j$  (рис. 6.10). Для каждого узла  $j$  соблюдается баланс входящих и уходящих стоимостей (первый закон Кирхгофа). Условие (6.31) показывает ограничения на потоки стоимости добычи или связи расчетного графа.

Решение задачи (6.29)–(6.31) позволяет при заданной стоимости покупки газа потребителями на конкретный расчетный период найти такой план стоимости добычи и транспорта газа, который обеспечивал бы экстремум (минимум или максимум) производительности добычи и транспортировки потоков стоимости газа до потребителей. Одновременно с прямым решением находится и сопряженное с ним двойственное, позволяющее устанавливать предельные (маргинальные) объемы газа, которые могут быть приобретены за единицу стоимости в узлах расчетной схемы.

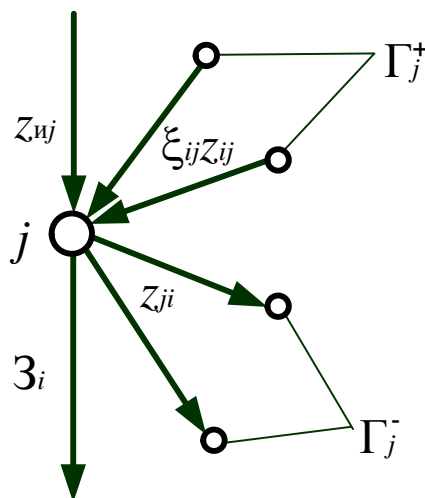


Рис. 6.10. Составляющие оптового рынка.

Сформулированная задача линейного программирования (ЛП) может решаться методом Басакера–Гоуэна или на основе модифицированного симплекс-метода.

Алгоритм поиска решения, удовлетворяющий поставщиков и потребителей газа (находящий равновесие потоков стоимости производительностей добычи и транспорта, а значит и стоимостей покупки и продажи газа), может быть следующий (рис. 6.11).

1. Находится решение задачи наивыгоднейшего распределения потоков стоимости с точки зрения потребителей газа  $\left( \sum_{(i,j) \in U} \delta_{ij} z_{ij} \rightarrow \max \right)$ . В решении фиксируются: а) значение целевой функции  $F_{\max}$ , б) наиболее эффективный источник газа  $j$  - по наибольшему приведенному градиенту (двойственной оценке); в) стоимость продажи источника  $Z_{\max}$ ; г) значение приведенного градиента – показывает на сколько единиц увеличилось бы значение целевой функции, если бы имелась еще одна единица стоимости источника.

2. Определяется решение задачи наивыгоднейшего распределения потоков стоимости с точки зрения поставщиков газа  $\left( \sum_{(i,j) \in U} \delta_{ij} z_{ij} \rightarrow \min \right)$ .

Фиксируются параметры, аналогичные параметрам п.1.

3. Сравняются значения целевых функций  $F_{\max}$  и  $F_{\min}$ . Если разница целевых функций больше наперед заданного числа  $E$  – погрешности решения:  $|F_{\max} - F_{\min}| > E$ , то верхнее значение наиболее эффективных источников стоимости  $z_{\max}$  (или  $z_{\min}$ ) уменьшается на некоторое число  $\Delta$ , отражающее объем уменьшения стоимости,  $z_{\max} - \Delta$  (или  $z_{\min} - \Delta$ ).

Число  $\Delta$  уменьшает стоимость добычи газа на наиболее эффективных источниках с точки зрения потребителей и поставщиков газа. Если значение приведенного градиента источника какого-то игрока (потребителя и поставщика) выше, чем значение другого (например,  $G_{\max}$  больше  $G_{\min}$ ), то величину  $\Delta$  (с меньшим значением  $G$ ) необходимо скорректировать следующим образом:

$\Delta \cdot \frac{G_{\max}}{G_{\min}}$ . Этим самым уровнем скорости увеличения или уменьшения целевых функций от значения числа  $\Delta$ . И снова решаются задачи наивыгоднейшего

распределения потоков стоимости с точки зрения поставщиков и потребителей газа (см. п. 1, 2, 3).

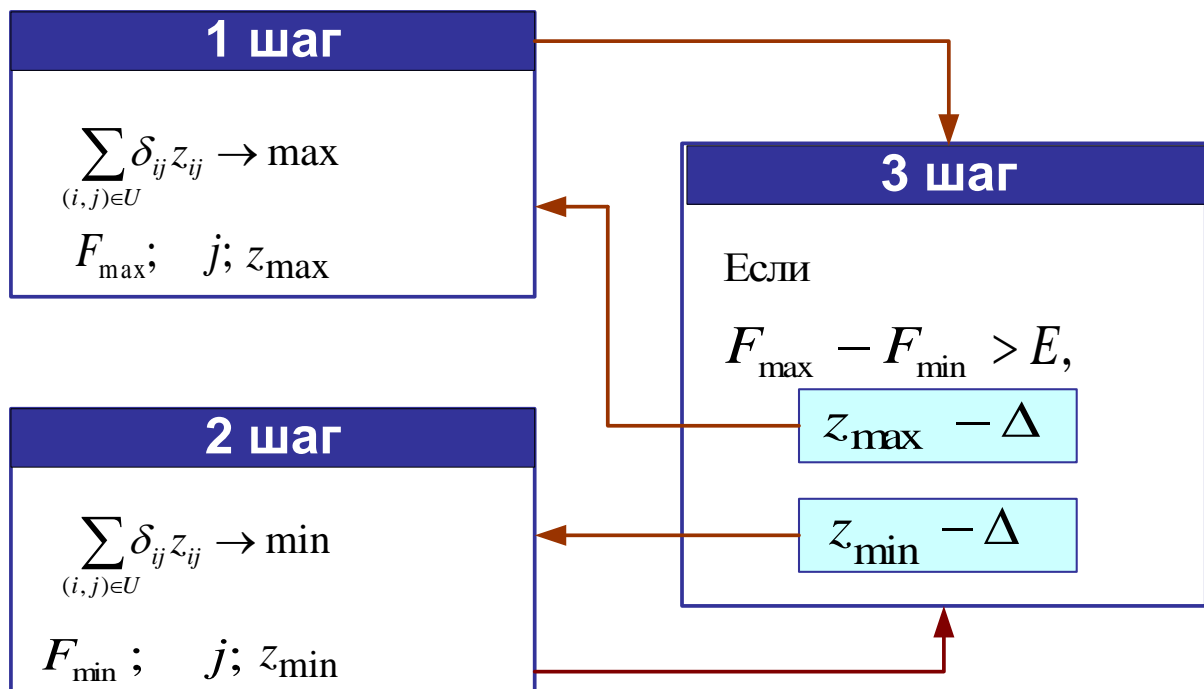


Рис. 6.11. Алгоритм поиска равновесного решения, удовлетворяющий поставщиков и потребителей газа.

Процесс продолжается до тех пор, пока разность целевых функций не станет меньше или равна заданной погрешности:  $|F_{\max} - F_{\min}| \leq E$ , т.е. значения производительностей объектов добычи и транспорта потоков стоимости газа задач на максимум и минимум целевой функции уравниваются. Параметры такого решения будут оптимальными (равновесными) и для поставщиков, и для потребителей газа.

Значение погрешности  $E$  представляет собой изменение производительности, а  $\Delta$  – часть стоимости, пренебречь которой могут как поставщики, так и потребители газа за одну итерацию.

В результате решения этой задачи могут получиться три варианта:

1. Цены покупки газа на оптовых рынках равны ценам продажи газа источников и маршрутов поставок газа потребителям. Здесь можно говорить о равновесии спроса и предложения.

2. Желаемые цены покупки газа будут больше цен поставок газа. В этом случае за равную стоимость при меньшей цене будет приобретено большее количество газа, чем заявлялась.

3. Цены покупки газа будут меньше, чем цены поставок газа. При таком соотношении потребителями за равную стоимость будет куплено меньшее количество газа.

В первом варианте нахождение равновесия спроса и предложения считается завершенным. Второй и третий – требуют дальнейших исследований, которые должны определить, при каких ценах потребителей и поставщиков газа наступит равенство функций цели.

### **Апробация на расчетной схеме газоснабжения**

Апробация и выявление возможностей модели при исследовании оптимальных потоков стоимости добычи и транспорта газа с точки зрения его поставщиков и потребителей осуществлялась на расчетной схеме газоснабжения Уральского ФО.

Основная добыча природного газа в Уральском ФО сосредоточена в Ямало-Ненецком и Ханты-Мансийском национальных округах Тюменской области. Добыча газа осуществляется четырьмя дочерними предприятиями ОАО «Газпром»: ООО «Уренгойгазпром», ООО Ямбурггаздобыча», ООО «Надымгазпром» и ООО «Ноябрьскгаздобыча». Добычу газа осуществляют и независимые компании, такие как ОАО НК «Таркосаленефтегаз», ООО «Юрхаровнефтегаз», ООО «Пургаздобыча» и др.

Из северных районов Тюменской области поставка природного газа потребителям РФ и зарубежных стран производится по мощнейшему в мире газотранспортному коридору (см. прил., рис. П.9). Эксплуатируют данную систему магистральных газопроводов ООО «Тюменьтрансгаз», ООО «Сургутгазпром» и ООО «Уренгойгазпром».

Агрегированная расчетная схема газоснабжения Уральского ФО приведена на рис. 6.12. Здесь в прямоугольниках даны субъекты РФ (рынки), на которые подается природный газ газотранспортными предприятиями ООО «Тюменьтрансгаз», ООО «Сургутгазпром» и ООО «Уренгойгазпром». В овалах показаны афелированные газодобывающие предприятия ОАО «Газпром», обеспечивающие спрос на газ потребителей Уральского ФО, а также подачу газа через узлы 3–8 в другие субъекты РФ и на экспорт.

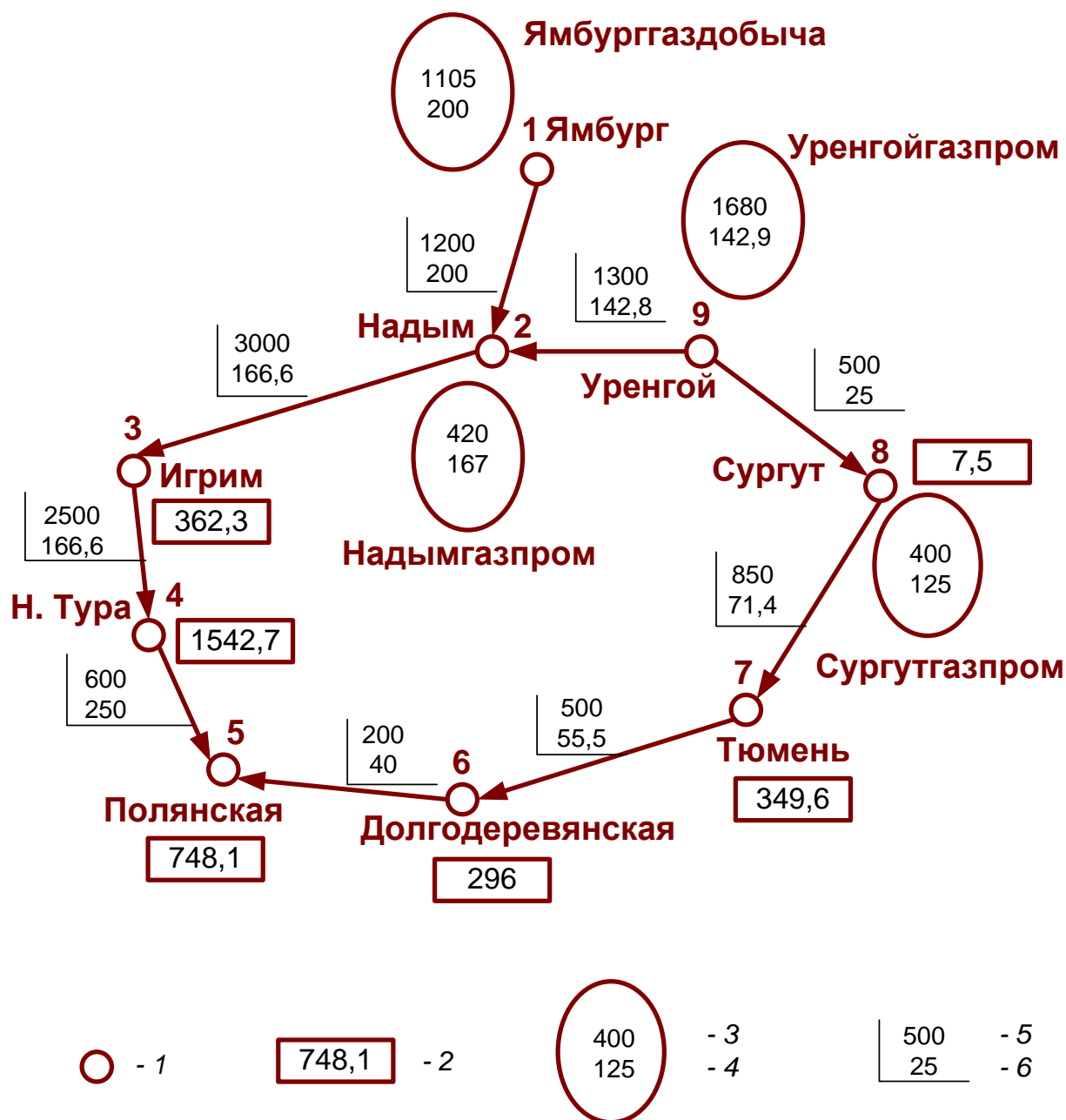


Рис. 6.12. Расчетная схема газоснабжения.

1 – код узла; 2 – заявленная стоимость покупки газа на оптовом однопродуктовом рынке, млн долл.; 3 – предельная стоимость добычи газа, млн долл.; 4 – удельная величина добычи газа на единицу стоимости, м<sup>3</sup>/долл.; 5 – предельная стоимость подачи газа на дуге, млн долл.; 6 – удельная величина транспорта газа на единицу стоимости, м<sup>3</sup>/долл.

Исходная информация для расчета готовилась следующим образом.

1. Возможный доход от продажи газа (заявленная стоимость покупки газа) на рассредоточенных рынках определялся перемножением цен покупки (которые нами задавались) на желаемые объемы потребления газа этими субъектами (табл. 6.7).

Т а б л и ц а 6.7

## Заявленная стоимость покупки газа

Код узла*	Узел	Собственное потребление и транзит, млрд м <sup>3</sup>			Цена покупки	Заявленная стоимость покупки
		Транзит	Собственное потребление		С, долл./м <sup>3</sup>	З, млн долл.
3	Игрим	80,5	0	80,5	0,0045	362,3
4	Ниж. Тура	234,6	14,6	249,2	0,0062	1542,7
5	Полянская	140,2	17,2	157,4	0,004	748,1
8	Сургут	2,5	0	2,5	0,003	7,5
7	Тюмень	5,0	27,0	32,0	0,011	349,6
6	Долгодеревянская	0	20,0	20,0	0,0148	296,0
<b>Итого</b>		<b>462,8</b>	<b>78,8</b>	<b>541,6</b>		<b>3306,2</b>

\* Показан на рис. 6.12.

Например, через узел Игрим осуществляется транзит газа на Северо-Запад РФ объемом 80,5 млрд м<sup>3</sup> с заявленной ценой покупки 0,0045 долл. за 1 м<sup>3</sup>, собственного потребления нет. В этом случае заявленная стоимость покупки газа рынка данного узла за год составит 362,3 млн долл. Узел Ниж. Тура обеспечивает газом потребителей Пермского края с объемом потребления 14,6 млрд м<sup>3</sup> и транзит газа в центральную часть РФ объемом 234,6 млрд м<sup>3</sup> с заявленной ценой покупки в узле 0,0062 долл. за 1 м<sup>3</sup>. Аналогичным образом определена стоимость покупки газа остальных узлов.

Из таблицы видно, что заявленная годовая стоимость покупки 541,6 млрд м<sup>3</sup> газа на всех рассредоточенных рынках составляет 3306,2 млн долл.

2. Заявленная стоимость продажи газа производителями находилась как произведение предельных объемов добычи газа и цен желаемой продажи (табл. 6.8).

Т а б л и ц а 6.8

## Показатели добычи газа

Код узла*	Узел	Предельная добыча, $\bar{q}_n$ , млрд м <sup>3</sup> /год	Желаемая цена продажи, $\bar{c}_n$ , долл./м <sup>3</sup>	Заявленная стоимость продажи, $\bar{z}_n = \bar{q}_n \bar{c}_n$ , млн долл.	Удельная величина добычи в ед. стоимости $\delta_n = \frac{1}{c_n}$ м <sup>3</sup> /долл
1	Ямбург	221,0	0,005	1105	200,0
2	Надым	70,0	0,006	420	167,0
9	Уренгой	240,0	0,007	1680	142,9
8	Сургут	50,0	0,008	400	125,0
<b>Итого</b>		<b>581,0</b>		<b>3605</b>	

\* Показан на рис. 6.13.

Суммарная заявленная годовая стоимость продажи 581 млрд м<sup>3</sup> газа составляет 3605 млн долл.

3. Расчет предельной цены транспорта стоимости газа на дугах ориентированного графа показана в табл. 6.9.

Т а б л и ц а 6.9

**Показатели транспорта газа**

Код узла	Узел	Предельная пропускная способность, $\bar{q}_T$ , млрд м <sup>3</sup> /год	Тариф транспорта газа, $\bar{c}_T$ , долл.м <sup>3</sup>	Предельная стоимость транспорта газа, $\bar{z}_T = \bar{q}_T \bar{c}_T$ , млн долл./год	Удельная величина на транспорта 1 м <sup>3</sup> газа в единице стоимости $\delta_T = \frac{1}{c_T}$ , м <sup>3</sup> /долл.
1–2	Ямбург - Надым	240	0,005	1200	200
9–2	Уренгой – Надым	185,7	0,007	1300	142,8
2–3	Надым – Игрим	500	0,006	3000	166,6
3–4	Игрим – Н.Тура	416,6	0,006	2500	166,6
4–5	Ниж.Тура – Полянская	150	0,004	600	250
9–8	Уренгой – Сургут	12,5	0,040	500	25
8–7	Сургут – Тюмень	60,7	0,014	850	71,4
7–6	Тюмень – Долгодеревянская	28,0	0,018	500	55,5
6–5	Долгодеревянская – Полянская	8,0	0,025	200	40
		1601,5		10650	

Суммарная предельная стоимость транспортировки природного газа по задействованной для этих целей системах магистральных газопроводов общей пропускной способностью в 1601,5 млрд м<sup>3</sup> составит 10650 млн долл. в год.

Таким образом, оптовые потребители газа узлов 3–8 желают купить 541,6 млрд м<sup>3</sup>/год газа и заплатить за него 3306,2 млн долл. Поставляют газ на рассредоточенные рынки газодобывающие предприятия узлов 1, 2, 8, 9 с максимальной заявленной годовой стоимостью продажи 3605 млн долл. и предельным транспортными расходами 10650 млн долл. (табл. 6.9). Возникает задача оптимизации выбора газодобывающих и транспортирующих предприятий, поставляющих газ на оптовые рынки. Решая задачу симплекс-методом на максимум функции цели определяем наивыгоднейший план распределения потоков стоимости с точки зрения потребителей газа, а решая ее на минимум – находим наилучшее распределение потоков стоимости с точки зрения поставщиков газа.

Задача решается по алгоритму, описанному выше. Было выполнено восемь итерационных расчетов. Первый расчет показывает наилучшее решение с точки зрения потребителей газа. Здесь наиболее эффективным источником стоимости с точки зрения потребителей газа является газодобывающее предприятие узла 1. Приведенный градиент источника газа этого узла составляет  $G_{\max} = 233$  и значение стоимости в решении «проходит» по верхней границе  $z_{\max} = 1105$  млн долл. Значение целевой функции равно  $F_{\max} = 1956503,59 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ .

Погрешность расчета целевой функций для данного примера была принята  $E = 5000 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ . Число, на значение которого уменьшаются верхние ограничения наиболее эффективных источников газа, было задано  $\Delta = 100$  млн долл., а в последующих итерациях 50 млн долл.

Следующий расчет задачи (итерация 2) был связан с поиском наивыгоднейшего распределения потоков стоимости добычи и транспорта газа с точки зрения интересов поставщиков газа. То есть рассматривалась задача о потоке стоимости минимальной производительности  $\sum_{(i,j) \in U} \delta_{ij} z_{ij} \rightarrow \min$  при тех же ограничениях (2) и (3).

Наиболее эффективным источником стоимости с точки зрения поставщиков газа является месторождение узла 2, приведенный градиент которого составляет  $233 \text{ м}^3/\text{долл.}$ , стоимость «проходит» по верхней границе  $z_{\min} = 420$  млн долл. Значение целевой функции равно  $F_{\min} = 1859163,4 \cdot 10^6 \text{ млн м}^3$ . Мы видим, что разность целевых функций ( $|F_{\max} - F_{\min}| = 1956503,59 \cdot 10^6 - 1859163,4 \cdot 10^6 = 97340,19 \cdot 10^6 \text{ млн м}^3$ ) больше принятой погрешности ( $97340,19 \cdot 10^6 > 5000 \cdot 10^6$ ). В этом случае уменьшаем значение стоимости, «прошедшее» в решении задачи на максимум функции производительности, на принятое число  $\Delta$  и получаем  $z_{\max} - \Delta = 1105 - 100 = 1005$  млн долл.

На итерации 3 решаем задачу наивыгоднейшего распределения потоков стоимости с точки зрения потребителей газа с измененным верхним ограничением эффективного источника. В результате решения мы видим, что наиболее эффективным источником стоимости по-прежнему является месторождение узла 1 (приведенный градиент источника газа составляет  $G_{\max} = 233 \frac{\text{М}^3}{\text{долл}}$ , и значение стоимости «проходит» по верхней границе  $z_{\max} = 906,2$  млн долл.). Значение разности целе-



вых функций  $|F_{\max} - F_{\min}| = 1933203,59 \cdot 10^6 - 1859163,4 \cdot 10^6 = 74040,19 \cdot 10^6$  больше принятой погрешности  $74040,19 \cdot 10^6 > 5000 \cdot 10^6$ .

Переходим к итерации 4, где уменьшаем верхнее ограничение наиболее эффективного источника задачи наивыгоднейшего распределения потоков стоимости с точки зрения поставщиков газа. Эти и последующие итерации приведены в табл. 6.10.

Т а б л и ц а 6.10

**Поиск равновесного решения**

№ итерации	Значение целевой функции, $F_{\min}$ или $F_{\max}$ , $10^6 \text{ м}^3$	Значение приведенного градиента $G_{\min}$ или $G_{\max}$ , $\frac{\text{м}^3}{\text{долл}}$	Верхнее ограничение наиболее эффективно-го источника, $z_{\min}$ или $z_{\max}$ , млн долл.	Разность значений целевых функций $F_{\max} - F_{\min}$ , $10^6 \text{ м}^3$ .	Сопоставление разницы значений целевых функций и принятой погрешности $(F_{\max} - F_{\min}) \leq E$ , $10^6 \text{ м}^3$ .
1	$F_{\max} = 1956503,59$	233	$z_{\max} = 1105$	—	—
2	$F_{\min} = 1859163,4$	- 233	$z_{\min} = 420$	97340,10	$97340,10 > 5000$
3	$F_{\max} = 1933203,59$	223	$z_{\max} = 1005$	74040,19	$74040,19 > 5000$
4	$F_{\min} = 1882463,4$	- 223	$z_{\min} = 320$	51740,19	$51740,19 > 5000$
5	$F_{\max} = 1921553,59$	223	$z_{\max} = 955$	39090,19	$39090,19 > 5000$
6	$F_{\min} = 1894113,4$	- 223	$z_{\min} = 270$	27440,19	$27440,19 > 5000$
7	$F_{\max} = 1909903,59$	223	$z_{\max} = 905$	15791,19	$15791,19 > 5000$
8	$F_{\min} = 1905703,4$	- 223	$z_{\min} = 220$	4200,19	$4200,19 > 5000$

Таким образом, наиболее эффективным решением этой задачи является вариант итерации 8. В соответствии с этим вариантом из источников газа (узлы 1, 2, 8 и 9) за год целесообразно отобрать стоимости и объемы добычи по желаемым ценам продажи (табл. 6.11).

Т а б л и ц а 6.11

**Оптимальные объемы добычи газа**

Код узла*	Узел	Оптимальная годовая стоимость добычи $Z_u$ , млн долл.	Желаемая цена продажи $C_u$ , долл./м <sup>3</sup>	Оптимальный объем добычи газа, $q_u = \frac{Z_u}{C_u}$ , млрд м <sup>3</sup>
1	Ямбург	1006,2	0,005	201,2
2	Надым	220	0,006	36,7
9	Уренгой	1680	0,007	240
8	Сургут	400	0,008	50
		3306,2		527,9

\*) Показан на рис. 6.12.

При транспортировке объемов добытого газа по газотранспортной сети их стоимость возрастает на величины их транспортных издержек (табл. 6.12).

Т а б л и ц а 6.12

**Оптимальные объемы транспорта газа**

Код узла*	Узел	Оптимальные стоимости транспортировки, млн долл. $z_T$	Тариф транспорта газа $c_T$ , долл./м <sup>3</sup>	Оптимальный объем транспортировки газа $q_T = \frac{z_T}{c_T}$ , млрд м <sup>3</sup>
1–2	Ямбург – Надым	1006,2	0,005	201,2
9–2	Уренгой – Надым	1226,9	0,007	175,3
2–3	Надым – Игрим	2453,1	0,006	408,8
3–4	Игрим – Ниж.Тура	2090,8	0,006	348,5
4–5	Ниж.Тура – Полянская	548,4	0,004	137
9–8	Уренгой – Сургут	453,1	0,040	11,3
8–7	Сургут – Тюмень	845,6	0,014	60,4
7–6	Тюмень – Долгодеревянская	496	0,018	27,5
6–5	Долгодеревянская – Полянская	200	0,025	8

\* Показан на рис. 6.12.

В табл. 6.13 в соответствии с оптимальным решением рассчитаны приходы и уходы добычи и транспортировки газа относительно рынков потребления.

В таблице показано, что на рынках газа узлов 3–8 заявленные цены покупки газа меньше, чем цены предлагаемые поставщикам газа. Поэтому за равную стоимость покупки и продаж газа на рынке узла Игрим будет куплено на 20,2 млрд м<sup>3</sup> газа меньше, чем было заявлено; соответственно меньшие объемы газа будут приобретены на рынках узлов: Ниж. Тура – на 37,7 млрд м<sup>3</sup>, Полянская – на 12,4 млрд м<sup>3</sup> и Сургут – на 1,6 млрд м<sup>3</sup>. С другой стороны, на рынках узлов 6 и 7 желаемые цены покупки газа больше, чем цены поставок газа, поэтому в узле Долгодеревянская за заявленную стоимость покупки можно на 0,5 млрд м<sup>3</sup> купить газа больше, чем заявлялось, а в узле Тюмень на 0,9 млрд м<sup>3</sup>.

Таблица 6.13

**Заявленные и полученные в результате оптимизации объемы потребления газа на  
распределенных рынках**

Код узла*	Узел	Приход		Уход		Поступило на рынки $q = q_n - q_y$ млрд м <sup>3</sup>	Заявленное потребление в млрд м <sup>3</sup>	Дефицит газа $q_d = q -$ млрд м <sup>3</sup>
		Связь	$q_n$ млрд м <sup>3</sup>	Связь	$q_y$ млрд м <sup>3</sup>			
3	Игрим	Надым-Игрим	408,8	Игрим – Ниж.Тура	348,5	60,3	80,5	20,2
4	Н.Тура	Игрим – Ниж.Тура	348,5	Ниж.Тура – Полянская	137	211,5	249,2	37,7
5	Полянская	Ниж.Тура – Полянская	137		-	145	157,4	12,4
		Долгодеревянская – Полянская	8					
		Всего	145					
6	Долгодеревянская	Тюмень – Долгодеревянская	27,5	Долгодеревянская – Полянская	8	19,5	20	- 0,5
7	Тюмень	Сургут - Тюмень	60,4	Тюмень – Долгодеревянская	27,5	32,9	32	- 0,9
8	Сургут	Уренгой – Сургут Сургутгазпром	11,3 50	Сургут – Тюмень	60,4	0,9	2,5	1,6
		Всего	61,3					
						470,1	541,6	71,5

\*) Показан на рис. 6.13.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Работа подводит итоги долголетней деятельности в области многоуровневого моделирования и исследования развития систем газоснабжения. Созданная научно-методическая база рассматривает систему газоснабжения как отрасль – естественную монополию (подсистему более общей энергетической системы); функционально-целостную систему; совокупность производственно-технологических объектов и подсистем. То есть система газоснабжения моделируется трехуровневым комплексом, отображающим экономические и физико-технические особенности их развития. На первом уровне моделируется оптимальное развитие систем газоснабжения на задаваемую перспективу, на втором – оптимальное развитие с учетом сезонности газопотребления и заданной надежности функционирования и на третьем – оптимальные параметры объектов систем.

В монографии подробно рассмотрены методы сетевого анализа и модели для исследования развития структуры системы газоснабжения. В общем виде изложены модели выбора направлений инвестиционной деятельности и определения источников финансирования. Показана модель развития газоснабжающей системы с учетом сезонности газопотребления.

Созданы математические модели и методы, для анализа и синтеза надежности газотранспортных и газодобывающих систем, а также сложных систем газоснабжения с детализированной структурой элементов.

Предложены методы и модели для агрегирования реальной системы газоснабжения в другую, более простую, но сохраняющую требуемые свойства первичной схемы.

Перечисленные модели и методы апробированы при обосновании основных направлений развития системы газоснабжения на период до 2030 г.:

– Исследовано развитие систем газоснабжения РФ при минимальном, максимальном и усредненном сценариях развития экономики.

– На примере системной оценки перспектив развития газоснабжения в Восточной Сибири акцентирована необходимость освоения ресурсов газа Иркутской области и Красноярского края.

– Показано, что оптимальным вариантом инвестиционных вложений является поддержание традиционно разрабатываемых регионов добычи газа с добавлением регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока.

– Показано, что при развитии систем газоснабжения восточного крыла РФ необходимо учитывать неравномерность спроса на газ; целесообразно предусмотреть выделение базовых МГ, работающих с максимальной нагрузкой, пиковых – с упрощенными решениями по КС и создать разветвленную сеть межсистемных переемычек; все это позволяет избежать серьезных проблем обеспечения газом потребителей в зимний период.

– Рассчитаны оптимальные параметры МГ Ковыктинское ГКМ–Иркутск–Пекин с учетом надежности.

По-новому рассмотрены вопросы ценнообразования на природный газ при управлении развитием систем газоснабжения:

– Показаны методические положения по расчету одно и двуставочных тарифов на природный газ.

– Приведены методы оценивания составляющих оптовой цены на природный газ для субъектов РФ (стоимости добычи, транспорта, потерь и маргинальных надбавок). Эти средства апробированы на расчетной схеме ЕСГ.

– Разработаны модели оптимального равновесия потоков стоимости добычи и транспорта газа между поставщиками и потребителями для рассредоточенного рынка и показан метод решения этой задачи. Методический подход апробирован на расчетной схеме Уральского ФО.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. **Аман Э.А., Алексеев В.М., Соболевский В.М., Илькевич Н.И., Бобров Ю.А.** Разработка концепции ценообразования на продукцию, используемую алюминиевой промышленностью // Цветная металлургия. – 2000. – С. 7–12.
2. **Басакер Р., Саати Т.** Конечные графы и сети. – М.: Наука, 1974. – 180 с.
3. **Вентцель Е.С.** Исследование операций. – М.: Наука, 1988. – 208 с.
4. **Гамм А.З., Голуб И.И., Дзюбина Т.В., Илькевич Н.И.** К определению узловых цен на газ // Изв. РАН. «Энергетика», 2007. – № 1.
5. **Гамм А.З., Голуб И.И.** Адресность передачи активных и реактивных мощностей в электроэнергетической системе // Электричество, 2003. – № 3. – С. 9–16.
6. **Гамм А.З., Голуб И.И., Дзюбина Т.В., Илькевич Н.И.** Оптовые цены на природный газ для субъектов // Газовая промышленность, 2008. – № 1.
7. **Гнеденко Б.В., Беляев Ю.К., Соловьев А.Д.** Математические методы в теории надежности. – М.: Наука, 1965. – 524 с.
8. **Городецкий В.И.** Исследование оптимальных параметров и технико-экономических показателей систем дальнего транспорта газа // Научно-технический обзор. Сер. Транспорт и хранение газа. – 1972. – 31 с.
9. **Газовая промышленность.** Экономико-статистический обзор ОАО «Газпром» – 2012. – М., 2003 – 230 с.
10. **Дзюбина Т.В., Илькевич Н.И.** Модель оценки надежности сложных газоснабжающих систем // Изв. РАН. «Энергетика». – 1998. – № 6 – С. 84–91.
11. **Дзюбина Т.В., Илькевич Н.И.** Методические вопросы многоуровневого исследования надежности газоснабжения регионов России в условиях приоритетного развития газовой промышленности в Восточном геополитическом направлении // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – Мурманск, 1996. – Вып. 48. – С. 61–65.
12. **Дзюбина Т.В., Илькевич Н.И., Лесных В.В.** Исследование эффективности страхования на примере газотранспортной системы с учетом ее надежности // Изв. РАН. «Энергетика», 1999. – № 2. – С. 23–29.
13. **Дзюбина Т.В., Илькевич Н.И.** Комплексная математическая модель анализа надежности функционирования ЕСГ // Методы управления физико-техническими системами энергетики в новых условиях. – Новосибирск: Наука, 1995. – С. 181–186.
14. **Дзюбина Т.В., Илькевич Н.И., Ковалев Г.Ф.** Сопоставление моделей «гибели и размножения» и общей теоремы о повторении опытов при формировании со-

стояний объектов для ГСС и ЭЭС // Методы управления физико-техническими системами энергетики в новых условиях. – Новосибирск: Наука, 1995. – С. 204–206.

15. **Дзюбина Т.В., Илькевич Н.И., Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М.** Существующая практика и предложения по оценке надежности стареющего оборудования систем энергетики // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – Вып. 47: Надежность и безопасность стареющих систем энергетики. – Киев, 1995. – С. 95–100.

16. **Дзюбина Т.В., Илькевич Н.И.** Методические подходы и математические модели для анализа и синтеза надежности при многоуровневом исследовании газоснабжающих систем // Надежность систем энергетики: достижения, проблемы перспективы / Под ред. Н.И. Воропая. – Новосибирск: Наука, 1999. – С. 325–333.

17. **Дзюбина Т.В., Илькевич Н.И.** Оптимизация параметров МГ в рыночных условиях с учетом надежности // Изв. РАН. Энергетика, 2002. – № 3. – С. 93–101.

18. **Ефремов В.А.** Сетевые потоковые модели для управления функционированием и развитием Единой системы газоснабжения: автореф. дисс.... канд. техн. наук. – М.: ВНИИГаз, 1987. – 22 с.

19. **Ефремов В.А., Лапшин Ю.Г.** Расчет потоков минимальной стоимости в не-транспортных сетях с кусочно-линейными функциями затрат // Экономика и мат. методы, 1980 – Т. 16, вып. 6. – С. 1221–1225.

20. **Илькевич Н.И., Дзюбина Т.В., Ельников В.В., Окунева С.Т.** Исследование устойчивости цен самофинансирования на природный газ // Экономика и математические методы, 2002. – Т. 38. – № 3. – С. 25–30.

21. **Илькевич Н.И.** Оптимизация надежности газотранспортных систем как элемента Единой газоснабжающей системы // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – Вып. 1: Оптимизация надежности газоснабжающих систем. – Иркутск, 1974. – С. 50–67.

22. **Илькевич Н.И., Ефремов В.А., Меренков А.П. и др.** Взаимосогласование общеэнергетических и отраслевых решений на современном этапе развития ЕСГ // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1990. – № 3.

23. **Шкевич N.I., Rabchuk W.I., Kononov Y.D.** A Study of Methane Leakage in the Soviet Natural Gas Supply System / Prepared for the Battalle Pacific Northwest Laboratory, 1991.

24. **Илькевич Н.И., Ефремов В.А., Меренков А.П.** Согласование общеэнергетических решений с развитием Единой системы газоснабжения // Математическое моделирование и оптимизация систем тепло-, водо-, нефте- и газоснабжения. – Новосибирск: Наука, 1992. – С. 372–389.

25. **Илькевич Н.И., Карасевич А.М., Окунева С.Т.** Влияние стратегий развития ямальских месторождений газа на надежность топливо-энергообеспечения районов России // Новые информационные технологии управления развитием и функционированием трубопроводных систем энергетики. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1993. – С. 44–51.

26. **Илькевич Н.И., Меренков А.П.** Многоуровневое моделирование и согласование задач развития систем газоснабжения // Методы управления физико-техническими системами энергетики в новых условиях. – Новосибирск: Наука, 1995. – С. 41–45.

27. **Илькевич Н.И.** Техничко-экономическое обоснование оптимальной надежности газоснабжающих систем: автореф. дисс.... канд. эконом. наук. – Л.: ЛИЭИ, 1976. – 32 с.

28. **Илькевич Н.И.** Методические вопросы оптимизации развития Единой системы газоснабжения с учетом надежности и режимов ее работы // Системы энергетики – тенденции развития и методы управления. Т. 5. Иркутск, 1981. – С. 90–104.

29. **Илькевич Н.И., Рабчук В.И., Хрусталева Н.М.** Исследование надежности характеристик газотранспортных систем, используемых в задаче оптимального проектирования структуры ЕСГ с учетом надежности // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 26: Методы, алгоритмы и оптимизация надежности при проектировании систем энергетики. – Каунас. – 1982. – С. 164–176.

30. **Илькевич Н.И., Бурханов И.Ф.** Моделирование развития Единой системы газоснабжения для исследования решений на уровнях энергетического комплекса и газовой отрасли // Математическое моделирование трубопроводных систем. – Иркутск, 1988. – С. 73–84.

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

32. **Иерархия** моделей для управления развитием энергетики и методы согласования их решений / А.А. Макаров, Ю.Д. Кононов, Л.Д. Криворучский и др. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1984. – 198 с.

33. **Кристофидес Н.** Теория графов. Алгоритмический подход: пер. с англ. – М.: Мир, 1978. – 432 с.

34. **Кузнецов Ю.А., Рабчук В.И., Тененбаум Л.А.** Оптимальные параметры газопроводов, используемых для покрытия пиковых нагрузок газопотребления // Экономика газовой промышленности: реф. сб. ВНИИЭГазпрома. – 1974. – № 2. – С. 27–33.



35. **Мелентьев Л.А.** О главных свойствах больших систем в энергетике // Изв. АН СССР. – 1977. – № 1. – С. 3–12.
36. **Мелентьев Л.А.** Системные исследования в энергетике. – М.: Наука, 1979. – 416 с.
37. **Майника Э.** Алгоритмы оптимизации на сетях и графах: пер. с англ. – М.: Мир, 1981. – 323 с.
38. **Методические** рекомендации по оценке эффективности проектов и их отбору для финансирования: официальное издание. – М., 1994. – 48 с.
39. **Меренков А.П.** Математические модели и методы для анализа и оптимального проектирования трубопроводных систем: автореф. дис. .. д-ра физ.-мат. наук. – Новосибирск, 1974. – 34 с.
40. **Меренков А.П., Сидлер В.Г.** О развитии теории гидравлических цепей для моделирования больших трубопроводных и гидравлических систем // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1987. – № 5. – С. 146–153.
41. **Математическое** моделирование и оптимизация систем тепло-, водо-, нефте- и газоснабжения / А.П. Меренков, Е.В. Сеннова, С.В. Сумароков и др. – Новосибирск: Наука, 1992. – 407 с.
42. **Новиков О.А., Петухов С.И.** Прикладные вопросы теории массового обслуживания. – М.: Сов. радио, 1969. – 400 с.
43. **Нименья И.Н., Илькевич Н.И.** Моделирование инвестиционной деятельности естественной монополии (на примере ОАО "Газпром"). – Новосибирск: Наука, 1999. – 122 с.
44. **OU Gas&Coal.** Supply outlook / Intern. Energy Agency, 1995. – 221 с.
45. **Руденко Ю.Н., Чельцов М.Б.** Надежность и резервирование в электроэнергетических системах: Методы исследования. – Новосибирск: Наука, 1974. – 264 с.
46. **Сухарев М.Г., Ставровский Е.Р., Брянских Е.Е.** Оптимальное развитие систем газоснабжения. – М.: Недра, 1981. – 294 с.
47. **Сухарев М.Г., Ставровский Е.Р.** Резервирование систем магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1987. – 168 с.
48. **Сухарев М.Г., Ставровский Е.Р.** Надежность магистральных газопроводов и их систем: модели, достижения, проблемы // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1992. – № 6. – С. 97–104.
49. **Сухарев М.Г., Ставровский Е.Р.** Программное обеспечение учета надежности при оптимизации развития и эксплуатации трубопроводных систем транспорта газа и нефти // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетике. – Иркутск, 1981. – Вып. 22. – С. 94–104.

50. **Сухарев М.Г., Ставровский Е.Р.** Оптимизация систем транспорта газа. – М.: Недра, 1975. – 277 с.
51. **Сухарев М.Г., Ставровский Е.Р.** Расчеты систем транспорта газа с помощью вычислительных машин. – М.: Недра, 1971. – 205 с.
52. **Ставровский Е.Р., Кудрявцев А.А.** Планирование развития и реконструкции системы газоснабжения как управляемый марковский процесс // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 51. – Сыктывкар, 2000. – С. 178–185.
53. **Ставровский Е.Р., Сухарев М.Г., Ткач Д.Л.** Математические модели и методы расчета надежности газопроводных сетей и систем. – М.: ИРЦ Газпром, 1994. – 73 с.
54. **Справочник** по транспорту горючих газов / Под ред. К.С. Зарембо. - М.: Гос. науч.-техн. изд-во нефтяной и горно-топливной литературы, 1962. – 888 с.
55. **Мастепанов А.М.** Топливо-энергетический комплекс России на рубеже веков – состояние, проблемы и перспективы развития / Справочно-аналитический сб.: 3-е изд. перераб. и доп. – Новосибирск: Наука, 2010. – 793 с.
56. **Таха, Хэмди А.** Введение в исследование операций: пер. с англ. – 6-е изд. – М.: Изд. дом «Вильямс», 2001 – 912 с.
57. **Форд Л., Фалкерсон Д.** Поток в сетях: пер. с англ. – М.: Мир, 1966. – 276 с.
58. **Филлипс Д., Гарсиа-Диас А.** Методы анализа сетей: пер. с англ. – М.: Мир, 1984. – 496 с.
59. **Хайман Д.Н.** Современная микроэкономика: анализ и применение. Т.2. – М.: Финансы и статистика, 1992. – 372 с.
60. **Хрилев Л.С.** Теплофикация и топливо-энергетический комплекс. – Новосибирск: Наука, 1979. – 278 с.
61. **Ширковский Л.И., Задора Г.И.** Добыча и подземное хранение газа. – М.: Недра, 1974. – 132 с.
62. **Энергетическая стратегия России на период до 2030 г.:** (утверждена распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. № 1715-р) // Собрание законодательства Российской Федерации. – 2009. – № 48. – Ст. 5836.

## ПРИЛОЖЕНИЕ

### ФОРМИРОВАНИЕ БАЗЫ ДАННЫХ ДЛЯ МНОГОУРОВНЕВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ РОССИИ НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА

#### П.1. Оценка динамики спроса на природный газ в РФ и его экспортных поставок

##### *Состояние, проблемы и перспективы развития рынков газоснабжения субъектов РФ\**

#### 1. Центральный ФО

Природный газ на рынки Центрального Федерального округа подается из северных районов Тюменской области по северному (Надым–Игрим–Ухта–Грязовец–Торжок), среднему (Надым–Игрим–Помары–Алгасово–Елец) и Южному (Долгодеревянская–Полянская–Петровск–Новопсков) направлениям (рис. П.1). Перечень газотранспортных предприятий, протяженность газопроводов и отводов, число компрессорных станций и распределение мощностей на этих объектах, основные показатели, характеризующие площадь, население, протяженность МГ и потребление природного газа субъектами Центрального ФО брались из [9].

Наибольшую протяженность магистральных газопроводов мы имеем в Московской области (14,4 %), а наименьшую – в Костромской (0,8 %). Максимальное потребление природного газа также принадлежит Московской области (43,6 %), а наименьшее – Орловской (1,6 %). Московской областью и Москвой на выработку электроэнергии, на коммунально-бытовые цели и потребности населения расходуется больше природного газа, чем в других субъектах округа (соответственно, 55,3 %; 48,2 %; 25,4 %) Таким образом, самым газонасыщенным субъектом в Центральном ФО является Москва и Московская область (43,6 %), затем следуют Тульская область (7,9 %), Белгородская область (5,4 %), Воронежская области (4,9 %) и т.д. Наименьшее количество природ-

---

\* Использовались данные ОАО «Газпром» и сайты субъектов РФ.

ного газа потребляется населением Костромской области, и наименьшее количество газа тратится на коммунально-бытовые нужды в Рязанской (0,6 %).

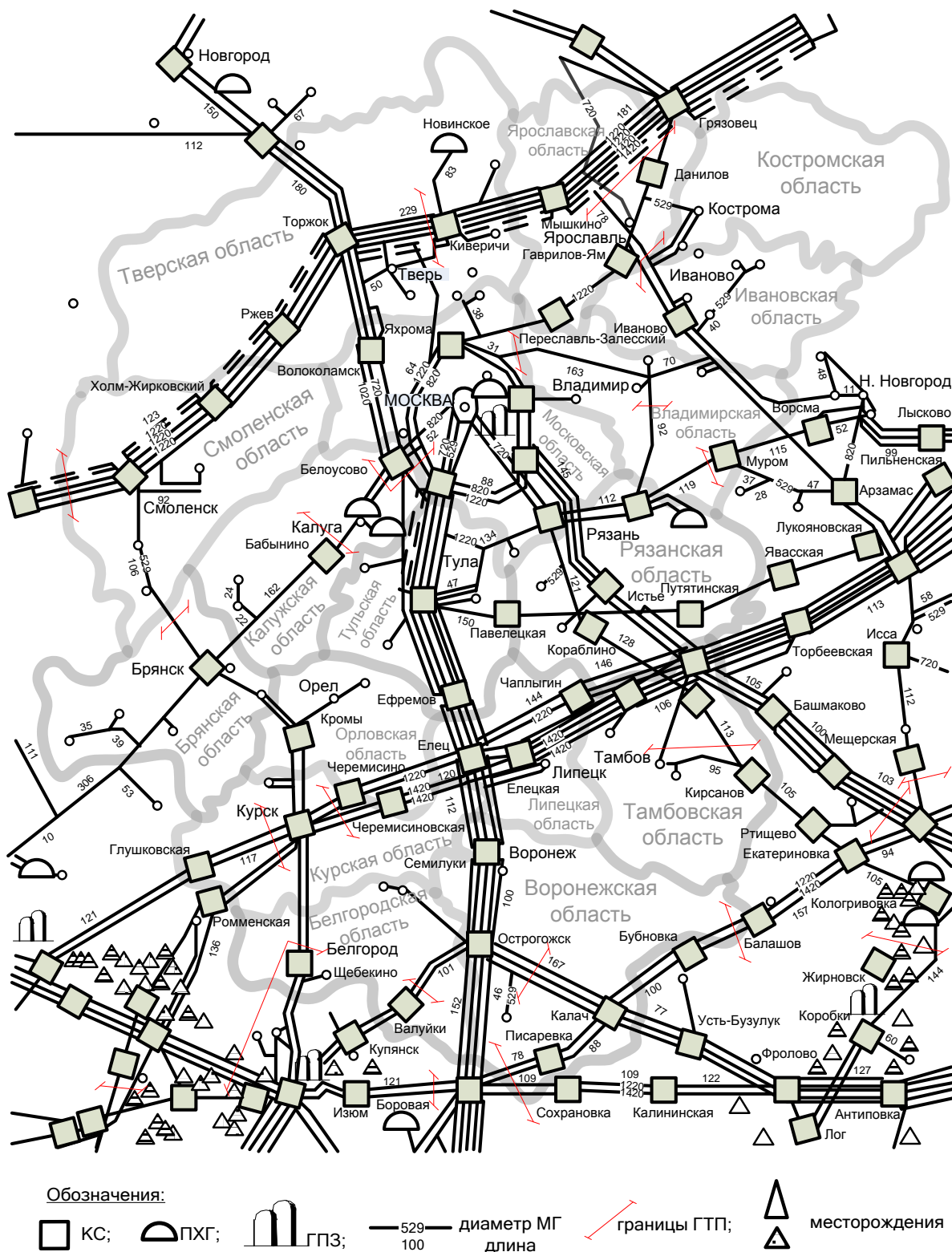


Рис П.1. Схема газоснабжения центрального ФО.

На перспективу до 2030 г. в Центральном ФО природный газ прежде всего будет расходоваться на выработку электроэнергии, на коммунально-бытовые цели, для металлургической, агрохимической и цементной промышленности. Возрастет его использование агропромкомплексом и другими отраслями экономики.

Прогноз динамики потребности природного газа в Центральном ФО, выполненный нами, показан в табл. П.1.

Т а б л и ц а П.1

**Прогноз потребности в природном газе отраслей экономики центрального ФО, млрд м<sup>3</sup>**

№ п/п	Область	Отрасли	Год			
			2010	2015	2020	2030
1	2	3	4	5	6	7
1	Белгородская	Всего,	6,2–6,9	6,9–7,6	7,6–8,4	8,4–9,5
		в том числе				
		Электроэнергетика	0,5–0,6	0,6–0,7	0,7–0,8	0,8–0,9
		Прочие отрасли	3,7–4,0	4,0–4,3	4,3–4,6	4,6–5,0
		КБ	0,7–0,9	0,9–1,1	1,1–1,4	1,4–1,9
	Население	1,3–1,4	1,4–1,5	1,5–1,6	1,6–1,7	
2	Брянская	Всего,	3,3–3,8	3,8–4,3	4,3–4,8	4,8–5,4
		в том числе				
		Электроэнергетика	0,3–0,4	0,4–0,5	0,5–0,6	0,6–0,7
		Прочие отрасли	1,4–1,6	1,6–1,8	1,8–2,0	2,0–2,3
		КБ	0,6–0,7	0,7–0,8	0,8–0,9	0,9–1,0
	Население	1,0–1,1	1,1–1,2	1,2–1,3	1,3–1,4	
3	Владимирская	Всего,	5,8–6,3	6,3–6,8	6,8–7,3	7,3–7,8
		в том числе				
		Электроэнергетика	0,9–1,0	1,0–1,1	1,1–1,2	1,2–1,3
		Прочие отрасли	2,8–3,0	3,0–3,2	3,2–3,4	3,4–3,6
		КБ	0,7–0,8	0,8–0,9	0,9–1,0	1,0–1,1
	Население	1,4–1,5	1,5–1,6	1,6–1,7	1,7–1,8	
4	Воронежская	Всего,	5,8–6,3	6,3–6,8	6,8–7,3	7,3–7,8
		в том числе				
		Электроэнергетика	0,9–1,0	1,0–1,1	1,1–1,2	1,2–1,3
		Прочие отрасли	2,8–3,0	3,0–3,2	3,2–3,4	3,4–3,6
		КБ	0,7–0,8	0,8–0,9	0,9–1,0	1,0–1,1
	Население	1,4–1,5	1,5–1,6	1,6–1,7	1,7–1,8	
5	Ивановская	Всего,	2,8–3,2	3,2–3,6	3,6–4,0	4,0–4,5
		в том числе				
		Электроэнергетика	0,9–1,0	1,0–1,1	1,1–1,2	1,2–1,3
		Прочие отрасли	0,8–0,9	0,9–1,0	1,0–1,1	1,1–1,2
		КБ	0,5–0,6	0,6–0,7	0,7–0,8	0,8–0,9
	Население	0,6–0,7	0,7–0,8	0,8–0,9	0,9–1,0	
6	Калужская	Всего,	2,4–2,7	2,7–3,0	3,0–3,4	3,4–3,8
		в том числе				
		Электроэнергетика	0,06–0,08	0,08–0,09	0,09–0,1	0,1–0,2
		Прочие отрасли	1,0–1,1	1,1–1,2	1,2–1,3	1,3–1,4
		КБ	0,7–0,8	0,8–0,9	1,0–1,1	1,1–1,2
	Население	0,6–0,7	0,7–0,8	0,8–0,9	0,9–1,0	

Продолжение табл. П.1.						
7	Костромская	Всего, в том числе Электроэнергетика Прочие отрасли КБ Население	6,0–6,7 4,3–4,7 1,1–1,2 0,2–0,3 0,4–0,5	6,7–7,5 4,7–5,2 1,2–1,3 0,3–0,4 0,5–0,6	7,5–8,3 5,2–5,7 1,3–1,4 0,4–0,5 0,6–0,7	8,3–9,2 5,7–6,3 1,4–1,5 0,5–0,6 0,7–0,8
8	Курская	Всего, в том числе Электроэнергетика Прочие отрасли КБ Население	3,2–3,7 0,9–1,0 1,4–1,6 0,3–0,4 0,6–0,7	3,7–4,2 1,0–1,1 1,6–1,8 0,4–0,5 0,7–0,8	4,2–4,7 1,1–1,2 1,8–2,0 0,5–0,6 0,8–0,9	4,7–5,2 1,2–1,3 2,0–2,2 0,6–0,7 0,9–1,0
9	Липецкая	Всего, в том числе Электроэнергетика Прочие отрасли КБ Население	7,1–8,0 1,4–1,6 4,4–4,9 0,3–0,4 1,0–1,1	8,0–9,0 1,6–1,8 4,9–5,5 0,4–0,5 1,1–1,2	9,0–10,1 1,8–2,0 5,5–6,2 0,5–0,6 1,2–1,3	10,1–11,1 2,0–2,2 6,2–6,9 0,6–0,7 1,3–1,4
10	Московская, г. Москва	Всего, в том числе Электроэнергетика Прочие отрасли КБ Население	46,6–47,7 25,0–25,5 11,8–12,0 6,0–6,2 3,8–4,0	47,7–49,4 25,5–26,0 12,0–12,5 6,2–6,4 4,0–4,5	49,4–50,8 26,0–26,5 12,5–13,0 6,4–6,6 4,5–4,7	50,8–52,5 26,5–27,0 13–13,5 6,6–7,0 4,7–5,0
11	Орловская	Всего, в том числе Электроэнергетика Прочие отрасли КБ Население	2,5–2,9 0,7–0,8 0,6–0,7 0,5–0,6 0,7–0,8	2,9–3,3 0,8–0,9 0,7–0,8 0,6–0,7 0,8–0,9	3,3–3,7 0,9–1,0 0,8–0,9 0,7–0,8 0,9–1,0	3,7–4,1 1,0–1,1 0,9–1,0 0,8–0,9 1,0–1,1
12	Рязанская.	Всего, в том числе Электроэнергетика Прочие отрасли КБ Население	6,2–7,1 3,8–4,2 1,5–1,8 0,2–0,3 0,7–0,8	7,1–8,1 4,2–4,8 1,8–2,0 0,3–0,4 0,8–0,9	8,1–9,2 4,8–5,4 2,0–2,3 0,4–0,5 0,9–1,0	9,2–10,4 5,4–6,2 2,3–2,5 0,5–0,6 1,0–1,1
13	Смоленская	Всего, в том числе Электроэнергетика Прочие отрасли КБ Население	3,9–4,4 1,6–1,7 1,4–1,6 0,4–0,5 0,5–0,6	4,4–5,0 1,7–1,8 1,6–1,8 0,5–0,6 0,6–0,8	5,0–5,5 1,8–1,9 1,8–2,0 0,6–0,7 0,8–0,9	5,5–6,0 1,9–2,0 2,0–2,2 0,7–0,8 0,9–1,0
14	Тамбовская	Всего, в том числе Электроэнергетика Прочие отрасли КБ Население	2,7–3,1 0,7–0,8 0,7–0,8 0,5–0,6 0,8–0,9	3,1–3,5 0,8–0,9 0,8–0,9 0,6–0,7 0,9–1,0	3,5–3,9 0,9–1,0 0,9–1,0 0,7–0,8 1,0–1,1	3,9–4,3 1,0–1,1 1,0–1,1 0,8–0,9 1,1–1,2
15	Тверская	Всего, в том числе Электроэнергетика Прочие отрасли КБ Население	4,8–5,2 2,8–2,9 0,8–0,9 0,6–0,7 0,6–0,7	5,2–5,6 2,9–3,0 0,9–1,0 0,7–0,8 0,7–0,8	5,6–6,0 3,0–3,1 1,0–1,1 0,8–0,9 0,8–0,9	6,0–6,4 3,1–3,2 1,1–1,2 0,9–1,0 0,9–1,0

Окончание табл. П.1.						
16	Тульская	Всего, в том числе	9,1–9,7	9,7–10,3	10,3–10,9	10,9–11,5
		Электроэнергетика	2,0–2,2	2,2–2,4	2,4–2,6	2,6–2,8
		Прочие отрасли	5,2–5,4	5,4–5,6	5,6–5,8	5,8–6,0
		КБ	1,0–1,1	1,1–1,2	1,2–1,3	1,3–1,4
		Население	0,9–1,0	1,0–1,1	1,1–1,2	1,2–1,3
17	Ярославская	Всего, в том числе	4,0–4,5	4,5–5,0	5,0–5,5	5,5–6,0
		Электроэнергетика	1,7–1,9	1,9–2,1	2,1–2,3	2,3–2,5
		Прочие отрасли	1,3–1,4	1,4–1,5	1,5–1,6	1,6–1,7
		КБ	0,5–0,6	0,6–0,7	0,7–0,8	0,8–0,9
		Население	0,5–0,6	0,6–0,7	0,7–0,8	0,8–0,9
Центральный ФО		Всего, в том числе	121,3–131,6	131,6–142,2	142,3–153,5	153,5–165,8
		Электроэнергетика	48,46–51,38	51,38–54,59	54,59–57,8	57,8–61,4
		Прочие отрасли	42,7–45,9	45,9–49,4	49,4–53,1	53,1–56,9
		КБ	14,4–16,3	16,3–18,1	18,2–20,3	20,3–22,7
		Население	16,8–18,6	18,6–21,4	21,4–22,6	22,6–24,5

Из табл. П. 1, видно, что в динамике развития до 2030 г. Москва и Московская область могут быть самыми крупными потребителями природного газа (50,8 – 52,5 млрд м<sup>3</sup> в 2030 г.), затем следует Тульская область (10,9–11,5 млрд м<sup>3</sup>), Белгородская (8,4–9,5 млрд м<sup>3</sup>) и т.д. Орловская область по использованию газа занимает последнее место в Центральном ФО (3,7–4,1 млрд м<sup>3</sup>).

Агрегированная расчетная схема газоснабжения Центрального ФО представлена на рис. П. 2. Здесь в прямоугольниках показаны субъекты РФ (агрегированные рынки), на которые поставляет природный газ газотранспортное предприятие ООО «Мострансгаз».

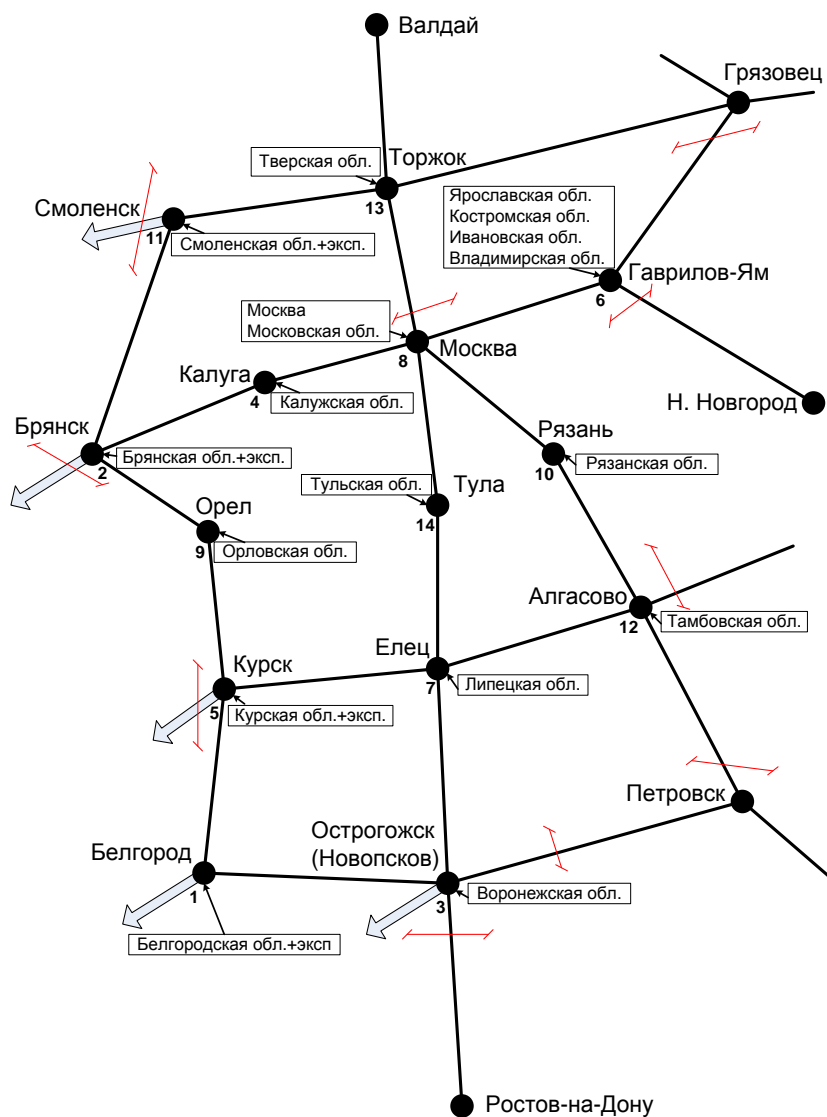


Рис. П.2. Агрегированная расчетная схема газоснабжения Центрального ФО.

## 2. Северо-Западный ФО

В Северо-Западный Федеральный округ природный газ поступает по многониточной системе магистральных газопроводов (рис. П.3.) из газовых месторождений газодобывающих предприятий: Надымгазпром, Ямбурггаздобыча, Уренгойгазпром и Северогазпром. Предполагается подача газа из Штокмановского газоконденсатного месторождения на Кольский полуостров.

До узловой КС Грязовец природный газ транспортируется по четырехниточной системе МГ Вуктыл–Ухта–Котлас–Грязовец. Из Ухты до Грязовца, Торжка с отводом на Вологду и КС Портовая Ямал–Европа. От газовых месторождений газодобывающих предприятий Надымгазпром, Ямбурггаздобыча и



Уренгойгазпром поток природного газа направляется двумя коридорами (семь и десять ниток газопроводов в каждом) до КС Пунга и Комсомольская, где он разделяется на северное и центральное направления.

От компрессорной станции Грязовец через компрессорные станции Шексна, Бабаево, Пикалево, Волхов по четырехниточной системе газопроводов природный газ поступает в г. Санкт-Петербург, Ленинградскую область и далее на экспорт по газотранспортной системе «Северный поток». Сооружена 3-я нитка газопровода диаметром 1220 мм. От узловой компрессорной станции Торжок через компрессорные станции Валдай, Новгород по системе магистральных газопроводов газ подается в Ленинградскую область с южного направления.

Таким образом, в обеспечении природным газом потребителей Ленинградской области участвуют газотранспортные (Лентрансгаз, Севергазпром, Тюментрансгаз) и газодобывающие (Надымгазпром, Ямбурггаздобыча, Уренгойгазпром, Северогазпром) предприятия ОАО «Газпром».

Протяженность магистральных газопроводов и отводов в однопиточном исчислении, принадлежащих Северо-Западному ФО на данный период времени взята из [9].

В Северо-Западном ФО наибольшее количество природного газа используется электроэнергетикой – 31,9 % и прочими потребителями – 35,7 %. Значительная доля природного газа приходится на металлургическую (10,2 %) и агрохимическую (8,7 %) промышленность. Коммунально-бытовой сектор расходует 7,2 %, ОАО «Газпром» – 5,9 %. Примерно одинаковое количество газа расходуют нефтяная промышленность, агропромкомплекс и население (от 2,2 до 3,9 %). Остальные отрасли в Федеральном округе расходуют незначительное количество природного газа – от 0,2 до 0,5 %.

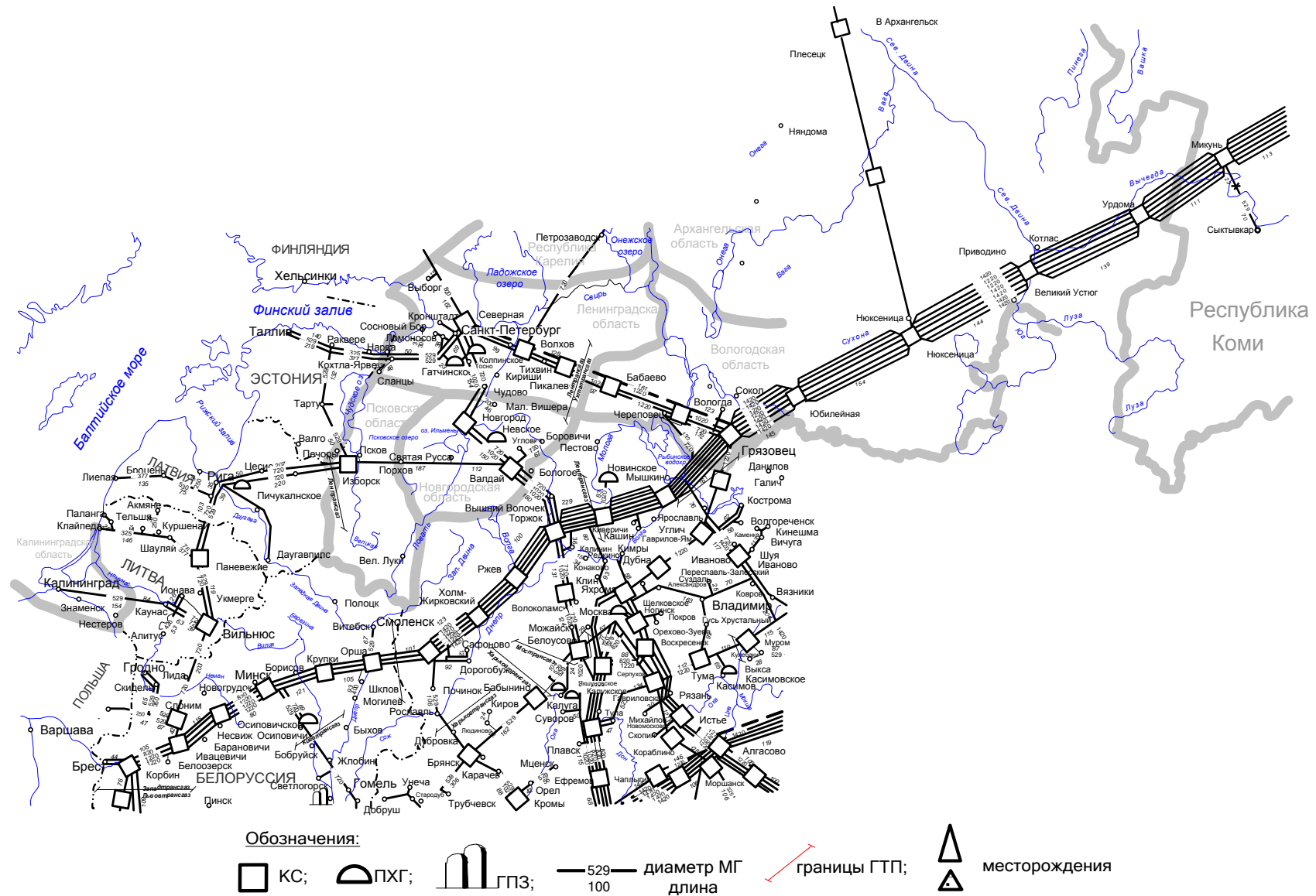


Рис. П.3. Схема газоснабжения Северо-Западного ФО.

Наибольшую численность населения имеет Ленинградская область и г. Санкт-Петербург – 54,9 %, а самую низкую – Новгородская область – 3,5 % от численности населения Северо-Западного ФО. Наибольшая территория принадлежит Республике Коми – 24,7 %, а наименьшая – Калининградской области – 0,9 % от площади Федерации округа. Наибольшая протяженность магистральных газопроводов сконцентрирована в Республике Коми – 33,4 %, а наименьшая – в Республике Карелия – 0,9 % от суммарной протяженности МГ Северо-Западного ФО. Наибольшее количество природного газа расходует Ленинградская область и в городе Санкт-Петербурге – 45,2 %, а наименьшее – в Республике Карелия – 1,6 % от суммарного потребления в округе. На выработку электроэнергии наибольшее количество природного газа используется в Ленинградской области и Санкт-Петербургу – 17,6 %, а наименьшее в Калининградской области – 1,3 % от используемого газа электроэнергетикой округа. Наибольшее количество газа потребляется другими отраслями и населением в Ленинградской области и г. Санкт-Петербург – 34,2 % и 12,2 % соответственно, наименьшее количество газа на эти цели расходуются в Республике Карелия – 0,9 % и 0,2 % соответственно. В Мурманской области отсутствует система магистральных газопроводов и потребление природного газа отраслями экономики области.

Прогноз динамики потребления природного газа субъектами Северо-Западного ФО, выполненный нами на период до 2030 г. показан в табл. П.2.

По нашим оценкам, его потребления в перспективе будет возрастать и составит (млрд м<sup>3</sup>) в 2015 г. – 41–47, в 2020 г. – 48–52, в 2025 г. – 48–56 и в 2030 г. – 48–56.

Из приграничных субъектов Северо-Западного ФО природный газ проходит транзитом для экспорта в Литву, Латвию, Эстонию, Финляндию и Германию. Предполагается, что экспортные поставки газа будут увеличиваться по газотранспортной системе «Северный поток».

Агрегированная расчетная схема газоснабжения Северо-Западного ФО показана на рис. П.4. Здесь в прямоугольниках представлены субъекты РФ (рынки), на которые осуществляется подача природного газа предприятиями ООО «Лентрансгаз» и ООО «Северогазпром».

Динамика потребности природного газа субъектов Северо-Западного ФО, млрд м<sup>3</sup>

№ п/п	Субъект	Потребители	2015	2020	2025	2030
1	2	3	6	7	8	9
1	Республика Карелия	Всего, в том числе Электроэнергетика Другие отрасли Население	1,0–1,4 0,5–0,6 0,4–0,8 0,1–0,2	1,4–1,7 0,6 0,8–0,5 0,2–0,3	1,7–2,1 0,6–0,7 0,5–0,6 0,3–0,4	2,1–2,5 0,7–0,8 0,7 0,4–0,5
2	Республика Коми	Всего, в том числе Электроэнергетика Другие отрасли Население	6,8–7,0 1,9–2,0 4,8 0,1–0,2	7,0–7,2 2,0–2,1 4,8–4,9 0,2	7,2–7,5 2,1–2,2 4,9–5,0 0,2–0,3	7,5–7,7 2,2–2,3 5,0 0,3–0,4
3	Архангельская область Ненецкий АО	Всего, в том числе Электроэнергетика Другие отрасли Население	2,4–3,1 0,5–0,7 1,9–2,2 0,1–0,2	3,1–3,7 0,7–0,9 2,2–2,5 0,2–0,3	3,7–4,1 0,9–1,1 2,5–2,8 0,3–0,4	4,1–5,0 1,1–1,2 2,8–3,3 0,4–0,5
4	Вологодская область	Всего, в том числе Электроэнергетика Другие отрасли Население	6,7–6,9 0,9–1,0 6,5–6,6 0,2–0,3	6,9–7,3 1,1–1,2 6,7–6,9 0,3–0,4	7,3–7,5 1,2–1,3 6,9–7,0 0,4	7,5–7,7 1,3–1,4 7,0–7,2 0,4
5	Калининградская область	Всего, в том числе Электроэнергетика Другие отрасли Население	1,2–1,4 0,3–0,4 1,3–1,5 0,3–0,4	1,4–1,6 0,4–0,5 1,5–1,7 0,4–0,5	1,6–1,8 0,5–0,6 1,7–1,9 0,5–0,6	1,8–2,1 0,7–0,8 1,9–2,1 0,7–0,8
6	Ленинградская Область + г. Санкт-Петербург	Всего, в том числе Электроэнергетика Другие отрасли Население	16,6–17,1 7,6–7,8 9,8–10,3 1,1–1,2	17,1–17,7 7,8–8,1 10,3–10,8 1,3–1,4	17,7–18,5 8,2–8,4 11,1–11,6 1,4–1,5	18,5–19,1 8,4–8,7 11,6–12,1 1,6–1,7
7	Мурманская область	Всего, в том числе Электроэнергетика Другие отрасли Население	0,5–0,7 0,2–0,3 0,4–0,5 0,1	0,8–1,0 0,3–0,4 0,6–0,8 0,1–0,2	0,9–1,2 0,3–0,4 0,8–1,1 0,2–0,3	1,2–1,4 0,4–0,5 1,1–1,3 0,3–0,4
8	Новгородская область	Всего, в том числе Электроэнергетика Другие отрасли Население	3,2–3,5 0,6–0,8 3,2–3,4 0,2–0,3	3,5–3,7 0,8–0,9 3,4–3,6 0,3–0,4	3,7–3,9 0,9–1,0 3,6–3,8 0,4–0,5	3,9–4,1 1,0–1,1 3,8–4,1 0,5–0,6
9	Псковская область	Всего, в том числе Электроэнергетика Другие отрасли Население	1,2–1,4 0,5–0,6 1,1–1,3 0,1–0,2	1,4–1,6 0,6–0,7 1,3–1,5 0,2–0,3	1,6–1,7 0,7 1,5 0,3–0,4	1,7–1,9 0,7–0,8 1,6–1,7 0,4
	Северо-Западный ФО	Всего, в том числе Электроэнергетика Другие отрасли Население	39,6–43,0 13–14,2 29,4–31,4 2,3–3,1	43,0–45,5 14,2–15,4 31,4–33,2 3,1–4,0	45,5–48,2 15,4–16,4 33,2–35,4 4,0–4,8	48,2–51,5 16,4–17,6 35,4–37,5 4,8–5,7

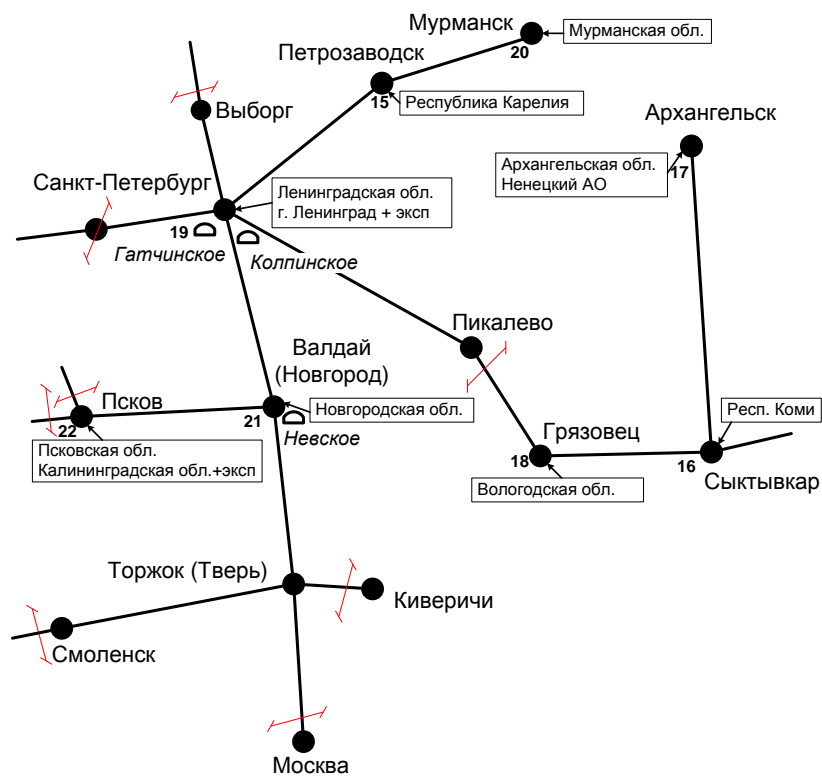


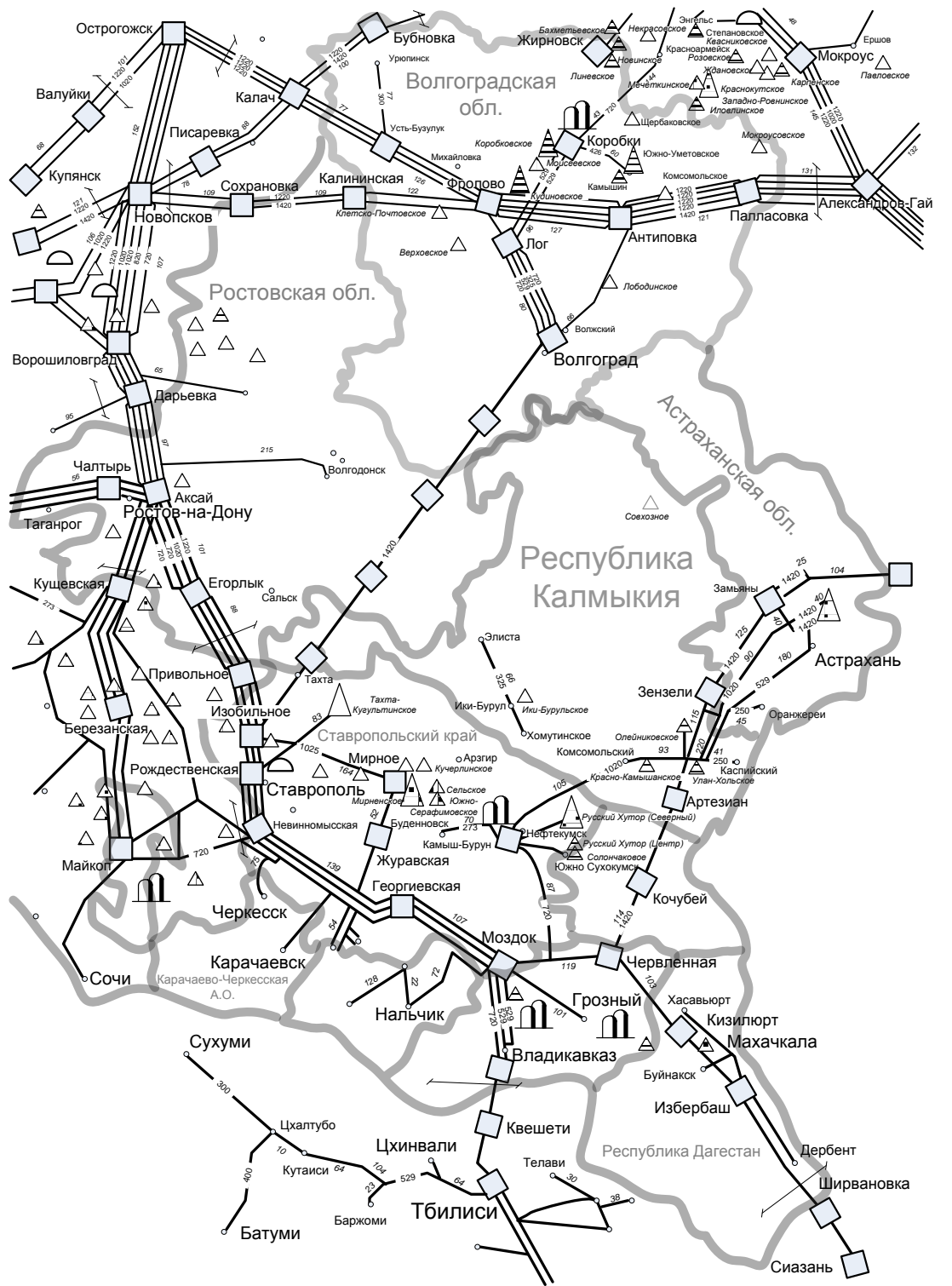
Рис. П.4. Агрегированная расчетная схема Северо-Западного ФО.

### 3. Южный и Северо-Кавказский ФО

Природный газ в Южный и Северо-Кавказский федеральные округа направляется по многоконтурной системе магистральных газопроводов, показанных на рис. П.5 из месторождений углеводородов газодобывающих предприятий ООО «Кубаньгазпром», ООО «Астраханьгазпром» и ООО «Кавказтрансгаз».

Протяженность магистральных газопроводов и отводов в одноконтурном исчислении, принадлежащих Южному и Северо-Кавказскому ФО, а также структура потребления природного газа отраслями народного хозяйства показана в [9].

В Южном и Северо-Кавказском ФО наибольшее количество природного газа используется электроэнергетикой – 22,8 % и населением – 35 %. Существенная его доля приходится на предприятия ОАО «Газпром» – 12,1 %, установки коммунально-бытовой сферы – 9,5 % и прочих потребителей – 5,9 %. Приблизительно одинаковое количество газа расходуется агрохимической промышленностью и агропромкомплексом – 3,6 и 3,2 % соответственно, а также металлургической, нефтехимической и нефтяной промышленностью – свыше 1 %. Оборонная промышленность, минобороны и автосельхозмашиностроение расходует менее 1 % природного газа.



Обозначения:

КС; 
  ПХГ; 
  ГПЗ; 
  —529— диаметр МГ  
 100 длина  границы ГТП; 
  месторождения

Рис. П.5. Схема газоснабжения Южного ФО.

Наибольшую численность населения в Южном ФО имеет Красноярский край – 23,2 %, а наименьшую – Республика Калмыкия – 1,5 %. Наибольшую территорию в округе занимает Волгоградская область – 18,7 %, а наименьшую – Республика Ингушетия – 0,6 %. Наибольшая протяженность МГ сконцентрирована в Волгоградской области – 28,3 %, а наименьшая – в Чеченской Республике – 0,8 %. Наибольшее количество природного газа в Южном ФО расходуется в Ставропольском крае – 20 %, а наименьшее – в Республике Калмыкия – 0,6 %. На выработку электроэнергии наибольшее количество природного газа расходуется в Ставропольском крае – 35,6 %, а наименьшее в Республике Дагестан – 0,8 %. Наибольшее количество газа другими отраслями экономики потребляется в Астраханской области – 28,7 %, а наименьшее – в Чеченской Республике и Калмыкии – по 0,4 %. Населением наибольшее количество природного газа расходуется в Краснодарском крае, а наименьшее – в Республике Калмыкия – 1,1 %.

В табл. П. 3 нами дан прогноз динамики потребления природного газа субъектами Южного и Северо-Кавказского ФО на период до 2030 г.

Из таблицы следует, что наибольший объем природного газа потребляется и будет использоваться в перспективе до 2030 г. Ставропольским краем (11–12 млрд м<sup>3</sup>, наименьший – в Республике Калмыкия (0,3–0,4 млрд м<sup>3</sup>).

Агрегированная расчетная схема газоснабжения Южного и Северо-Кавказского ФО показана на рис. П.6. Здесь в прямоугольниках даны субъекты РФ (рынки), на которые подается природный газ газотранспортными предприятиями ООО «Кубаньгазпром», ООО «Астраханьгазпром» и ООО «Кавказтрансгаз».

**Динамика потребности природного газа субъектами Южного и  
Северо-Кавказского ФО, млрд м<sup>3</sup>**

№ п/п	Субъект	Потребители	Годы			
			2015	2020	2025	2030
1	2	3	4	5	6	7
1	Республика Адыгея	Всего,	0,9–1,2	1,2–1,5	1,5–1,8	1,8–2,1
		в том числе				
		Электроэнергетика	–	–	–	–
		Другие отрасли	0,4–0,6	0,6–0,8	0,8–1,0	1,0–1,2
2	Республика Дагестан	Всего,	3,9–4,9	4,9–5,6	5,6–6,2	6,2–6,9
		в том числе				
		Электроэнергетика	0,4–0,6	0,6–0,8	0,8–1,0	1,0–1,2
		Другие отрасли	1,0–1,4	1,4–1,8	1,8–2,0	2,0–2,2
3	Республика Ингушетия	Всего,	0,85–1,03	1,03–1,2	1,2–1,4	1,4–1,6
		в том числе				
		Электроэнергетика	–	–	–	–
		Другие отрасли	0,25–0,38	0,38–0,5	0,5–0,55	0,55–0,8
4	Кабардино- Балкарская Республика	Всего,	2,2–2,7	2,7–3,1	3,1–3,4	3,4–3,7
		в том числе				
		Электроэнергетика	–	–	–	–
		Другие отрасли	1,0–1,3	1,3–1,6	1,6–1,9	1,9–2,2
5	Республика Калмыкия	Всего,	0,32–0,46	0,46–0,62	0,62–0,72	0,72–0,83
		в том числе				
		Электроэнергетика	–	–	–	–
		Другие отрасли	0,18–0,23	0,23–0,32	0,32–0,4	0,4–0,48
6	Карачаево- Черкесская Республика	Всего,	1,25–1,5	1,5–1,65	1,65–1,8	1,8–2,1
		в том числе				
		Электроэнергетика	–	–	–	–
		Другие отрасли	0,75–0,9	0,9–1,05	1,05–1,2	1,2–1,4
7	Республика Северная Осетия	Всего,	2,1–2,4	2,4–2,7	2,7–3,0	3,0–3,3
		в том числе				
		Электроэнергетика	–	–	–	–
		Другие отрасли	1,1–1,3	1,3–1,5	1,5–1,7	1,7–1,9
8	Чеченская Республика	Всего,	3,3–3,6	3,6–3,9	3,9–4,2	4,2–4,5
		в том числе				
		Электроэнергетика	–	–	–	–
		Другие отрасли	0,3–0,5	0,5–0,7	0,7–0,9	0,9–1,1
9	Краснодар- ский край	Всего,	9,8–10,2	10,2–10,7	10,7–11,1	11,1–11,5
		в том числе				
		Электроэнергетика	1,9–2,0	2,0–2,1	2,1–2,2	2,2–2,3
		Другие отрасли	4,5–4,7	4,7–5,0	5,0–5,2	5,2–5,4
		Население	3,4–3,5	3,5–3,6	3,6–3,7	3,7–3,8



10	Ставропольский край	Всего, в том числе Электроэнергетика Другие отрасли Население	10,8–11,3 4,3–4,4 3,8–4,0 2,7–2,8	11,3–11,7 4,5–4,6 4,0–4,2 2,8–2,9	11,7–12,1 4,6–4,7 4,2–4,4 2,9–3,0	12,1–12,5 4,7–4,8 4,4–4,6 3,0–3,1
11	Астраханская область	Всего, в том числе Электроэнергетика Другие отрасли Население	8,3–8,7 1,3–1,4 6,55–6,7 0,5–0,6	8,7–9,1 1,4–1,5 6,7–6,9 0,6–0,7	9,1–9,5 1,5–1,6 6,9–7,1 0,7–0,8	9,5–10,0 1,7–1,8 7,1–7,3 0,8–0,9
12	Волгоградская область	Всего, в том числе Электроэнергетика Другие отрасли Население	8,6–10,1 2,9–3,5 4,2–4,7 1,5–1,9	10,1–11,6 3,5–3,9 4,7–5,2 1,9–2,5	11,6–12,7 3,9–4,2 5,2–5,7 2,5–2,8	12,7–13,7 4,2–4,5 5,7–6,2 2,8–3,0
13	Ростовская область	Всего, в том числе Электроэнергетика Другие отрасли Население	7,8–8,4 2,4–2,6 2,9–3,2 2,5–2,6	8,4–9,0 2,6–2,8 3,2–3,5 2,6–2,7	9,0–9,6 2,8–3,0 3,5–3,8 2,7–2,8	9,6–10,2 3,0–3,2 3,8–4,1 2,8–2,9
	Южный ФО	Всего, в том числе Электроэнергетика Другие отрасли Население	58,2–66,5 13,2–14,5 26,86–29,91 20,11–21,98	66,5–72,4 14,5–15,7 29,91–33,07 21,98–23,6	72,4–77,5 15,7–16,7 33,07–35,85 23,6–24,87	77,5–82,9 16,7–17,8 35,85–38,88 24,87–26,25

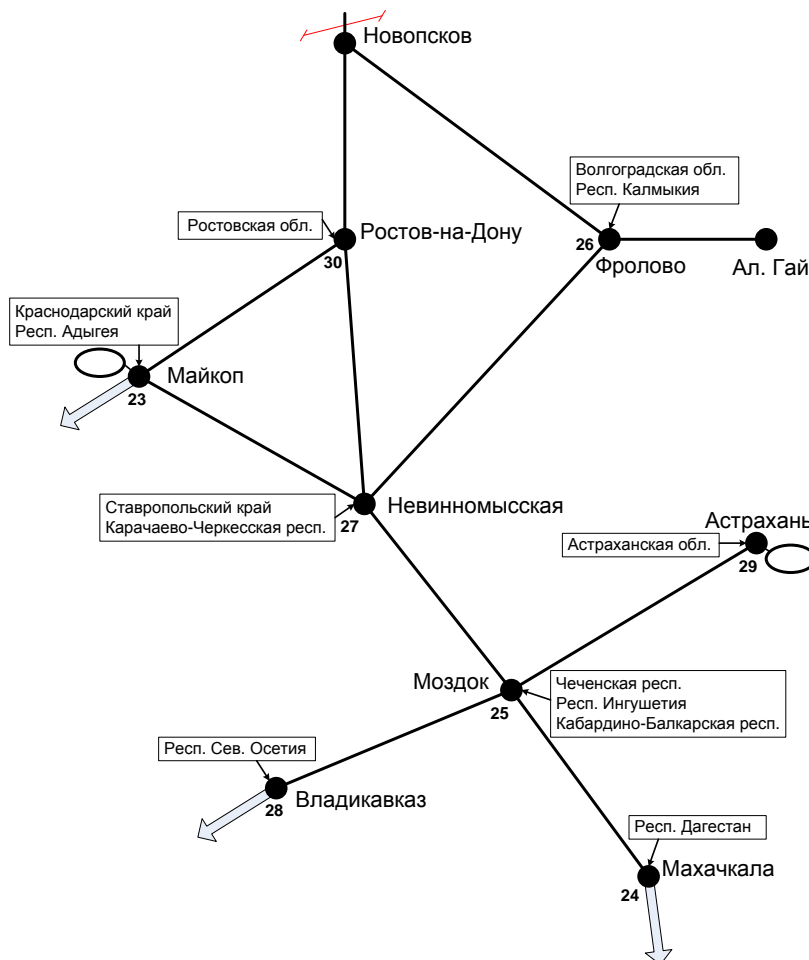


Рис. П.6. Агрегированная расчетная схема Южного ФО.

#### 4. Приволжский ФО

Природный газ в Приволжский федеральный округ подается по многониточной системе магистральных газопроводов (рис. П.7).

Протяженность магистральных газопроводов и отводов в однониточном исчислении, принадлежащих Приволжскому ФО, а также структура потребления природного газа отраслями народного хозяйства показана в [9].

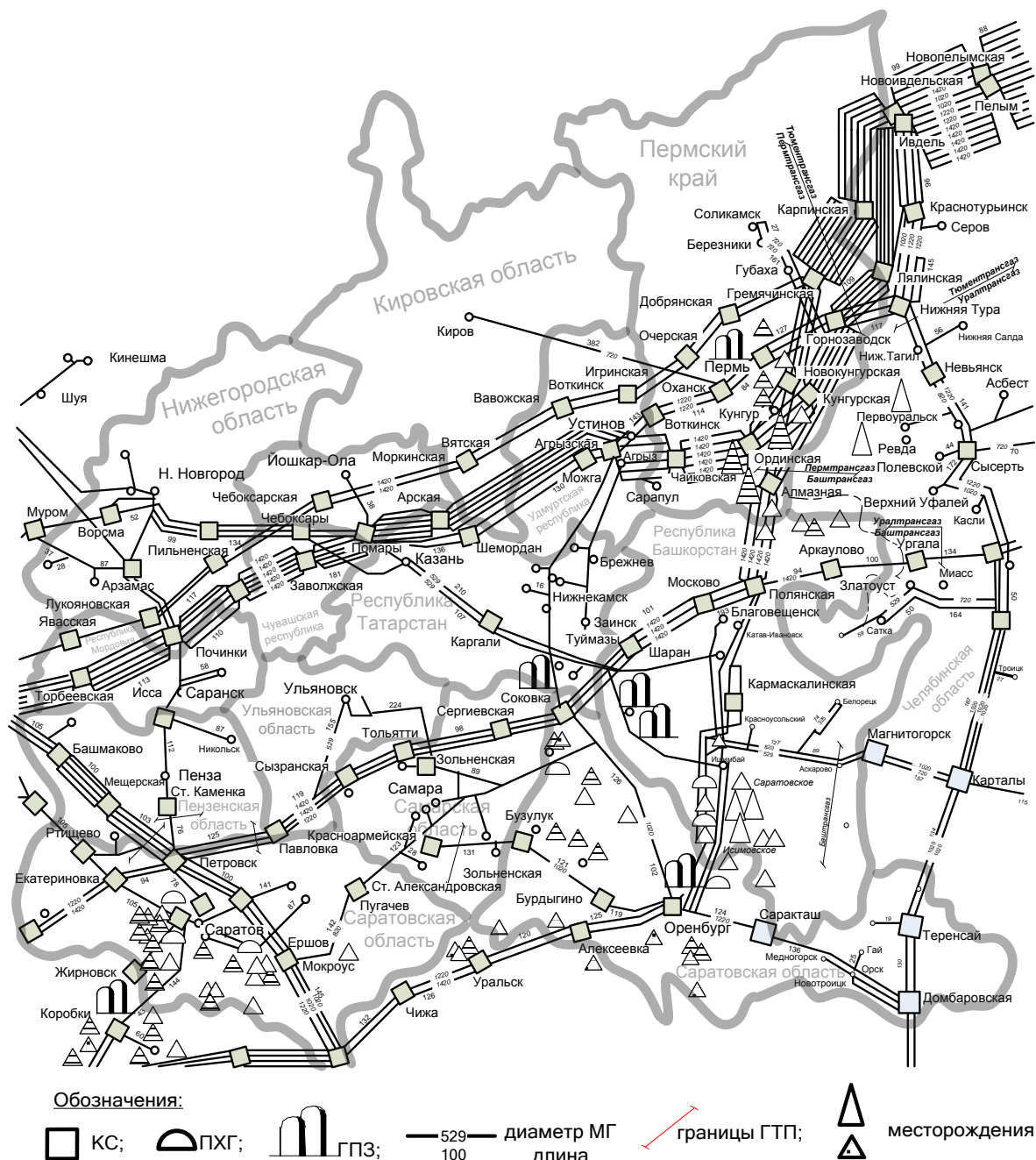


Рис. П.7. Схема газоснабжения Приволжского ФО.

В Приволжском ФО наибольшее количество природного газа используется электроэнергетикой – 45,4 %. Значительная его доля расходуется населением –

12,2 %, коммунально-бытовой сферой – 7,1 %, агрохимической промышленностью – 8,0 % и агропромкомплексом – 8,2 %. Нефтехимическая промышленность использует около 5 % газа. Одинаковое количество природного газа расходуется нефтяной, металлургической промышленностью и Газпромом – по 2,6 %. Примерно одинаковое количество природного газа, около 1,7 % используется цементной промышленностью и автосельхозмашиностроением. Оборонная промышленность и предприятия минобороны тратят около 0,5% газа.

Наибольшую численность населения в Приволжском ФО имеют Республика Башкортостан и Нижегородская область – примерно по 12 %, а наименьшую – Республика Марий Эл – свыше 2 % от численности населения округа. Наибольшая территория в округе принадлежит Пермскому краю – свыше 17 %, а наименьшая – Чувашской республике – 1,6 %. Наибольшая протяженность МГ сконцентрирована в Удмуртской республике – около 55 %, а наименьшая – в Кировской и Ульяновской областях – по 1,7 % каждая. Наибольшее количество природного газа в Приволжском ФО расходуется в Башкортостане и Татарстане, Самарской области и Пермском крае – свыше 14 %, а наименьшее – в Республике Марий Эл – 1,2 %. На выработку электроэнергии наибольшее количество газа расходуется в Башкортостане и Татарстане – около 19 %. Наибольшее количество природного газа другими отраслями экономики используется в Самарской области – свыше 21 %, а наименьшее в Республике Марий Эл – 1,8 %. Наибольшее количество газа населением потребляется в Татарстане и Башкортостане – по 14,6 %, а наименьшее – в Кировской области – 0,7 %.

В табл. П.4 нами дан прогноз динамики потребления природного газа субъектами Приволжского ФО на период до 2030 г.

Видно, что наибольший его объем будет потребляться в Республике Башкортостан (18–19 млрд м<sup>3</sup>). Затем, с несколько меньшими объемами потребления, следуют Республика Татарстан (17–18 млрд м<sup>3</sup>), Пермский край и Самарская область. Наименьший объем газа будет расходоваться в Республике Марий Эл (около 1,5 млрд м<sup>3</sup>).

Агрегированная расчетная схема газоснабжения Приволжского ФО показана на рис. П.8. Здесь в прямоугольниках даны субъекты РФ (рынки), на которые подается природный газ газотранспортными предприятиями ООО «Ба-

штрансгаз», ООО «Оренбурггазпром», ООО «Пермьтрансгаз», ООО «Волгоградтрансгаз», ООО «Самаратрансгаз», ООО «Таттрансгаз», ООО «Уралтрансгаз» и ООО «Югтрансгаз».

Т а б л и ц а П. 4

**Динамика потребности природного газа субъектами Приволжского ФО, млрд м<sup>3</sup>**

№	Субъект	Потребители	Год			
			2015	2020	2025	2030
1	2	3	4	5	6	7
1	Республика Башкорстан	Всего,	16,5–16,6	16,9–17,3	17,3–17,7	17,7–18,1
		в том числе				
		Электроэнергетика	9,2–9,3	9,3–9,4	9,4–9,5	9,5–9,6
		Другие отрасли	5,2–5,4	5,4–5,6	5,6–5,8	5,8–6,0
		Население	2,1–2,2	2,2–2,3	2,3–2,4	2,4–2,5
2	Республика Марий Эл	Всего,	1,6–1,9	1,9–2,2	2,2–2,4	2,4–2,6
		в том числе				
		Электроэнергетика	0,5–0,6	0,6–0,7	0,7	0,7
		Другие отрасли	0,8–0,9	0,9–1,0	1,0–1,1	1,1–1,2
		Население	0,3–0,4	0,4–0,5	0,5–0,6	0,6–0,7
3	Республика Мордовия	Всего,	2,5–2,7	2,7–3,0	3,0–3,3	3,3–3,5
		в том числе				
		Электроэнергетика	0,6	0,6–0,7	0,7–0,8	0,8
		Другие отрасли	1,2–1,3	1,3–1,4	1,4–1,5	1,5–1,6
		Население	0,7–0,8	0,8–0,9	0,9–1,0	1,0–1,1
4	Республика Татарстан	Всего,	15,5–15,7	15,7–16,0	16,0–16,2	16,2–16,4
		в том числе				
		Электроэнергетика	9,3	9,3–9,4	9,4	9,4
		Другие отрасли	4,2–4,3	4,3–4,4	4,4–4,5	4,5–4,6
		Население	2,0–2,1	2,1–2,2	2,2–2,3	2,3–2,4
5	Удмуртская Республика	Всего,	3,5–3,8	3,8–4,0	4,0–4,3	4,3–4,5
		в том числе				
		Электроэнергетика	1,2–1,3	1,3	1,3–1,4	1,4
		Другие отрасли	1,9–2,0	2,0–2,1	2,1–2,2	2,2–2,3
		Население	0,4–0,5	0,5–0,6	0,6–0,7	0,7–0,8
6	Чувашская Республика	Всего,	2,7–3,0	3,0–3,3	3,3–3,5	3,5–3,8
		в том числе				
		Электроэнергетика	1,1–1,2	1,2–1,3	1,3	1,3–1,4
		Другие отрасли	0,9–1,0	1,0–1,1	1,1–1,2	1,2–1,3
		Население	0,7–0,8	0,8–0,9	0,9–1,0	1,0–1,1
7	Кировская область	Всего,	3,4–3,6	3,6–3,8	3,8–4,0	4,0–4,2
		в том числе				
		Электроэнергетика	1,6	1,6–1,7	1,7	1,7–1,8
		Другие отрасли	1,6–1,7	1,7–1,8	1,8–1,9	1,9–2,0
		Население	0,2–0,3	0,3	0,3–0,4	0,4
8	Нижегородская область	Всего,	8,6–8,9	8,9–9,2	9,2–9,4	9,4–9,6
		в том числе				
		Электроэнергетика	2,1–2,2	2,2–2,3	2,3	2,3
		Другие отрасли	5,1–5,2	5,2–5,3	5,3–5,4	5,4–5,5
		Население	1,4–1,5	1,5–1,6	1,6–1,7	1,7–1,8
9	Оренбургская область	Всего,	12,1–12,3	12,3–12,6	12,6–12,7	12,7–13,0
		в том числе				
		Электроэнергетика	4,6	4,6–4,7	4,7	4,7–4,8
		Другие отрасли	6,0–6,1	6,1–6,2	6,2–6,3	6,3–6,4
		Население	1,5–1,6	1,6–1,7	1,7	1,7–1,8

10	Пензенская область	Всего, в том числе Электроэнергетика Другие отрасли Население	2,8–3,1 0,9–1,0 1,0–1,1 0,9–1,0	3,1–3,4 1,0–1,1 1,1–1,2 1,0–1,1	3,4–3,5 1,1 1,2–1,3 1,1	3,5–3,8 1,1–1,2 1,3–1,4 1,1–1,2
11	Пермский край	Всего, в том числе Электроэнергетика Другие отрасли Население	16,0–16,3 8,1–8,2 7,3–7,4 0,6–0,7	16,3–16,5 8,2–8,3 7,4 0,7–0,8	16,5–16,7 8,3 7,4–7,5 0,8–0,9	16,7–16,9 8,3 7,5–7,6 0,9–1,0
12	Самарская область	Всего, в том числе Электроэнергетика Другие отрасли Население	6,8–7,1 2,5–2,6 2,6–2,7 1,7–1,8	7,1–7,3 2,6 2,7–2,8 1,8–1,9	7,3–7,5 2,6–2,7 2,8–2,9 1,9	7,5–7,7 2,7 2,9–3,0 1,9–2,0
13	Саратовская область	Всего, в том числе Электроэнергетика Другие отрасли Население	16,2–16,5 6,6–6,7 8,1–8,2 1,5–1,6	16,5–16,6 6,7 8,2–8,3 1,6	16,6–16,9 6,7–6,8 8,3–8,4 1,6–1,7	16,9–17,0 6,8 8,4–8,5 1,7
14	Ульяновская область	Всего, в том числе Электроэнергетика Другие отрасли Население	3,3–3,6 1,4–1,5 1,2–1,3 0,7–0,8	3,6–3,9 1,5–1,6 1,3–1,4 0,8–0,9	3,9–4,2 1,6–1,7 1,4–1,5 0,9–1,0	4,2–4,4 1,7–1,8 1,5–1,6 1,0–1,1
	Приволжский ФО	Всего, в том числе Электроэнергетика Другие отрасли Население	112,5–115,4 49,7–50,7 47,1–48,6 14,7–16,1	115,4–119,1 50,7–51,8 48,6–50 16,1–17,3	119,1–122,3 51,8–52,4 50–51,5 17,3–18,4	122,3–125,5 52,4–53 51,5–53 18,4–19,6

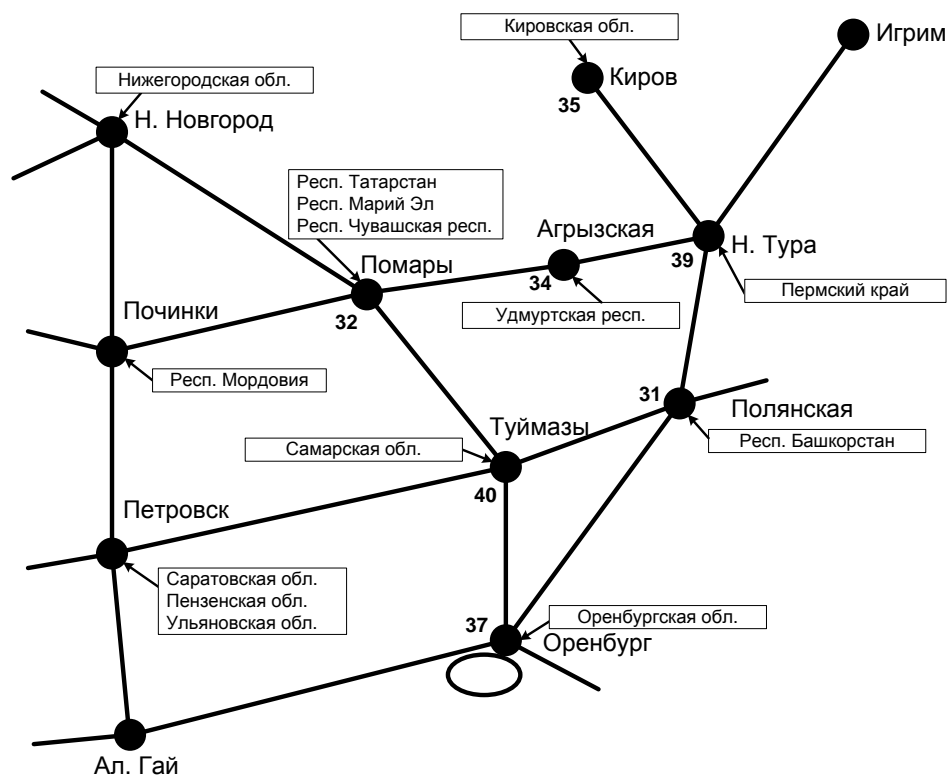


Рис. П.8. Агрегированная расчетная схема Приволжского ФО.

## 5. Уральский ФО

Основная добыча природного газа в Уральском ФО сосредоточена в Ямало-Ненецком и Ханты-Мансийском национальных округах Тюменской области. Добыча газа осуществляется четырьмя дочерними предприятиями ОАО «Газпром»: ООО «Уренгойгазпром», ООО Ямбурггаздобыча», ООО «Надымгазпром» и ООО «Ноябрьскгаздобыча». Добычу газа осуществляют и независимые компании, такие как ОАО НК «Таркосаленефтегаз», ООО «Юрхаровнефтегаз», ООО «Пургаздобыча» и др.

Из северных районов Тюменской области поставка природного газа потребителям РФ и зарубежных стран производится по мощнейшему в мире газотранспортному коридору (рис. П.9). Эксплуатируют данную систему магистральных газопроводов ООО «Тюменьтрансгаз», ООО «Сургутгазпром» и ООО «Уренгойгазпром».

Протяженность магистральных газопроводов и отводов в одноконтинентном исчислении, принадлежащих Уральскому ФО, а также структура потребления природного газа отраслями экономики показана в [9].

В Уральском ФО наибольшее количество природного газа используется электроэнергетикой – 42,7 %. Существенную его долю расходует металлургическая промышленность – 15,7 %, нефтяная промышленность – 13,3 % и Газпром – 9,2 %. Прочие потребители используют – 7,1 % газа, коммунально-бытовой сектор – 5,2 % и население – 2,3 %. Цементная промышленность, агропромкомплекс и оборонная промышленность расходуют примерно 1 % газа, нефтехимическая промышленность и автосельхозмашиностроение – порядка 0,5 % каждая.

Наибольшую численность населения в Уральском ФО имеет Свердловская область – 41,8 %, а наименьшую Курганская – 10,0 % от численности населения Округа. Наибольшую территорию занимает Тюменская область с Ханты-Мансийским и Ямало-Ненецким автономными округами – 80,2 %, а наименьшую – Курганская – 4,0 %. Наибольшая протяженность МГ сконцентрирована в Тюменской области – 71,3 %, а наименьшая – в Курганской – 1,9 %.

Наибольшее количество природного газа в Уральском ФО расходуется в Тюменской области – 54,4 %, наименьшее в Курганской – 1,6 %. В Тюменской области, Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах расходуется наибольшее количество природного газа на выработку электроэнергии,

другими отраслями и населением – по 62,1 %, 49,9 % и 24,7 % соответственно. На эти цели наименьшее количество газа используется в Курганской области – 2,1 %, 0,1 % и 2,8 %, соответственно.

В табл. П. 5 дан выполненный нами прогноз динамики потребления природного газа субъектами Уральского ФО на период до 2030 г.

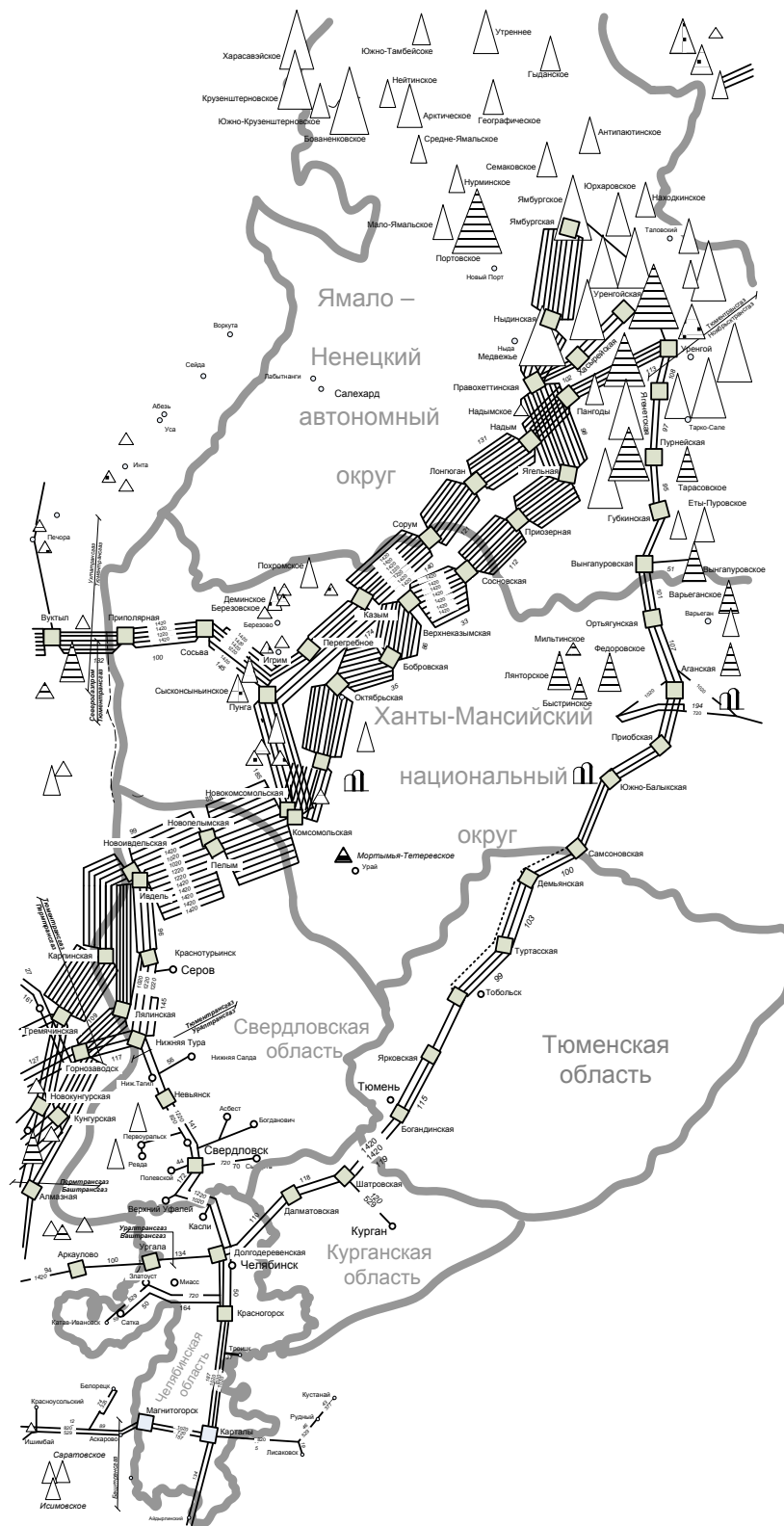
Из таблицы следует, что наибольший объем природного газа будет потребляться в Тюменской области (51–54 млрд м<sup>3</sup>), затем, следуют Свердловская (22–23 млрд м<sup>3</sup>) и Челябинская (19–20 млрд м<sup>3</sup>) области. Наименьший объем газа будет расходоваться в Курганской области (около 1,6 млрд м<sup>3</sup>).

Агрегированная расчетная схема газоснабжения Уральского ФО показана на рис. П.10. Здесь в прямоугольниках даны субъекты РФ (рынки), на которые подается природный газ газотранспортными предприятиями ООО «Тюментрансгаз», ООО «Сургутгазпром» и ООО «Уренгойгазпром».

Т а б л и ц а П. 5

**Динамика потребности природного газа субъектами Уральского ФО, млрд м<sup>3</sup>**

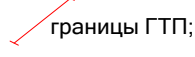
№ п/п	Субъект	Потребители	Год			
			2015	2020	2025	2030
1	2	3	4	5	6	7
1	Курганская область	Всего,	1,5–1,7	1,75–1,9	1,9–2,15	2,15–2,3
		в том числе				
		Электроэнергетика	0,8–0,9	0,9	0,9–1,0	1,0
		Другие отрасли	0,6–0,7	0,7–0,8	0,8–0,9	0,9–1,0
		Население	0,1–0,15	0,15–0,2	0,2–0,25	0,25–0,3
2	Свердловская область	Всего,	19,2–19,7	19,7–20,2	20,2–20,7	20,7–21,2
		в том числе				
		Электроэнергетика	8,2–8,4	8,4–8,6	8,6–8,8	8,8–9,0
		Другие отрасли	10,2–10,4	10,4–10,6	10,6–10,8	10,8–11,0
		Население	0,8–0,9	0,9–1,0	1,0–1,1	1,1–1,2
3	Тюменская область + ХМАО + ЯНАО	Всего,	43,3–44,3	44,3–45,3	45,3–46,7	46,7–47,2
		в том числе				
		Электроэнергетика	21,0–21,5	21,5–22	22,5–23	23–23,5
		Другие отрасли	21,8–22,2	22,2–22,6	22,6–22,9	22,9–2,8
		Население	0,5–0,6	0,6–0,7	0,7–0,8	0,8–0,9
4	Челябинская область	Всего,	16,0–16,3	16,3–16,6	16,6–16,9	16,9–17,2
		в том числе				
		Электроэнергетика	4,0–4,1	4,1–4,2	4,2–4,3	4,3–4,4
		Другие отрасли	11,1–11,2	11,2–11,3	11,3–11,4	11,4–11,5
		Население	0,9–1,0	1,0–1,1	1,1–1,2	1,2–1,3
5	Уральский ФО	Всего,	80,0–81,1	81,1–84,0	84,0–86,4	86,4–87,9
		в том числе				
		Электроэнергетика	34–34,9	34,9–35,7	35,7–37,1	37,1–37,9
		Другие отрасли	43,7–44,5	44,5–45,3	45,3–46	46–46,5
		Население	2,3–2,65	2,65–3	3–3,35	3,35–3,7



Обозначения:



— 529 — диаметр МГ  
100 — длина



месторождения

Рис. 8. 9. Схема газоснабжения Уральского ФО.



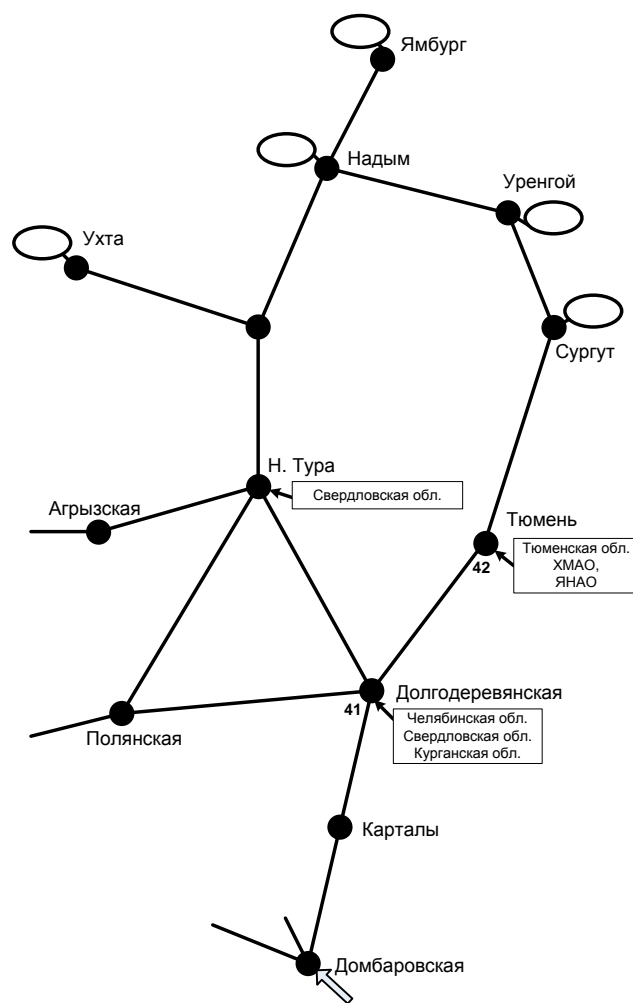


Рис. П.10. Агрегированная расчетная схема газоснабжения Уральского ФО.

## 6. Сибирский ФО

В Сибирском ФО природным газом снабжаются: Алтайский край, Таймырский (Долгано-Ненецкий) район Красноярского края, Кемеровская и Новосибирская, Омская и Томская области. Холдинговая компания ООО «Востокгазпром» включает ООО «Томскгазпром» и 15 региональных представительств. Газотранспортная система ООО «Томсктрансгаз» магистральным газопроводом Нижневартовский ГПЗ–Парабель–Кузбасс с проектной пропускной способностью 9,2 млрд м<sup>3</sup> в год, поставляет попутный нефтяной газ в Томскую и Кемеровскую области. Магистральный газопровод Омск–Новосибирск–Кузбасс с проектной пропускной способностью 13,5 млрд м<sup>3</sup> в год подает газ из месторождений ООО «Сургутгазпром» потребителям Новосибирской, Кемеровской областей и Алтайского края (рис. П.11).

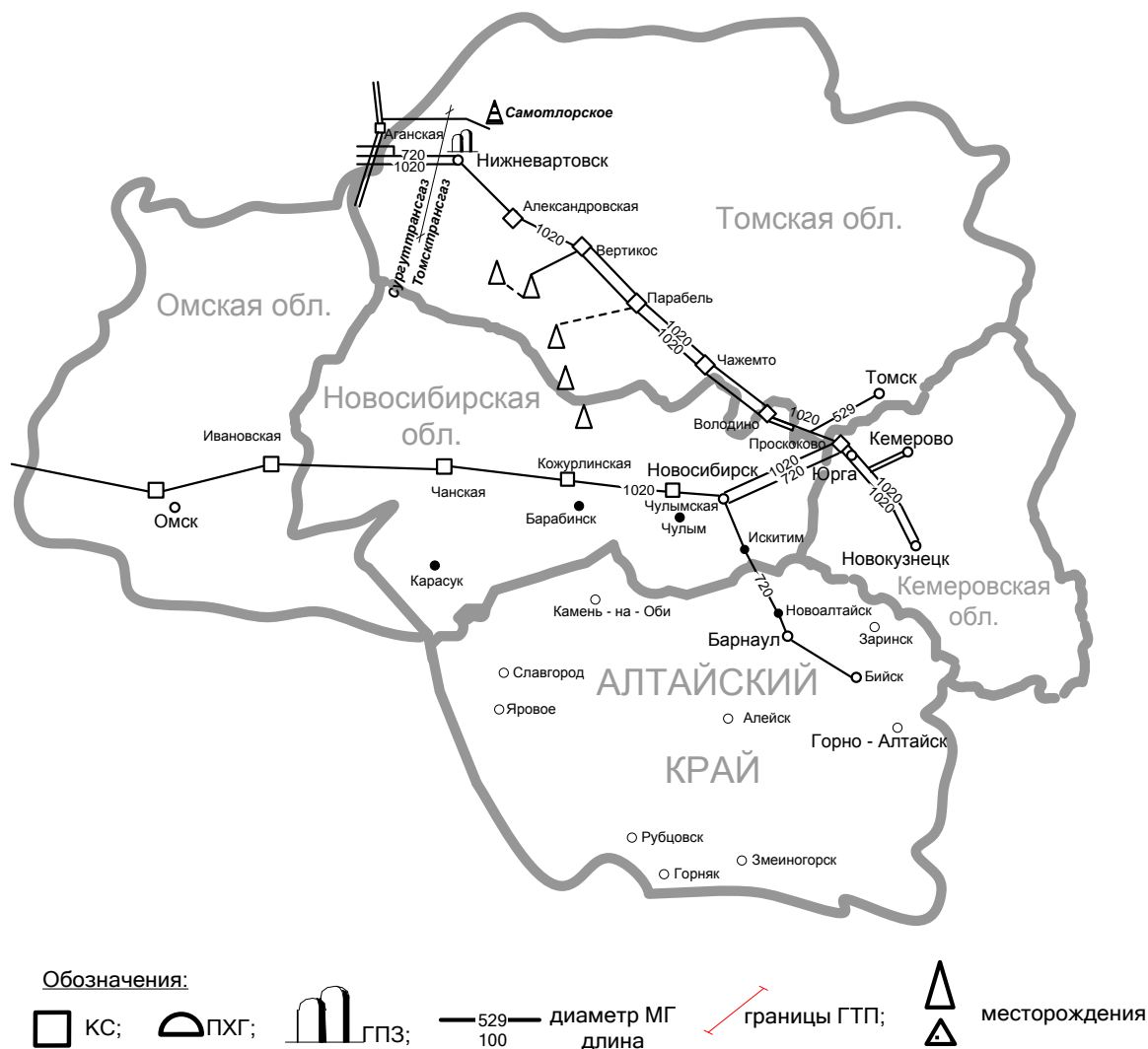


Рис. П.11. Схема газоснабжения Сибирского ФО.

Протяженность МГ и газопроводов отводов разных диаметров в однониточном исчислении ООО «Томсктрансгаз» составляет более 3200 км. На газопроводе Нижневартовский ГПЗ–Парабель–Кузбасс установлено шесть компрессорных станций. Количество газоперекачивающих агрегатов составляет 32 единицы – все электроприводные. Установленная мощность компрессорных станций – 128 МВт.

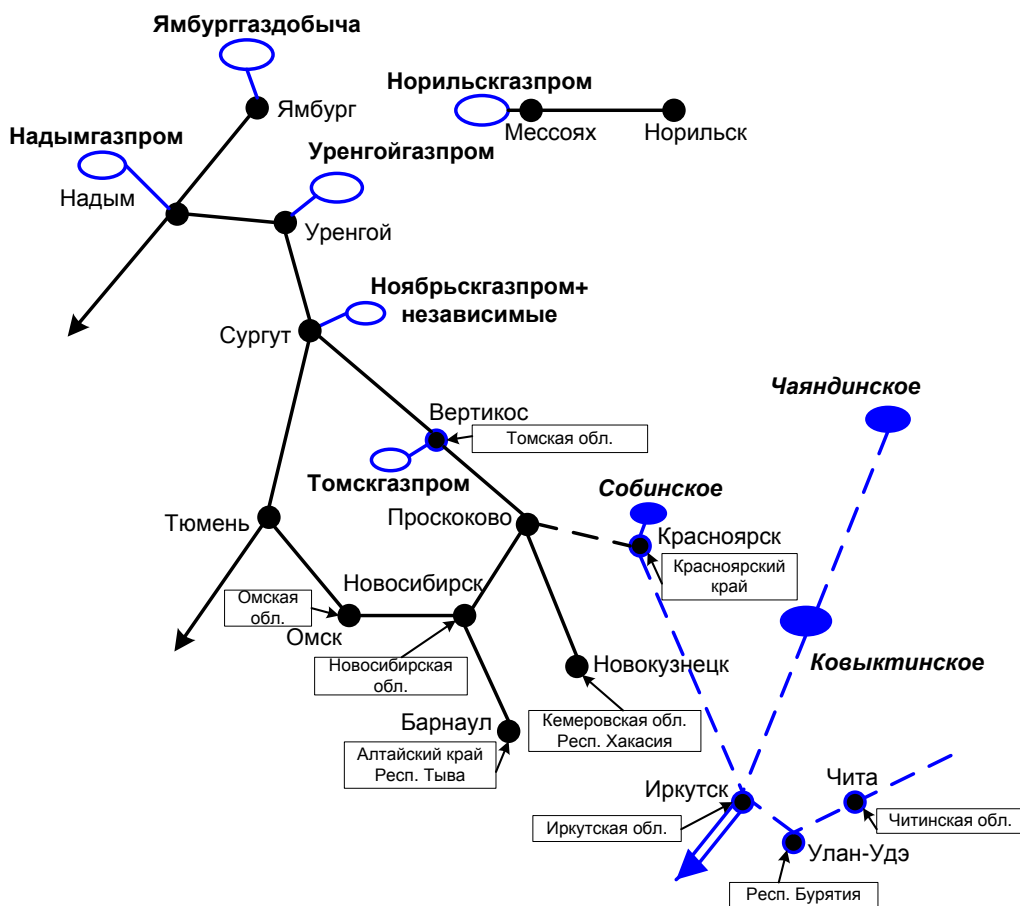


Рис. П.12. Агрегированная расчетная схема газоснабжения Сибирского ФО.

ОАО «Норильскгазпром» является изолированной газоснабжающей системой, которая обеспечивает газом потребителей Норильского промышленного узла. Максимальная пропускная способность газопроводной системы составляет 12,6 млрд м<sup>3</sup> в год. Протяженность газопроводов разных диаметров в абсолютном исчислении – 1060 км.

Наибольшее количество природного газа в Сибирском ФО используется в Кемеровской области – 33 %, наименьшее – в Алтайском крае – 5 %. На цели электроэнергетики поставляется 2 5%, отраслям промышленности – 74 % и населению – 1 %.

В табл. П. 6, нами дан прогноз динамики потребления природного газа субъектами Сибирского ФО на период до 2030 г.

Из таблицы видно, что на уровне 2030 г. наибольший объем потребления природного газа будет принадлежать Кемеровской области (5–6 млрд м<sup>3</sup>). Затем следуют Иркутская и Омская области. Наименьший объем газа будет расходоваться в Республике Тыва.

Таблица П. 6

Динамика потребности природного газа субъектами Сибирского ФО, млрд м<sup>3</sup>

№ п/п	Субъект	Потребители	Год			
			2015	2020	2025	2030
1			2	2,1–2,76	2,76–3,33	3,33–3,6
		Электроэнергетика	0,95	0,95 – 0,2	0,2–0,25	0,25–0,5
		Другие отрасли	1,0	1,1–1,5	1,5–2,0	2,0–2,5
		Население	0,05	0,05–0,06	0,06–0,08	0,08–0,1
2	Республика Тыва	Всего,	–	–	0,4	0,5
		в том числе				
		Электроэнергетика	–	–	0,1	0,1
		Другие отрасли	–	–	0,25	0,34
	Население	–	–	0,05	0,06	
3	Республика Хакасия	Всего,	–	–	0,5	0,60
		в том числе				
		Электроэнергетика	–	–	0,05	0,1
		Другие отрасли	–	–	0,4	0,5
	Население	–	–	0,05	0,06	
4	Алтайский край	Всего,	0,69–0,93	0,93–1,1	1,1–1,25	1,25–1,4
		в том числе				
		Электроэнергетика	0,1–0,15	0,15–0,2	0,2–0,25	0,25–0,3
		Другие отрасли	0,6–0,7	0,7–0,8	0,8–0,85	0,85–0,9
	Население	0,04–0,08	0,08–0,1	0,1–0,15	0,1–0,2	
5	Красноярский край + Таймырский (Долгано-Ненецкий) район	Всего,	3,45–3,55	3,55–3,68	3,68–3,79	3,79 – 3,9
		в том числе				
		Электроэнергетика	–	–	–	–
		Другие отрасли	3,4–3,5	3,5–3,6	3,6–3,7	3,7–3,8
	Население	0,05	0,05–0,08	0,08–0,09	0,09–0,1	
6	Иркутская область + Усть-Ордынский Бурятский АО	Всего,	3	3–3,65	3,65–4,7	4,7–5,25
		в том числе				
		Электроэнергетика	0,9	0,9–1,0	1,0–1,5	1,5–2,0
		Другие отрасли	2,0	2,0–2,5	2,5–3,0	3,5–4,0
	Население	0,1	0,1–0,15	0,15–0,2	0,2–0,25	
7	Кемеровская область	Всего,	4,31–4,52	4,52–4,83	4,83–6,04	6,04–7,05
		в том числе				
		Электроэнергетика	0,5–0,6	0,6–0,8	0,8–1,0	1,0–1,5
		Другие отрасли	3,8–3,9	3,9–4,0	4,5–5,0	5,0–5,5
	Население	0,01–0,025	0,02–0,03	0,03–0,04	0,04–0,05	
8	Новосибирская область	Всего,	1,92–2,09	2,09–3,2	3,2–3,6	3,6–4,1
		в том числе				
		Электроэнергетика	0,4–0,5	0,5–0,6	0,6–0,7	0,7–0,8
		Другие отрасли	1,45–1,5	1,5–1,6	1,6–1,7	1,7–1,8
	Население	0,07–0,09	0,09–1,0	1,0–1,2	1,2–1,5	
9	Омская область	Всего,	2,8–3,12	3,12–3,65	3,65–4,2	4,2–5,25
		в том числе				
		Электроэнергетика	1,4–1,5	1,5–1,8	1,8–2,0	2,0–2,5
		Другие отрасли	1,3–1,5	1,5–1,7	1,7–2,0	2,0–2,5
	Население	0,1–0,12	0,12–0,15	0,15–0,2	0,2–0,25	
10	Томская область	Всего,	2,82–2,98	2,98–3,2	3,2–3,37	3,37–3,55
		в том числе				
		Электроэнергетика	0,8–0,9	0,9–1,0	1,0–1,1	1,1–1,2
		Другие отрасли	1,98–2,0	2,0–2,1	2,1–2,15	2,15–2,2
	Население	0,04–0,08	0,08–0,1	0,1–0,12	0,12–0,15	

11	Читинская область + Агинский Бурятский АО	Всего,	2	2–2,03	2,03–2,18	2,18–2,34
		в том числе				
		Электроэнергетика	0,88	0,88–0,9	0,9–0,95	0,95–1,0
		Другие отрасли	1,0	1,0–1,1	1,1–1,2	1,2–1,3
		Население	0,02	0,03	0,03–0,035	0,03 –0,04
	Сибирский ФО	Всего,	23–24,2	24,2–27,1	28,0–31,9	31,9–37,1
		в том числе				
		Электроэнергетика	4,15–6,38	6,38–6,5	6,5–7,9	7,9–10
		Другие отрасли	13,48–17,1	17,1–18,9	18,9–22,25	22,25–25,34
		Население	0,365–0,615	0,615–1,7	1,7–2,215	2,215–2,81

Агрегированная расчетная схема газоснабжения Сибирского ФО показана на рис. П.12. Здесь в прямоугольниках даны субъекты РФ (рынки), на которые подается природный газ газотранспортным предприятием ООО «Томсктрансгаз».

### 7. Дальневосточный ФО

В Дальневосточном ФО в настоящее время действуют ОАО «Сахагазпром» и ОАО «Сахалинморнефтегаз».

Сахагазпром является изолированной газоснабжающей системой, который обеспечивает природным газом потребителей Республики Саха (Якутия). Протяженность газопроводов разных диаметров в одноконтурном исчислении составляет 1523 км. Максимальная пропускная способность данной системы равна 3,2 млрд м<sup>3</sup>. В настоящее время разрабатываются Таас-Тумуское, Талон-Мастахское, Бадаранское месторождения газа (рис. П.13).

Сахалинморнефтегаз обеспечивает подачу попутного нефтяного газа потребителям севера Сахалинской области (до Катангли). Магистральный газопровод через Татарский пролив осуществляет подачу природного до Комсомольска-на-Амуре и до Хабаровска с производительностью 4 млрд м<sup>3</sup> в год, а также построен МГ до Владивостока.

В Сахалинской области выполнены работы по реализации проектов «Сахалин-1», «Сахалин-2» и «Сахалин-3», позволяющие Компаниям экспортировать свыше 2 млрд м<sup>3</sup> сжиженного газа в соответствии с соглашением о разделе продукции (рис. П.13).

Наибольшее количество природного газа используется в Республике Саха (Якутия) – 44 %, в Сахалинской области – 32 %, наименьшее – в Хабаровском крае – 24 %.

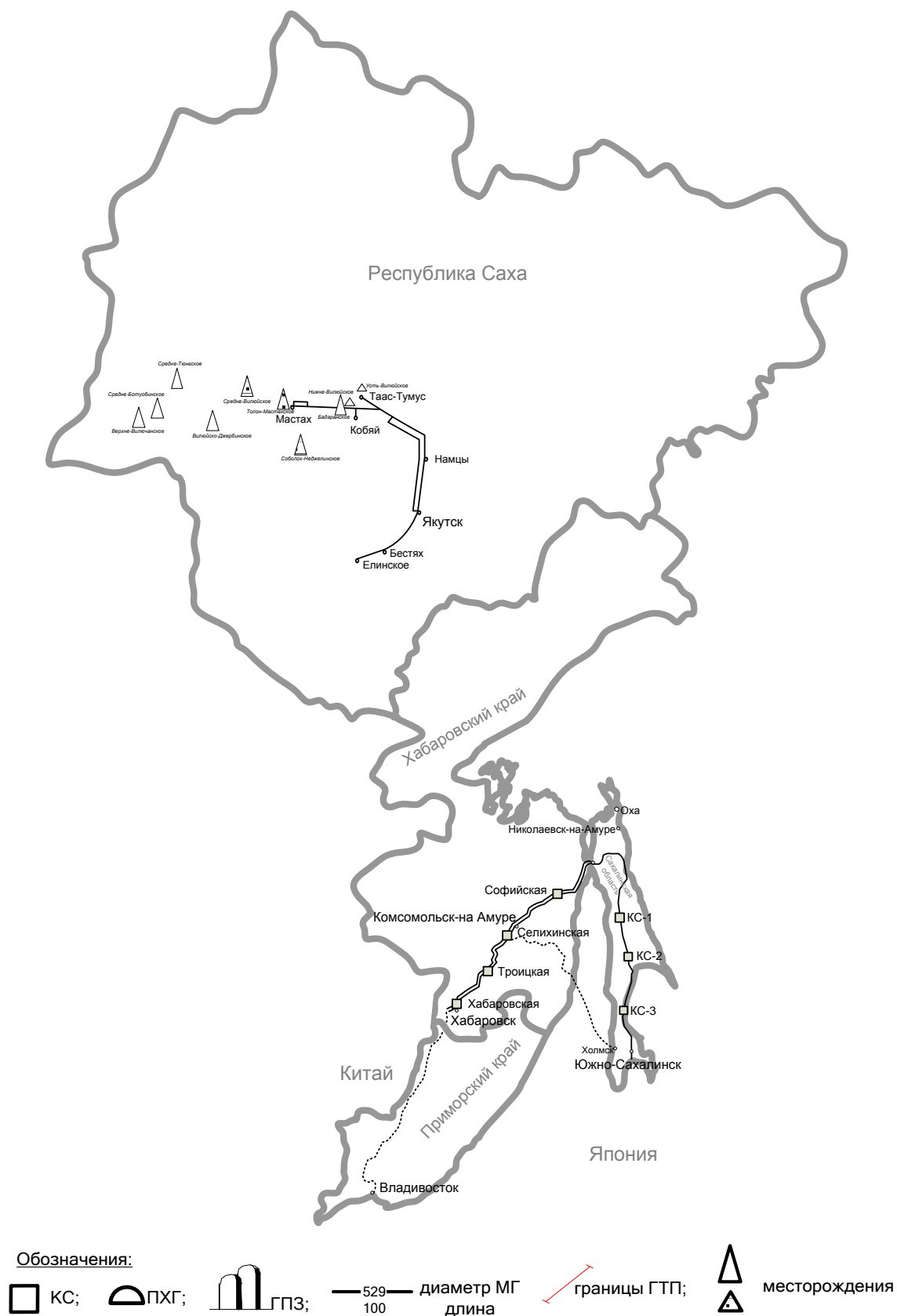


Рис. П.13. Схема газоснабжения Дальневосточного ФО.

В табл. П. 7 дан прогноз динамики потребления природного газа субъектами Дальневосточного ФО на период до 2030 г. Из таблицы видно, что на уровне

2030 г. наибольший объем потребления природного газа будет на рынках Приморского, Хабаровского краев, Республики Саха (Якутия) и Сахалинской области.

Т а б л и ц а П. 7

**Динамика потребности природного газа субъектами Дальневосточного ФО, млрд м<sup>3</sup>**

№ п/п	Субъект	Потребители	Год			
			2015	2020	2025	2030
1	Республика Саха	Всего,	6–7	7	7	8
		в том числе				
		Электроэнергетика	3–4	4	4	4
		Другие отрасли	2	2	2	3
		Население	1	1	1	1
2	Приморский край	Всего,	2	2	2	2
		в том числе				
		Электроэнергетика	1	1	1	1
		Другие отрасли	0,5	0,5	0,5	0,5
		Население	0,5	0,5	0,5	0,5
3	Хабаровский край	Всего,	4	4	4–5	5
		в том числе				
		Электроэнергетика	2	2	2	2
		Другие отрасли	1,5	1,5	1,5–2	2
		Население	0,5	0,5	0,5	1
4	Амурская обл.	Всего,	–	0–0,5	0,5–1	1
		в том числе				
		Электроэнергетика	–	0–0,2	0,2–0,5	0,5
		Другие отрасли	–	0–0,2	0,2–0,4	0,4
		Население	–	0–0,1	0,1	0,1
5	Камчатская обл.	Всего,	–	–	–	0,5
		в том числе				
		Электроэнергетика	–	–	–	0,2
		Другие отрасли	–	–	–	0,2
		Население	–	–	–	0,1
6	Сахалинская обл.	Всего,	3	3	3–4	4–4,5
		в том числе				
		Электроэнергетика	1,5	1,5	1,5–2	2–2,5
		Другие отрасли	1	1	1	1,5–2
		Население	0,5	0,5	0,5	0,5
7	Еврейская АО	Всего,	–	0–0,5	0,5–1	1
		в том числе				
		Электроэнергетика	–	0–0,2	0,2–0,5	0,5
		Другие отрасли	–	0–0,2	0,2–0,4	0,4
		Население	–	0–0,1	0,1	0,1
Дальневосточный ФО		Всего,	15–16	16–17	17–20	20–22
		в том числе				
		Электроэнергетика	8–9	9–10	10–11	11
		Другие отрасли	6	6,5–7	7–8	8–9
		Население	1	1	1	1–2

Агрегированная расчетная схема газоснабжения Дальневосточного ФО показана на рис. П.14. Здесь в прямоугольниках даны субъекты РФ (рынки), на которые подается природный газ.

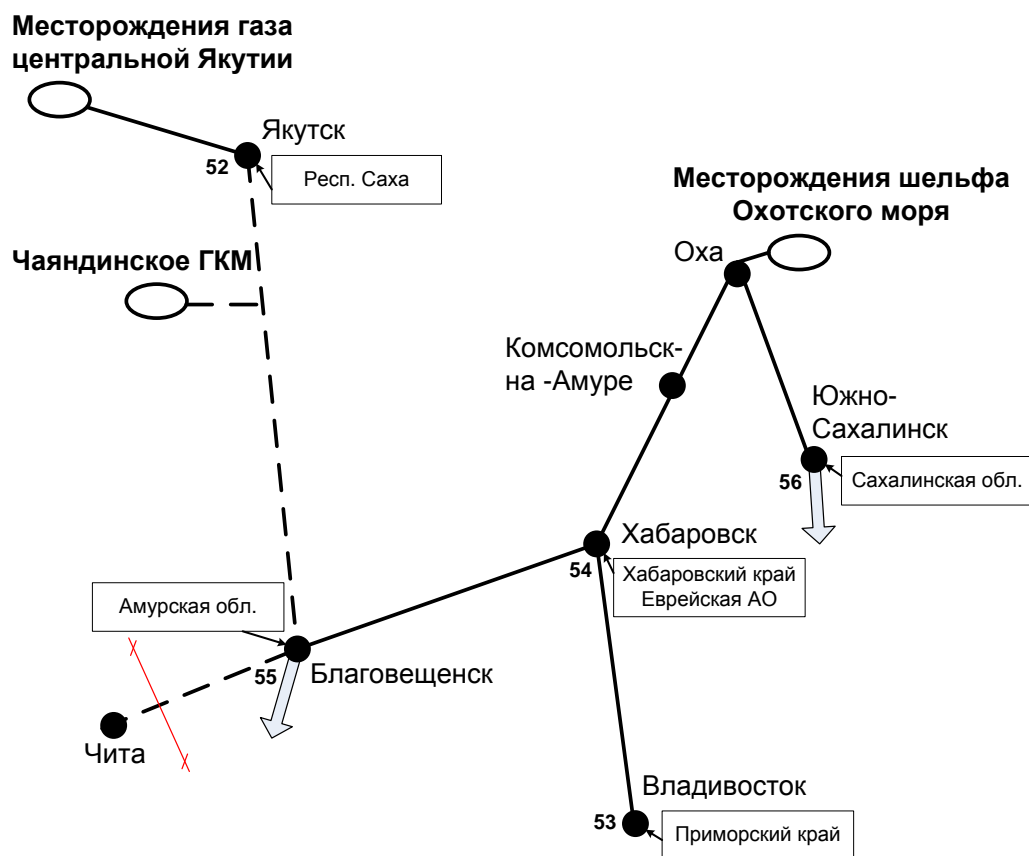


Рис. П.14. Агрегированная расчетная схема газоснабжения Дальневосточного ФО.

### ***Рынки спроса на природный газ в ближнем и дальнем зарубежье\****

Газпром обеспечивает поставки природного газа как на внутренний так и на внешний рынки РФ. В настоящее время на рынки ближнего и дальнего зарубежья поставляется 40 % газа, а 60 % используется в РФ. Из всего газа, подаваемого за рубеж, в страны ближнего зарубежья экспортируется 35 %, а дальнего зарубежья – 65 %.

Наибольший объем российского газа используется Украиной, Германией, Турцией, Италией и Белоруссией.

\* Использовались результаты исследований энергетической стратегии России на период до 2030 г. [62].



Стопроцентным обеспечением российским газом обладают Белоруссия, Словакия, Болгария, Молдавия и государства Прибалтики. Украина, Турция, Чехия, Греция и Сербия обеспечиваются российским газом примерно на 70 %. Существуют следующие экспортные коридоры: из Ленинградской области в Финляндию, Эстонию, Германию и другие страны Западной Европы может поставляться примерно 35 % газа; из Псковской области в страны Прибалтики и Калининградскую область – до 1 %; из Смоленской области в Белоруссию, Польшу, Украину и далее в страны Восточной и Западной Европы – около 20 %; из Курской, Белгородской, Воронежской и Ростовской областей в Украину и далее в страны Восточной и Западной Европы – свыше 35 %; из Краснодарского края в Турцию – примерно 7 %; из Северного Кавказа в Грузию и Армению – примерно 1 %; из Сахалинской области – около 1 % всего газа от объема, поставляемого на экспорт. Имеются проекты подачи природного газа по «Южному потоку» (через Черное море до Болгарии и далее в страны Восточной и Западной Европы) и поставки газа в Китай и другие страны АТР.

С территории Украины основной экспортный поток российского газа выходит из района Ужгорода. По двум трубам наружным диаметром 1420 мм и одной трубе диаметром 1220 либо 820 мм природный газ подается в Словакию, Чехию, Австрию, Германию. По трубам 1220 мм и 820 мм газ направляется в Венгрию, Словению, Боснию, на север Югославии и Болгарии. Поток газа, выходящий из района Ужгорода, питает также Францию и Италию. С южного направления из района г. Измаил природный газ направляется в Румынию, Болгарию, Грецию и может подаваться в Турцию.

Динамика экспорта российского природного газа в ближнее и дальнее зарубежье рассчитана нами на основе анализа мировых тенденций в развитии систем газоснабжения и оценки конъюнктуры рынков газа.

Средние значения прогноза экспорта природного газа в европейские страны ближнего и дальнего зарубежья детализированы и разнесены по узлам расчетной схемы в соответствии с пропускной способностью существующих и новых экспортных коридоров (табл. П.8).

Перспективы обеспечения потребностей газом стран Северо-Восточной Азии достаточно неопределенны. Китайская Народная Республика может стать крупнейшим импортером российского газа. Вряд ли следует ожидать существенного спроса на газ в Японии, тем более что экономика Японии базируется

на применении сжиженного метана. Может вырасти потребление природного газа в Южной Корее, на Тайване и других государствах. Однако это, по-видимому, существенно не увеличит спрос на природный газ в данном регионе.

В настоящее время известны несколько вариантов освоения углеводородных ресурсов в восточных регионах России для собственного использования и их поставок на экспорт, в страны Северо-Восточной Азии.

Существуют три основных проекта освоения месторождений углеводородных ресурсов сахалинского шельфа, которые реализуются на основе соглашений о разделе продукции.

Контракт заключен на 6 лет с объемом работ 150–200 млн долл. Возможные инвестиции в случае открытия месторождений могут составить не менее 10–15 млрд долл.

В настоящее время рассматриваются дальнейшее освоение ресурсов углеводородов Сахалинской области – проекты «Сахалин-4», «Сахалин-5» и «Сахалин-6».

#### ***Спрос на природный газ в узлах агрегированной схемы газоснабжения***

Для получения агрегированной схемы газоснабжения РФ в соответствии с методическим подходом, изложенным в гл. 4, данной работы, «склеиваем» семь агрегированных расчетных схем газоснабжения федеральных округов в единую схему (рис. П.15).

В 56 узлах расчетной схемы сконцентрированы агрегированные рынки природного газа в России (заданный спрос на газ субъектов РФ). Средний срез потребности в газе субъектов РФ и его экспорт в ближнее и дальнее зарубежье по узлам расчетной схемы в динамике развития с 2015 г. пятилетиями на период до 2030 г. приведен в табл. П.8. Этот спрос на газ используется нами в модельных расчетах.

Т а б л и ц а П.8

Спрос газа субъектами РФ и его экспорт в ближнее и дальнее зарубежье, млрд м<sup>3</sup>

№ п/п	Узел	2015 г.			2020 г.			2025 г.			2030 г.		
		РФ	Эксп.	Всего	РФ	Эксп.	Всего	РФ	Эксп.	Всего	РФ	Эксп.	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Белгород	5,7–6		5,7–6	6–6,2		6–6,2	6,2–6,3		6,2–6,3	6,3–6,4		6,3–6,4
2	Брянск	2,8–3		2,8–3	3–3,3		3–3,3	3,3–3,5		3,3–3,5	3,5–3,6		3,5–3,6
3	Новопсков (Остогожск)	5,1–5,4	9	14,1–14,4	5,4–5,5	9	14,4–14,5	5,5–5,6	5	10,5–10,6	5,6–5,7	5	10,6–10,7
4	Калуга	1,9–2,2		1,9–2,2	2,2–2,4		2,2–2,4	2,4–2,5		2,4–2,5	2,4–2,5		2,4–2,5
5	Курск	2,7–3	19	21,7–22	3–3,2	15	18–18,2	3,2–3,5	15	18,2–18,5	3,2–3,5	15	18,2–18,5
6	Гаврилов–Ям	15,9–17,4		15,9–17,4	17,4–18,3		17,4–18,3	18,1–18,9		18,1–18,9	18,7–19,2		18,7–19,2
7	Елец	6,6–7		6,6–7	7–7,4		7–7,4	7,4–7,5		7,4–7,5	7,5–7,6		7,5–7,6
8	Московская область и г. Москва	42–43		42–43	41,7–42		41,7–42	40,6–41		40,6–41	41–41,7		41–41,7
9	Орел	2,3–2,5		2,3–2,5	2,5–2,7		2,5–2,7	2,5–2,7		2,5–2,7	2,7–2,8		2,7–2,8
10	Рязань	5,7–6,2		5,7–6,2	6,2–6,7		6,2–6,7	6,2–6,7		6,2–6,7	6,7–6,8		6,7–6,8
11	Смоленск	4,6–5	50	54,6–55	5–5,4	50	55–55,4	5–5,5	48	53–53,5	5,3–5,6	48	53,3–53,6
12	Алгасово	2,5–2,7		2,5–2,7	2,7–2,9		2,7–2,9	2,7–2,9		2,7–2,9	2,9–3		2,9–3
13	Торжок	4,4–4,5		4,4–4,5	4,5–4,6		4,5–4,6	4,5–4,6		4,5–4,6	4,6–4,7		4,6–4,7
14	Тула	8,4–8,5		8,4–8,5	8,4–8,5		8,4–8,5	8,4–8,5		8,4–8,5	8,5–8,7		8,5–8,7
15	Петрозаводск	0,6–0,7		0,6–0,7	0,7–0,8		0,7–0,8	0,7–0,9		0,7–0,9	0,7–0,9		0,7–0,9
16	Сыктывкар	6,9–7,9		6,9–7,9	8–8,7		8–8,7	8–9,4		8–9,4	8–9,4		8–9,4
17	Архангельск	1,8–2,1		1,8–2,1	2,1–2,3		2,1–2,3	2,1–2,5		2,1–2,5	2,1–2,5		2,1–2,5
18	Грязовец	7,4–8,5		7,4–8,5	8,6–9,3		8,6–9,3	8,6–10,1		8,6–10,1	8,6–10,1		8,6–10,1
19	г. Санкт–Петербург, Ленинградская область	18,2– 20,8	60	78,2–80,8	21,3–23	60	81,3–83	21,3–24,8	60	81,3–84,8	21,3–24,8	60	81,3–84,8
20	Мурманск	0,3–0,4		0,3–0,4	0,4		0,4	0,4		0,4	0,4		0,4

Продолжение таблицы П.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
21	Валдай	3,4–3,9		3,4–3,9	4–4,3		4–4,3	4–4,7		4–4,7	4–4,7		4–4,7
22	Псков	1,4–1,6	2,5	3,9–4,1	1,6–1,8	2,6	4,2–4,4	1,6–1,9	2,7	4,3–4,6	1,6–1,9	2,7	4,3–4,6
23	Майкоп	10,2	20	30,2	10,9–11	26	36,9–37	10,9–11,4	70	80,9–81,4	10,9–11,4	80	90,9–91,4
24	Махачкала	2,9		2,9	3–3,1		3–3,1	3–3,2		3–3,2	3–3,2		3–3,2
25	Моздок	5,3		5,3	5,7		5,7	5,7–5,9		5,7–5,9	5,7–5,9		5,7–5,9
26	Фролово	7,3		7,3	7,7–7,8		7,7–7,8	7,7–8,1		7,7–8,1	7,7–8,1		7,7–8,1
27	Невинномысская	12,2		12,2	12,8–13		12,8–13	12,8–13,5		12,8–13,5	12,8–13,5		12,8–13,5
28	Владикавказ	1,7	2,5	4,2	1,8	2,6	4,4	1,8–1,9	2,7	4,5–4,6	1,8–1,9	2,7	4,5–4,6
29	Астрахань	8,9		8,9	9,3–9,5		9,3–9,5	9,3–9,9		9,3–9,9	9,3–9,9		9,3–9,9
30	Ростов–на–Дону	7,4		7,4	7,8–7,9		7,8–7,9	7,8–8,2		7,8–8,2	7,8–8,2		7,8–8,2
31	Полянская	17,6–17,9		17,6–17,9	18,4–18,7		18,4–18,7	18,5–19		18,5–19	18,5–19		18,5–19
32	Помары	20,6–21		20,6–21	21,5–21,8		21,5–21,8	21,7–22,1		21,7–22,1	21,7–22,1		21,7–22,1
33	Починки	2,5–2,6		2,5–2,6	2,6–2,7		2,6–2,7	2,7		2,7	2,7		2,7
34	Агрызская	3,4–3,5		3,4–3,5	3,6		3,6	3,6–3,7		3,6–3,7	3,6–3,7		3,6–3,7
35	Киров	3,3–3,4		3,3–3,4	3,4–3,5		3,4–3,5	3,5–3,6		3,5–3,6	3,5–3,6		3,5–3,6
36	Ниж. Новгород	9,2–9,3		9,2–9,3	9,5–9,7		9,5–9,7	9,6–9,9		9,6–9,9	9,6–9,9		9,6–9,9
37	Оренбург	13,1–13,3		13,1–13,3	13,7–13,9		13,7–13,9	13,8–14,1		13,8–14,1	13,8–14,1		13,8–14,1
38	Петровск	31–31,5		31–31,5	32,3–32,8		32,3–32,8	32,5–33,4		32,5–33,4	32,5–33,4		32,5–33,4
39	Ниж. Тура	17,2–17,5		17,2–17,5	17,9–17,5		17,9–17,5	17,9–18,2		17,9–18,2	18,1–18,5		18,1–18,5
40	Туймазы	0		0	0		0	0		0	0		0
41	Долгодеревянская	41,4		41,4	42,4–45		42,4–45	42,4–45,6		42,4–45,6	42,4–45,6		42,4–45,6
42	Тюмень	49,5		49,5	50,6–53,3		50,6–53,3	50,6–54,4		50,6–54,4	50,6–54,4		50,6–54,4
43	Улан–Удэ	0		0	2		2	2–2,5		2–2,5	2–2,5		2–2,5
44	Барнаул	0,8–0,9		0,8–0,9	0,8–0,9	10	10,8–10,9	0,8–0,9	10	10,8–10,9	0,8–0,9	15	15,8–15,9
45	Новокузнецк	5–5,3		5–5,3	6,2–6,4		6,2–6,4	6,2–6,7		6,2–6,7	6,2–6,7		6,2–6,7
46	Красноярск	4,3–4,6		4,3–4,6	4,5–4,7		4,5–4,7	4,5–4,8		4,5–4,8	4,5–4,8		4,5–4,8
47	Иркутск	6,3–8,3		6,3–8,3	11,7–12,9		11,7–12,9	28,4–31,1		28,4–31,1	29,4–35,1		29,4–35,1
48	Новосибирск	2,4–2,5		2,4–2,5	2,5–2,6		2,5–2,6	2,5–2,7		2,5–2,7	2,5–2,7		2,5–2,7
49	Омск	3,4–3,6		3,4–3,6	3,6–3,7		3,6–3,7	3,6–3,9		3,6–3,9	3,6–3,9		3,6–3,9
50	Проскоково	3,5–3,7		3,5–3,7	3,7–3,9		3,7–3,9	3,7–4		3,7–4	3,7–4		3,7–4

Окончание таблицы П.8													
51	Чита	0		0	1,9		1,9	1,9-2,4		1,9-2,4	1,9-2,4		1,9-2,4
52	Якутск	6,6		6,6	8,2-8,6		8,2-8,6	8,6-9,6		8,6-9,6	8,6-9,7		8,6-9,7
53	Владивосток	1	10	11	1-2,1	48	49-50,1	2,1-2,7	48	50,1-50,7	2,1-3,6	48	50,1-51,6
54	Хабаровск	6,1		6,1	8,1-8,3		8,1-8,3	8,9-9,4		8,9-9,4	9,4-10,2		9,4-10,2
55	Благовещенск	0,2		0,2	0,8		0,8	0,9-1		0,9-1	0,9-1,3		0,9-1,3
56	Южно-Сахалинск, Оха	7,2	13,6	20,8	9,1-9,4	13,6	22,7-23	9,9-10,6	13,6	23,5-24,2	10,6-11,4	13,6	24,2-25
	Всего	487,1-503,8	186,6	673,7-690,4	544,5-564,5	236,8	781,3-801,3	566,5-599,1	275	841,5-874,1	566,6-893,1	290	856,6-893,1

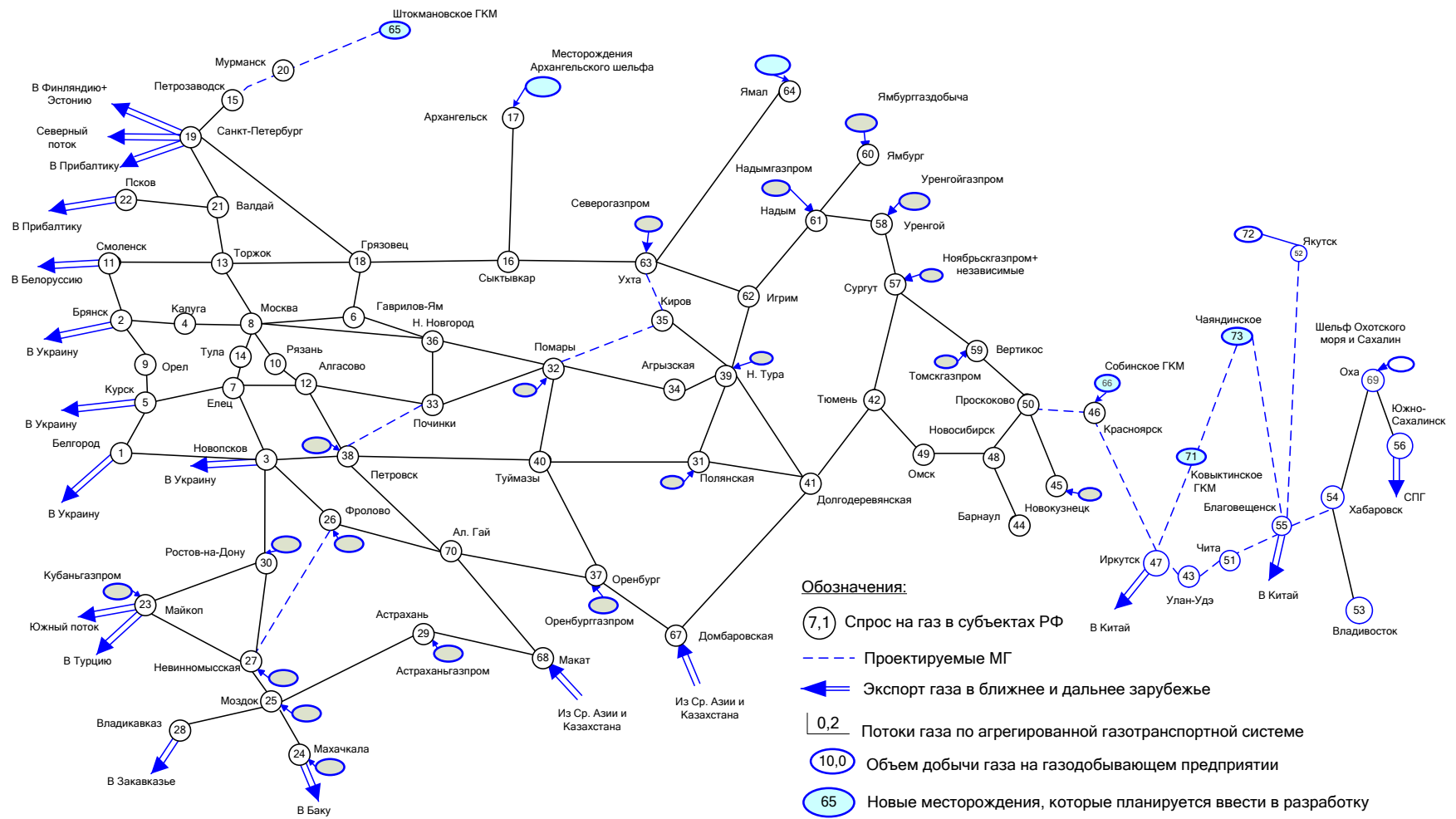


Рис. П.15. Агрегированная расчетная схема газоснабжения РФ.

## **П.2. Техничко-экономические показатели для существующих и новых газодобывающих предприятий\***

В настоящее время в России выявлено 786 месторождений, связанных с добычей газа, из которых 169 – газонефтяных, 26 – нефтегазовых, 209 – нефтегазоконденсатных, 139 – газоконденсатных, 243 – газовых.

Из общего объема разведанных запасов газа России (46,9 трлн м<sup>3</sup>) на глубинах до 1,5 км сосредоточено 23 трлн м<sup>3</sup> (49,1 %), в интервале глубин 1,5–3,0 км – 16,3 трлн м<sup>3</sup> (34,7 %) и на глубинах более 3 км – 7,6 трлн м<sup>3</sup> (16,2 %). В структуре запасов газа по компонентному составу метановые (сухие) газы составляют 61,0 %, этансодержащие (3 % и более) – 30,3 %, сероводородсодержащие – 8,7 %.

Ресурсы и запасы газа России сконцентрированы в Северо–Западном, Южном, Приволжском, Уральском, Сибирском и Дальневосточном ФО. В Центральном ФО промышленных запасов газа не выявлено.

**Северо–Западный ФО.** В округе сосредоточено 11,2 % начальных суммарных ресурсов и 7,3 % разведанных запасов газа России. Перспективные территории и месторождения расположены в Республике Коми и Ненецком АО в пределах Тимано–Печорской нефтегазоносной провинции (НГП), которая на акватории Баренцева моря (Мурманская область) сливается с Баренцево–Карской НГП. Основными структурными элементами Тимано-Печорской НГП на суше являются Тиманская гряда, Печорская синеклиза и Предуральский краевой прогиб. В пределах округа выявлено 49 месторождений, из которых 6 газонефтяных, 2 нефтегазовых, 11 нефтегазоконденсатных, 11 газоконденсатных и 19 газовых с суммарными запасами газа по категориям А+В+С<sub>1</sub> – 3435,5 млрд м<sup>3</sup>, категории С<sub>2</sub> – 1365,3 млрд м<sup>3</sup>. Начальные суммарные ресурсы газа на суше оцениваются в 2396 млрд м<sup>3</sup>, в том числе по Республике Коми – 1446 млрд м<sup>3</sup> и Ненецкому АО – 950 млрд м<sup>3</sup>. Разведанность ресурсов региона составляет на суше 43,8 %, выработанность запасов – 8,3 %.

Из общего объема разведанных на суше запасов газа (646,7 млрд м<sup>3</sup>) на балансе предприятий ОАО «Газпром» имеется 332,5 млрд м<sup>3</sup> (51,4 %),

---

\* Использовались материалы работы В.И.Резуненко, В.А.Понамарева (ОАО «Газпром»), В.В.Ремизова, В.И.Старосельского (ВНИИГаз). Сырьевая база газовой промышленности федеральных округов России.

сторонних организаций – 68,5 млрд м<sup>3</sup> (10,6 %), в нераспределенном фонде – 245,7 млрд м<sup>3</sup> (38 %).

На шельфе Баренцева и Печорского морей выявлено восемь месторождений с запасами газа по категориям А+В+С<sub>1</sub> – 2788,8 млрд м<sup>3</sup>, С<sub>2</sub> – 1259,8 млрд м<sup>3</sup>. Наиболее крупным является Штокмановское, на котором в отложениях Юры запасы газа по категории С<sub>1</sub> составляют 2536,4 млрд м<sup>3</sup>, по категории С<sub>2</sub> – 668,9 млрд м<sup>3</sup>. Месторождение подготовлено для промышленного освоения.

**Южный ФО.** В округе сосредоточено 5,1 % начальных суммарных ресурсов и 6,4 % разведанных запасов газа России, выявлено 205 месторождений, из которых 43 газонефтяных, 36 нефтегазоконденсатных, 39 газоконденсатных и 87 газовых. Запасы газа составляют по категориям А+В+С<sub>1</sub> – 3008,4 млрд м<sup>3</sup>, С<sub>2</sub> – 1213,2 млрд м<sup>3</sup>. Основные запасы сосредоточены в Астраханской области: 2660,7 млрд м<sup>3</sup> по категориям А+В+С<sub>1</sub> и 1071,1 млрд м<sup>3</sup> по категории С<sub>2</sub>.

Из общего объема разведанных запасов газа округа (3008,4 млрд м<sup>3</sup>) предприятия ОАО "Газпром" контролируют 2668,9 млрд м<sup>3</sup> (88,7 %), сторонние предприятия – 208,9 млрд м<sup>3</sup> (6,9 %). В нераспределенном фонде находится 130,6 млрд м<sup>3</sup> (4,4 %). Территория округа охватывает перспективные земли Северо-Кавказской, Прикаспийской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинций.

На Северном Кавказе (Ростовская область, Краснодарский и Ставропольский края, республики Адыгея, Ингушская, Дагестан и Чеченская республика) перспективы новых открытий связываются с поисками и разведкой залежей нефти и газа в палеогеновых и миоценовых отложениях Западно-Кубанского прогиба, в отложениях мела и юры Терско-Каспийского краевого и Восточно-Маньчского прогибов и Прикумской зоны поднятий, на площадях Предгорного и Равнинного Дагестана и прилегающей части акватории Каспийского моря. На территории Урало-Поволжья и Прикаспия (Волгоградская, Астраханская области, Республика Калмыкия) перспективы открытий в основном связываются с разведкой подсолевых отложений на Астраханском своде в пределах суши и акватории Каспия.



**Приволжский ФО.** На территориях Удмуртии, Башкортостана, Татарстана, Кировской, Оренбургской, Пермской, Самарской, Саратовской, Ульяновской областей и Коми–Пермяцкого АО сосредоточено 1,9 % начальных суммарных ресурсов и 2,4 % разведанных запасов газа России, выявлено 197 месторождений, из которых 76 газонефтяных, 7 нефтегазовых, 40 нефтегазоконденсатных, 19 газоконденсатных, 55 газовых. Запасы газа составляют: по категориям А+В+С<sub>1</sub> – 1136,4 млрд м<sup>3</sup>, категории С<sub>2</sub> – 150,9 млрд м<sup>3</sup>. Основные запасы газа сосредоточены на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении – 903,2 млрд м<sup>3</sup> по категориям А+В+С<sub>1</sub> и 60,1 млрд м<sup>3</sup> по категории С<sub>2</sub>. Из общего объема разведанных запасов предприятиями ОАО "Газпром" контролируется 964,8 млрд м<sup>3</sup>, сторонними – 124,7 млрд м<sup>3</sup> и в нераспределенном фонде находится 46,9 млрд м<sup>3</sup>. Нефтегазоносные территории округа относятся к Волго–Уральской и частично Прикаспийской НГП.

**Уральский ФО.** Включает перспективные территории и месторождения Ямало–Ненецкого и Ханты–Мансийского АО, Свердловской и Тюменской областей. В пределах округа сосредоточено 56,6 % начальных суммарных ресурсов газа и 75,9 % разведанных запасов газа России, выявлено 191 месторождение, из которых 24 газонефтяных, 4 нефтегазовых, 81 нефтегазоконденсатное, 38 газоконденсатных и 44 газовых. Запасы газа по категориям А+В+С<sub>1</sub> – 35553,6 млрд м<sup>3</sup>, С<sub>2</sub> – 11132,9 млрд м<sup>3</sup>.

Из общего объема разведанных запасов на предприятия ОАО «Газпром» приходится 22650,6 млрд м<sup>3</sup> (63,7 %), на предприятия с долей ОАО «Газпром» более 50 % – 639,4 (1,8), менее 50 % – 2181,6 (6,1), сторонние предприятия контролируют 3818,5 млрд м<sup>3</sup> (10,8 %). В месторождениях нераспределенного фонда находится 6263,5 млрд м<sup>3</sup> запасов газа (17,6 %).

В Ямало-Ненецком АО сосредоточено 34652,1 млрд м<sup>3</sup> запасов газа категорий А+В+С<sub>1</sub> и 11046,8 млрд м<sup>3</sup> – категории С<sub>2</sub> в пределах Надым–Пур-Тазовской, Ямальской и Гыданской нефтегазоносных областей (НГО) и на шельфе Карского моря (Ленинградское и Русановское месторождения). Здесь выявлено 198 месторождений, из которых 63 нефтяных,

62 нефтегазоконденсатных, 36 газоконденсатных, 8 газонефтяных, 4 нефтегазовых и 25 газовых.

Запасы газа Ямало–Ненецкого АО по категориям  $A+B+C_1$  – 34652,1 млрд  $m^3$ ,  $C_2$  – 111046,8 млрд  $m^3$ , конденсата (извлекаемого), соответственно, 1188,0 и 737,7 млн т. Из общего объема разведанных запасов газа (34,6 трлн  $m^3$ ) на долю предприятий ОАО «Газпром» приходится 22,6 трлн  $m^3$  (65,3 %), с долей уставного капитала более 50 % – 0,6 трлн  $m^3$  (1,8 %), менее 50 % – 2,2 трлн  $m^3$  (6,3 %), сторонние предприятия контролируют 3 трлн  $m^3$  (8,6 %) и в нераспределенном фонде находится 6,2 трлн  $m^3$  (17,9 %). На глубинах до 1,5 км сосредоточено 22,4 трлн  $m^3$  разведанных запасов газа (64,8 %), в интервале глубин 1,5–3,0 км – 8,6 трлн  $m^3$  (24,8 %), на глубинах более 3 км – 3,6 трлн  $m^3$  (10,4 %). К отложениям сеномана приурочено 19,0 трлн  $m^3$  (54,8 %), нижнего мела – 13,6 трлн  $m^3$  (39,4 %), ачимовской толщи 1,5 трлн  $m^3$  (4,3 %) и отложениям юры – 0,5 трлн  $m^3$  (1,5 %).

В *Надым-Пур-Тазовской НГО* начальные сырьевые ресурсы газа составляют 64,2 трлн  $m^3$ , из которых с сеноманскими отложениями связано 39,5 трлн  $m^3$ , неокомскими – 13,7 трлн  $m^3$ , ачимовскими – 4,4 трлн  $m^3$ , юрскими – 6,6 трлн  $m^3$ . Запасы газа по категориям  $A+B+C_1$  – 22,8 трлн  $m^3$ ,  $C_2$  – 5,2 трлн  $m^3$ . К началу 2001 г. разведанность сеноманского комплекса составила 62,1 %, выработанность – 36,1 %, неокомского – 44,9 и 10,9 %, соответственно.

В целом по *Надым-Пур-Тазовской НГО* разведанность составляет 50,4 %, выработанность – 29,5 %.

В *Ямальской НГО* начальные сырьевые ресурсы газа – 20,8 трлн  $m^3$ , из которых с отложениями сеномана связано 6 трлн  $m^3$ , неокома, ачимовской свиты и юры – 14,8 трлн  $m^3$ , разведанные запасы – 10,4 трлн  $m^3$ . Степень разведанности сеномана – 48,9 %, неокома – 65,2 %.

В *Гыданской НГО* начальные сырьевые ресурсы газа оцениваются в 9,7 трлн  $m^3$ , из которых разведано 1,1 трлн  $m^3$ .

Среди оптимальных по геологическому строению и концентрации активных наиболее достоверных ресурсов (категорий  $C_3+D$ ) и запасов газа и конденсата, зон их накопления, технически доступных для выявления

и экономически эффективного освоения новых месторождений выделяются акватории Тазовской и Обской губ, Приямальский шельф и шельф южной части Карского моря.

Основными объектами разведки в Тазовской губе являются Адерпаютинская и Антипаютинская структуры, которые характеризуются наиболее крупными размерами и высокой концентрацией начальных сырьевых ресурсов углеводородов, расположены в технически доступных для бурения участках акватории и в большинстве случаев имеют геологическое сходство с выявленными в регионе месторождениями.

**Сибирский ФО.** Охватывает перспективные территории Новосибирской, Омской и Томской областей, Таймырского (Долгано-Ненецкого) и Эвенкийского районов Красноярского края, Иркутской области. В пределах округа сосредоточено 13,9 % начальных сырьевых ресурсов и 3,9 % разведанных запасов газа России, выявлено 50 месторождений, из которых 4 газонефтяных, 22 нефтегазоконденсатных, 14 газоконденсатных, 10 газовых. Запасы газа по категориям А+В+С<sub>1</sub> – 1809,8 млрд м<sup>3</sup>, С<sub>2</sub> – 1838,9 млрд м<sup>3</sup>. Из общего объема разведанных запасов в Иркутской области сосредоточено 879,5 млрд м<sup>3</sup> (48,6 %), Томской – 300,2 (16,6 %), Таймырском АО – 284,4 (15,7 %), Эвенкийском АО – 252,5 (14 %), Красноярском крае 92,0 млрд м<sup>3</sup> (5,1 %), Новосибирской области – 0,6 млн м<sup>3</sup>, Омской области – 0,6 млн м<sup>3</sup>. Наиболее крупным месторождением является Ковыктинское газоконденсатное в Иркутской области с запасами газа по категориям АВС<sub>1</sub>+С<sub>2</sub> – 1,7 трлн м<sup>3</sup>. Газоносность связана с песчаниками парфеновского горизонта нижнемотской подсветы нижнего кембрия. Месторождение рассматривается как базовое для экспорта газа в Китай и другие страны АТР.

Распределение разведанных запасов газа округа по недропользователям: предприятия ОАО «Газпром» с долей уставного капитала более 50 % контролируют 146,3 млрд м<sup>3</sup> запасов газа (Томская область), менее 50 % – 0,6 млрд м<sup>3</sup> (Омская область), сторонние организации контролируют 1312,1 млрд м<sup>3</sup> и в нераспределенном фонде находится 350,8 млрд м<sup>3</sup>.

**Дальневосточный ФО.** Охватывает перспективные территории Республики Саха (Якутия), Сахалинской (суша и шельф) и Камчатской обла-

стей, Чукотского АО и Хабаровского края. В пределах округа сосредоточено 11,3 % начальных сырьевых ресурсов и 4,1 % разведанных запасов газа России, выявлено 94 месторождения, из которых 16 газонефтяных, 13 нефтегазовых, 19 нефтегазоконденсатных, 18 газоконденсатных, 28 газовых. Запасы газа по категориям  $A+B+C_1$  составили 1920,9 млрд  $m^3$ ,  $C_2$  – 1348,6 млрд  $m^3$ , из которых на суше сосредоточено соответственно 1319,9 и 1096,2 млрд  $m^3$  и на шельфе – 601,0 и 252,4 млрд  $m^3$ .

В соответствии с вышеизложенным расчетные запасы газа по ФО РФ показаны в табл. П.9.

Т а б л и ц а П.9

**Запасы газа в РФ**

№ п/п	ФО	Число месторождений	Запасы газа, млрд $m^3$		
			$A+B+C_1$	$C_2$	$(A+B+C_1+0,5 C_2)0,8$
1	Северо-Западный	49	3435,5	1365,3	3294,5
	В том числе: месторождения Тимано-Печерской НГП	41	646,7	105,5	559,5
	месторождения шельфа Баренцева моря	8	2788,8	1259,8	2734,9
2	Южный,	205	3008,4	1213,2	9892
	В том числе: Север Каспийского моря	10	2660,7	1071,1	2557
3	Приволжский,	197	1136,4	150,9	969,5
	В том числе: Оренбургская область	1	903,2	60,1	35554,4
4	Уральский,	191	35553,6	11132,9	35554,4
	В том числе: Ямало-Ненецкий АО	135	34652,1	11046,8	32140,4
5	Сибирский	50	1809,8	1838,9	2183,4
6	Дальневосточный	94	1920,9	1348,6	2595,2
	Всего	786	46864,6	17049,8	54489

Потенциальная (возможная) добыча газа определялась нами как средняя величина использования расчетных запасов газа в течение 30 лет.

Стоимость добычи газа по субъектам РФ рассчитывалась в соответствии с методическим подходом, изложенным в гл. 4 настоящей работы.

Для существующих газодобывающих предприятий ОАО «Газпром», расположенных в соответствующих субъектах РФ, себестоимость добычи 1000 м<sup>3</sup> газа принималась из экономико-статистического обзора газовой промышленности, которая учитывала материальные затраты, затраты на оплату труда и единый социальный налог, амортизацию, арендную плату, налоги и прочие расходы. В цене добычи газа учитывалась рентабельность предприятий (принималась равной 40 %).

Т а б л и ц а П.10

**Результаты расчетов технико-экономических показателей источников добычи газа для схемы газоснабжения**

№ п/п	№ узла в схеме*	Узел	2015 г.		2020 г.		2025 г.		2030 г.	
			Qi	Si	Qi	Si	Qi	Si	Qi	Si
1	17	Архангельск	–	–	–	–	10	1170–1420	20	1200–1400
2	63	Ухта	6	730–880	6	870–1060	5,5	1050–1270	4	1260–1530
3	20	Мурманск	30	1870–2270	40	2200–2720	50	2690–3260	60	3200–3900
4	25	Моздок	0,3	1500–1900	0,3	1500–1900	0,2	1800–2200	–	–
5	24	Махачкала	1,5	1320–1560	1,5	1580–1870	1,4	1900–2240	1,2	2200–2600
6	26	Фролово	1,1	1380–1650	1,1	1650–1980	1	1990–2380	0,5	2380–2800
7	27	Невинномысская	1	1380–1650	1,1	1650–1980	1,1	1990–2380	1	2380–2800
8	23	Майкоп	3,8	1390–1580	3,5	1670–1900	3	2000–2280	3	2400–2730
9	30	Ростовна-Дону	0,4	1380–1650	0,3	1650–1980	0,3	1990–2380	0,2	2380–2800
10	31	Полянская	0,3	1440–1740	0,3	1720–2000	0,2	2000–2500	0,1	2400–3000
11	32	Помары	0,7	1480–1800	0,7	1770–2160	0,6	2130–2590	0,5	2500–3100
12	37	Оренбург	20	360–390	18	430–470	15	520–570	10	620–680
13	39	Ниж.Тура	0,8	1170–1420	0,7	1410–1710	0,6	1690–2000	0,5	2000–2400
14	38	Петровск	0,6	1240–1510	0,6	1490–1810	0,5	1790–2100	0,5	2150–2600
15	61	Надым	60	360–400	55	440–480	50	530–570	45	650–700
16	60	Ямбург	215	270–340	210	330–400	200	390–490	180	470–590
17	58	Уренгой	130	300–360	125	350–432	120	430–520	110	510–630
18	57	Сургут	60	220–290	58	260–350	52	320–350	50	390–500
19	64	Ямал	30	1400–1500	60	1680–1800	90	2000–2200	110	2400–2600
20	59	Вертикос	4,0	560–620	4,0	680–750	3,5	810–900	3	970–1080
21	66	Собинское	–	–	15	916–1200	20	1100–1400	20	1320–1680
22	67	Ковыктинское	–	10	30	850–1150	40	1020–1380	45	1300–1650
23	68	Чаяндинское	–	–	30	900–1200	40	1080–1400	45	1300–1680
24	52	Якутск	1,5	750–1000	1,4	900–1200	1,2	1080–1400	1,2	1300–1680

25	45	Новокузнецк	–	–	–	–	3	2300–2400	5	2700–2800
26	69	Оха	11	860–1000	20	1030–1200	30	1240–1450	30	1500–1740
27	68	Макаг (импорт)	45		40		40		40	
28	67	Домбаровская (импорт)	10		10		10		5	

<sup>\*)</sup> Приведены на рис. П.15

П р и м е ч а н и е:  $Q_i$ , млрд.м<sup>3</sup> – верхнее ограничение добычи газа;  $C_i$ ,  $\frac{\text{руб.}}{1000\text{м}^3}$  – цена самофинансирования добычи газа.

Для новых газодобывающих районов, например месторождения углеводородов Иркутской области, Красноярского края, республики Саха (Якутия) и т.д., цена добычи газа рассчитывалась из моделей движения денежных средств (упрощенных бизнес-планов).

В табл. П. 10 для 28 узлов расчетной схемы приведены результаты расчетов на период до 2030 г.

### **П.3. Технико-экономические показатели для существующих и новых газотранспортных систем**

В РФ природный газ добывается и транспортируется крупнейшей в мире компанией ОАО «Газпром», компанией ОАО «Итера» и тремя относительно небольшими газовыми компаниями Норильскгазпром, Якутскгазпром и Сахалинморнефтегазпром. Нефтяные компании попутный газ подают в ЕСГ, которая принадлежит ОАО «Газпром». В перспективе газовая промышленность России будет прирастать и другими компаниями, которые создадут на базе открытых месторождений в Красноярском крае, Иркутской области, Республике Саха (Якутия), шельфе Сахалинской области и крупнейших в мире месторождений арктического шельфа (Штокмановское, Русановское и Ленинградское). Всего в агрегированной расчетной схеме насчитывается 70 существующих и 20 новых газотранспортных систем.

По изложенной методике для всех существующих газотранспортных систем по пятилетиям на период до 2030 г. были выполнены расчеты их максимальных производительностей, цен самофинансирования (тарифов) и

коэффициентов снижения пропускных способностей из-за расхода газа на собственные нужды и потери.

Т а б л и ц а П.11

**Результаты расчетов технико-экономических показателей газотранспортных связей для агрегированной схемы газоснабжения**

№ п/п	Но-мер на схеме*	Газотранспортные связи	2015 г.			2020 г.			2025 г.			2030 г.		
			Q	$\lambda$	C	$\lambda$	Q	C	Q	$\lambda$	C	Q	$\lambda$	C
1	2	3	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	15-19	Петрозаводск – С.Петербург	4	0,999	170–200	4	0,999	175–205	4	0,999	180–215	4	0,999	195–216
2	18-19	Грязовец – С.Петербург	19	0,998	100–124	19	0,998	115–135	19	0,998	120–140	19	0,998	125–150
3	18-13	Грязовец – Торжок	100	0,996	50–60	100	0,996	55–65	100	0,996	60–70	100	0,996	64–80
4	13-11	Торжок – Смоленск	60	0,997	31–35	60	0,997	34–40	60	0,997	35–50	60	0,997	38–68
5	13-21	Торжок – Валдай	22	0,999	25–28	22	0,999	30–38	22	0,999	45–55	22	0,999	60–70
6	21-22	Валдай – Псков	9	0,999	21–30	9	0,999	30–40	9	0,999	40–55	9	0,999	55–70
7	21-19	Валдай – С.Петербург	13	0,999	82–95	13	0,999	95–105	13	0,999	105–120	13	0,999	120–130
8	16-18	Сыктывкар – Архангельск	100	0,988	60–80	100	0,988	80–105	100	0,988	105–120	100	0,988	120–150
9	16-17	Сыктывкар – Архангельск	30	0,997	65–75	30	0,997	75–85	30	0,997	85–100	30	0,997	100–120
10	63-16	Ухта – Сыктывкар	100	0,994	35–45	100	0,994	45–60	100	0,994	60–85	100	0,994	85–105
11	62-63	Игрим – Ухта	80	0,996	95–105	80	0,996	105–115	80	0,996	115–125	80	0,996	125–145
12	61-62	Надым – Игрим	490	0,98	74–84	490	0,98	84–95	490	0,98	95–110	490	0,98	110–130
13	58-61	Уренгой – Надым	146	0,996	30–40	146	0,996	40–55	146	0,996	55–70	146	0,996	70–90
14	60-61	Ямбург – Надым	270	0,994	40–50	270	0,994	50–60	170	0,994	60–75	270	0,994	75–95
15	62-39	Игрим – Н.Тура	358	0,978	120–130	358	0,978	130–145	358	0,978	145–160	358	0,978	160–180
16	39-35	Ниж.Тура– Киров	4	0,999	150–200	4	0,999	200–250	4	0,999	250–300	4	0,999	300–400
17	39-41	Ниж.Тура– Агрызская	280	0,997	85–90	280	0,997	90–100	280	0,997	100–110	280	0,997	110–120
18	39-41	Ниж.Тура– Долгодеревянская	29	0,997	100–105	29	0,997	105–110	29	0,997	110–120	29	0,997	120–130
19	39-31	Ниж.Тура– Полянская	120	0,997	15–20	120	0,997	20–25	120	0,997	25–35	120	0,997	35–50
20	34-32	Агрызская – Помары	280	0,995	20–25	280	0,995	25–35	280	0,995	25–35	280	0,995	45–60
21	32-33	Помары – Н.Новгород	101	0,997	50–55	101	0,997	60–70	101	0,997	60–70	101	0,997	70–85
22	32-33	Помары – Починки	270	0,995	30–35	270	0,995	35–40	270	0,995	40–50	270	0,995	50–60
23	32-40	Помары – Туймазы	2	0,999	160	2	0,999	160–180	2	0,999	180–200	2	0,999	220–240
24	36-6	Н.Новгород – Гаврилов Ям	34	0,996	30	34	0,996	30–35	34	0,996	35–40	34	0,996	50–70
25	36-8	Н.Новгород – Москва	20	0,999	30	20	0,999	30–40	20	0,999	40–50	20	0,999	50–70
26	36-33	Н.Новгород – Починки	38	0,998	65	38	0,998	65–70	38	0,998	75–85	38	0,998	85–95
27	6-18	Гаврилов Ям – Грязовец	20	0,999	20–25	20	0,999	25–30	20	0,999	30–40	20	0,999	40–55
28	6-8	Гаврилов Ям – Москва	20	0,999	19–24	20	0,999	24–30	20	0,999	30–45	20	0,999	45–60
29	8-13	Москва – Торжок	22	0,998	95–100	22	0,998	95–100	22	0,998	100–105	22	0,999	115–130
30	8-4	Москва – Калуга	22	0,999	55–60	22	0,999	60–65	22	0,999	65–75	22	0,989	75–85
31	8-14	Москва – Тула	54	0,997	35–40	54	0,997	40–45	54	0,997	45–55	54	0,997	55–65
32	8-10	Москва – Рязань	49	0,998	20–25	49	0,998	25–30	49	0,998	30–35	49	0,998	35–45
33	4-2	Калуга – Брянск	2	0,999	33–38	2	0,999	38–44	2	0,999	44–50	2	0,999	50–60
34	2-11	Брянск – Смоленск	2	0,999	100–120	2	0,999	120–140	2	0,999	140–160	2	0,999	160–190

35	2-9	Брянск – Орел	15	0,999	100–120	15	0,999	120–140	15	0,999	140–160	2	0,999	160–190
36	9-5	Орел – Курск	13	0,999	55	13	0,999	60–65	13	0,999	65–80	13	0,999	80–100
37	5-1	Курск – Белгород	13	0,999	32–38	13	0,999	38–45	13	0,999	45–60	13	0,999	60–80
38	7-5	Елец – Курск	100	0,998	15–20	100	0,998	20–25	100	0,998	25–35	100	0,998	35–45
39	14-7	Тула – Елец	54	0,997	32–38	54	0,997	38–45	54	0,997	45–60	54	0,997	60–80
40	10-12	Рязань – Алгасово	49	0,998	36–41	49	0,998	41–46	49	0,998	46–56	49	0,998	56–66
41	7-3	Елец – Острогожск (Новопсков)	48,2	0,998	58–63	48,2	0,998	63–69	48,2	0,998	69–80	48,2	0,998	80–90
42	3-1	Острогожск – Белгород (Новопсков)	79	0,998	25–30	79	0,998	30–35	79	0,998	35–45	79	0,998	45–55
43	3-30	Острогожск – Ростов-на-Дону	42	0,996	144–149	42	0,996	150–155	42	0,996	155–165	42	0,996	165–175
44	38-3	Петровск – Острогожск (Новопсков)	50	0,997	42–47	50	0,997	47–52	50	0,997	52–62	50	0,997	62–72
45	26-3	Фролово – Острогожск (Новопсков)	110	0,994	20–25	110	0,994	25–30	110	0,994	30–40	110	0,994	40–50
46	12-	Алгасово – Елец	220	0,998	13–15	220	0,998	15–20	220	0,998	20–30	280	0,998	30–40
47	12-38	Алгасово – Петровск	49	0,996	58–63	49	0,996	63–68	49	0,996	68–80	49	0,996	80–90
48	33-12	Починки – Алгасово	210	0,998	12–17	210	0,998	17–22	210	0,998	22–30	210	0,998	30–40
49	40-38	Туймазы – Петровск	86	0,995	30–35	86	0,995	35–40	86	0,995	40–50	86	0,995	50–60
50	37-40	Оренбург – Туймазы	18	0,992	120–170	18	0,992	170–220	18	0,992	220–240	18	0,992	240–260
51	37-67	Оренбург – Домбровская	20	0,998	92–100	20	0,998	100–110	20	0,998	110–120	20	0,998	120–130
52	37-70	Оренбург – Ал. Гай	43	0,995	80–85	43	0,995	85–90	43	0,995	90–100	43	0,995	100–110
53	70-38	Ал. Гай – Петровск	38	0,994	100–105	38	0,994	105–110	38	0,994	110–120	38	0,994	120–130
54	70-26	Ал. Гай – Фролово	110	0,996	55–60	110	0,996	60–65	110	0,996	65–75	110	0,996	75–85
55	68-70	Макаг – Ал. Гай	70	0,994	65–70	70	0,994	70–75	70	0,994	75–85	70	0,994	85–95
56	68-29	Макаг – Астрахань	30	0,998	61–66	30	0,998	61–66	30	0,998	66–75	30	0,998	75–85
57	29-25	Астрахань – Моздок	39	0,994	53	39	0,994	58–63	39	0,994	63–70	39	0,994	70–80
58	29-26	Астрахань – Фролово	6	0,988	115–120	6	0,988	120–130	6	0,988	130–140	6	0,988	140–150
59	25-24	Моздок – Махачкала	20	0,994	52–58	20	0,994	52–58	20	0,994	58–63	20	0,994	70–80
60	25-71	Моздок – Владикавказ	8	0,995	100–110	8	0,995	110–120	8	0,995	120–140	8	0,995	140–160
61	27-25	Невинномысская – Моздок	33	0,998	63–68	33	0,988	66–73	33	0,988	73–85	33	0,988	85–95
62	23-27	Майкоп – Невинномысская	8	0,995	115–120	8	0,995	120–130	8	0,995	130–140	8	0,995	140–150
63	23-30	Майкоп – Ростов-на-Дону	22	0,997	120–130	22	0,997	130–140	22	0,997	130–140	22	0,997	140–150
64	31-40	Полянская – Туймазы	90	0,994	35–40	90	0,994	40–45	90	0,994	45–55	90	0,994	55–65
65	41-31	Долгодеревянская – Полянская	30	0,999	10–15	30	0,999	15–20	30	0,999	20–25	30	0,999	25–95
66	41-67	Долгодеревянская – Домбровская	27	0,994	115–120	27	0,994	120–130	27	0,994	130–140	27	0,994	140–150
67	42-41	Тюмень – Долгодеревянская	44	0,998	25–30	44	0,998	25–30	44	0,998	35–45	44	0,998	45–55
68	42-49	Тюмень – Омск	13	0,994	50–55	13	0,994	55–60	13	0,994	60–65	13	0,994	65–75
69	57-42	Сургут – Тюмень	90	0,989	65–70	90	0,989	70–75	90	0,989	75–80	90	0,989	85–90
70	58-57	Уренгой – Сургут	60	0,989	55–60	60	0,989	60–65	60	0,989	65–70	60	0,989	70–75
71	57-59	Сургут – Вертикос	9	0,998	50–55	9	0,989	50–55	9	0,998	55–60	9	0,998	65–70
72	59-50	Вертикос – Просоково	9	0,998	35–40	9	0,998	40–45	9	0,998	45–50	9	0,998	50–55
73	50-45	Просоково – Новокузнецк	18	0,998	50–55	18	0,998	55–60	18	0,998	60–65	18	0,998	65–70
74	50-48	Просоково – Новосибирск	13	0,999	30–35	13	0,999	35–40	13	0,999	40–45	13	0,999	45–50
75	48-49	Новосибирск – Омск	13	0,998	35–40	13	0,998	40–45	13	0,998	45–50	13	0,998	55–60
76	48-44	Новосибирск – Барнаул	6	0,999	35–40	6	0,999	40–45	6	0,999	45–50	6	0,999	50–55
77	30-27	Ростов-на-Дону – Невинномысская	37	0,991	43–48	37	0,991	48–53	37	0,991	53–58	37	0,991	58–65



78	65–20	Штокмановское – Мурманск	30	0,995	520–600	40	0,995	600–680	50	0,995	680–750	60	0,995	750–850
79	20–15	Мурманск – Петрозаводск	30	0,999	300–350	40	0,999	350–400	50	0,999	400–450	60	0,999	450–500
80	64–63	Ямал – Ухта	30	0,995	300–350	60	0,998	350–400	90	0,998	400–450	110	0,998	450–500
81	50–46	Просоково – Красноярск	–	–	–	30	0,999	100–110	30	0,999	110–120	30	0,999	120–150
82	46–47	Красноярск – Иркутск	–	–	–	30	0,999	100–110	30	0,999	110–120	30	0,999	120–150
83	46–66	Красноярск – Собиновское	–	–	–	15	0,998	110–120	20	0,998	120–130	20	0,998	130–150
84	67–47	Ковыгинское – Иркутск	–	–	–	30	0,999	50–55	40	0,999	55–60	45	0,999	60–65
85	68–67	Чаяндинское – Ковыгинское	–	–	–	30	0,995	150–160	40	0,995	160–170	45	0,995	170–180
86	68–55	Чаяндинское – Благовещенск	–	–	–	30	0,995	150–180	40	0,995	180–200	40	0,995	200–300
87	68–52	Чаяндинское – Якутск	–	–	–	–	–	–	10	0,995	150–200	10	0,995	200–250
88	47–43	Иркутск – Улан-Удэ	–	–	–	30	0,998	110–130	30	0,998	120–150	30	0,998	150–200
89	43–55	Улан-Удэ – Благовещенск	–	–	–	30	0,995	180–200	30	0,995	180–200	30	0,995	200–300
90	55–54	Благовещенск – Хабаровск	–	–	–	10	0,998	60–65	10	0,998	65–70	10	0,998	70–80
91	69–54	Оха – Хабаровск	10	0,995	120–150	10	0,995	150–180	10	0,995	180–200	10	0,995	200–220
92	72–52	Мастах – Якутск	2	0,998	82–90	2	0,998	90–95	2	0,998	95–100	2	0,998	100–110
93	54–53	Хабаровск – Владивосток	–	–	–	10	0,999	160–190	10	0,999	190–210	10	0,999	210–230
94	69–56	Оха – Ю. Сахалинск	30	0,999	120–150	30	0,999	150–180	30	0,999	180–200	30	0,999	200–210

<sup>\*)</sup> Приведены на рис. П.15

Пр и м е ч а н и е. Q, млрд м<sup>3</sup>/год – верхнее ограничение по магистральному транспорту газа; λ – коэффициент расхода газа на собственные нужды и утечки; C,  $\frac{\text{руб}}{1000\text{м}^3}$  – цены самофинансирования транспорта газа.

Для новых газотранспортных систем были рассчитаны упрощенные бизнес-планы. То есть для этих систем на период службы 30–35 лет были определены сроки строительства объектов, рациональные параметры, требуемые капиталовложения, цены самофинансирования и коэффициенты снижения пропускных способностей из-за расхода газа на СН и потери.

В табл. П.11 показаны результаты этих расчетов для существующих и новых агрегированных газотранспортных систем расчетного графа.

Научное издание

**Илькевич Николай Иванович**  
**Дзюбина Татьяна Владимировна**  
**Калинина Жанна Вадимовна**

**Многоуровневое моделирование развития систем газоснабжения**

Редактор *Е.Г. Макеенко*  
Оператор электронной верстки *О.М. Ковецкая*  
Дизайн обложки *Л.С. Даньшина*

---

Подписано в печать 24.11.2012. Бумага офсетная. Формат 70x100 1/16.  
Усл. печ. л. 13,5. Уч.-изд. л. 12,1. Тираж 300 экз. Заказ № 165.

---

Сибирская издательская фирма «Наука» АИЦ «Наука» РАН.  
630007, Новосибирск, ул. Коммунистическая, 1.  
Отпечатано полиграфическим участком ИСЭМ СО РАН.  
664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130

